

# RESPUESTAS A OBSERVACIONES REALIZADAS POR LOS USUARIOS E INSTITUCIONES INTERESADAS INSCRITAS EN EL REGISTRO DE PARTICIPACIÓN CIDADANA AL INFORME TÉCNICO PRELIMINAR DE EXPANSIÓN ANUAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2018, APROBADO MEDIANTE RESOLUCIÓN CNE N° 747 DE 14 DE NOVIEMBRE DE 2018.

## 1. EÓLICA LA ESTRELLA SPA

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	NA	<p>Considerando el actual proceso de planificación anual de la transmisión, a continuación se presentan los principales motivos para incorporar la construcción de la nueva SE Seccionadora PE Calbuco entre las SE El Empalme y la SE Calbuco, en la X Región de Los Lagos.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. La operación de nueva SE Seccionadora permite la redistribución de las cargas de la zona, facilitando la labor de la Empresa Distribuidora del lugar.</li> <li>2. La presencia de interruptores en la nueva SE Seccionadora brinda una condición de respaldo contra situaciones ambientales adversas.</li> <li>3. Considerando el aumento de demanda natural del sector, la existencia de una nueva SE Seccionadora incentiva la inversión de nuevos proyectos de generación para la región.</li> <li>4. El proyecto PE Calbuco se encuentra en desarrollo y contará con RCA aprobada el primer semestre de 2019. Este emitirá una solicitud de Solución de Conexión al momento de aprobarse la construcción de la nueva SE Seccionadora.</li> <li>5. Dada la ubicación extrema del proyecto, al permitir la conexión del PE Calbuco, la nueva SE Seccionadora disminuirá las pérdidas, mejorando la eficiencia de la zona.</li> <li>6. El proyecto PE Calbuco cuenta con los terrenos en donde se sugiere emplazar la nueva SE Seccionadora, por lo que no es necesario tramitar servidumbres.</li> </ol>	<p>Incorporar en el actual plan de expansión de la transmisión la construcción de la nueva SE Seccionadora PE Calbuco, ubicada entre las SE El Empalme y la SE Calbuco, en la X Región de Los Lagos.</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Parque Eólico La Estrella, asociada a la incorporación del nuevo proyecto "Nueva SE Seccionadora PE Calbuco", para realizar la conexión del nuevo Parque Eólico Calbuco y la redistribución de cargas de la zona, esta Comisión indica que, la zona no posee problemas de suficiencia en el mediano plazo que justifiquen la incorporación de un nuevo equipo de transformación 110/23 kV. Adicionalmente, esta Comisión analiza económicamente los beneficios de seccionar la línea 1x110 kV Empalme - Colaco o de realizar la construcción de una nueva línea desde el parque eólico hasta la S/E Empalme, resultando más eficiente para el sistema realizar el seccionamiento de la línea de transmisión. Conforme lo anterior, esta Comisión, incorporará la obra "Nueva SE Seccionadora Ilque" al Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018. Esta obra secciona la línea 1x110 kV Empalme - Colaco, pero no incorpora el equipo de transformación 110/23 de 16 MVA. Esta obra estará condicionada a la declaración en construcción del Parque Eólico Calbuco.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		7. Los aerogeneradores del PE Calbuco contarán con la tecnología necesaria para controlar reactivos, permitiendo la regulación de tensión del sector.		

## 2. ESPEJO DE TARAPACÁ SPA

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	<p>6. Metodología aplicada al proceso de planificación anual de la transmisión</p> <p>6.1 Objetivos y criterios generales de la planificación</p>	<p>En el artículo 87 de la Ley General de Servicios Eléctricos se explicita como criterio de la planificación de transmisión la búsqueda de instalaciones eficientes y necesarias para el desarrollo en los distintos escenarios energéticos que defina el Ministerio de Energía (escenarios definidos a través de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP)). La ley, a través del mismo artículo 87, también expresa literalmente que el proceso de planificación “deberá contemplar las holguras o redundancias necesarias para incorporar los criterios señalados precedentemente, y tendrá que considerar la información sobre criterios y variables ambientales y territoriales disponibles al momento del inicio de éste”.</p> <p>Tal como se explicita en el capítulo 6.1 del INFORME TÉCNICO PRELIMINAR PLAN DE EXPANSIÓN ANUAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2018, su elaboración tuvo en consideración los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la Ley para el sistema eléctrico. El mencionado capítulo 6.1 cita el artículo 87 de la Ley General de Servicios Eléctricos explicitando la contemplación de “holguras o redundancias necesarias para incorporar los criterios señalados precedentemente”, pero omite la continuación del artículo 87 de la mencionada Ley que dice “y tendrá que considerar la información sobre criterios y variables medioambientales y territoriales disponible al momento del inicio de éste”.</p>	<p>Incluir en el último párrafo del capítulo 6.1 la frase que completa lo estipulado en el artículo 87 de la Ley General de Servicios Eléctricos. Así, el último párrafo del capítulo 6.1 debiera quedar de la siguiente manera:</p> <p>Asimismo, el proceso de planificación contempló las holguras o redundancias necesarias para incorporar los criterios señalados precedentemente y tendrá que considerar la información sobre criterios y variables medioambientales y territoriales disponible al momento del inicio de éste, las que fueron determinadas de acuerdo al artículo 78 de la Ley y la metodología señalada en la Resolución Exenta N° 711, como también se consideraron los requerimientos y necesidades de acceso abierto a los sistemas de transmisión, particularmente, lo establecido en el artículo 79° de la Ley.</p>	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Espejo de Tarapacá, asociada a la metodología aplicada al proceso de planificación anual de la transmisión, numeral 6.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda con lo planteado en términos de precisar la redacción del referido numeral.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión hará una modificación en el numeral mencionado del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>En vista del espíritu y mandato literal de la Ley respecto a la incorporación de los criterios y variables medioambientales en el proceso de Planificación de la Transmisión, lo que además se encuentran en línea con los compromisos internacionales suscritos por nuestro País, se solicita completar la definición entregada en el párrafo final del capítulo 6.1 para que este incluya la consideración de criterios y variables medioambientales y territoriales dentro del proceso de la Planificación de la Transmisión, específicamente en el INFORME TÉCNICO PRELIMINAR PLAN DE EXPANSIÓN ANUAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2018, tal como mandata la Ley General de Servicios Eléctricos en su artículo 87.</p>		
2	<p>6.3.1 Criterios y variables ambientales y territoriales y objetivos de eficiencia energética</p>	<p>En el capítulo 6.3.1 “CRITERIOS Y VARIABLES AMBIENTALES Y TERRITORIALES Y OBJETIVOS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA” del INFORME TÉCNICO PRELIMINAR PLAN DE EXPANSIÓN ANUAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2018, la Comisión circunscribe los criterios y variables ambientales al informe del Ministerio de Energía remitido mediante Oficio Ord. N°475 de 29 de marzo de 2018. En el mismo capítulo menciona que se consideraron los objetivos de eficiencia energética del informe de la Planificación Energética de Largo Plazo (en adelante “PELP”, versión Informe Final Corregido del 19 de Febrero de 2018).</p> <p>Ahora bien, mientras la Comisión consideró las consideraciones de eficiencia energética que proviene de la PELP, no consideró los criterios y variables ambientales incluidos en la mencionada PELP. Cabe destacar que el Informe del Ministerio de Energía remitido mediante Oficio Ord. N°475 de 29 de marzo de 2018 sólo se refiere a las restricciones territoriales espaciales (tales como parques nacionales, reservas, monumentos, entre otros) y no a los Criterios y Variables Ambientales considerados tanto en el mensaje como en la historia de la Ley 20.936 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos y el cual, en cumplimiento con los principios de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación establecidos en el inciso segundo del artículo 87 de la Ley General de Servicios</p>	<p>Se propone que se mantengan los criterios de eficiencia energética de los escenarios de la PELP y las restricciones territoriales y espaciales del Informe “Variables Ambientales para la Planificación de la Transmisión. Informe Anual 2018” del Ministerio de Energía, pero que se agregue para cada escenario considerado las variables ambientales emanadas de los escenarios energéticos de la PELP al menos en lo que se refiere a la emisión de gases de efecto invernadero y su respectivo costo social. Lo anterior debe ser consistente tanto para el capítulo 6.3.1 como para el cálculo respectivo de cada escenario.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación planteada por la empresa Espejo de Tarapacá, asociada a los criterios y variables ambientales y territoriales y objetivos de eficiencia energética, numeral 6.3.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo planteado, en vista de que el artículo 87° de la LGSE establece expresamente que el proceso de planificación debe considerar "...la información sobre criterios y variables ambientales y territoriales [...] que proporcione el Ministerio de Energía [...]". Para estos efectos, el Ministerio de Energía deberá remitir a la Comisión, dentro del primer trimestre de cada año, un informe que contenga los criterios y variables señaladas precedentemente".</p> <p>Por su parte, el artículo 21° a) de la Resolución Exenta N° 711 dispone que la información de variables medioambientales y territoriales proporcionada por el Ministerio será considerada en la sub etapa de factibilidad y valorización de los proyectos.</p> <p>De lo anterior se desprende que las variables ambientales que la Comisión debe considerar en el proceso de planificación de la transmisión, son aquellas contenidas en el informe que el Ministerio debe proporcionar anualmente, no estando regulada la posibilidad de que se pueda considerar otra información de carácter ambiental contenida en otros instrumentos distintos del informe del Ministerio antes referido.</p> <p>Además, el artículo 21° de la Resolución Exenta N° 711, que contiene las normas reglamentarias que regulan la metodología aplicable al proceso de planificación, establece un mecanismo e instancia específicos de acuerdo a los cuales las variables ambientales contenidas en el informe del Ministerio deben ser consideradas.</p> <p>En conformidad a lo anteriormente expuesto, no es posible acceder a la propuesta de la empresa observante, en cuanto a considerar los criterios y variables ambientales contenidos en la PELP, específicamente en lo que se refiere</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Eléctricos, considera que los criterios y variables ambientales no pueden considerarse sólo como restricciones para la localización de infraestructura, sino que tienen por objeto propiciar una mayor sustentabilidad ambiental y territorial del Plan de Expansión de la Transmisión, por lo que deben incorporarse asimismo en la evaluación económica de los proyectos. En consideración de lo anterior, se solicita que se incluyan en el INFORME TÉCNICO PRELIMINAR PLAN DE EXPANSIÓN ANUAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2018, los Criterios y Variables Ambientales que mandata la Ley General de Servicios Eléctricos en su artículo 87 y que si fueron considerados en la PELP. Específicamente en lo que se refiere a la proyección de emisión de gases de efecto invernadero de cada escenario energético (criterio fundante por lo demás para la PELP), y su respectivo costo social.</p>		<p>a la proyección de emisión de gases de efecto invernadero de cada escenario energético, puesto que dicha propuesta no se condice con lo establecido en el artículo 87° de la LGSE ni en el artículo 21° de la Resolución Exenta N° 711.</p>
<p>3 6.3.4 Escenarios de generación para la planificación de la transmisión</p>	<p>La Ley General de Servicios Eléctricos en su artículo 87 señala que la Comisión deberá considerar la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) en el proceso de Planificación de la Transmisión.</p> <p>La PELP asimismo definió los Escenarios Energéticos en función de 6 factores, a saber:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Disposición social para proyectos</li> <li>2. Demanda energética</li> <li>3. Cambio tecnológico en almacenamiento en baterías</li> <li>4. Costo de externalidades ambientales</li> <li>5. Costo de inversión de tecnologías renovables</li> <li>6. Precios de combustibles fósiles.</li> </ol> <p>Cada uno de estos factores son fundantes para cada escenario energético de la PELP tal como define el Decreto Exento 92 del Ministerio de Energía (en adelante "DS92") que aprueba la PELP 2018-2022. Además, son de igual importancia y por ende ninguno más especial que otro de acuerdo a lo que se desprende del artículo 87 de la Ley General de Servicios Eléctricos y del DE 92. La omisión o minimización relativa de uno o más factores cambiarían por completo las conclusiones de escenarios planteados por la PELP.</p>	<p>Se solicita que se elimine la discriminación entre los seis factores fundantes de cada escenario energético y se consideren con igual importancia en el proceso de Planificación de la Transmisión y el Informe Final; en particular en el capítulo 6.3.4 como también en la evaluación de todos los proyectos.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación planteada por la empresa Espejo de Tarapacá, asociada a los Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión, numeral 6.3.4 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo planteado, habida cuenta que el mandato para la Comisión de considerar la PELP en el proceso de planificación de la transmisión, se encuentra establecido en el artículo 87° inciso segundo de la Ley, sin que en dicha disposición se establezca una relación de "vinculatoriedad" entre ambos procesos. Por su parte, la forma específica en que aquella debe considerarse en el proceso de planificación, en particular, los escenarios energéticos de aquella, se encuentra regulada en el artículo 11° número 5 de la Resolución Exenta N° 711. De acuerdo a lo anterior, la Comisión consideró los escenarios energéticos de la PELP para la conformación de los Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión, en cumplimiento de la norma reglamentaria antes referida, la que otorga un cierto grado de discrecionalidad respecto a la consideración de dichos escenarios y sus distintas variables y factores, razón por la cual esta Comisión estima que no se ha producido una hipótesis de discriminación respecto de dichas variables y factores, tal como lo afirma la empresa observante.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Por su parte, en el capítulo 6.3.4 del INFORME TÉCNICO PRELIMINAR PLAN DE EXPANSIÓN ANUAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2018, la Comisión define que en consideración de la Res. Exenta 711, le corresponde “evaluar cada uno de los escenarios de la PELP, y definir aquellos que permitan recoger o contener todas las variables y criterios de los escenarios intermedios contenidos en dicha planificación energética. Al efecto, el Decreto de la Planificación Energética (PELP) establece cinco escenarios energéticos equiprobables, los cuales surgen a partir de los siguientes factores, los que a su vez, recogen diferentes variables: disposición social para proyectos, demanda energética, cambios tecnológicos en almacenamientos en baterías, costos de externalidades ambientales, costos de inversión de tecnologías renovables y precio de combustibles fósiles. Dado estos factores y variables de análisis, de la PELP se obtienen diferentes planes de obra de generación para cada uno de los cinco escenarios definidos, los cuales ya incorporan las variables y factores previamente señalados, en especial la disposición social para proyectos, los cambios tecnológicos en almacenamientos de baterías y costos de externalidades ambientales”.</p> <p>Sin embargo, más adelante en el mismo capítulo 6.3.4 la Comisión confunde su potestad para elegir los escenarios energéticos que considerará en la Planificación de la Transmisión, con una atribución para discriminar entre los factores fundantes de la PELP que considera “principales” (a saber: demanda de energía eléctrica, precios de tecnologías y precios de combustibles), y el resto de los factores definidos en el DS92.</p> <p>A nuestro juicio, una discriminación entre los factores fundantes de la PELP descritos en el DS92 no solamente es errónea desde el punto de vista legal, sino que también técnico ya que el proceso de optimización de la PELP concluyó 5 escenarios energéticos en consideración de 6 factores; y por ende seleccionar dichos escenarios pero posteriormente solo considerar algunos factores para la Planificación de la Transmisión invalida el proceso mismo de determinación de los escenarios</p>		

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>energéticos ya que con distintos factores los resultados de la PELP hubiesen sido distintos y consecuentemente sus escenarios energéticos.</p> <p>En ningún caso existe una doble contabilización al incluir todos los factores fundantes. En particular, al no considerar en la Planificación de la Transmisión los costos de externalidades ambientales relacionados al costo variable de las unidades térmicas, se está cambiando la esencia de los escenarios concluidos en el PELP, y por lo tanto la sustentabilidad del sistema y el costo de operación resultante de la Planificación no será un buen reflejo de la realidad. Lo anterior es análogo a si la Comisión hubiese decidido que los precios de combustibles no fueran "principales" y los llevara a un valor nulo. En ambos casos es una inconsistencia crítica entre la PELP y la Planificación de la Transmisión.</p>		
<p>4</p> <p>6.3.4.3 Escenario 1, 6.3.4.4 Escenario 2, 6.3.4.5 Escenario 3, 6.3.4.6 Escenario 4, 6.3.4.7 Escenario 5</p>	<p>Se solicita que en cada uno de los escenarios se consideren los factores asociados a los costos de las externalidades definidos en la PELP y que son fundantes en la construcción de dichos escenarios, tal como se consideran los objetivos de eficiencia energética y los costos variables de las diferentes tecnologías. El no considerarlos invalida metodológicamente la esencia misma del escenario resultante ya que los escenarios fueron construidos en consideración de todos los factores definidos en el DS 92 del Ministerio de Energía.</p> <p>Tal como indica la PELP, las externalidades deben ser consideradas mediante su internalización en los costos variables de cada tecnologías y por ende las externalidades serán consideradas en los respectivos costos de operación.</p> <p>Esto en ningún caso sería una doble contabilización, sino que una consistencia entre la PELP y la Planificación de Transmisión (y consecuentemente en el INFORME TÉCNICO PRELIMINAR PLAN DE EXPANSIÓN ANUAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2018).</p> <p>El resultado de lo anterior, impactaría las evaluaciones de proyectos, pudiendo adelantar o retrasar obras de transmisión o aumentando su</p>	<p>Para la evaluación de los proyectos se solicita que los escenarios sean consistentes con la PELP y el despacho de las tecnologías internalicen el supuesto indicado en la misma PELP sobre los costos de externalidades. De esta manera se logrará evaluar adecuadamente las obras nuevas y de ampliación de Transmisión en concordancia con el mandato legal.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación planteada por la empresa Espejo de Tarapacá, asociada a los escenarios de generación y la consideración de los costos de externalidades ambientales definidas en la PELP, numeral 6.4.3 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018, esta Comisión no concuerda con lo planteado por la empresa, en términos de que el mandato para la Comisión de considerar la PELP en el proceso de planificación de la transmisión, se encuentra establecido en el artículo 87° inciso segundo de la Ley, sin que en dicha disposición se establezca una relación de "vinculatoriedad" entre ambos procesos. Por su parte, la forma específica en que aquella debe considerarse en el proceso de planificación, en particular, los escenarios energéticos de aquella, se encuentra regulada en el artículo 11° numero 5 de la Resolución Exenta N° 711.</p> <p>En particular, los escenarios de generación utilizados en el presente proceso de expansión constituyen una adecuación de los Escenarios Energéticos resultantes de la PELP, los cuales consideran los factores con incertidumbre, dentro de los cuales se encuentran los costos de externalidades ambientales, por lo que las evaluaciones realizadas a las obras propuestas ya contienen los costos de externalidades ambientales.</p> <p>Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018 en lo que se refiere a la materia observada.</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	capacidad para disminuir los costos de externalidades ambientales, por ejemplo para la línea HVDC que, en gran medida, transporta energía solar del norte al centro de consumo del país.		

### 3. TRANCHILE CHARRÚA TRANSMISIÓN

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
<p>1 Resolución Exenta Nº 747 14 de noviembre de 2018; Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018 de Noviembre de 2018, numerales 3.1.2 (página 21) y 7.1.2 (pág.: 128).</p>	<p>Proyecto Nº2: Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar</p> <p>Se observa una severa inconsistencia entre lo indicado en el proceso de licitación de la Obra Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nueva los Pelambres 2x220kV, 2x580MVA (en adelante el “Proyecto de Línea”), incluida dentro del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional para los doce meses siguientes fijado mediante Decreto Exento 422/2017 y lo señalado en los numerales 3.1.2 y 7.1.2 del Informe Técnico Preliminar que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2018 (en adelante “ITP 2018”)</p> <p>PROYECTO DE LÍNEA</p> <p>En relación con la licitación del Proyecto de Línea, dentro del proceso de consultas y respuestas, en la Circular Aclaratoria “D422-ON-Circ.-Aclarat-F-SCB-Periodo-27-01-18-al-21-02-18-2” se estableció lo siguiente:</p> <p>Consulta 32:  “Se solicita confirmar que en el momento de la construcción del paño en la SE Nueva Pan de Azúcar, objeto de este proyecto, el galpón y la loza de la GIS 220 kV estarán ampliados por el DS 373”.</p> <p>Respuesta:</p>	<p>Se solicita revisar las condiciones del proyecto nº2 Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar de forma que no afecte a los plazos comprometidos de la Obra Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar- Punta Sierra – Nueva Los Pelambres (incluida dentro del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional para los 12 meses siguientes fijado mediante Decreto Exento 422/2017), en cumplimiento con lo indicado en la licitación de este Proyecto de Línea, y resolverlo de alguna de las siguientes maneras:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Fijar la fecha de puesta en servicio del Proyecto Nº 2 detallada en la Página 21, numeral 3.1.1.3 del ITP 2018 en Septiembre 2020, así como especificar la adecuada coordinación para disponer de la ingeniería de este proyecto de tal manera que no impacte el Proyecto de Línea; o</li> <li>• Reasignar las instalaciones que requerirían de esta ampliación, detalladas en la página 128 numeral 7.1.2 del ITP 2018 en su última frase, reservando el área actualmente disponible en la S/E Nueva Pan de Azúcar para el Proyecto de Línea.</li> <li>• En caso de imposibilidad técnica de lo anterior, adoptar otras alternativas que permitan que la S/E Nueva Pan de Azúcar se encuentre disponible para el comienzo de la construcción de la conexión del Proyecto de Línea en los plazos y condiciones establecidos en el proceso de licitación del Proyecto de Línea, es decir Septiembre de 2020.</li> </ul>	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación planteada por la empresa Transchile Charrúa Transmisión, en el sentido de modificar el alcance de la obra “Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar”, de manera de no asignar tal obra de ampliación al proyecto “Nueva Línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nueva Los Pelambres”, y así no perjudicar los plazos comprometidos, esta Comisión concuerda con la empresa, toda vez que este último proyecto no tiene impedimento para completar las medias diagonales en la SE Nueva Pan de Azúcar 220 kV (de acuerdo a la obra de ampliación contenida en el DS N° 373, de 2016, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes).</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la descripción de la obra "Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>“Para el desarrollo de ofertas, los Proponentes deberán considerar que SE Nueva Pan de Azúcar contará con la extensión del Galpón GIS, extensión de la loza GIS y extensión de las barras de 220 kV con sus respectivos interruptores centrales”.</p> <p>En base a lo anterior el adjudicatario del mencionado Proyecto de Línea hizo entrega de la Carta Gantt como parte de los antecedentes requeridos en la oferta técnica, donde se detalla que las obras alcance de este proyecto en la SE Nueva Pan de Azúcar deben comenzar a los 21,5 meses desde la publicación del decreto de adjudicación en el Diario Oficial, involucrando un periodo de construcción posterior de 26,5 meses. Estas fechas sin considerar la información a nivel de ingeniería necesaria con anterioridad a efectos de poder desarrollar la ingeniería de la conexión y compra de suministros.</p> <p>El estado actual del decreto de adjudicación del Proyecto de Línea es que fue objeto de toma de razón el pasado 20 de noviembre de 2018 (según consulta estado de trámite), por lo que su publicación en el Diario Oficial es inminente.</p> <p>Para hacer el ejercicio del cálculo de fechas (y para facilidad de comprensión), consideramos que el decreto de adjudicación fuera publicado el 1 de diciembre de 2018, con lo que se concluye que la construcción de las conexiones del Proyecto de Línea a la subestación Nueva Pan de Azúcar deben comenzar en Septiembre de 2020, terminando en consecuencia en noviembre de 2022.</p> <p>AMPLIACIÓN DE NUEVA PAN DE AZÚCAR ITP 2018 Según lo detallado en el ITP 2018, se extrae la siguiente información:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Página 12, último párrafo: “se estima que Obras contenidas en el presente informe iniciarán su construcción en el primer semestre de 2020”.</li> <li>• Página 21, numeral 3.1.1.3: “El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley”.</li> </ul>		



Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Conforme a ello, la ampliación de la SE Nueva Pan de Azúcar (la "Ampliación") se encontrará finalizada y puesta en servicio entre los meses Enero y Junio de 2022, según la fecha en que sea publicado el decreto de adjudicación de este proyecto.</p> <p>INCONSISTENCIA</p> <p>Según lo indicado en la página 128 del ITP 2018, numeral 7.1.2 en su última frase "se requiere una obra de ampliación en la S/E Nueva Pan de Azúcar [...] con el objetivo de posibilitar la conexión de la nueva línea", en referencia al Proyecto de Línea.</p> <p>Lo anterior implica que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se incumplirían las condiciones fijadas durante la licitación del Proyecto de Línea, donde se requiere tener disponible la S/E Nueva Pan de Azúcar para la conexión del Proyecto de Línea en Septiembre de 2020, ya que, según el ITP 2018, solamente se dispondría de dicha conexión entre enero y junio de 2022, es decir, con un retraso de entre 16 a 22 meses respecto de las condiciones fijadas en la licitación del Proyecto de Línea; y</li> <li>• Quedaría como único plazo disponible para la realización de la conexión del Proyecto de Línea a la S/E Nueva Pan de Azúcar, el situado entre los 5 y 11 meses tras la puesta en servicio de la Ampliación de dicha SE, lo cual incumple igualmente las condiciones de licitación del Proyecto de Línea y escapa a toda viabilidad técnica.</li> </ul> <p>Por todo lo anterior, contrariamente a lo indicado en los documentos que forman parte del correspondiente proceso de licitación del Proyecto de Línea (por ejemplo, y sin limitación, el aludido proceso de consultas y respuestas) conforme al cual se presentó la oferta técnica (y en concreto la Carta Gantt) por el adjudicatario del Proyecto de Línea, la SE Nueva Pan de Azúcar no podría encontrarse disponible para su uso en los plazos indicados en la oferta técnica que se presentó en el referido proceso de licitación, es decir, Septiembre de 2020. Pues bien, parece evidente el radical cambio de condiciones de la licitación ya adjudicada del Proyecto de Línea.</p>		

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Adicionalmente, se hace presente que el proceso de planificación de transmisión debe ser realizado considerando los elementos indicados en el Artículo 87 de la Ley General de Servicios Eléctricos. Así, la letra a) del inciso segundo de dicho artículo, establece lo siguiente:</p> <p>“Por tanto, la planificación de la transmisión deberá realizarse considerando:</p> <p>a) La minimización de los riesgos en el abastecimiento, considerando eventualidades, tales como aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas;” (el destacado es nuestro).”</p> <p>Del texto anterior, se desprende que el mandato legal para la Comisión Nacional de Energía durante el proceso de planificación de transmisión implica, entre otras cosas, que se deben minimizar los riesgos que pudieran existir para el abastecimiento producto de, entre otras cosas, atrasos o indisponibilidades de la infraestructura energética.</p> <p>En este caso en particular, los plazos contenidos en el Informe Técnico Preliminar son contrarios al objeto indicado en la letra a) del artículo 87 de la Ley General de Servicios Eléctricos, puesto que los mismos implican un evidente retraso en la puesta en servicio del Proyecto de la Línea. Si bien lo anterior no significa de por sí que exista desabastecimiento del sistema, sí incrementa el riesgo de ello, y además, implicará que los supuestos utilizados en los procesos de planificación de transmisión anteriores no serán cumplidos.</p> <p>Por último, cabe señalar que, conforme a lo establecido en el número 4 del artículo 11 de la Resolución Exenta N° 711 de diciembre de 2017 del Ministerio de Energía (citada en los Considerandos del ITP 2018), la Comisión Nacional de Energía durante el proceso de Planificación de la Transmisión deberá considerar, a lo menos, el “Plan de obra de generación y transmisión”, que incluye, entre otras</p>		

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>cosas, “las obras de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo que hayan sido decretadas en algún proceso de planificación de transmisión anterior”.</p> <p>Dichas obras de transmisión decretadas en procesos de planificación anteriores, creemos, no han sido consideradas del todo, puesto que las fechas propuestas en el ITP 2018 para la ampliación de la SE Nueva Pan de Azúcar son incompatibles desde un punto de vista técnico con los plazos fijados por esta misma autoridad para el Proyecto de Línea.</p>		

#### 4. INTERCHILE S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	<p>3.1.1, 3.1.1.1., página 20 [OBRA DE AMPLIACIÓN: AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV MAITENCILLO – NUEVA MAITENCILLO]</p>	<p>En la descripción general del proyecto “Aumento de capacidad línea 2x220 kV Maitencillo – Nueva Maitencillo” no queda determinada la capacidad de los equipos de las subestaciones.</p> <p>ALCANCE SUBESTACIONES: En lo referente al alcance de las subestaciones, encontramos algunos faltantes que requerimos sean validados y/o incluidos:</p> <p>1. Confirmar que la potencia a transmitir son 1200 MVA (corriente nominal, 3150 A) y no 1600 MVA (4200 A). Considerar que no existen elementos en el mercado de mayor corriente a 4000 A para este nivel de tensión.</p> <p>2. SE Nueva Maitencillo, se valida que las dos derivaciones de la línea 2 x 220 KV de esta subestación están diseñadas a 2500 A, siendo necesario realizar cambio de bujes (6), ductos GIS de salida (80 metros aprox), desconectores de paño y barra (24 no mencionados en las consideraciones) y</p>	<p>3.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra</p> <p>El proyecto consiste en el cambio de conductor de la línea 2x220 kV Maitencillo – Nueva Maitencillo, que actualmente posee un conductor 4xACAR 500 MCM por circuito, por una configuración de conductores que permita una capacidad de transporte de, al menos, 1.200 MVA a 35° C con sol. Además, el proyecto considera el reemplazo del equipamiento necesario en las respectivas subestaciones para permitir transferencias acorde a la nueva capacidad del tramo, 1200 MVA.</p>	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Interchile, asociada a la descripción de la obra “Aumento de capacidad línea 2x220 kV Maitencillo – Nueva Maitencillo”, numeral 3.1.1.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda con lo planteado en términos de modificar la capacidad de transporte de la línea a, al menos, 1.200 MVA a 35°C con sol.</p> <p>Con respecto a incorporar el reemplazo de los equipamientos en las respectivas subestaciones o cambios en estructuras y/o fundaciones en la línea mencionada, esta Comisión concuerda en que existen trabajos que son necesarios al efectuar esta obra, pero estos ya son considerados en la descripción de la misma, particularmente en el primer párrafo del numeral 3.1.1.1, que menciona “Además, el proyecto considera el reemplazo del equipamiento serie necesario en las respectivas subestaciones para permitir transferencias acorde a la nueva capacidad del tramo”, lo que además se complementa con lo mencionado en el párrafo segundo que dice “El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como sistemas de comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos y modificaciones estructurales y de ferretería, si estas son necesarias, entre otras”. Conforme lo anterior, se modificará la descripción de la obra, en el sentido de</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>transformadores de corriente (36 módulos). Además, es necesario validar sísmicamente los cambios de elementos y tubería de transmisión de corriente de las derivaciones, considerar refuerzos en la estructura metálica de soporte de bujes.</p> <p>ALCANCE LÍNEAS: En lo referente al alcance de líneas, se propone el cambio de conductor a un conductor ACAR 4 x 500 MCM a ACCC Glasgow 4 x 467.1 kcmil, por lo cual se requiere hacer refuerzos de estructuras y cambios de herrajes.</p>		<p>precisar la capacidad de transporte de la línea en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
2	<p>3.1.1, 3.1.1.4, página 21 [OBRA DE AMPLIACIÓN: AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV MAITENCILLO – NUEVA MAITENCILLO]</p>	<p>ALCANCE COSTOS DE ADMINISTRACIÓN Vemos que en el desglose de valores estimados por la CNE se indican cubrimiento de costos directos del contratista, faenas, ingeniería, y algunos costos indirectos como gastos generales y seguros, sus propias utilidades y contingencias, sin embargo no se indica el cubrimiento de costos propios del concesionario, los cuales no dejan de ser relevantes y entre los cuales se consideran: (i) contraparte de revisión de ingeniería, (ii) gastos de administración del concesionario, como son, salarios del personal asignado a administra la ejecución, seguimiento mensual, PMO, viajes a sitio de faena, costos de personal de administración de contratos, (iii) costos financieros del concesionario ( para cubrir diferencia de pagos al contratista EPC y el recibo efectivo de ingresos), (iv) costos de boletas de garantía y (vi) gestión legal de contratos.</p> <p>Según el antecedente presentado por el VI [Figura 1]</p>	<p>3.1.1.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales</p> <p>El V.I. referencial del proyecto es de 4,148 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera valor de costo empresa de 10,56% por sobre el valor del contrato.</p> <p>El COMA referencial se establece en 66,37 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación planteada por la Empresa Interchile, asociada a la obra "Aumento de capacidad Línea 2x220 kV Maitencillo – Nueva Maitencillo", numeral 3.1.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018, y su valorización detallada en el numeral 3.1.1.4 del mismo informe, esta Comisión no concuerda con la empresa, en términos de que en la valorización no se deben considerar los gastos incurridos por el propietario de las obras, sino que sólo se consideran los gastos y utilidades de la empresa EPC, dado que la licitación asociada a la obra corresponde al trabajo del EPC. Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018 respecto de la materia observada.</p>
3	<p>3.1.2, 3.1.2.1., página 21 [OBRA DE AMPLIACIÓN: AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA PAN DE AZÚCAR]</p>	<p>En la descripción general del proyecto “Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar” no se considera el interruptor central.</p> <p>ANTECEDENTE: Las obras de Ampliación Nueva Maitencillo 220 kV y S/E Nueva Pan de Azúcar 220 kV presentadas en Decreto 373, PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL PARA LOS DOCE MESES SIGUIENTES, los VI referenciales fueron 3,60 y 3,53 millones de dólares respectivamente. Por lo cual entendemos que no se incluye un interruptor</p>	<p>3.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra El proyecto consiste en la ampliación del patio de 220 kV de la subestación Nueva Pan de Azúcar, realizando los trabajos para permitir la conexión del proyecto “Nueva Línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nueva Los Pelambres”.</p>	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Interchile, asociada a la obra “Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar”, esta Comisión indica que el alcance de las obras de ampliación en Nueva S/E Maitencillo 220 kV y S/E Nueva Pan de Azúcar 220 kV contenidas en el Decreto N° 373, de 2016, considera dos interruptores centrales, a diferencia de la obra contenida en el presente Plan de Expansión, que contiene un interruptor central. Por este motivo poseen valores de inversión distintos. Asimismo, las medias diagonales en S/E Nueva Pan de Azúcar contenidas en el Decreto N° 373 no tienen impedimento para ser completadas por el proyecto “Nueva Línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		central, porque este fue incluido en dicho Decreto. Al mismo tiempo entendemos que el nuevo Decreto contempla que la "Línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra" va asociado a los interruptores centrales J8 y J11 considerado en el Decreto 373, completando las diagonales en la S/E Nueva Pan de Azúcar.		Sierra – Nueva Los Pelambres". Por este motivo se modifica el alcance de la obra "Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar" del presente Plan de Expansión, de manera de no asignar dicha obra de ampliación al proyecto "Nueva Línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nueva Los Pelambres".
4	3.1.2.4, página 22 [OBRA DE AMPLIACIÓN: AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA PAN DE AZÚCAR]	<p>ALCANCE COSTOS DE ADMINISTRACIÓN</p> <p>Vemos que en el desglose de valores estimados por la CNE se indican cubrimiento de costos directos del contratista, faenas, ingeniería, y algunos costos indirectos como gastos generales y seguros, sus propias utilidades y contingencias, sin embargo no se indica el cubrimiento de costos propios del concesionario, los cuales no dejan de ser relevantes y entre los cuales se consideran: (i) contraparte de revisión de ingeniería, (ii) gastos de administración del concesionario, como son, salarios del personal asignado a administra la ejecución, seguimiento mensual, PMO, viajes a sitio de faena, costos de personal de administración de contratos, (iii) costos financieros del concesionario ( para cubrir diferencia de pagos al contratista EPC y el recibo efectivo de ingresos), (iv) costos de boletas de garantía y (vi) gestión legal de contratos.</p> <p>Se deben considerar el costo empresa como 630.000 dólares por los conceptos nombrados en el párrafo anterior.</p>	<p>3.1.1.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración referenciales</p> <p>El V.I. referencial del proyecto es de 2,443 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera valor de costo empresa de 35% por sobre el valor del contrato.</p> <p>El COMA referencial se establece en 38,82 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación planteada por la Empresa Interchile, asociada a la obra "Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar", numeral 3.1.2 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018, y su valorización detallada en el numeral 3.1.2.4 del mismo informe, esta Comisión no concuerda con la empresa, en términos de que en la valorización no se deben considerar los gastos incurridos por el propietario de las obras, sino que sólo se consideran los gastos y utilidades de la empresa EPC, dado que la licitación asociada a la obra corresponde al trabajo del EPC. Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018 respecto de la materia observada.</p>

## 5. CHILQUINTA ENERGÍA S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	4.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN; Sistema D, 4.1.3 Ampliación SE Punta Peuco	La empresa propietaria de la subestación Punta Peuco es CTNG, cuyas instalaciones consideran la barra de 110kV, los desconectores que conectan a la línea Las Vegas – Cerro Navia 110kV, el interruptor	Asignar el proyecto de Ampliación SE Punta Peuco a la empresa CTNG, propietaria de la subestación.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación planteada por la empresa Chilquinta Energía, asociada a la asignación de la obra "Ampliación en S/E Punta Peuco" a la empresa CNTG, esta Comisión no concuerda con la observante, toda vez que la obra</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Nº Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
Tabla N° 7. Página 45.	de 110kV que conecta al transformador "Polpaico 110/23kV", y el terreno donde están todas las instalaciones de transmisión existentes. No obstante, en la tabla N° 7 se señala que el proyecto de ampliación es asignado a Enel Distribución.  Debido a que CTNG es el propietario de la subestación y de gran parte de las instalaciones contenidas en esta, se debe asignar la ampliación de las instalaciones a CTNG. Por lo demás, se cuenta con espacio disponible para nuevas instalaciones.		propuesta tiene como objetivo la ampliación en capacidad de la S/E Polpaico, actualmente de propiedad Enel Distribución, mediante la instalación de un nuevo equipo de transformación 110/23 kV. En ningún caso se trata de una ampliación de la S/E Punta Peuco o S/E Tap Punta Peuco, de propiedad de Aes Gener. Sin perjuicio de lo anterior, se modificará el nombre de la subestación en el Informe Técnico Final, de manera de no generar confusión respecto del nombre y/o del propietario.  Conforme lo anterior, no se realizarán modificaciones en el la asignación del propietario de la obra mencionada en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018 respecto de la materia observada.
2 4.2 OBRAS NUEVAS; Sistema C, 4.2.1, NUEVA S/E SECCIONADORA RITOQUE.  Páginas 72 y 73.	Dada la ubicación sugerida del proyecto en el Informe Técnico Preliminar, se solicita modificar el nombre en base a la localidad donde será emplazada.	Reemplazar donde dice NUEVA S/E SECCIONADORA RITOQUE, por NUEVA S/E SECCIONADORA LONCURA	<b>Se acoge la observación.</b>  Con relación a la observación presentada por la empresa Chilquinta Energía, asociada al nombre de la obra "Nueva S/E Seccionadora Ritoque", numeral 4.2.1 del Sistema C del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda con lo planteado en términos de precisar en nombre de la obra de acuerdo a la ubicación de la misma. Conforme lo anterior, esta Comisión hará una modificación en el nombre de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
3 4.2 OBRAS NUEVAS; Sistema E, 4.2.3, NUEVA S/E CERRO SOMBRERO Y NUEVA LÍNEA 2x110 kV ALTO MELIPILLA - CERRO SOMBRERO.  Páginas 75 y 76.	El objetivo que busca la obra nueva propuesta puede cumplirse mediante la ampliación de la subestación existente Alto Melipilla, la cual dispone del espacio requerido por el proyecto y de un patio en 13.2kV. Además, el proyecto de ampliación se puede materializar con un menor valor de inversión, en un plazo menor al propuesto, manteniendo las características técnicas señaladas en la descripción del proyecto, y sin necesidad de construir una línea de transmisión.	Incorporar en el plan de expansión la obra de ampliación en S/E Alto Melipilla, que incluya el diseño, suministro, construcción y puesta en servicio de transformador 110/13,2 kV 30 MVA, del paño de conexión en 110 kV y de patio en MT para 5 alimentadores. El valor de inversión será igual a 2.7 MM USD y el plazo de ejecución igual a 20 meses. Se anexa cuadro de valorización y cronograma referencial.	<b>No se acoge la observación.</b>  En relación a la observación planteada por la empresa Chilquinta Energía, asociada al reemplazo de la obra "Nueva S/E Cerro Sombrero y Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla - Cerro Sombrero, Tendido del Primer Circuito", numeral 4.2.3 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018 , por la obra "Ampliación en S/E Alto Melipilla 110 kV: Instalación de Nuevo Transformador 110/13,2 kV 30 MVA", esta Comisión concuerda con la empresa en términos de que el objetivo de la obra propuesta inicialmente en el Informe Técnico Preliminar puede cumplirse más eficientemente con una obra alternativa. Sin embargo, la alternativa propuesta por la empresa no presenta la mejor relación costo-beneficio. En efecto, en vista de nuevos antecedentes entregados durante la etapa de observaciones, el proyecto "Nueva S/E Cerro Sombrero y Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla - Cerro Sombrero, Tendido del Primer Circuito", será reemplazado por la obra "Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla - Bajo Melipilla, Tendido del Primer Circuito", el cual cumple los objetivos de suficiencia para el abastecimiento de la zona, además de otorgar beneficios de seguridad y ser una obra más económica que la propuesta originalmente en el Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018. Si bien la alternativa propuesta por Chilquinta es más económica, sólo otorga seguridad a una fracción de los consumos, correspondiente a aquellos traspasados directamente desde la S/E Bajo Melipilla, en tanto que la obra que será incorporada en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				Transmisión Año 2018, adicionalmente entregará un respaldo para los consumos ubicados en las subestaciones El Monte, El Paico, El Maitén y Chocalán. Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones asociadas a la incorporación de una "Ampliación en S/E Alto Melipilla 110 kV: Instalación de Nuevo Transformador 110/13,2 kV 30 MVA" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
4	<p>9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS, N°15 S/E Los Rulos.</p> <p>Página 219 ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS.</p>	<p>A pesar de que la propuesta se encuentra definida como Proyecto no recomendado, se señala en los motivos de la no recomendación que los beneficios serían mejores si se conecta el proyecto de generación a la actual S/E Polpaico.</p> <p>Sin embargo, considerando que la distancia a dicha instalación es mayor a 51 km, se sugiere que sea evaluada y considerada la interconexión de la central a instalaciones existentes más cercanas, como puede ser la actual S/E Agua Santa (22 km app.) o un seccionamiento de la línea 2x220 kV San Luis – Agua Santa, esto con el fin de contar con un nuevo punto de inyección de energía al Gran Valparaíso, San Antonio y Melipilla.</p>	<p>Considerar en los futuros análisis de conexión el tener un nuevo punto de inyección de energía al Gran Valparaíso, a través de la actual S/E Agua Santa (distante app. 22 km) y/o seccionando la línea 2x220 kV San Luis – Agua Santa (app. a 9 km de distancia), con el fin de mejorar los beneficios económicos del proyecto y, a la vez, se pueda contar con un respaldo efectivo frente al plan de descarbonización de la zona de Ventanas, correspondiente a uno de los principales puntos de inyección de energía del sistema de Valparaíso y en el futuro, San Antonio y Melipilla a través de Nueva LT 2x220 kV "Troncal Costero".</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Chilquinta Energía, asociada al proyecto no recomendado "S/E Los Rulos", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda en que una conexión al sistema en 220 kV resulta más económica que conectarse a través de una nueva línea hacia la S/E Polpaico 500 kV. Además, al analizar la eficiencia de realizar un seccionamiento de la línea San Luis-Agua Santa o tender una nueva línea entre el proyecto de generación Los Rulos y la S/E Agua Santa o la S/E San Luis, se obtienen mayores beneficios al realizar una línea desde la central Los Rulos hasta la subestación Agua Santa. Por lo tanto, la alternativa señalada por la empresa observante si será analizada en futuros planes de expansión.</p>
5	<p>9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS, N°39 Refuerzo LT Laguna Verde - Algarrobo 66kV.</p> <p>Página 219 ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS.</p>	<p>El refuerzo del sistema de 66KV de Chilquinta Energía (LT Laguna Verde - Casablanca - San Antonio) permitirá aprovechar el nuevo punto de inyección desde Nueva Casablanca para suministrar las comunas del Litoral Central en cualquier escenario. El sistema de 66kV de Chilquinta Energía presentará problemas de regulación a partir del año 2019 (se adjunta documento "refuerzo sistema 66 kV"). Las pérdidas técnicas del sistema son mayores al 8% en demanda alta.</p> <p>Si bien el problema de tensión es corregido con la entrada del proyecto Troncal Costero (verano 2024), el refuerzo propuesto permitirá contar con un sistema robusto que podrá ser suministrado desde Laguna Verde, Nueva Casablanca o San Antonio ante cualquier evento sin importar la temporada. Adicionalmente, el refuerzo del sistema 66kV será necesario en el horizonte de los próximos 20 años, al superar el límite térmico de la actual línea Casablanca – Tap Algarrobo. Con el refuerzo propuesto se reducen las pérdidas en 2.3MW en demanda alta en el año 2022 y 2.5MW en demanda alta en el año 2023.</p>	<p>Incorporar dentro del Plan de Expansión 2018 el Refuerzo LT Laguna Verde - Algarrobo 66kV.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Chilquinta Energía, asociada al proyecto no recomendado "Refuerzo LT Laguna Verde - Algarrobo 66 kV", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que los resultados de la evaluación del proyecto mencionado, de acuerdo a lo establecido en la Resolución Exenta N° 711, concluyen que no existe la necesidad de ampliar el sistema ni de incorporar el proyecto en evaluación. Conforme a lo anterior, no se incorporarán lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
6	<p>9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS, N°40 Refuerzo LT San Antonio - Tap Algarrobo 66kV.</p> <p>Página 219 ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS.</p>	<p>El refuerzo del sistema de 66KV de Chilquinta Energía (LT Laguna Verde - Casablanca - San Antonio) permitirá aprovechar el nuevo punto de inyección desde Nueva Casablanca para suministrar las comunas del Litoral Central en cualquier escenario.</p> <p>El sistema de 66kV de Chilquinta Energía presentará problemas de regulación a partir del año 2019 (se adjunta documento "refuerzo sistema 66 kV"). Las pérdidas técnicas del sistema son mayores al 8% en demanda alta.</p> <p>Si bien el problema de tensión es corregido con la entrada del proyecto Troncal Costero (verano 2024), el refuerzo propuesto permitirá contar con un sistema robusto que podrá ser suministrado desde Laguna Verde, Nueva Casablanca o San Antonio ante cualquier evento sin importar la temporada. Adicionalmente, el refuerzo del sistema 66kV será necesario en el horizonte de los próximos 20 años, al superar el límite térmico de la actual línea Casablanca - Tap Algarrobo.</p> <p>Con el refuerzo propuesto se reducen las pérdidas en 2.3MW en demanda alta en el año 2022 y 2.5MW en demanda alta en el año 2023.</p>	<p>Incorporar dentro del Plan de Expansión 2018 el Refuerzo LT San Antonio - Tap Algarrobo 66kV</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Chilquinta Energía, asociada al proyecto no recomendado "Refuerzo LT San Antonio - Tap Algarrobo 66 kV", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que los resultados de la evaluación del proyecto mencionado, de acuerdo a lo establecido en la Resolución Exenta N° 711, concluyen que no existe la necesidad de ampliar el sistema ni de incorporar el proyecto en evaluación. Conforme a lo anterior, no se incorporarán lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
7	<p>9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS, N°41 Refuerzo LT Tap Algarrobo - Casablanca 66kV.</p> <p>Página 219 ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS.</p>	<p>El sistema de 66kV de Chilquinta Energía (LT Laguna Verde - Casablanca - San Antonio) presentará una regulación de tensión fuera de norma en los años 2019 a 2023 (se adjunta documento El refuerzo del sistema de 66KV de Chilquinta Energía (LT Laguna Verde - Casablanca - San Antonio) permitirá aprovechar el nuevo punto de inyección desde Nueva Casablanca para suministrar las comunas del Litoral Central en cualquier escenario.</p> <p>El sistema de 66kV de Chilquinta Energía presentará problemas de regulación a partir del año 2019 (se adjunta documento "refuerzo sistema 66 kV"). Las pérdidas técnicas del sistema son mayores al 8% en demanda alta.</p> <p>Si bien el problema de tensión es corregido con la entrada del proyecto Troncal Costero (verano 2024), el refuerzo propuesto permitirá contar con un</p>	<p>Incorporar dentro del Plan de Expansión 2018 el Refuerzo LT Tap Algarrobo - Casablanca 66kV</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Chilquinta Energía, asociada al proyecto no recomendado "Refuerzo LT Tap Algarrobo - Casablanca 66 kV", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que los resultados de la evaluación del proyecto mencionado, de acuerdo a lo establecido en la Resolución Exenta N° 711, concluyen que no existe la necesidad de ampliar el sistema ni de incorporar el proyecto en evaluación. Conforme a lo anterior, no se incorporarán lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>



Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>sistema robusto que podrá ser suministrado desde Laguna Verde, Nueva Casablanca o San Antonio ante cualquier evento sin importar la temporada. Adicionalmente, el refuerzo del sistema 66kV será necesario en el horizonte de los próximos 20 años, al superar el límite térmico de la actual línea Casablanca – Tap Algarrobo.</p> <p>Con el refuerzo propuesto se reducen las pérdidas en 2.3MW en demanda alta en el año 2022 y 2.5MW en demanda alta en el año 2023.</p>		
8	<p>9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS, N°42 Ampliación S/E Casablanca.</p> <p>Página 219 ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS.</p>	<p>La SE Casablanca tiene sus 2 transformadores operativos, T1 y T2 de 25MVA y 18MVA, respectivamente. Existe un problema de suficiencia, ya que la demanda máxima coincidente de la Subestación alcanza los 22MVA durante el verano (se adjunta lecturas del periodo 2016-2018) por lo que el T2 no es capaz de dar suministro a todos los clientes ante la salida del T1, incumpliendo el criterio N-1. En el proceso de presentación de propuestas, se adjuntaron antecedentes que señalan que no existe respaldo en MT con SSEE vecinas, y que la SE Casablanca suministra a las distribuidoras EMELCA y EDECSA.</p> <p>Adicionalmente, existen 5 PMGD en operación en la SE Casablanca con una capacidad instalada de 19.9 MVA, además de PMGD con ICC aprobados (listado adjunto) que superarán la capacidad nominal de ambos transformadores en caso de inversión de flujo.</p>	<p>Incorporar dentro del Plan de Expansión 2018 el reemplazo del transformador T2 de 18MVA por una nueva unidad de 30MVA.</p>	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Chilquinta Energía, asociada a la incorporación del proyecto no recomendado "Ampliación S/E Casablanca", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión, esta Comisión concuerda que frente al ingreso de nuevas unidades de generación que inyecten en la barra de 12 kV de la subestación se sobrepasará el 90% de la cargabilidad del transformador de 18 MVA. En particular, esto se desprende de la información adicional aportada por la empresa donde se informó la futura conexión de PMGDs a los alimentadores asociados a este equipo. Conforme a lo anterior, se incorpora lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
9	<p>9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS, N°44 Ampliación en S/E Peñablanca.</p> <p>Página 220 ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS.</p>	<p>Actualmente la SE Peñablanca abastece a la comuna de Villa Alemana. La demanda máxima registrada en el año 2018 fue de 16MVA en operación normal (se adjunta lecturas del periodo 2016-2018). Como la SE posee solo una unidad transformadora de 30 MVA, esta no cumple con criterio N-1. Actualmente, en caso de contingencia en la SE Peñablanca el respaldo se realiza a través de las redes MT desde la SE Quilpué, el que se verá limitado en el corto plazo debido a la creciente demanda de Quilpué, Villa Alemana y Limache (por capacidad de alimentadores y regulación de tensión) Además, se pretende tomar carga adicional desde las comunas de Limache y Olmué (5.63MW adicionales, se adjunta documento "Capex Dx 2019 zona</p>	<p>Incorporar dentro del Plan de Expansión 2018 la ampliación de la S/E Peñablanca a través de una nueva unidad de 30MVA.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Chilquinta Energía, asociada al proyecto no recomendado "Ampliación en S/E Peñablanca", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que los análisis de Suficiencia y Seguridad definidos en la Resolución Exenta N° 711, utilizan información de demanda de los consumos aguas abajo de la instalación a evaluar, registrados el año anterior al del proceso de planificación en curso para, de esta forma, construir un día promedio junto con su proyección para el periodo de análisis. Sin perjuicio a lo anterior, al considerar la información presentada por la empresa, el proyecto no genera los beneficios necesarios para presentar incluirlo en el presenta plan de expansión.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Quillota”), y se contempla la conexión del nuevo Hospital Marga Marga para el 2019 (2.8MW de demanda máxima, información adjunta en archivo “Datos hospital Marga Marga.zip” y en “Estudio de Factibilidad Hospital Marga Marga”). De este modo, el único transformador de la SE Peñablanca alcanzará un 77% de su capacidad nominal en 2019.</p>		<p>Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
10	<p>9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS, N°47 Ampliación S/E Playa Ancha.</p> <p>Página 220 ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS.</p>	<p>Existe una solicitud de aumento de potencia del cliente libre TPS (actualmente suministrado desde la S/E Valparaíso) de 9MW adicionales que, por capacidad, no puede ser suministrada por dicha S/E (se adjuntan documentos de solicitud de aumento de capacidad entregado por TPS). Por esta razón, se pretende dar suministro a través de la S/E Playa Ancha por medio de dos nuevos alimentadores.</p> <p>La S/E Playa Ancha tiene 2 transformadores: T1 de 20 MVA y T2 de 22.4 MVA. Las demandas máximas del año 2018 fueron 8.3MVA y 11.6MVA, respectivamente. De conectar el nuevo consumo de TPS al T1, este alcanzará el 87% de su capacidad nominal, y en caso de conectarse al T2, este llegará al 94% de su capacidad nominal. En ambos casos, dejará de cumplirse el criterio N-1 en la S/E.</p>	<p>Incorporar dentro del Plan de Expansión 2018 el reemplazo del transformador T1 de 20MVA por una nueva unidad de 30MVA.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Chilquinta Energía, asociada al proyecto no recomendado "Ampliación en S/E Playa Ancha", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que los análisis de Suficiencia, Seguridad y Resiliencia definidos en la Resolución Exenta N° 711, utilizan información de demanda de los consumos aguas abajo de la instalación a evaluar, registrados el año anterior al del proceso de planificación en curso para, de esta forma, construir un día promedio junto con su proyección para el periodo de análisis. De acuerdo a lo anterior, para el proceso de planificación anual de la transmisión del año 2018, se utilizaron como base los registros de demanda del año 2017 y, consecuentemente, para el proceso de planificación anual del año 2019 se utilizarán los registros de demanda del año 2018. Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
11	<p>9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS, N°51 Seccionamiento Tap Placeres.</p> <p>Página 220 ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS.</p>	<p>Con la entrada en operación de la SE La Pólvora, el criterio de seguridad N – 1 de S/E Placeres queda resuelto.</p> <p>Sin embargo, cualquier falla generada por incendios en la zona alta de Valparaíso, en dirección a SE Agua Santa o en cercanías de SE La Pólvora, provocará la salida de ambos circuitos de la línea 2x110 kV Agua Santa – Tap Placeres – La Pólvora, dejando sin servicio a la SE Placeres, afectando a cerca de 40 mil clientes. El proyecto Seccionamiento Tap Placeres busca aumentar la seguridad ante los mencionados eventos.</p> <p>Cabe mencionar que la salida de los circuitos 2x 110 kV Agua Santa – Tap Placeres – La Pólvora se debe entre otras causas al requerimiento de desconexión de la autoridad para el combate contra los incendios o la ionización del aire generado por la combustión.</p>	<p>Incorporar en el Plan de Expansión 2018 el seccionamiento del Tap Placeres, con el fin de aumentar la seguridad de suministro de la S/E Placeres ante hechos externos como los eventos de incendios.</p> <p>En anexos se muestra esquema eléctrico con la inclusión de la futura S/E La Pólvora y antecedentes históricos y climáticos de la zona.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Chilquinta, asociada al proyecto no recomendado "Seccionamiento Tap Placeres", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que la Resolución Exenta N° 711 define en su artículo 19°, Análisis de Seguridad y Resiliencia, que determina las necesidades de expansión de transmisión que permitan otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda de los clientes finales frente a contingencias, que para el Análisis de Seguridad de las instalaciones de transmisión zonal se cuantificará la energía no suministrada ante la salida intempestiva de la rama de la instalación de transmisión bajo análisis, no ante una desconexión de la instalación (criterio N-2) debido a requerimientos por emergencias.</p> <p>Conforme a lo anterior, no se incorporarán lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
12	<p>9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS, N°54 Nueva LT San Jerónimo - El Olivar.</p> <p>Página 220 ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS.</p>	<p>Según PLADECO, la zona norte de la comuna de Algarrobo es contemplada como zona de grandes operaciones inmobiliarias (PLADECO, pág. 21). Se adjuntan los antecedentes que complementan la presentación de propuestas, que indican que el nuevo polo de desarrollo inmobiliario se localiza en la zona norte de Algarrobo, requiriendo la construcción de la nueva S/E El Olivar y la nueva Línea San Jerónimo – El Olivar (Proyectos 54 y 55). También se adjunta documento “Disminución Pérdidas SE El Olivar”</p>	<p>Incorporar en el Plan de Expansión 2018 la nueva SE El Olivar y LT San Jerónimo – El Olivar</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Chilquinta Energía, asociada al proyecto no recomendado "SE El Olivar y LT San Jerónimo - EL Olivar", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que los resultados de la evaluación del proyecto mencionado, de acuerdo a lo establecido en la Resolución Exenta N° 711, concluyen que no existe la necesidad de ampliar el sistema ni de incorporar el proyecto en evaluación. Conforme a lo anterior, no se incorporarán lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
13	<p>9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS, N°55 Nueva S/E El Olivar.</p> <p>Página 220 ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS.</p>	<p>Según PLADECO, la zona norte de la comuna de Algarrobo es contemplada como zona de grandes operaciones inmobiliarias (PLADECO, pág. 21). Se adjuntan los antecedentes que complementan la presentación de propuestas, que indican que el nuevo polo de desarrollo inmobiliario se localiza en la zona norte de Algarrobo, requiriendo la construcción de la nueva S/E El Olivar y la nueva Línea San Jerónimo – El Olivar (Proyectos 54 y 55). También se adjunta documento “Disminución Pérdidas SE El Olivar”</p>	<p>Incorporar en el Plan de Expansión 2018 la nueva SE El Olivar y LT San Jerónimo – El Olivar</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Chilquinta Energía, asociada al proyecto no recomendado "SE El Olivar y LT San Jerónimo - EL Olivar", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que los resultados de la evaluación del proyecto mencionado, de acuerdo a lo establecido en la Resolución Exenta N° 711, concluyen que no existe la necesidad de ampliar el sistema ni de incorporar el proyecto en evaluación. Conforme a lo anterior, no se incorporarán lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
14	<p>9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS, N°59 Nueva Línea 1x110 kV Quillota – San Pedro.</p> <p>Página 221 ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS</p>	<p>El proyecto no recomendado 1x110 kV Nueva Línea Quillota – San Pedro considera la construcción de una nueva Línea entre las SS/EE antes mencionadas. Sin embargo, la línea existente Quillota – San Pedro cuenta con un tendido en operación, cuyas estructuras reticuladas soportan un segundo circuito, por lo que se recomienda considerar esta obra de ampliación, que además incluya las posiciones de línea 110 kV en S/E San Pedro y S/E Quillota.</p>	<p>Incorporar en el plan de expansión la obra de ampliación segundo circuito LT Quillota – San Pedro, que incluye la construcción de los paños de línea 110 kV en SE Quillota y SE San Pedro, realizando todas las adecuaciones requeridas para la conexión de este segundo circuito. El valor de inversión será igual a 1,8 MM USD y el plazo total igual a 20 meses. Se anexa registro fotográfico simple, cuadro de valorización y cronograma referencial.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Chilquinta Energía, asociada al proyecto no recomendado "Nueva Línea 1x110 kV Quillota – San Pedro", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión, tras realizar análisis eléctricos y estocásticos, no observa problemas de limitación de transmisión o que la falla de la línea Quillota - San Pedro se exporte al resto del sistema. Para este último análisis, el escenario consideró la demanda máxima coincidente al año 2024 del sistema de 110 kV de Chilquinta, y que las unidades 1 y 2 de la Central Ventanas están fuera de servicio. Conforme a lo anterior, no se incorporarán lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>

## 6. TAMAKAYA ENERGÍA SPA

Identificación del Título, Subtítulo, Nº Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1 Página 102, Tabla 28 Proyección del precio del GNL	Las proyecciones del GNL para escenarios Bajo, Medio y Alto son constantes en los primeros 10 años del horizonte de estudio, sólo varían a partir del año 2027.	Modelación debiera considerar volatilidad del GNL antes de 10 años.	<b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa Tamakaya Energía, asociada a las proyecciones del precio del combustible GNL, numeral 6.3.5 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, en el entendido que la proyección de precios de combustibles que se debe considerar en el proceso de planificación se encuentra establecida en el artículo 11° número 1 de la Resolución Exenta N° 711. En dicho artículo se señala, respecto de la proyección de precios del GNL, Carbón y Crudo WTI, que para los primeros diez años del horizonte de análisis del proceso de planificación, se utilizarán las proyecciones efectuadas en el Informe Técnico Definitivo del proceso de fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo correspondiente al primer semestre de cada año. De acuerdo a lo anterior, no posible acoger la observación de la empresa, en el sentido de considerar la volatilidad del GNL antes de 10 años, puesto que dicha propuesta no es consistente con lo establecido en la Resolución Exenta N° 711 en cuanto a la proyección de precios de combustibles.
2 Página 108, Tabla 29 Proyección del precio del Carbón	Las proyecciones del Carbón para escenarios Bajo, Medio y Alto son constante en los primeros 12 años del horizonte de estudio, sólo varían a partir del año 2029.	Modelación debiera considerar volatilidad del Carbón antes de 12 años.	<b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa Tamakaya Energía, asociada a las proyecciones del precio del combustible Carbón, numeral 6.3.5 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, en el entendido que la proyección de precios de combustibles que se debe considerar en el proceso de planificación se encuentra establecida en el artículo 11° número 1 de la Resolución Exenta N° 711. En dicho artículo se señala, respecto de la proyección de precios del GNL, Carbón y Crudo WTI, que para los primeros diez años del horizonte de análisis del proceso de planificación, se utilizarán las proyecciones efectuadas en el Informe Técnico Definitivo del proceso de fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo correspondiente al primer semestre de cada año. De acuerdo a lo anterior, no posible acoger la observación de la empresa, en el sentido de considerar la volatilidad del GNL antes de 10 años, puesto que dicha propuesta no es consistente con lo establecido en la Resolución Exenta N° 711 en cuanto a la proyección de precios de combustibles.
3 Página 122, punto 6.4.4 Definición del Riesgo de Transmisión (RTC)	Contiene en su denominador un N° de Productores Activos	Clarificar el rol del N° de productores activos, ya que es un n° escalar que no discrimina por tamaño de productores y/o alguna característica relevante de los mismos.	<b>Se acoge la observación.</b> Con relación a la observación planteada por la empresa Tamakaya Energía, asociada al análisis de Mercado Eléctrico Común, numeral 6.4.4 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018, esta Comisión señala lo siguiente: Se entiende por "productor activo" al agente presente en el mercado eléctrico que es capaz de inyectar energía al sistema, la que se valoriza en la barra de inyección a costo marginal. En particular, para el ejercicio realizado en el actual proceso de expansión, se definen como "productores activos" a los generadores

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>presentes en la modelación estocástica utilizada, los cuales, en algunos casos, se encuentran desagregados por unidades de generación y, en otros casos, por centrales de generación. De las salidas del modelo estocástico se obtienen las inyecciones de cada productor activo, tanto en dinero (USD) como en energía (MWh), y con estos valores se calcula el Precio Medio de Inyección "PMI" (USD/MWh) para cada uno de los productores activos. De la misma forma, se calculan el Precio Medio de Retiro (PMR). Posteriormente, se determina el índice de Riesgo de Transmisión "RT", que corresponde a la sumatoria de las diferencias, en valor absoluto, entre el PMR de un consumo particular (valor anual) y el PMI de cada uno de los productores activos (valor anual de cada uno de los generadores que inyectaron en el año). Este valor "RT" se divide por el número de productores activos presentes en cada punto de inyección, de manera de obtener un valor promedio. Cabe destacar que el número de productores activos cambia año a año en cálculo del RT, ya que periódicamente van ingresando nuevas unidades de generación o centrales al sistema, de acuerdo a los planes de obras de generación utilizados en este proceso de expansión.</p>
4	<p>Página 132, punto 7.1.1</p> <p>Aumento de capacidad Línea 2x220 kV Maitencillo – Nueva Maitencillo</p>	<p>En el Informe se justifica esta obra para permitir evacuar energía desde nodo Maitencillo, para transitar por los nuevos circuitos en 220 kV de la nueva línea Nueva Maitencillo – Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar, de acuerdo a lo dispuesto en el Decreto Exento N°373/2016. No obstante, el referido decreto no contiene información de la Línea en 220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar</p>	<p>Revisar y corregir obra de ampliación propuesta. Revisar y corregir monto de V.I. y COMA respectivos.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación planteada por la Empresa Tamakaya Energía, asociada a la obra "Aumento de capacidad Línea 2x220 kV Maitencillo – Nueva Maitencillo", numeral 3.1.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018 y la mención de la línea "Nueva Maitencillo – Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar" en el numeral 7.1.1 del mismo informe, esta Comisión no concuerda con la empresa, en términos de que el Decreto Exento 373 del año 2016 sí contiene la obra "Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA" (en el artículo segundo, numeral 1.2.). Adicionalmente, en relación a la propuesta realizada por la empresa, Tamakaya Energía no entrega mayores antecedentes que sustenten la solicitud de revisar y corregir la descripción de la obra y, por consecuencia, su valorización. Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018 respecto a la materia observada.</p>
5	<p>Página 135, Tabla 36</p> <p>Tasas de descuento</p>	<p>¿Cuál es el criterio para seleccionar tasas de descuento con valores de 5%, 6% y 7%?</p>	<p>La Ley Eléctrica establece tasas de descuento después de impuesto en un rango de 7% a 10%.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Los motivos para establecer las tasas de descuento que observa la empresa, se encuentran indicados en el artículo segundo transitorio de la Resolución Exenta N° 711, y consisten en que, dado que no se encuentran publicadas las bases técnicas y administrativas definitivas de la licitación del Estudio de Valorización a que se refiere el artículo 107° de la Ley, y dado que tampoco se encuentra regulada la metodología para la determinación del ajuste por efecto de impuestos a la renta a que se refiere el artículo 103° de la Ley, el VATT de las alternativas de expansión, para efectos de la etapa de análisis técnico económico, se determinó considerando la suma de un intervalo de valores posibles de AVI de la obra y el COMA de la obra, procediéndose de la forma en que se establece en las letras a)</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				y b) del referido artículo segundo transitorio, según se trate de una obra de ampliación o de una obra nueva.
6	Página 137, Gráfico 1 Efecto de la Línea HVDC	<p>El gráfico presenta efecto de la Línea HVDC desde el año 2029.</p> <p>Por otra parte, en la Tabla 40 se indican parámetros de las condiciones de operación en Diciembre-2030, y en gráfico de CMg, página 153, aparece efecto de la Línea desde 2030.</p> <p>Hay inconsistencia en fechas de entrada en servicio de la Línea HVDC</p>	Se solicita revisar fecha de entrada en servicio de la Línea HVDC.	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Tamakaya Energía, asociada a la obra "Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre", numeral 7.1.3.2 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018, esta Comisión concuerda con la empresa, en términos de que existe un error en el gráfico señalado. En particular, los flujos se desplegaron con un año de adelanto debido a una selección errónea de los datos al definir el eje temporal del gráfico. Conforme lo anterior, esta Comisión modificará en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018. los gráficos que presenten el error mencionado.</p>
7	Página 146, punto 7.1.3.4 Revisión posterior	Se indica que la Comisión condicionará la licitación de la obra a una revisión posterior. Se solicitará explicitar el mecanismo de revisión posterior a la que se hace mención en forma y en tiempo.	Hacer explícita la revisión de esta obra en sucesivas verificaciones anuales de expansión del sistema de transmisión por parte del Coordinador y la Comisión.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Tamakaya Energía, asociada al condicionamiento de la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre, numeral 7.1.3.4 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión señala que el Informe Técnico ya establece la oportunidad en que se debe revisar y constatar el cumplimiento o no de la condición, esto es, en el último informe técnico definitivo que se haya emitido previamente a que corresponda efectuar el llamado a licitación de la referida obra, una vez ya publicado el decreto de expansión al que se refiere el artículo 92 de la Ley o el decreto que fija la franja preliminar referido en el artículo 94 de la ley, según corresponda. Por otra parte, esta Comisión ha modificado la condición contenida en el ITP, explicitando que la condición consiste en que se verifique que la obra nueva línea HVDC Kimal-Lo Aguirre, previo a su licitación, igualmente cumple con todos los requisitos y la metodología que esté vigente en dicho momento para resultar recomendada en el plan de expansión. En conformidad lo anterior, esta Comisión estima que lo solicitado por la empresa en su observación, en cuanto a aclarar la forma y tiempo en que se revisará el cumplimiento de la condición de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre, ya se encuentra cumplido en el Informe Técnico Final.</p>

## 7. MAINSTREAM RENEWABLE POWER

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	3.1.4. Ampliación S/E Cumbre	Esta obra queda condicionada a la declaración en construcción de la Planta Solar Fotovoltaica Almeyda o Malgarida II, ambos propiedad de Acciona Energía Chile SpA. Actualmente ninguno de los dos proyectos tiene aprobación de conexión por parte del Coordinador.	Eliminar la condición, y que la obra se licite independiente de la declaración en construcción de los proyectos mencionados.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Mainstream Renewable Power, asociada al condicionamiento de la obra Ampliación en S/E Cumbre, numeral 3.1.4 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018, esta Comisión no concuerda con lo planteado por la empresa, en términos de que el artículo 87° establece como uno de los objetivos que la Comisión debe considerar en el proceso de planificación es la competencia y la diversificación, siendo también uno de los criterios a tener en cuenta "La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio" (letra b) del artículo 87° de la Ley).</p> <p>Lo anterior se relaciona directamente con la obligación que se desprende del artículo 79° de la Ley, de considerar los requerimientos y necesidades de acceso abierto a los sistemas de transmisión en el proceso de planificación, lo que se encuentra establecido además en el artículo 7° de la Resolución Exenta N° 711.</p> <p>La condición a la que se sujetó la licitación de la obra "Ampliación en S/E Cumbre" obedece a la obligación por parte de la Comisión de planificar obras que permitan dar cumplimiento a los objetivos y criterios establecidos en los artículos antes citados. En este sentido, la obra "Ampliación en S/E Cumbre" únicamente en la medida que se concrete alguno de los proyectos de generación indicados en el ITP: Planta Solar Fotovoltaica Almeyda o Planta Solar Fotovoltaica Malgarida II.</p> <p>La razón para incluir desde ya en el presente proceso de planificación la obra antes mencionada radica en la necesidad de que ésta se encuentre disponible una vez que se concreten en los proyectos de generación antes indicados, cumpliéndose así con uno de los objetivos de la Ley N° 20.936, a saber, que la transmisión se adelantara a la generación, de manera que aquella dejara de ser un obstáculo para el desarrollo de ésta.</p> <p>De acuerdo a lo anterior, no es posible acceder a lo solicitado por la empresa en su observación, toda vez que el condicionamiento del llamado a licitación de la obra "Ampliación en S/E Cumbre" obedece al cumplimiento de lo establecido en los artículos 79° y 87° de la Ley, y del artículo 7° de la Resolución Exenta N° 711.</p> <p>Sin perjuicio de lo señalado anteriormente, se aclara que, una vez que la obra de transmisión sea fijada por el decreto de expansión correspondiente, el Coordinador podrá autorizar la conexión de los proyectos de generación en dicha obra, en conformidad a lo establecido en el inciso cuarto del artículo 79° de la Ley ("El Coordinador aprobará la conexión a los sistemas de transmisión en aquellas subestaciones existentes, o en las definidas en la planificación de la transmisión</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				a que hace referencia el artículo 87°..."). Así, teniendo el punto de conexión autorizado, los titulares de los proyectos de generación podrán solicitar su declaración en construcción.
2	3.1.5. Ampliación S/E Ciruelos	Obra queda condicionada a la declaración en construcción del Parque Eólico Pichilingue, propiedad de Acciona Energía Chile SpA. Actualmente este proyecto no tiene aprobación de conexión por parte del Coordinador.	Eliminar la condición, y que la obra se licite independiente de la declaración en construcción del proyecto mencionado.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Mainstream Renewable Power, asociada al condicionamiento de la obra Ampliación en S/E Ciruelos, numeral 3.1.5 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018, esta Comisión no concuerda con lo planteado por la empresa, en términos de que el artículo 87° establece como uno de los objetivos que la Comisión debe considerar en el proceso de planificación es la competencia y la diversificación, siendo también uno de los criterios a tener en cuenta "La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio" (letra b) del artículo 87° de la Ley).</p> <p>Lo anterior se relaciona directamente con la obligación que se desprende del artículo 79° de la Ley, de considerar los requerimientos y necesidades de acceso abierto a los sistemas de transmisión en el proceso de planificación, lo que se encuentra establecido además en el artículo 7° de la Resolución Exenta N° 711.</p> <p>La condición a la que se sujetó la licitación de la obra "Ampliación en S/E Ciruelos" obedece a la obligación por parte de la Comisión de planificar obras que permitan dar cumplimiento a los objetivos y criterios establecidos en los artículos antes citados. En este sentido, la obra "Ampliación en S/E Ciruelos" únicamente en la medida que se concrete alguno el proyecto de generación indicado en el ITP: Parque Eólico Pichilingue.</p> <p>La razón para incluir desde ya en el presente proceso de planificación la obra antes mencionada radica en la necesidad de que ésta se encuentre disponible una vez que se concreten en los proyectos de generación antes indicados, cumpliéndose así con uno de los objetivos de la Ley N° 20.936, a saber, que la transmisión se adelantara a la generación, de manera que aquella dejara de ser un obstáculo para el desarrollo de ésta.</p> <p>De acuerdo a lo anterior, no es posible acceder a lo solicitado por la empresa en su observación, toda vez que el condicionamiento del llamado a licitación de la obra "Ampliación en S/E Ciruelos" obedece al cumplimiento de lo establecido en los artículos 79° y 87° de la Ley, y del artículo 7° de la Resolución Exenta N° 711.</p> <p>Sin perjuicio de lo señalado anteriormente, se aclara que, una vez que la obra de transmisión sea fijada por el decreto de expansión correspondiente, el Coordinador podrá autorizar la conexión de los proyectos de generación en dicha obra, en conformidad a lo establecido en el inciso cuarto del artículo 79° de la Ley ("El Coordinador aprobará la conexión a los sistemas de transmisión en aquellas</p>



Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>subestaciones existentes, o en las definidas en la planificación de la transmisión a que hace referencia el artículo 87°..."). Así, teniendo el punto de conexión autorizado, los titulares de los proyectos de generación podrán solicitar su declaración en construcción.</p>
3	4.1.5. Ampliación S/E Calama 110 kV	<p>Obra queda condicionada a la declaración en construcción del proyecto Planta Solar Fotovoltaica Usya, propiedad de Acciona Energía Chile SpA. Actualmente este proyecto no tiene aprobación de conexión por parte del Coordinador.</p>	<p>Eliminar la condición, y que la obra se licite independiente de la declaración en construcción del proyecto mencionado.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Mainstream Renewable Power, asociada al condicionamiento de la obra Ampliación en S/E Calama, numeral 4.1.5 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018, esta Comisión no concuerda con lo planteado por la empresa, en términos de que el artículo 87° establece como uno de los objetivos que la Comisión debe considerar en el proceso de planificación es la competencia y la diversificación, siendo también uno de los criterios a tener en cuenta "La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio" (letra b) del artículo 87° de la Ley).</p> <p>Lo anterior se relaciona directamente con la obligación que se desprende del artículo 79° de la Ley, de considerar los requerimientos y necesidades de acceso abierto a los sistemas de transmisión en el proceso de planificación, lo que se encuentra establecido además en el artículo 7° de la Resolución Exenta N° 711.</p> <p>La condición a la que se sujetó la licitación de la obra "Ampliación en S/E Calama" obedece a la obligación por parte de la Comisión de planificar obras que permitan dar cumplimiento a los objetivos y criterios establecidos en los artículos antes citados. En este sentido, la obra "Ampliación en S/E Calama" únicamente en la medida que se concrete alguno del proyecto de generación indicado en el ITP: Planta Solar Fotovoltaica Usya.</p> <p>La razón para incluir desde ya en el presente proceso de planificación la obra antes mencionada radica en la necesidad de que ésta se encuentre disponible una vez que se concreten en los proyectos de generación antes indicados, cumpliéndose así con uno de los objetivos de la Ley N° 20.936, a saber, que la transmisión se adelantara a la generación, de manera que aquella dejara de ser un obstáculo para el desarrollo de ésta.</p> <p>De acuerdo a lo anterior, no es posible acceder a lo solicitado por la empresa en su observación, toda vez que el condicionamiento del llamado a licitación de la obra "Ampliación en S/E Calama" obedece al cumplimiento de lo establecido en los artículos 79° y 87° de la Ley, y del artículo 7° de la Resolución Exenta N° 711.</p> <p>Sin perjuicio de lo señalado anteriormente, se aclara que, una vez que la obra de transmisión sea fijada por el decreto de expansión correspondiente, el Coordinador podrá autorizar la conexión de los proyectos de generación en dicha obra, en conformidad a lo establecido en el inciso cuarto del artículo 79° de la Ley</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				("El Coordinador aprobará la conexión a los sistemas de transmisión en aquellas subestaciones existentes, o en las definidas en la planificación de la transmisión a que hace referencia el artículo 87°..."). Así, teniendo el punto de conexión autorizado, los titulares de los proyectos de generación podrán solicitar su declaración en construcción.
4	6.3.6 Modelamiento de la demanda y de las unidades solares y eólicas	Al no considerar una relación temporal entre el afluente hídrico y el eólico (con la data disponible) puede generar inconsistencias en el despacho económico para efectos de las propuestas de ampliaciones y/o obras nuevas recomendadas en algunas zonas del SEN, especialmente en la zona sur. Es decir, podrían existir zonas con congestión y que para efectos de la recomendación de obras esto no se observe adecuadamente.	Se propone realizar un análisis de correlación temporal entre el afluente hídrico y el eólico para los 37 años de datos y especialmente en la zona sur.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Debido a que en el modelamiento de las centrales eólicas elaborado por esta Comisión en los procesos de planificación previos al actual, se utilizaba un perfil promedio mensual, que no permitía modelar adecuadamente la variabilidad de éste tipo de tecnologías, esta Comisión, para efectos de la elaboración del Plan de Expansión 2018, desarrolló una metodología en la cual se utilizan afluentes de días representativos por mes para modelar las centrales eólicas. De este modo, es posible modelar adecuadamente la variabilidad de este tipo de tecnología, permitiendo así lograr despachos del orden de 0,9 por unidad en algún bloque, según corresponda.</p> <p>Por otra parte, respecto a la eventual correlación que pudiese existir entre los afluentes hídricos-eólicos, debido a que no se cuenta con 60 años de datos sobre perfiles eólicos para poder modelarla adecuadamente, esta Comisión optó por establecer una metodología en la cual se selecciona un año aleatorio, es decir, no se considera aquella eventual correlación para efectos del modelo. Si bien la observante señala que podrían modelarse 37 años respetando la correlación hídrico-eólica, no podría establecerse una metodología similar para al menos los 20 años restantes*, siendo de este modo inadecuado aplicar una metodología respecto de solo una parte del total de los datos</p> <p>Finalmente cabe destacar que el problema de despacho económico es de naturaleza estocástico, por lo tanto, si bien no es modelada la eventual correlación hídrico-eólica, la resolución del problema en sí se basa en modelar estocásticamente las variables que uno considere de este modo. Por lo tanto, dentro de la misma resolución se tienen considerados los afluentes seco-húmedo y ventoso-no ventoso.</p> <p>*3 años hídricos son de naturaleza sintética.</p>
5	6.3.6 Modelamiento de la demanda y de las unidades solares y eólicas	En cuanto a la cantidad de 60 días totales escogidos de manera aleatoria para representar los afluentes de cada mes, no queda claro si se consideró que para un año "x" el valor de energía anual se respeta o no.	Se recomienda confirmar o ratificar en el informe que independiente de la elección aleatoria, es consistente con la energía anual generada para cada proyecto y del escenario Hidrológico/eológico respectivo.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Se aclara que una central cuyo recurso primario es de origen variable, tales como las hídricas o eólicas, pueden presentar distintos factores de planta debido a la disponibilidad del recurso, existiendo de este modo años húmedos o secos para las centrales hídricas, y años "ventosos" y "no ventosos" para las centrales eólicas.</p>
6	4.2.6 Nueva S/E seccionadora Litueche	Obra queda condicionada a la declaración en construcción de uno o más proyectos de generación en la zona, que individualmente o en su conjunto alcancen una capacidad superior a 50 MW. Actualmente no hay proyectos en la zona que estén declarados en construcción.	Eliminar la condición, y que la obra se licite independiente de la declaración en construcción del proyecto mencionado.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Mainstream Renewable Power, asociada al condicionamiento de la obra Ampliación en S/E Litueche, numeral 4.2.6 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018, esta Comisión no concuerda con lo planteado por la empresa, en términos de que el artículo 87° establece como uno de los objetivos</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>que la Comisión debe considerar en el proceso de planificación es la competencia y la diversificación, siendo también uno de los criterios a tener en cuenta "La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio" (letra b) del artículo 87° de la Ley).</p> <p>Lo anterior se relaciona directamente con la obligación que se desprende del artículo 79° de la Ley, de considerar los requerimientos y necesidades de acceso abierto a los sistemas de transmisión en el proceso de planificación, lo que se encuentra establecido además en el artículo 7° de la Resolución Exenta N° 711.</p> <p>La condición a la que se sujetó la licitación de la obra "Ampliación en S/E Litueche" obedece a la obligación por parte de la Comisión de planificar obras que permitan dar cumplimiento a los objetivos y criterios establecidos en los artículos antes citados. En este sentido, la obra "Ampliación en S/E Cumbre" únicamente en la medida que se concrete uno o más proyectos de generación cuya capacidad sea superior a 50MW</p> <p>La razón para incluir desde ya en el presente proceso de planificación la obra antes mencionada radica en la necesidad de que ésta se encuentre disponible una vez que se concreten en los proyectos de generación antes indicados, cumpliéndose así con uno de los objetivos de la Ley N° 20.936, a saber, que la transmisión se adelantara a la generación, de manera que aquella dejara de ser un obstáculo para el desarrollo de ésta.</p> <p>De acuerdo a lo anterior, no es posible acceder a lo solicitado por la empresa en su observación, toda vez que el condicionamiento del llamado a licitación de la obra "Ampliación en S/E Litueche" obedece al cumplimiento de lo establecido en los artículos 79° y 87° de la Ley, y del artículo 7° de la Resolución Exenta N° 711.</p>

## 8. ACCIONA ENERGÍA CHILE HOLDINGS S.A. Y PARQUE EÓLICO SAN GRABRIEL SPA

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	Resolución-Exenta-N°747_14-11-2018 (plan de expansión)	La obra de ampliación del patio de 220kV en la S/E Cumbre no debería quedar condicionada a la Declaración en Construcción de los proyectos Almeйда y Malgarida II de Acciona Energía Chile SpA,	Considerar la posibilidad adicional de que una boleta de garantía pueda gatillar la expansión y no solo dejarla sujeta a la Declaración en Construcción.	<b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa Acciona, asociada al condicionamiento de la obra Ampliación en S/E Cumbres, esta Comisión no concuerda con lo planteado por la empresa, toda vez que el establecimiento de

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
<p>Punto 3.1.4, páginas: 23 y 24</p>	<p>dado que esta condición atrasaría o postergaría la puesta en servicio de estos proyectos de generación eléctrica renovable. Tener en cuenta que los requisitos para Declarar en Construcción prácticamente recién se cumplen ya casi iniciada la construcción real en sitio de los proyectos (Permiso de construcción, órdenes de compra, derechos sobre los terrenos, etc.) y considerando un plazo de construcción de 12 meses de un proyecto fotovoltaico implicaría que este último a lo menos este entre 12 y 18 meses sin poder conectarse al sistema eléctrico por falta de la ampliación de la barra mandatada por decreto. A continuación un esquema con los plazos principales. <b>[Figura 2]</b> Es importante también mencionar que el proyecto Almeyda a diferencia de Malgarida II, ya ha iniciado el trámite de conexión con el Coordinador Eléctrico en donde este último ya solicitó realización de estudios y aclaraciones de ingeniería según su carta DE 04252-18 del 13/09/18</p>	<p>Esta boleta de garantía podría ser por un valor del 20% del VI y con fecha de vencimiento hasta la puesta en servicio del proyecto renovable.</p>	<p>una condición que debe cumplirse para que pueda efectuarse el llamado a licitación de una obra de transmisión incluida en un plan de expansión, obedece a la necesidad de que el desarrollo de tal obra se justifique en la medida que se cumplan los objetivos y criterios establecido en el artículo 87° de la LGSE.</p> <p>En particular, respecto de la obra "Ampliación en S/E Cumbre", establecer como condición para que se efectúe el llamado a licitación de la misma, que los proyectos de generación Planta Solar Fotovoltaica Almeyda o Planta Solar Fotovoltaica Malgarida II se declaren en construcción, es consistente con lo establecido en el artículo 87° letra b) y el artículo 79° de la Ley, puesto que la obra de transmisión solo se justifica en la medida que se concreten los proyectos de generación que necesitan conectarse al sistema.</p> <p>En cuanto al establecimiento como condición que uno o más proyectos de generación se declaren en construcción para que se efectúe el llamado a licitación de una obra de transmisión se sustenta en que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 72°-17, la declaración en construcción se otorga solamente a los proyectos que cuentan con los antecedentes que permitan acreditar fehacientemente la factibilidad de la construcción de las instalaciones. De esta manera, la licitación de la obra de transmisión se realizará solo cuando haya certeza de que los proyectos de generación realmente se desarrollarán.</p> <p>Por lo anterior, no es posible acceder a lo solicitado por la empresa en su observación, en cuanto a exigir una boleta de garantía al proyecto de generación en lugar de su declaración en construcción, puesto que el otorgamiento de dicha boleta de garantía no asegura en la misma medida que la declaración en construcción que el proyecto de generación efectivamente se desarrollará.</p> <p>Además, el establecimiento como condición que un proyecto de generación se declare en construcción es consistente con que dicha declaración es un requisito legal que debe cumplir cualquier proyecto para poder llevarse a cabo, a diferencia del otorgamiento de una boleta de garantía que, al no tener fuente legal, no podría exigirse al titular de un proyecto.</p>
<p>2 Resolución-Exenta- N°747_14-11-2018 (plan de expansión) Punto 3.1.5, páginas: 24 y 25</p>	<p>La obra de ampliación del patio de 220kV en la S/E Ciruelos no debería quedar condicionada a la Declaración en Construcción del proyecto Pichilingue de Acciona Energía Chile SpA, dado que esta condición atrasaría o postergaría la puesta en servicio de este proyecto de generación eléctrica renovable. Tener en cuenta que los requisitos para Declarar en Construcción prácticamente recién se cumplen ya casi iniciada la construcción real en sitio de los proyectos (Permiso de construcción, órdenes de compra, derechos sobre los terrenos, etc.) y</p>	<p>Considerar la posibilidad adicional de que una boleta de garantía pueda gatillar la expansión y no solo dejarla sujeta a la Declaración en Construcción. Esta boleta de garantía podría ser por un valor del 20% del VI y con fecha de vencimiento hasta la puesta en servicio del proyecto renovable.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa Acciona, asociada al condicionamiento de la obra Ampliación en S/E Ciruelos, esta Comisión no concuerda con lo planteado por la empresa, toda vez que el establecimiento de una condición que debe cumplirse para que pueda efectuarse el llamado a licitación de una obra de transmisión incluida en un plan de expansión, obedece a la necesidad de que el desarrollo de tal obra se justifique en la medida que se cumplan los objetivos y criterios establecido en el artículo 87° de la LGSE.</p> <p>En particular, respecto de la obra "Ampliación en S/E Ciruelos", establecer como condición para que se efectúe el llamado a licitación de la misma, que el proyecto Parque Eólico Pichilingue se declare en construcción, es consistente con lo</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>considerando un plazo de construcción de 18 meses de un proyecto eólico implicaría que este último a lo menos este alrededor de 6 meses sin poder conectarse al sistema eléctrico por falta de la ampliación de la barra mandatada por decreto. A continuación un esquema con los plazos principales.</p> <p>[Figura 3]</p>		<p>establecido en el artículo 87° letra b) y el artículo 79° de la Ley, puesto que la obra de transmisión solo se justifica en la medida que se concrete el proyecto de generación que necesita conectarse al sistema.</p> <p>En cuanto al establecimiento como condición que uno o más proyectos de generación se declaren en construcción para que se efectúe el llamado a licitación de una obra de transmisión se sustenta en que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 72°-17, la declaración en construcción se otorga solamente a los proyectos que cuentan con los antecedentes que permitan acreditar fehacientemente la factibilidad de la construcción de las instalaciones. De esta manera, la licitación de la obra de transmisión se realizará solo cuando haya certeza de que los proyectos de generación realmente se desarrollarán.</p> <p>Por lo anterior, no es posible acceder a lo solicitado por la empresa en su observación, en cuanto a exigir una boleta de garantía al proyecto de generación en lugar de su declaración en construcción, puesto que el otorgamiento de dicha boleta de garantía no asegura en la misma medida que la declaración en construcción que el proyecto de generación efectivamente se desarrollará.</p> <p>Además, el establecimiento como condición que un proyecto de generación se declare en construcción es consistente con que dicha declaración es un requisito legal que debe cumplir cualquier proyecto para poder llevarse a cabo, a diferencia del otorgamiento de una boleta de garantía que, al no tener fuente legal, no podría exigirse al titular de un proyecto.</p>
<p>3</p> <p>Resolución-Exenta- N°747_14-11-2018 (plan de expansión) Punto 3.1.9, páginas: 28 y 29</p>	<p>La obra de ampliación del patio de 220kV en la S/E Calama no debería quedar condicionada a la Declaración en Construcción del proyecto USYA de Acciona Energía Chile SpA, dado que esta condición atrasaría o postergaría la puesta en servicio de este proyecto de generación eléctrica renovable. Tener en cuenta que los requisitos para Declarar en Construcción prácticamente recién se cumplen ya casi iniciada la construcción real en sitio de los proyectos (Permiso de construcción, órdenes de compra, derechos sobre los terrenos, etc.) y considerando un plazo de construcción de 12 meses de un proyecto fotovoltaico implicaría que este último a lo menos este entre 12 y 18 meses sin poder conectarse al sistema eléctrico por falta de la ampliación de la barra mandatada por decreto. A continuación un esquema con los plazos principales.</p> <p>[Figura 4]</p>	<p>Considerar la posibilidad adicional de que una boleta de garantía pueda gatillar la expansión y no solo dejarla sujeta a la Declaración en Construcción.</p> <p>Esta boleta de garantía podría ser por un valor del 20% del VI y con fecha de vencimiento hasta la puesta en servicio del proyecto renovable.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Acciona, asociada al condicionamiento de la obra Ampliación en S/E Calama, esta Comisión no concuerda con lo planteado por la empresa, toda vez que el establecimiento de una condición que debe cumplirse para que pueda efectuarse el llamado a licitación de una obra de transmisión incluida en un plan de expansión, obedece a la necesidad de que el desarrollo de tal obra se justifique en la medida que se cumplan los objetivos y criterios establecido en el artículo 87° de la LGSE.</p> <p>En particular, respecto de la obra "Ampliación en S/E Ciruelos", establecer como condición para que se efectúe el llamado a licitación de la misma, que el proyecto Planta Fotovoltaica Usya se declare en construcción, es consistente con lo establecido en el artículo 87° letra b) y el artículo 79° de la Ley, puesto que la obra de transmisión solo se justifica en la medida que se concrete el proyecto de generación que necesita conectarse al sistema.</p> <p>En cuanto al establecimiento como condición que uno o más proyectos de generación se declaren en construcción para que se efectúe el llamado a licitación de una obra de transmisión se sustenta en que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 72°-17, la declaración en construcción se otorga solamente a los proyectos que cuentan con los antecedentes que permitan acreditar</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>fehacientemente la factibilidad de la construcción de las instalaciones. De esta manera, la licitación de la obra de transmisión se realizará solo cuando haya certeza de que los proyectos de generación realmente se desarrollarán.</p> <p>Por lo anterior, no es posible acceder a lo solicitado por la empresa en su observación, en cuanto a exigir una boleta de garantía al proyecto de generación en lugar de su declaración en construcción, puesto que el otorgamiento de dicha boleta de garantía no asegura en la misma medida que la declaración en construcción que el proyecto de generación efectivamente se desarrollará.</p> <p>Además, el establecimiento como condición que un proyecto de generación se declare en construcción es consistente con que dicha declaración es un requisito legal que debe cumplir cualquier proyecto para poder llevarse a cabo, a diferencia del otorgamiento de una boleta de garantía que, al no tener fuente legal, no podría exigirse al titular de un proyecto.</p>
4	Resolución-Exenta-N°747_14-11-2018 (plan de expansión) Punto 3.1.9, páginas: 28 y 29	La obra de ampliación de la S/E Calama no considera ampliaciones en transformación 220/110kV, no tomando en cuenta las obras que ya iniciaron proceso de conexión en el Coordinador Eléctrico, tales como son los proyectos USYA de Acciona Energía Chile SpA y Azabache de ENEL que solicitaron conexión en S/E Calama 110kV. Tener en cuenta que la capacidad de la 2x110kV línea Valle de los Vientos – Calama supera con creces la capacidad actual de transformación de la S/E Calama que sólo es de 150MVA y que es el cuello de botella de cualquier generación renovable que se quiera conectar en la línea eléctrica mencionada.	Considerar la instalación de un nuevo transformador de poder 220/110kV de al menos 100MVA en la S/E Calama, dejando la obra sujeta a las declaraciones en construcción de USYA o de Azabache o también a la entrega de una boleta de garantía por un valor del 20% del VI y con fecha de vencimiento hasta la puesta en servicio del proyecto renovable.	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Acciona, asociada a la obra "Ampliación en S/E Calama 220 kV", numeral 3.1.9 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda con lo planteado en términos de la necesidad de un nuevo equipo de transformación 220/110 kV, siempre que se conecten o inyecten nuevas unidades de generación en la barra de 110 kV de la S/E Calama.</p> <p>Conforme a lo anterior, se adicionará a la descripción de la obra "Ampliación en S/E Calama 110 kV" un nuevo equipo de transformación 220/110 kV de, al menos, 150 MVA.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión hará una modificación en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
5	Resolución-Exenta-N°747_14-11-2018 (plan de expansión) Punto 3.1.9, páginas: 28 y 29	En la obra de ampliación de la S/E Calama, precisamente en el punto 3.1.9.1 no se especifica la obra "y de la normalización de la unidad de transformación de la instalación zonal existente"	Se solicita detallar la obra indicada	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Acciona, asociada a la descripción de la obra "Ampliación en S/E Calama 220 kV", numeral 3.1.9 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda con lo planteado en términos de complementar la descripción y detalle de la obra.</p> <p>Al respecto, cabe destacar que la obra antes mencionada corresponde a la obra fijada en el Decreto Exento N° 422 de 2017, cuya licitación fue posteriormente declarada desierta.</p> <p>Esta obra se complementa con la obra "Ampliación en S/E Calama", fijada en el Decreto Exento N° 418 de 2017, la cual detalla el alcance de la normalización de la unidad de transformación de la instalación zonal existente que se menciona en la descripción de la obra propuesta en el actual proceso de planificación</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión hará una modificación en la descripción de</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
6	RE 622 2018 "Aprueba Informe Técnico Definitivo el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2017"	<p>Las Nuevas Líneas Entre Ríos – Ciruelos y Ciruelos Pichirropulli ambas 2x500 kV energizadas en 220 kV, ellas han sido identificadas que deben ser adjudicadas de manera condicionadas al tramo adyacente. Sin embargo, en el caso de no adjudicación de alguna de las obras antes particularizadas o atrasos en su ejecución, no existen medidas de mitigación en dichos casos. La situación anterior traería como consecuencia desacoples de costos marginales entre la zona al sur de Charrúa y Polpaico.</p> <p>La problemática que se presenta en dicha zona es ubicación de parques eólicos que ganaron licitaciones de suministro eléctrico para clientes regulados tales como San Gabriel y Tolpán Sur, los cuales se podrían ver afectados de manera negativa si la capacidad de red no les permite inyectar toda la energía comprometida en dichas licitaciones. Por todo lo anteriormente expuesto, se solicita a la CNE analizar alternativas de ejecución rápida y económica en redes de transmisión de la zona.</p>	<p>Se propone estudiar cambio de conductores en los tramos Charrúa – Mulchén – Cautín – Ciruelos 220 kV. Los conductores propuestos son unos de alta temperatura tal que al menos modifiquen su capacidad de Transferencia al doble de la existente.</p> <p>Así mismo, se debe considerar los cambios de TTCC que cumplan con la normativa vigente.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación planteada por la Empresa Acciona, asociada a las nuevas líneas Entre Ríos – Ciruelos y Ciruelos-Pichirropulli, ambas 2x500 kV energizadas en 220 kV, esta Comisión no concuerda con la empresa, en términos de que, si bien pudiesen generarse atrasos en la ejecución de la obra, sí existen medidas de mitigación que liberan las posibles restricciones de transmisión en la zona, como lo es la Nueva S/E Seccionadora JMA 220 kV, fijada en el Decreto N° 4 del Ministerio de Energía, de 03 de enero 2019. Por otra parte, cabe destacar que los proyectos San Gabriel y Tolpán Sur fueron considerados desde un inicio en el análisis realizado por esta Comisión en el proceso de expansión de la transmisión en curso, concluyéndose que ellos no presentan problemas de evacuación de energía al sistema.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>

## 9. COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	Anexo 1. Tabla 82. Punto 17. S/E Chinchorro: Aumento de Cap. Transformación	<p>En el informe técnico se consideró como No Recomendado el proyecto "S/E Chinchorro: Aumento de Cap. Transformación" debido al resultado de la evaluación de costo de falla de corta duración efectuado. Al respecto, hacemos presente que dicha evaluación solamente considera un análisis económico de confiabilidad marginal con respecto al escenario actual, y no considera la ampliación de capacidad de transformación que se requerirá durante el periodo de evaluación por suficiencia en</p>	<p>Se debe incorporar el proyecto "S/E Chinchorro: Aumento de Cap. Transformación" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2018.</p>	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa CGE, asociada a la descripción de la obra "S/E Chinchorro: Aumento de Cap. Transformación", numeral 3.1.9 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo planteado en términos de hacer una evaluación marginal respecto al adelantamiento del proyecto por razones de suficiencia.</p> <p>Con respecto a lo anterior, esta Comisión aclara que la evaluación económica que forma parte de la evaluación por CFCD se hace año a año, con el valor anual de transmisión por tramo (VATT), por lo que adelantar el proyecto implica también</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Nº Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>esta misma subestación. Sin perjuicio de lo anterior, en función de la evaluación realizada por CNE, este proyecto sería recomendable para un VI máximo de 2,84 MMUSD (Ver Anexo 1). El valor anterior se considera suficiente para la instalación del segundo transformador tomando en consideración el VI definido por la Comisión para proyectos recomendados de similares características en este mismo Informe Técnico Preliminar. Finalmente, la propuesta de CGE consideró en análisis de seguridad que la subestación Chinchorro no cuenta con respaldo suficiente que permita continuar abasteciendo la demanda ante falla del transformador 66/13,8kV de 30MVA (análisis de seguridad), considerando al 2022 un déficit de 16 MVA, situación que no queda resuelta con las obras descritas en el "Informe técnico preliminar plan de expansión anual de transmisión año 2018".</p>		<p>adelantar los costos del mismo. Además, de acuerdo a la metodología establecida en la Resolución Exenta N° 711, si un proyecto se debe incorporar al plan de expansión como resultado del análisis de suficiencia, no corresponde efectuar un análisis de seguridad del mismo, en caso de que el proyecto sea un nuevo transformador.</p> <p>Con respecto al punto anterior, está Comisión, si bien advierte problemas en términos de suficiencia en el largo plazo, no puede asegurar que estos problemas sean resueltos por el proyecto planteado por CGE, pudiendo sugerir en el futuro proyectos alternativos que deban evaluarse para así poder determinar una solución óptima para el sistema. Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión ha analizado nuevamente la obra propuesta considerando una evaluación por CFCD y una valorización de acuerdo a la metodología utilizada en el presente plan de expansión, obteniendo los beneficios necesarios para incluir la obra propuesta por la empresa.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión incluirá la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
<p>2 Anexo 1. Tabla 82. Punto 18. S/E Palafitos: Aumento de Cap. De Transformación</p>	<p>En el informe técnico se consideró como No Recomendado el proyecto "S/E Palafitos: Aumento de Cap. De Transformación" debido al resultado de la evaluación de costo de falla de corta duración efectuado. Al respecto, hacemos presente que dicha evaluación solamente considera un análisis económico de confiabilidad marginal con respecto al escenario actual, y no considera la ampliación de capacidad de transformación que se requerirá durante el periodo de evaluación por suficiencia en esta misma subestación. Sin perjuicio de lo anterior, en función de la evaluación realizada por CNE, este proyecto sería recomendable para un VI máximo de 1,4 MMUSD (Ver Anexo 1). El valor anterior se considera suficiente para la instalación del segundo transformador tomando en consideración el VI definido por la Comisión para proyectos recomendados de similares características en este mismo Informe Técnico Preliminar. Por otro lado, la propuesta de CGE consideró en análisis de seguridad que la subestación Palafitos no cuenta con respaldo suficiente que permita continuar abasteciendo la demanda ante falla del transformador 110/13,8kV de 33 MVA (análisis de seguridad), considerando al 2022 un déficit de 19</p>	<p>Se debe incorporar el proyecto "S/E Palafitos: Aumento de Cap. De Transformación" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2018.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa CGE, asociada a la descripción de la obra "S/E Palafitos: Aumento de Cap. Transformación", numeral 3.1.9 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo planteado en términos de hacer una evaluación marginal respecto al adelantamiento del proyecto por suficiencia. Con respecto a lo anterior, esta Comisión aclara que la evaluación económica que forma parte de la evaluación por CFCD se hace año a año con el valor anual de transmisión por tramo (VATT), por lo que adelantar el proyecto implica también adelantar los costos del mismo. Además, de acuerdo a la metodología establecida en la Resolución Exenta N° 711, si un proyecto se debe incorporar al plan de expansión como resultado del análisis de suficiencia, no corresponde efectuar un análisis de seguridad del mismo, en caso de que el proyecto sea un nuevo transformador.</p> <p>Con respecto al punto anterior esta Comisión, si bien ve problemas de suficiencia en el largo plazo, no puede asegurar que estos problemas sean resueltos por el proyecto planteado por CGE, pudiendo sugerir en el futuro proyectos alternativos que deban evaluarse para así poder determinar una solución óptima para el sistema.</p> <p>En conclusión, esta Comisión considera que no se tienen antecedentes que funden el cambio de valorización propuesto por la empresa. Además esta Comisión ha realizado una evaluación propia del costo de la obra llegando a valores cercanos a los propuestos por la empresa, por lo que no se tiene fundamento para incorporar el proyecto. Conforme lo anterior, esta Comisión no incorporará el proyecto mencionado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>



Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		MVA, situación que no queda resuelta con las obras descritas en el "Informe técnico preliminar plan de expansión anual de transmisión año 2018".		
3	Anexo 1. Tabla 82. Punto 19. Nueva S/E Tocopilla 110/23 kV	<p>En el informe técnico se consideró como No Recomendado el proyecto "Nueva S/E Tocopilla 110/23 kV" debido al resultado de la evaluación de costo de falla de corta duración efectuado. Al respecto, hacemos presente que dicha evaluación solamente considera un análisis económico de confiabilidad marginal con respecto al escenario actual, y no considera la ampliación de capacidad de transformación que se requerirá durante el periodo de evaluación por suficiencia en esta misma subestación.</p> <p>Por otro lado, la propuesta de CGE consideró en análisis de seguridad que la subestación Tocopilla no cuenta con respaldo que permita continuar abasteciendo la demanda ante falla del transformador 5/23 kV 10 MVA o del terciario del transformador TG3 5 kV de S/E Central Tocopilla, considerando un déficit de 5 MVA (100% de la carga), situación que no queda resuelta con las obras descritas en el "Informe técnico preliminar plan de expansión anual de transmisión año 2018".</p>	Se debe incorporar el proyecto "Nueva S/E Tocopilla 110/23 kV" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2018.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa CGE, asociada a la incorporación del proyecto no recomendado "Nueva S/E Tocopilla 110/23 kV", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que al analizar el proyecto de acuerdo a la metodología definida en la Resolución Exenta N° 711, mediante la cuantificación de la Energía No Suministrada y posterior evaluación por Costo de Falla de Corta Duración, la incorporación de la obra no presenta beneficios económicos suficientes como para ser propuesta en el presente proceso de expansión. Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
4	Anexo 1. Tabla 82. Punto 27. LT 1x110 kV Choapa - Quínquimo: Aumento de Capacidad de Transporte	En el Informe Técnico Preliminar se consideró que este proyecto no se justifica, indicando que "no se observan problemas de suficiencia". No obstante, el refuerzo propuesto tiene por objetivo atender la demanda de las subestaciones Cabildo, Casas Viejas y Marbella ante contingencia de la LT 1x110 kV Quillota-Marbella (análisis de seguridad), para lo cual es necesario aumentar la capacidad de transporte de un tramo de 1 km de los 62 km de la LT 1x110kV Choapa-Quínquimo, permitiendo de este modo que toda la línea tenga una capacidad de transporte de al menos 70MVA.	Se debe incorporar el proyecto "LT 1x110 kV Choapa - Quínquimo: Aumento de Capacidad de Transporte" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2018.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación planteada por la empresa CGE, asociada a la incorporación de la obra "LT 1x110 kV Choapa - Quínquimo: Aumento de Capacidad de Transporte", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018, esta Comisión no concuerda con la empresa en términos de agregar dicha obra, ya que el análisis de seguridad no arroja beneficios económicos, toda vez que la línea a respaldar (i.e. "LT 1x110 kV Quillota - Marbella") no presenta registros históricos de fallas o salidas intempestivas de la línea. Adicionalmente, el tramo a reforzar con la obra propuesta no se encuentra informado en el Sistema de Información Pública "Infotécnica" que mantiene el Coordinador Eléctrico Nacional, según lo establece el artículo 72º-8 de la Ley. Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
5	Anexo 1. Tabla 82. Punto 28. LT 1x110 kV Quillota - Marbella: Aumento de Capacidad de Transporte	En el Informe Técnico Preliminar se consideró que este proyecto no se justifica, indicando que "no se observan problemas de suficiencia". No obstante, el refuerzo propuesto tiene por objetivo atender la demanda de las subestaciones Marbella, Casas Viejas y Cabildo ante contingencia de la LT 1x110 kV	Se debe incorporar el proyecto "LT 1x110 kV Quillota - Marbella: Aumento de Capacidad de Transporte" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2018.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación planteada por la empresa CGE, asociada a la incorporación de la obra "LT 1x110 kV Quillota - Marbella: Aumento de Capacidad de Transporte", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018, esta Comisión no concuerda con la empresa, en términos de agregar dicha obra, ya que el análisis de seguridad no arroja</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	Choapa-Quínquimo (análisis de seguridad), para lo cual es necesario aumentar la capacidad de transporte de un tramo de 1 km de los 41 km de la LT 1x110kV Quillota-Marbella a una capacidad de al menos 70MVA.		beneficios económicos, toda vez que la línea a respaldar (i.e. 1x110 Choapa – Quínquimo), solo presenta un registro histórico de falla o salida intempestiva. Adicionalmente, el tramo a reforzar con la obra propuesta, no se encuentra informado en el Sistema de Información Pública "Infotécnica" que mantiene el Coordinador Eléctrico Nacional, con las características que la empresa indica. Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
6 Anexo 1. Tabla 82. Punto 89. S/E Rancagua: Aumento de Capacidad de Transformación	En el Informe Técnico Preliminar se consideró que este proyecto no se justifica debido a que el equipo existente se reemplazó por uno de 75 MVA por emergencia, por lo que existe suficiencia y seguridad para la zona. Al respecto, se debe regularizar la situación señalada, en cuanto a que la tarifa vigente remunera un transformador de 56 MVA en lugar del equipo de 75 MVA que se encuentra en operación.	Se solicita aclarar de qué manera se remunerará el transformador de 75 MVA actualmente en operación en subestación Rancagua.	<b>No se acoge la observación.</b> La remuneración de las instalaciones no constituye una materia propia del proceso de planificación que deba ser abordada en los informes técnicos que se emiten durante dicho proceso, razón por la cual no es posible acceder a lo solicitado por la empresa en su observación. Sin perjuicio de lo anterior, se hace presente que la remuneración que corresponde por el transformador de 75 MVA que se encuentra en la S/E Rancagua se determinará en el proceso de tarificación correspondiente.
7 Anexo 1. Tabla 82. Punto 89. S/E Rancagua: Aumento de Capacidad de Transformación	Sin perjuicio de la aclaración requerida para el punto anterior, es necesario considerar la inclusión de un transformador de respaldo 220-154/66 kV, con capacidad de 75 MVA, para disponer de respaldo para los 12 equipos de características similares en subestaciones de poder de la región de O'Higgins. Tal como se pudo verificar con la falla del equipo que estaba instalado en la S/E Rancagua, la disposición de un transformador de respaldo permitirá asegurar el cumplimiento de la NTSyCS y minimizar los tiempos de interrupción a clientes finales.	Se debe incorporar el proyecto "Transformador de respaldo 220-154/66 kV 75 MVA para la región de O'Higgins" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2018.	<b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa CGE, asociada a la descripción de la obra "Transformador de respaldo 220-154/66 kV 75 MVA para la región de O'Higgins", numeral 3.1.9 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión considera que la evaluación de un transformador en reserva en frío corresponde a otro tipo de evaluación que no es propia del proceso de planificación. Conforme lo anterior, esta Comisión no incorporará el proyecto en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
8 Anexo 1. Tabla 82. Punto 93. LT 1x66 kV Alto Jahuel – Buin: Aumento de Capacidad de Transporte	En el Informe Técnico Preliminar se consideró que este proyecto no se justifica, indicando que "Obra no se necesita por suficiencia". No obstante, el refuerzo propuesto tiene por objetivo atender la demanda de la subestación Buin ante contingencia de la LT 1x66 kV Fátima-Buin (análisis de seguridad) y además reducir la carga de esta línea, que se proyecta el año 2022 alcanzará un 90% de su capacidad, para lo cual es necesario aumentar la capacidad de transporte de la LT 1x66kV Alto Jahuel-Buin permitiendo de este modo que la línea tenga una capacidad de transporte de al menos 90 MVA.	Se debe incorporar el proyecto "LT 1x66 kV Alto Jahuel – Buin: Aumento de Capacidad de Transporte" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2018.	<b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa CGE, asociada a la incorporación del proyecto no recomendado "LT 1x66 kV Alto Jahuel - Buin: Aumento de capacidad de transporte", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que al analizar el proyecto de acuerdo a la metodología definida en la Resolución Exenta N° 711, mediante la cuantificación de la Energía No Suministrada y posterior evaluación por Costo de Falla de Corta Duración, la incorporación de la obra no presenta beneficios económicos suficientes como para ser propuesta en el presente proceso de expansión. Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
9	Anexo 1. Tabla 82. Punto 94. S/E Alto Jahuel: Aumento de Capacidad de Transformación	En el Informe Técnico Preliminar se consideró que este proyecto no se justifica, indicando que "no se observan problemas de suficiencia". No obstante, el refuerzo propuesto tiene por objetivo atender la demanda de la subestación Buin ante contingencia de la LT 1x66 kV Fátima-Buin (análisis de seguridad), para lo cual es necesario aumentar la capacidad de transformación del equipo de S/E Alto Jahuel.	Se debe incorporar el proyecto "S/E Alto Jahuel: Aumento de Capacidad de Transformación" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2018.	<b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa CGE, asociada a la incorporación del proyecto no recomendado "S/E Alto Jahuel: Aumento de Capacidad de transformación ", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que al analizar el proyecto de acuerdo a la metodología definida en la Resolución Exenta N° 711, mediante la cuantificación de la Energía No Suministrada y posterior evaluación por Costo de Falla de Corta Duración, la incorporación de la obra no presenta beneficios económicos suficientes como para ser propuesta en el presente proceso de expansión. Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
10	Anexo 1. Tabla 82. Punto 96. Nueva LT 1x66 kV Itahue - Parronal	En el Informe Técnico Preliminar se consideró que este proyecto no se justifica en base a criterios de suficiencia, ya que al año 2022 los flujos de la línea 1x66kV Los Maquis - Villa Prat alcanzarían niveles cercanos a su capacidad de transmisión, pero que disminuirán con la entrada en operación de la nueva S/E Hualañé. No obstante, es importante destacar que una nueva alimentación en 66kV a la actual S/E Hualañé no forma parte del Informe Técnico Preliminar ni de los Decretos N°418/2017 y N°293/2018, por lo cual la suficiencia del subsistema no estaría cubierta. Finalmente, reiterar que la demanda de la LT 1x66kV Los Maquis - Villa Prat ha superado el 95% de su capacidad, lo que debería ser considerado en los objetivos de la planificación de la transmisión, buscando minimizar los riesgos de atraso o indisponibilidad de infraestructura energética.	Se debe incorporar el proyecto "Nueva LT 1x66 kV Itahue - Parronal" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2018.	<b>No se acoge la observación.</b> Esta Comisión reitera lo indicado en el Informe Técnico Preliminar, en el que se indica que la nueva S/E Mataquito 220/66 kV otorgará una solución estructural a la zona en términos de suficiencia y seguridad en el abastecimiento de la demanda. Dicha obra se incluye también en el presente Informe Técnico Final. Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
11	Anexo 1. Tabla 82. Punto 97. S/E Parronal: Nuevo BBCC 13.8 kV - 2.5 MVar	En el Informe Técnico Preliminar se consideró que este proyecto no se justifica ya que, de acuerdo con los registros de Potencia Activa y Potencia Reactiva en el nivel de tensión de 13,8 kV en la S/E Parronal para el año 2017, el factor de potencia de la demanda está siempre dentro de los límites establecidos por la NTSyCS, y por lo tanto, no se observa necesidad de instalar este nuevo equipo. No obstante, es importante destacar que el objetivo de este proyecto es disminuir la cantidad de energía reactiva circulante por la LT 1x66kV Los Maquis - Villa Prat - Parronal, que en los últimos años ha tenido demandas que han superado el 95% de su capacidad. Finalmente, señalar que en Informe Técnico	Se debe incorporar el proyecto "S/E Parronal: Nuevo BBCC 13.8 kV - 2.5 MVar" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2018.	<b>No se acoge la observación.</b> De acuerdo a la nueva información entregada por la observante y de los nuevos análisis realizados por esta Comisión, la cargabilidad de la línea 1x66 kV Los Maquis - Villa Prat disminuye en menos de un 2% con la adición de un condensador de 2,5 MVar en la S/E Parronal, lo cual es marginal. Adicionalmente, las simulaciones realizadas por esta Comisión muestran que la tensión en las barras de la S/E Parronal se mantiene dentro de los límites establecidos por la NTSyCS, incluso para demanda máxima coincidente del sistema radial al Tap Los Maquis. Finalmente, existe una solución estructural para la zona para el año 2022, dada por la nueva S/E Mataquito 220/66 kV, la cual permitirá brindar estabilidad de tensión y disminuir la cargabilidad de la línea 1x66 kV Los Maquis - Villa Prat de manera más efectiva que el condensador propuesto.

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	Preliminar se indica que el año 2023 se espera una nueva alimentación en 66kV a la actual S/E Hualañé, sin embargo, esta nueva instalación no forma parte del Informe Técnico Preliminar ni de los Decretos N°418/2017 y N°293/2018.		Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
12 Anexo 1. Tabla 82. Punto 98. S/E Hualañé: Nuevo BBCC 13.8 kV - 2.5 MVar	En el Informe Técnico Preliminar se consideró que este proyecto no se justifica ya que, de acuerdo con los registros de Potencia Activa y Potencia Reactiva en el nivel de tensión de 13,8 kV en la S/E Hualañé para el año 2017, el factor de potencia de la demanda está siempre dentro de los límites establecidos por la NTSyCS, y por lo tanto, no se observa necesidad de instalar este nuevo equipo. No obstante, es importante destacar que el objetivo de este proyecto es disminuir la cantidad de energía reactiva circulante por la LT 1x66kV Los Maquis - Villa Prat - Parronal - Hualañé, que en los últimos años ha tenido demandas que han superado el 95% de su capacidad. Finalmente, señalar que en Informe Técnico Preliminar se indica que el año 2023 una nueva alimentación en 66kV a la actual S/E Hualañé, sin embargo, esta nueva instalación no forma parte del Informe Técnico Preliminar ni de los Decretos N°418/2017 y N°293/2018.	Se debe incorporar el proyecto "S/E Hualañé: Nuevo BBCC 13.8 kV - 2.5 MVar" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2018.	<b>No se acoge la observación.</b> De acuerdo a la nueva información entregada por la observante y de los nuevos análisis realizados por esta Comisión, la cargabilidad de la línea 1x66 kV Los Maquis - Villa Prat disminuye en menos de un 2% con la adición de un condensador de 2,5 MVar en la S/E Parronal, lo cual es marginal. Adicionalmente, las simulaciones realizadas por esta Comisión muestran que la tensión en las barras de la S/E Hualañé se mantiene dentro de los límites establecidos por la NTSyCS, incluso para demanda máxima coincidente del sistema radial al Tap Los Maquis. Finalmente, existe una solución estructural para la zona para el año 2022, dada por la nueva S/E Mataquito 220/66 kV, la cual permitirá brindar estabilidad de tensión y disminuir la cargabilidad de la línea 1x66 kV Los Maquis - Villa Prat de manera más efectiva que el condensador propuesto. Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018
13 Anexo 1. Tabla 82. Punto 103. LT 1x66 kV Charrúa - Chillán: Aumento de Capacidad de Transporte	En el Informe Técnico Preliminar se consideró que el análisis de seguridad indica que el año 2022 es posible respaldar toda la potencia radial a Chillán 66 kV utilizando las líneas 1x66 kV Chillán - Monterrico y 1x66 kV Chillán - Tap El Nevado, incluso en escenario de demanda máxima coincidente para la zona. No obstante, el objetivo de este proyecto es atender los incrementos de demanda de los clientes que son atendidos desde las subestaciones Bulnes, Quilmo y las futuras Los Tilos y Quilmo 2. Es importante considerar que en los veranos de los años 2017 y 2018 esta línea ha tenido demandas superiores al 90% de su capacidad (ver vector de capacidad en Infotécnica del CEN).	Se debe incorporar el proyecto "LT 1x66 kV Charrúa - Chillán: Aumento de Capacidad de Transporte" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2018.	<b>Se acoge la observación.</b> En relación a la observación presentada por la empresa CGE asociada a la incorporación de la obra "LT 1x66 kV Charrúa - Chillán: Aumento de Capacidad de Transporte", numeral 9.1 del Informe Técnico preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda con lo planteado por la empresa en términos de brindar suficiencia para el abastecimiento de nuevos consumos de la zona, y en vista de los nuevos antecedentes informados en el Sistema de Información Pública "Infotécnica" del Coordinador y los plazos para el desarrollo de la nueva obra, se concluye que esta debe ser propuesta en el presente Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018. Conforme lo anterior, esta Comisión incorporará la obra "LT 1x66 kV Charrúa - Chillán: Aumento de Capacidad de Transporte" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
14 Anexo 1. Tabla 82. Punto 105. S/E Coronel: Aumento de Capacidad de Transformación	En el Informe Técnico Preliminar se consideró que la subestación no supera un 90% de su capacidad en el corto y mediano plazo. No obstante, el objetivo de este proyecto no es atender la suficiencia del transformador a reemplazar, sino que atender los incrementos de demanda del transformador AT/AT	Se debe incorporar el proyecto "S/E Coronel: Aumento de Capacidad de Transformación" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2018.	<b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa CGE, asociada a la incorporación del proyecto no recomendado "S/E Coronel: Aumento de Capacidad de Transformación", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa sobre la cargabilidad del transformador N°3 154/66 de

Identificación del Título, Subtítulo, Nº Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Nº3 de S/E Coronel, que está alcanzando actualmente el 95% de su cargabilidad. Como una solución eficiente, se propuso el aumento de potencia del transformador T1 AT/MT que permitiera traspasos de carga en MT buscando reducir la cargabilidad del transformador AT/AT antes descrito, situación que no queda resuelta con las obras descritas en el "Informe técnico preliminar plan de expansión anual de transmisión año 2018".</p>		<p>la S/E Coronel, puesto que se espera que para febrero del año 2021 se ponga en servicio la nueva S/E Guindo, previo a la fecha estimada para realizar el cambio del equipo de transformación 66/15 kV, la que se estima para agosto del año 2021.</p> <p>El ingreso de la S/E Guindo permite modificar la forma de operación de la zona, con lo cual se puede operar en paralelo los 4 equipos de transformación 154/66 de la S/E Coronel, evitando problemas de desbalance y suficiencia en el corto y mediano plazo. Adicionalmente se revisó la cargabilidad conjunta de los equipos 66/15 kV de la subestación Coronel, y se observa que en conjunto dichos equipos al año 2022 solo alcanzan cerca del 77% de su capacidad nominal, por lo que no es necesario una ampliación por razones de suficiencia. Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
<p>15 Anexo 1. Tabla 82. Punto 106. S/E Escuadrón: Aumento de Capacidad de Transformación</p>	<p>En el informe técnico se consideró como No Recomendado el proyecto "S/E Escuadrón: Aumento de Capacidad de Transformación" debido al resultado de la evaluación de costo de falla de corta duración efectuado. Al respecto, hacemos presente que dicha evaluación solamente considera un análisis económico de confiabilidad marginal con respecto al escenario actual, y no considera la ampliación de capacidad de transformación que se requerirá durante el periodo de evaluación por suficiencia en esta misma subestación. Sin perjuicio de lo anterior, en función de la evaluación realizada por CNE, este proyecto sería recomendable para un VI máximo de 2,95 MMUSD (Ver Anexo 1). El valor anterior se considera suficiente para la instalación del segundo transformador tomando en consideración el VI definido por la Comisión para proyectos recomendados de similares características en este mismo Informe Técnico Preliminar. Por otro lado, la propuesta de CGE consideró en análisis de seguridad que la subestación Escuadrón no cuenta con respaldo suficiente que permita continuar abasteciendo la demanda ante falla del transformador 66/15 kV 30 MVA, considerando al 2022 un déficit de 23 MVA (análisis de seguridad), situación que no queda resuelta con las obras descritas en el "Informe técnico preliminar plan de expansión anual de transmisión año 2018".</p>	<p>Se debe incorporar el proyecto "S/E Escuadrón: Aumento de Capacidad de Transformación" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2018.</p>	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa CGE, asociada a la descripción de la obra "S/E Escuadrón: Aumento de Cap. Transformación", Anexo 1. Tabla 82. Punto 106 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo planteado en términos de hacer una evaluación marginal respecto al adelantamiento del proyecto por suficiencia. Con respecto a lo anterior esta Comisión aclara que la evaluación económica que forma parte de la evaluación por CFCD se hace año a año con el valor anual de transmisión por tramo (VATT), por lo que adelantar el proyecto implica también adelantar los costos del mismo. Además, de acuerdo a la metodología establecida en la Resolución Exenta N° 711, si un proyecto se debe incorporar al plan de expansión como resultado del análisis de suficiencia, no corresponde efectuar un análisis de seguridad del mismo, en caso de que el proyecto sea un nuevo transformador. Con respecto al punto anterior esta Comisión, si bien ve problemas de suficiencia en el largo plazo, no puede asegurar que estos problemas sean resueltos por el proyecto planteado por CGE pudiendo sugerir en el futuro proyectos alternativos que deban evaluarse para así poder determinar una solución óptima para el sistema.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión ha analizado nuevamente la obra propuesta considerando una evaluación por CFCD y una valorización de acuerdo a la metodología utilizada en el presente plan de expansión, obteniendo los beneficios necesarios para incluir la obra propuesta por la empresa.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión incorporará la obra mencionada en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Nº Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
16 Anexo 1. Tabla 82. Punto 107. S/E Lautaro: Aumento de Capacidad de Transformación	En el Informe Técnico Preliminar se consideró que este proyecto no se justifica en base a criterios de suficiencia ya que no superaría el 90% de su capacidad en el corto y mediano plazo. No obstante, de acuerdo a lo informado por FRONTEL, se deben considerar demandas explosivas que se encuentran en etapa avanzada de factibilidad (ver Anexo 3), lo que implicará que la demanda proyectada para el año 2022 alcanzará aproximadamente un 109% de la capacidad del transformador.	Se debe incorporar el proyecto "S/E Lautaro: Aumento de Capacidad de Transformación" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2018.	<b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa CGE, asociada a la descripción de la obra "S/E Lautaro: Aumento de Capacidad de Transformación", numeral 3.1.9 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo planteado, ya que existe capacidad disponible en el transformador de 13,2 kV que se reemplaza en virtud de lo establecido en el Decreto N° 418 de 2017. Conforme lo anterior, esta Comisión no incorporará el proyecto en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
17 Anexo 1. Tabla 82. Punto 108. S/E Parral: Aumento de Capacidad de Transformación	En el informe técnico se consideró como No Recomendado el proyecto "S/E Parral: Aumento de Capacidad de Transformación" debido al resultado de la evaluación de costo de falla de corta duración efectuado. Al respecto, hacemos presente que dicha evaluación solamente considera un análisis económico de confiabilidad marginal con respecto al escenario actual, y no considera la ampliación de capacidad de transformación que se requerirá durante el periodo de evaluación por suficiencia en esta misma subestación. Sin perjuicio de lo anterior, en función de la evaluación realizada por CNE, este proyecto sería recomendable para un VI máximo de 1,93 MMUSD (Ver Anexo 1). El valor anterior se considera suficiente para la instalación del segundo transformador tomando en consideración el VI definido por la Comisión para proyectos recomendados de similares características en este mismo Informe Técnico Preliminar. Por otro lado, la propuesta de CGE consideró en análisis de seguridad que la subestación Parral no cuenta con respaldo suficiente que permita continuar abasteciendo la demanda ante falla del transformador 66/13,8 kV 30 MVA (análisis de seguridad), considerando al 2022 un déficit de 23 MVA, situación que no queda resuelta con las obras descritas en el "Informe técnico preliminar plan de expansión anual de transmisión año 2018".	Se debe incorporar el proyecto "S/E Parral: Aumento de Capacidad de Transformación" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2018.	<b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa CGE, asociada a la descripción de la obra "S/E Parral: Aumento de Cap. Transformación", Anexo 1. Tabla 82. Punto 108 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo planteado en términos de hacer una evaluación marginal respecto al adelantamiento del proyecto por suficiencia. Con respecto a lo anterior esta Comisión aclara que la evaluación económica que forma parte de la evaluación por CFCD se hace año a año con el valor anual de transmisión por tramo (VATT), por lo que adelantar el proyecto implica también adelantar los costos del mismo. Además, de acuerdo a la metodología establecida en la Resolución Exenta N° 711, si un proyecto se debe incorporar al plan de expansión como resultado del análisis de suficiencia, no corresponde efectuar un análisis de seguridad del mismo, en caso de que el proyecto sea un nuevo transformador.  Con respecto al punto anterior esta Comisión, si bien ve problemas de suficiencia en el largo plazo, no puede asegurar que estos problemas sean resueltos por el proyecto planteado por CGE pudiendo sugerir en el futuro proyectos alternativos que deban evaluarse para así poder determinar una solución óptima para el sistema.  Esta Comisión considera que no se tienen antecedentes que funden el cambio de valorización propuesto por la empresa. Por lo anterior no se hará modificaciones al Informe Técnico.  Conforme lo anterior, esta Comisión <b>no se</b> incorporará la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de la Transmisión Año 2018.
18 Anexo 1. Tabla 82. Punto 109. S/E Pillanlelbún: Aumento de Capacidad de Transformación	<ul style="list-style-type: none"> <li>En el Informe Técnico Preliminar se consideró que este proyecto no se justifica en base a criterios de suficiencia ya que no superaría el 90% de su capacidad en el corto y mediano plazo. No obstante, de acuerdo a lo informado por FRONTEL, se deben considerar demandas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se debe incorporar el proyecto "S/E Pillanlelbún: Aumento de Capacidad de Transformación" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2018.</li> </ul>	<b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa CGE S.A., asociada a la inclusión de un equipo de transformación en la "S/E Pillanlelbún: Aumento de Capacidad de Transformación", Anexo 1. Tabla 82. Punto 109, del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		explosivas que se encuentran en etapa avanzada de factibilidad (ver Anexo 3), lo que implicará que la demanda proyectada para el año 2022 alcanzará aproximadamente un 109% de la capacidad del transformador.		no concuerda con lo propuesto en términos de que, considerando el aumento de demanda parte de los clientes libres, resulta necesario absorber el aumento de potencia desde otro alimentador que se conecte a la barra de 13,2 kV de la subestación Pillanlelún, la que contará con un transformador de 10 MVA. Conforme a lo anterior, esta Comisión no incorporará el proyecto en el informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de la Transmisión Año 2018.
19	Anexo 1. Tabla 82. Punto 110. S/E Victoria: Aumento de Capacidad de Transformación	En el Informe Técnico Preliminar se consideró que este proyecto no se justifica en base a criterios de suficiencia ya que no superaría el 90% de su capacidad en el corto y mediano plazo. No obstante, de acuerdo a lo informado por FRONTEL, se deben considerar demandas explosivas que se encuentran en etapa avanzada de factibilidad (ver Anexo 3), lo que implicará que las demandas proyectadas para el año 2022 alcanzarán aproximadamente un 99% y 67% de la capacidad de los transformadores T1 y T2, respectivamente.	Se debe incorporar el proyecto "S/E Victoria: Aumento de Capacidad de Transformación" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2018.	<b>Se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa CGE S.A., asociada a la inclusión de un equipo de transformación en la "S/E Victoria: Aumento de Capacidad de Transformación", Anexo 1. Tabla 82. Punto 110, del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda con lo propuesto por la empresa en términos de que considerando el aumento de capacidad de 1,5 MW se detectan problemas de suficiencia al año 2024, principalmente debido a la dificultad de para equilibrar la cargas entre los alimentadores. Por lo anterior esta Comisión modificará el Informe Técnico correspondiente para incluir dicha obra.
20	Anexo 1. Tabla 82. Punto 111. S/E San Miguel: Aumento de Capacidad de Transformación y Seccionamiento de la LT 1x66 kV Maule - Talca	En el Informe Técnico Preliminar se consideró que se requiere una obra que permita abastecer la demanda de la S/E San Miguel, sin embargo se recomendó abastecer los nuevos crecimientos de la zona mediante los nuevos equipos de transformación de la S/E Talca. No obstante, evaluada la condición mencionada, se determinó que sólo es posible traspasar un máximo de 1,5 MVA a través de redes de media tensión entre las subestaciones San Miguel y Talca, lo que no elimina la necesidad de aumento de capacidad de transformación en S/E San Miguel, además de aumentar las pérdidas técnicas del sistema.	Se debe incorporar el proyecto " S/E San Miguel: Aumento de Capacidad de Transformación y Seccionamiento de la LT 1x66 kV Maule - Talca" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2018.	<b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa CGE, asociada a la descripción de la obra "S/E San Miguel: Aumento de Capacidad de Transformación y Seccionamiento de la LT 1x66 kV Maule - Talca", Anexo 1, tabla 82 punto 111 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo planteado por CGE, toda vez que, si no es posible realizar el traspaso de carga por distribución, se deben dimensionar la obras requeridas para el traspaso de carga entre las subestaciones de distribución. Conforme a lo anterior, esta Comisión no incorporará el proyecto al Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de la Transmisión Año 2018.
21	Anexo 1. Tabla 82. Punto 133. S/E Padre de las Casas: Aumento de Capacidad de Transformación	En el informe técnico se consideró como No Recomendado el proyecto "S/E Padre de las Casas: Aumento de Capacidad de Transformación" debido al resultado de la evaluación de costo de falla de corta duración efectuado. Al respecto, hacemos presente que dicha evaluación solamente considera un análisis económico de confiabilidad marginal con respecto al escenario actual, y no considera la ampliación de capacidad de transformación que se requerirá durante el periodo de evaluación por suficiencia en esta misma subestación. Sin perjuicio de lo anterior, en función de la evaluación realizada por CNE, este proyecto sería recomendable para un VI máximo de 2,35 MMUSD	Se debe incorporar el proyecto "S/E Padre de las Casas: Aumento de Capacidad de Transformación" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2018.	<b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa CGE, asociada a la descripción de la obra "S/E Padre Las Casas: Aumento de Cap. Transformación", Anexo 1. Tabla 82. Punto 133 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión considera que, dado que la licitación del proyecto "Ampliación en S/E Padre Las Casas". Numeral 2.5.38 del Decreto 418/2017 se ha declarado desierta, es conveniente reevaluar el proyecto "S/E Padre Las Casas: Aumento de Cap. Transformación" cuando se concrete el proyecto cuya licitación se declaró desierta, ya que este contempla crear el espacio necesario para la instalación del nuevo transformador. Conforme a lo anterior, esta Comisión no incorporará el proyecto al Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de la Transmisión Año 2018.

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>(Ver Anexo 1). El valor anterior se considera suficiente para la instalación del segundo transformador tomando en consideración el VI definido por la Comisión para proyectos recomendados de similares características en este mismo Informe Técnico Preliminar. Por otro lado, la propuesta de CGE consideró en análisis de seguridad que la subestación Padre Las Casas no cuenta con respaldo suficiente que permita continuar abasteciendo la demanda ante falla del transformador 66/15 kV 30 MVA (análisis de seguridad), considerando al 2022 un déficit de 12 MVA, situación que no queda resuelta con las obras descritas en el "Informe técnico preliminar plan de expansión anual de transmisión año 2018".</p>		
<p>22 4.1.4. Sistema E. Ampliación en S/E Mandinga</p>	<p>En el informe técnico se considera el aumento de capacidad de la S/E Mandinga, mediante el reemplazo de la unidad de transformación actual 66/13,8 kV de 8 MVA por una de capacidad de 15 MVA y la construcción de su respectivo paño en el lado de alta tensión. Sin embargo, la propuesta de CGE considera que la subestación Mandinga no cuenta con respaldo suficiente que permita continuar abasteciendo la demanda ante falla de transformador único, situación que no queda resuelta con las obras descritas en el "Informe técnico preliminar plan de expansión anual de transmisión año 2018". Por lo anterior, en base a la "metodología para evaluar obras por costo de falla de corta duración (CFCD)" definida por la CNE, es posible identificar un beneficio de ENS de 789 MUSD, equivalentes a un V.I. de 862 MUSD para la opción de instalar un segundo transformador por sobre el reemplazo del equipo actual. Es decir, que si el V.I. de la obra de incorporar un segundo transformador no supera 2.122 MUSD, es una mejor alternativa que el reemplazo del transformador a 1.260 MUSD (Ver Anexo 2). Adicionalmente, con el objetivo de mejorar la seguridad y garantizar la continuidad de suministro de S/E Mandinga, es necesario seccionar la LT 1x66kV Las Arañas-Bajo Melipilla, para permitir incrementar la flexibilidad del sistema. Por último, se hace presente que el secundario del</p>	<p>Se debe modificar el proyecto "Ampliación en S/E Mandinga" incorporando un segundo transformador de 66/13,2 kV de 15 MVA y seccionando la LT 1x66kV Las Arañas-Bajo Melipilla.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa CGE, asociada a la modificación de la obra propuesta "Ampliación en S/E Mandinga", numeral 4.1.4 del Sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que al efectuar el análisis de seguridad de la incorporación de una segunda unidad de transformación en la subestación Mandinga, de acuerdo a la metodología definida en la Resolución Exenta 711/2017, mediante la cuantificación de la Energía No Suministrada y posterior evaluación por Costo de Falla de Corta Duración, incluyendo el seccionamiento de la LT 1x66kV Las Arañas-Bajo Melipilla, la obra no presenta beneficios económicos suficientes como para ser propuesta en el presente proceso de expansión. Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>



Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	transformador existente corresponde a 13,2 kV y no a 13,8 kV.		
23 4.1.6. Sistema E. Ampliación en S/E San Clemente	<p>En el informe técnico se considera el aumento de capacidad de la S/E San Clemente, mediante el reemplazo de la unidad de transformación actual 66/13,8 kV de 10 MVA por una de capacidad de 20 MVA.</p> <p>Sin embargo, la propuesta de CGE considera que la subestación San Clemente no cuenta con respaldo suficiente que permita continuar abasteciendo la demanda ante falla de transformador único, situación que no queda resuelta con las obras descritas en el "Informe técnico preliminar plan de expansión anual de transmisión año 2018". Por lo anterior, en base a la "metodología para evaluar obras por costo de falla de corta duración (CFCD)" definida por la CNE, es posible identificar un beneficio de ENS de 852 MUSD, equivalentes a un V.I. de 931 MUSD para la opción de instalar un segundo transformador por sobre el reemplazo del equipo actual. Es decir, que si el V.I. de la obra de incorporar un segundo transformador no supera 2.011 MUSD, es una mejor alternativa que el reemplazo del transformador a 1.080 MUSD (Ver Anexo 2).</p>	Se debe modificar el proyecto "Ampliación en S/E San Clemente" incorporando un segundo transformador de 66/13,8kV de 15 MVA.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa CGE, asociada a la modificación de la obra propuesta "Ampliación en S/E San Clemente", numeral 4.1.6 del Sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que al efectuar el análisis de seguridad de la incorporación de una segunda unidad de transformación en la subestación San Clemente, de acuerdo a la metodología definida en la Resolución Exenta 711/2017, mediante la cuantificación de la Energía No Suministrada y posterior evaluación por Costo de Falla de Corta Duración, la obra no presenta beneficios económicos suficientes como para ser propuesta en el presente proceso de expansión. Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
24 4.1.8. Sistema E. Ampliación en S/E Molina y Seccionamiento de la Línea 2x66 kV Itahue – Curicó	En la descripción del proyecto es necesario incluir la construcción de barra de transferencia, la habilitación de nuevos paños de 66 kV para la conexión de los transformadores existentes a la nueva configuración de barra y la instalación de un banco de condensadores de 5 MVAR.	Se debe modificar la descripción del proyecto "Ampliación en S/E Molina y Seccionamiento de la Línea 2x66 kV Itahue – Curicó" de acuerdo a lo indicado en la observación.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa CGE, asociada a la modificación de la obra propuesta "Ampliación en S/E Molina y Seccionamiento de la Línea 2x66 kV Itahue – Curicó", numeral 4.1.8 del Sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que por los espacios disponibles en la subestación Molina, no es factible construir una barra de transferencia.</p> <p>Por otra parte, los transformadores existentes en la subestación cuentan con paños en 66 kV y no se observa necesidad de reemplazarlos. Adicionalmente, de acuerdo con los análisis realizados por esta Comisión, la cargabilidad de la eventual línea 2x66 kV Itahue - Molina disminuye en no más de un 1% con la adición de un condensador de 5 MVAR en la S/E Molina, lo cual es marginal.</p> <p>Finalmente, las simulaciones muestran que la tensión en las SS/EE Molina y Curicó se mantienen dentro de la banda establecida por la NTSyCS para operación normal, incluso en escenario de demanda máxima coincidente proyectada al 2025 para las SS/EE Molina y Curicó.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
25	4.1.9. Sistema E. Ampliación en S/E Pumahue	En la descripción del proyecto es necesario incluir la construcción de muro cortafuego, fundación con canaleta recolectora y foso de aceite, además de la instalación de un banco de condensadores de 5 MVAR con su respectiva posición. Adicionalmente, se debe considerar la normalización del paño de 66 kV asociado al transformador T1.	Se debe modificar la descripción del proyecto "Ampliación en S/E Pumahue" de acuerdo a lo indicado en la observación.	<b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa CGE, asociada a la modificación de la obra propuesta "Ampliación en S/E Pumahue", numeral 4.1.9 del Sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que en la descripción de la obra mencionada, segundo párrafo del numeral 4.1.9.1 del Sistema E del informe, se determina que la obra incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, entendiéndose que la construcción de muro cortafuego, fundación con canaleta recolectora y foso de aceite están siendo consideradas. Adicionalmente, cabe destacar que las obras civiles asociadas a los transformadores de poder se encuentran incluidas en la valorización de la obra que se encuentra en el numeral 4.1.9.4 del Sistema E del informe, y la incorporación del BBCC solicitado no es necesaria debido al alto perfil de tensión que presenta la S/E Temuco y baja cargabilidad del nuevo transformador. Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
26	4.1.11. Sistema E. Ampliación en S/E Gorbea	En el informe técnico se considera el aumento de capacidad de la S/E San Gorbea, mediante el reemplazo de la unidad de transformación actual 66/13,8 kV de 6,25 MVA por una de capacidad de 10 MVA. Sin embargo, la propuesta de CGE considera que la subestación Gorbea no cuenta con respaldo suficiente que permita continuar abasteciendo la demanda ante falla de transformador único, situación que no queda resuelta con las obras descritas en el "Informe técnico preliminar plan de expansión anual de transmisión año 2018". Por lo anterior, en base a la "metodología para evaluar obras por costo de falla de corta duración (CFCD)" definida por la CNE, es posible identificar un beneficio de ENS de 640 MUSD, equivalentes a un V.I. de 699 MUSD para la opción de instalar un segundo transformador por sobre el reemplazo del equipo actual. Es decir, que si el V.I. de la obra de incorporar un segundo transformador no supera 1.679 MUSD, es una mejor alternativa que el reemplazo del transformador a 980 MUSD (Ver Anexo 2). Adicionalmente, se hace presente que el secundario del transformador existente corresponde a 13,2 kV y no 13,8 kV.	Se debe modificar el proyecto "Ampliación en S/E Gorbea" incorporando un segundo transformador de 66/13,2kV de 10 MVA.	<b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa CGE, asociada a la modificación de la obra propuesta "Ampliación en S/E Gorbea", numeral 4.1.11 del Sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que al efectuar el análisis de seguridad de la incorporación de una segunda unidad de transformación en la subestación Gorbea de acuerdo a la metodología definida en la Resolución Exenta 711/2017, mediante la cuantificación de la Energía No Suministrada y posterior evaluación por Costo de Falla de Corta Duración, la obra no presenta beneficios económicos suficientes como para ser propuesta en el presente proceso de expansión. Adicionalmente, el nivel de tensión del bobinado secundario del transformador de acuerdo a lo publicado por el Coordinador Eléctrico Nacional en su portal web de información técnica de instalaciones, corresponde a 13,8 kV, lo que es consistente con la descripción de la obra mencionada. Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.

Identificación del Título, Subtítulo, Nº Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
27 4.1.13. Sistema E. Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tap Linares Norte – Linares y Ampliación en S/E Linares	En la descripción del proyecto es necesario incluir el reemplazo de los TTCC en el paño de línea de la S/E Linares.	Se debe modificar la descripción del proyecto "Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tap Linares Norte – Linares y Ampliación en S/E Linares" de acuerdo a lo indicado en la observación.	<b>Se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa CGE, asociada a la modificación de la obra propuesta "Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tap Linares Norte - Linares y Ampliación en S/E Linares", numeral 4.1.13 del Sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que en la descripción de la obra y su posterior valorización no se incluyen los reemplazos de los TTCC en el paño de la línea hacia la S/E Linares . Conforme a lo anterior, se modificará la descripción y valorización de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018, de acuerdo a lo propuesto por la empresa.
28 4.1.13. Sistema E. Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tap Linares Norte – Linares y Ampliación en S/E Linares	En la descripción del proyecto es necesario incluir la construcción de fundación de foso con canaleta recolectora de aceite para los transformadores.	Se debe modificar la descripción del proyecto "Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tap Linares Norte – Linares y Ampliación en S/E Linares" de acuerdo a lo indicado en la observación.	<b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa CGE, asociada a la modificación de la obra propuesta "Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tap Linares Norte - Linares y Ampliación en S/E Linares", numeral 4.1.13 del Sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que en la descripción de la obra mencionada, tercer párrafo del numeral 4.1.13.1 del Sistema E del informe, se determina que la obra incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, entendiéndose que la construcción de la fundación de foso con canaleta recolectora de aceite para los transformadores está siendo considerada. Adicionalmente, cabe destacar que las obras civiles asociadas a la fundación de foso con canaleta recolectora de aceite para los transformadores se encuentra incluida en la valorización de la obra que se encuentra en el numeral 4.1.13.4 del Sistema E del informe. Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
29 4.1.14. Sistema E. Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tap Loma Colorada – Loma Colorada y Ampliación en S/E Loma Colorada	En el Informe Técnico Preliminar se consideró para este proyecto "el aumento de capacidad de la actual línea conectada de forma radial desde el Tap Loma Colorada en 66 kV, mediante un nuevo conductor que permita una capacidad de transporte de, al menos, 60 MVA a 35°C con sol." No obstante, el refuerzo propuesto por CGE de 90 MVA para este mismo tramo tiene por objetivo atender, además de la suficiencia, la demanda de las subestaciones Polpaico, Arenas Blancas y Puchoco ante contingencia de la LT 1x66kV Coronel-Arenas Blancas. Adicionalmente, en la descripción del proyecto es necesario incluir la normalización de los paños de llegada en las SS/EE Tap Loma Colorada y Loma Colorada.	Se debe modificar la descripción del proyecto "Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tap Loma Colorada – Loma Colorada y Ampliación en S/E Loma Colorada" de acuerdo a lo indicado en la observación.	<b>Se acoge parcialmente la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa CGE, asociada a la modificación de la obra propuesta "Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tap Loma Colorada – Loma Colorada y Ampliación en S/E Loma Colorada", numeral 4.1.14 del Sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018, cuyo objetivo es aumentar la capacidad de transferencia del conductor de la línea y la normalización de paños en las SS/EE Loma Colorada y Tap Loma Colorada, esta Comisión concuerda con lo planteado en términos de la necesidad de aumentar la capacidad de transporte del tramo 1x66 kV Tap Loma Colorada - Loma Colorada a, al menos, 90 MVA. En cuanto a incluir la normalización de los paños de llegada en las SS/EE Loma Colorada y Tap Loma Colorada, esta Comisión no concuerda con la empresa, puesto que, de acuerdo a la información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional, la línea 1x66 kV Tap Loma Colorada - Loma Colorada cuenta con paño de línea en la S/E Loma Colorada, mientras que no es necesaria su inclusión en el Tap Off Loma Colorada, pues no se requiere para la correcta coordinación de

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				protecciones en el sistema en torno a la S/E Loma Colorada. Conforme lo anterior, esta Comisión hará una modificación en la capacidad de transmisión de la línea mencionada en la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
30	4.1.3. Sistema E. Ampliación en S/E Chocalán	<p>En el informe técnico se considera el aumento de capacidad de la S/E Chocalán, mediante el reemplazo de la unidad de transformación actual 66/13,8 kV de 10 MVA por una unidad de capacidad de 20 MVA y la construcción de su respectivo paño en el lado de alta tensión.</p> <p>Sin embargo, la subestación Chocalán no cuenta con respaldo suficiente que permita continuar abasteciendo la demanda ante falla del transformador único, situación que no queda resuelta con las obras descritas en el "Informe técnico preliminar plan de expansión anual de transmisión año 2018".</p> <p>Por lo anterior, en base a la "metodología para evaluar obras por costo de falla de corta duración (CFCD)" definida por la CNE, es posible identificar un beneficio de ENS de 709 MUSD, equivalentes a un V.I. de 775 MUSD para la opción de instalar un segundo transformador por sobre el reemplazo del equipo actual. Es decir, que si el V.I. de la obra de incorporar un segundo transformador no supera 2.165 MUSD, es una mejor alternativa que el reemplazo del transformador a 1.390 MUSD (Ver Anexo 2).</p>	Se debe modificar el proyecto "Ampliación en S/E Chocalán" incorporando un segundo transformador de 66/13,8kV de 10 MVA	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa CGE, asociada a la modificación de la obra propuesta "Ampliación en S/E Chocalán", numeral 4.1.3 del Sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que al efectuar el análisis de seguridad respecto de la incorporación de una segunda unidad de transformación en la subestación Chocalán, de acuerdo a la metodología definida en la Resolución Exenta 711/2017, mediante la cuantificación de la Energía No Suministrada y posterior evaluación por Costo de Falla de Corta Duración, la obra no presenta beneficios económicos suficientes como para ser propuesta en el presente proceso de expansión. Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
31	4.1.5. Sistema E. Ampliación en S/E Loreto	<p>En el informe técnico se considera el aumento de capacidad de la S/E Loreto, mediante el reemplazo de la unidad de transformación actual 66/15 kV de 10,5 MVA por una de capacidad de 20 MVA. Sin embargo, la subestación Loreto no cuenta con respaldo suficiente que permita continuar abasteciendo la demanda ante falla del transformador único, situación que no queda resuelta con las obras descritas en el "Informe técnico preliminar plan de expansión anual de transmisión año 2018".</p> <p>Por lo anterior, en base a la "metodología para evaluar obras por costo de falla de corta duración (CFCD)" definida por la CNE, es posible identificar un beneficio de ENS de 764 MUSD, equivalentes a un V.I. de 834 MUSD para la opción de instalar un segundo transformador por sobre el reemplazo del equipo actual. Es decir, que si el V.I. de la obra de incorporar</p>	Se debe modificar el proyecto "Ampliación en S/E Loreto" incorporando un segundo transformador de 66/15kV de 10 MVA	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa CGE, asociada a la descripción de la obra "S/E Loreto: Aumento de Cap. Transformación", numeral 4.1.5 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda con lo planteado en términos de que el VATT con el que se debe comparar el proyecto es el de los equipos existentes que se conservarán para dar respaldo al nuevo transformador, más los equipos necesarios para mantener el transformador como reserva en caliente. No obstante lo anterior, el beneficio visto luego de la evaluación por CFCD no es suficiente para hacer las modificaciones a la obra.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		un segundo transformador no supera 2.244 MUSD, es una mejor alternativa que el reemplazo del transformador a 1.410 MUSD (Ver Anexo 2).		
32	4.1.7. Sistema E. Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas	En la descripción del proyecto es necesario incluir que se debe considerar completar el paño de línea en S/E Cocharcas.	Se debe modificar la descripción del proyecto "Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas" de acuerdo a lo indicado en la observación.	<b>Se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa CGE, asociada a la modificación de la obra propuesta "Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Monterrico - Cocharcas", numeral 4.1.7 del Sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que en la descripción de la obra y su posterior valorización no se incluye el equipamiento para completar el paño de la línea hacia la S/E Cocharcas. Conforme a lo anterior, se modificará la descripción y valorización de la obra de acuerdo a lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
33	4.1.10. Sistema E. Ampliación en S/E Lihueimo	En la descripción del proyecto es necesario incluir que se debe contemplar la construcción de una nueva sala de control con servicios auxiliares de CC y CA, y la adquisición de terreno aledaño a la subestación necesario para el desarrollo de las nuevas instalaciones.	Se debe modificar la descripción del proyecto "Ampliación en S/E Lihueimo" de acuerdo a lo indicado en la observación.	<b>Se acoge parcialmente la observación.</b> De acuerdo a los antecedentes proporcionados por la empresa, esta Comisión ha corregido el Valor de Inversión asociado al proyecto, considerando las obras necesarias para la ejecución de la ampliación en S/E Lihueimo. En cuanto a la adquisición de terreno, esta Comisión estima que existe espacio suficiente en el terreno existente para realizar la ampliación solicitada.
34	4.2.5. Sistema E. Nueva S/E Seccionadora Loica y nueva Línea 2x220 kV Loica-Portezuelo	En el Informe Técnico Preliminar se consideró que se requiere una nueva S/E Seccionadora Loica y una nueva Línea 2x220 kV Loica-Portezuelo, lo que permitirá dar suficiencia, seguridad y confiabilidad a los consumos abastecidos a través de las subestaciones Portezuelo, La Esperanza, Marchigüe, Lihueimo y Alcones, todos mediante líneas de 66 kV que se conectan a través de la S/E Portezuelo 110/66 kV. No obstante, las subestaciones La Esperanza, Marchigüe, Lihueimo y Alcones continúan siendo energizadas desde la LT 1x66kV Portezuelo-Marchigüe, con cargabilidad superior al 80%, por lo que no verían mejorada su condición de seguridad y confiabilidad.	Se debe incorporar proyecto "Nueva LT 1x66kV Portezuelo-Marchigüe" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2018.	<b>Observación se tiene por no presentada.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa CGE, esta Comisión ha solicitado aclaraciones y/o complementación de antecedentes mediante carta CNE N° 373 de fecha 03 de diciembre de 2018, la cual no fue respondida por la empresa en el plazo establecido en la misma. Dado lo anterior, y en conformidad a lo establecido en el último inciso del artículo 10° de la Resolución Exenta N° 18, que establece normas procedimentales estrictamente necesarias para el proceso de planificación anual de la transmisión, esta Comisión considerará esta observación como no presentada.  Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión revisó nuevamente la zona y el proyecto propuesto por la empresa CGE, y se ha verificado que no existen problemas de suficiencia en las instalaciones de transmisión de la zona al año 2022. Además, luego de evaluar la obra por la metodología de CFCD, no se ven beneficios que justifiquen la obra propuesta por CGE, ya que las principales limitaciones que se tienen en la zona corresponden a circuitos aguas abajo de la instalación y estas se presentarían en el mediano plazo.  Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
35	4.1.5. Sistema A. Ampliación en S/E Calama 110 kV	En la descripción del proyecto es necesario incluir que se debe contemplar la adquisición de terreno	Se debe modificar la descripción del proyecto "Ampliación en S/E Calama 110 kV" de acuerdo a lo indicado en la observación.	<b>Se acoge la observación.</b> Con relación a la observación planteada por la empresa CGE, asociada a la descripción de la obra "Ampliación en S/E Calama 110 kV", numeral 4.1.5. Del

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	aledaño a la subestación para la construcción de las nuevas posiciones de 110 kV.		Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda con lo planteado en términos de que se debe considerar compra de terreno para llevar a cabo la obra solicitada. Conforme lo anterior, esta Comisión hará una modificación en la descripción y la valorización de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
36	3.1 Obras de Ampliación. Ampliación en S/E Calama 220 kV  En el Informe Técnico Preliminar se consideró como propietario de la S/E Calama 220kV a CGE S.A. No obstante, dicha subestación es de propiedad de TRANSEMEL S.A.	Se debe modificar la Tabla 1: Obras de Ampliación del Sistema Nacional, indicando que el propietario de S/E Calama 220kV es TRANSEMEL S.A.	<b>Se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa CGE S.A., asociada al nombre del propietario de la obra "Ampliación en S/E Calama 220 kV", numeral 3.1.9 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda con lo planteado en términos de corregir el nombre del propietario de la obra. Conforme lo anterior, esta Comisión hará una modificación en el nombre del propietario de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
37	3.2.1. Obras nuevas del Sistema Nacional. Nueva S/E Seccionadora Santa Isabel  En el Informe Técnico Preliminar se considera la construcción de una nueva subestación seccionadora en la línea 2x220 kV Itahue – Ancoa, denominada S/E Santa Isabel, la cual además conecta la línea de 220 kV que existe entre la conexión en derivación Santa Isabel y la S/E Maule. En la descripción se indica que la subestación se deberá emplazar alrededor del actual Tap Santa Isabel 220 kV, dentro de un radio de 4 kilómetros desde dicho punto. Sin embargo, considerar el seccionamiento de la línea 2x220 kV Itahue-Ancoa en una nueva subestación y no dentro de los terrenos del actual Tap Santa Isabel, representa una condición menos eficiente para el sistema ya que involucra la compra de terrenos y la construcción de una nueva línea de transmisión para conectarse a la LT 1x220 kV Tap Santa Isabel -Maule.	Se debe modificar la condición de obra nueva del proyecto "Nueva S/E Seccionadora Santa Isabel", considerándola como obra de ampliación del Tap Santa Isabel.	<b>Observación se tiene por no presentada.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa CGE, esta Comisión ha solicitado aclaraciones y/o complementación de antecedentes mediante carta CNE N °373 de fecha 03 de diciembre de 2018, la cual no fue respondida por la empresa en el plazo establecido en la misma. Dado lo anterior, y conforme lo establecido en el último inciso del artículo 10° de la Resolución Exenta N° 18, que establece normas procedimentales estrictamente necesarias para el proceso de planificación anual de la transmisión, esta Comisión considerará esta observación como no presentada.  Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión revisó nuevamente la propuesta, y considerará el terreno existente de propiedad de la empresa CGE, asociada al proyecto en construcción denominado "Proyecto Apoyo Maule" fijado en el Decreto N° 418 de 2017, que define las instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria.  Conforme lo anterior, esta Comisión modificará el proyecto "Nueva S/E Seccionadora Santa Isabel" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
38	4.2.1. Sistema B. Nueva S/E Seccionadora Damascal  En la descripción del proyecto se consideran dos posiciones para futuros alimentadores para un transformador de 30 MVA. No obstante, para permitir una mejor distribución de la carga, se considera que se debieran construir al menos cuatro posiciones para alimentadores.	Se debe modificar la descripción del proyecto "Nueva S/E Seccionadora Damascal" de acuerdo a lo indicado en la observación.	<b>Se acoge la observación.</b> Con relación a la observación planteada por la empresa CGE, asociada a la descripción de la obra "Nueva S/E Seccionadora Damascal", numeral 4.2.1. Del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda con lo planteado en términos de que se deben considerar cuatro (4) posiciones para alimentadores en lugar de las dos (2) indicados originalmente. Conforme lo anterior, esta Comisión hará una modificación en la descripción de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
39 4.2.4. Sistema E. Nueva S/E Seccionadora Codegua	En el Informe Técnico Preliminar se consideró que el proyecto consiste en la construcción de la nueva subestación Codegua, que permita el seccionamiento de las líneas 2x110 kV Alto Jahuel – Sauzal y 1x66 kV Rancagua – San Francisco de Mostazal, en el tramo San Francisco de Mostazal – Tap Graneros. Además, la subestación deberá contar con un transformador 110/66 kV de, al menos, 100 MVA. Al respecto, dada la ubicación propuesta para la subestación, es beneficioso para la calidad de suministro de las comunas de Codegua, Graneros, Mostazal y Rancagua, el considerar en este proyecto la incorporación de transformación 110/15kV de al menos 30 MVA, generando un nuevo punto de suministro para las redes de media tensión del subsistema.	Se debe modificar el proyecto "Nueva S/E Seccionadora Codegua" incorporando transformación 110/15kV de al menos 30 MVA.	<p><b>Observación se tiene por no presentada.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa CGE, esta Comisión ha solicitado aclaraciones y/o complementación de antecedentes mediante carta CNE N° 373 de fecha 03 de diciembre de 2018, la cual no fue respondida por la empresa en el plazo establecido en la misma. Dado lo anterior, y conforme lo establecido en el último inciso del artículo 10° de la Resolución Exenta N° 18, que establece normas procedimentales estrictamente necesarias para el proceso de planificación anual de la transmisión, esta Comisión considerará esta observación como no presentada.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión revisó nuevamente la zona y el proyecto propuesto por la empresa CGE, asociada a la inclusión de un equipo de transformación en la "Nueva S/E Seccionadora Codegua", numeral 4.2.4 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, concluyéndose que el plazo de construcción de un equipo de transformación es menor a los plazos constructivos de la obra propuesta en el presente plan de expansión, por lo que el análisis puede ser postergado para los próximos procesos de planificación de la transmisión.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
40 Sistema E	En la subestación El Manzano de la comuna de Las Cabras, se tienen dos PMGD conectados por una inyección de 6 MW (Luna 3 MW y Don Eugenio 3 MW) y dos PMGD a conectar a finales de 2018 por una inyección de 9,7 MW (Queule 7 MW y El Manzano II de 2,7 MW), lo que implica una inyección total de 15,7 MW. La subestación El Manzano cuenta con dos equipos de transformación 66/15 kV de 6,7 MVA y 4 MVA conectados en paralelo y demanda mínima en horario de generación inferior a 1 MW, por lo que la transformación de la subestación se verá sobrepasada por la inversión de flujos (Ver Anexo 4).	Aumentar la capacidad de transformación de S/E El Manzano.	<p><b>Observación se tiene por no presentada.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa CGE, esta Comisión ha solicitado aclaraciones y/o complementación de antecedentes mediante carta CNE N° 373 de fecha 03 de diciembre de 2018, la cual no fue respondida por la empresa en el plazo establecido en la misma. Dado lo anterior, y conforme lo establecido en el último inciso del artículo 10° de la Resolución Exenta N° 18, que establece normas procedimentales estrictamente necesarias para el proceso de planificación anual de la transmisión, esta Comisión considerará esta observación como no presentada.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión revisó nuevamente la zona y el proyecto propuesto por la empresa CGE, consistente en la nueva obra de expansión denominada "S/E El Manzano: Aumento de Capacidad de Transformación", concluyendo que con el ingreso de los PMGD Queule y El Manzano II en los sistemas de distribución que se abastecen a través de la S/E El Manzano, la capacidad de transformación para la evacuación de la generación se vería superada en el corto plazo.</p> <p>Conforme a lo anterior, se incluye la obra "Ampliación en S/E El Manzano", que consiste en el reemplazo del transformador de 4 MVA 66/23 de la S/E El Manzano por un equipo de 30 MVA, en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>

## 10.SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. (SAESA)

Identificación del Título, Subtítulo, Nº Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
<p>1</p> <p>Título 3.1.6. Pág. 25. Título 7.3.3. Pág. 175</p>	<p>Reactor en SE Nueva Pichirropulli:</p> <p>Según descripción general: "El proyecto consiste en la instalación de un reactor trifásico de 50 MVAr en la barra de 220 kV de la S/E Nueva Pichirropulli. El proyecto considera los equipos necesarios para la conexión en configuración interruptor y medio, completando una media diagonal disponible, manteniendo la tecnología existente de los equipos."</p> <p>Se solicita aclaración del proyecto dado que la configuración de la SE Nueva Pichirropulli 220 kV es en interruptor y medio, y menciona que se conecta a la barra y luego a completar media diagonal disponible.</p> <p>Dado la configuración en la SE Nueva Pichirropulli, se solicita corregir la propiedad del proyecto pues las diagonales disponibles son propiedad de STS producto de la ampliación en el patio 220 kV asociado al Proyecto Llollehue, declarado en construcción según Decreto Nº 418 – 2017.</p>	<p>Se propone: "El proyecto consiste en la instalación de un reactor trifásico de 50 MVAr de barra 220 kV de la S/E Nueva Pichirropulli. El proyecto considera los equipos necesarios para la conexión en configuración..."</p> <p>Se solicita cambiar la propiedad asignada al proyecto Reactor en la SE Nueva Pichirropulli de Eletrans a STS. Se adjunta documento "Anexo Obs Proy Nuevo Reactor en SE Nueva Pichirropulli.pdf" que respalda lo planteado.</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>En cuanto a la solicitud de modificar la descripción del proyecto, esta Comisión ajustará la redacción de manera que no exista una doble interpretación de las obras requeridas.</p> <p>En cuanto a la solicitud de modificar la propiedad de la obra, esta Comisión indica que el proyecto es una ampliación asociada a la subestación Nueva Pichirropulli, y la conexión se realizará a las barras que pertenecen a la misma subestación, cuya propiedad es de Eletrans.</p>
<p>2</p> <p>Sistema E. Título 4.1.1. Pág. 49. Título 7.4.5. Pág. 180</p>	<p>Proyecto seccionamiento 66 kV SE Santa Bárbara:</p> <p>Se observa el VI referencial del proyecto, puesto que en la valorización realizada en el ITP no considera todas las condiciones de terreno levantadas por la empresa Frontel. Se adjunta documento "Anexo Obs Proy Seccionamiento 66 kV SE Santa Bárbara.pdf" que respalda lo observado.</p>	<p>Se propone considerar un VI referencial de US\$ 1.923.291, presentado en la iniciativa de proyecto entregado en Abril de 2018. Se adjunta documento "Anexo Obs Proy Seccionamiento 66 kV SE Santa Bárbara.pdf" que respalda lo planteado.</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa SAESA, asociada a la modificación de la valorización de la obra "Seccionamiento en S/E Santa Bárbara", numeral 4.1.1 del Sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda en que faltó incorporar en la valorización de la obra antes mencionada los costos de instalación de faenas asociados al tiempo de construcción, costos en obras civiles asociados al movimiento de tierra, y costos de suministros asociados a las estructuras de anclaje.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión modificará la valorización de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018 considerando los costos mencionados anteriormente.</p>
<p>3</p> <p>Sistema E. Título 4.1.19. Pág. 65. Título 7.5.9. Pág. 189</p>	<p>Proyecto Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Charrúa – Cabrero:</p> <p>Según proceso de actualización de la información técnica de la línea Charrúa – Cabrero 1x66 kV por parte de la empresa, dicha obra no es necesaria por demanda en el Sistema de Transmisión Zonal para</p>	<p>Se propone eliminar obra del Plan de Expansión de la Transmisión año 2018.</p>	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa SAESA, asociada a la obra "Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Charrúa – Cabrero", numeral 4.1.19 del Sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda con lo planteado en términos de la información técnica utilizada en los análisis de la línea. Efectivamente, la información técnica de dicha instalación se ha actualizado y la capacidad de la</p>



Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	que sea incluida en el presente Plan de Expansión de la Transmisión año 2018.		línea que hoy se encuentra informada es suficiente para los flujos esperados en todo el horizonte de análisis, por lo que no se hace necesaria la obra propuesta. Conforme lo anterior, esta Comisión eliminará la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
4 Sistema E. Título 4.1.21. Pág. 67. Título 7.6.13. Pág. 195	<p>Proyecto Ampliación en SE Negrete</p> <p>Según la descripción general del proyecto, se observa el alcance propuesto por la CNE ya que no es posible constructivamente el reemplazo del transformador T1 de 16 MVA por uno 40 MVA en el mismo lugar físico del transformador actual, por lo que no es posible llevar a cabo el proyecto con el fin de entregar las condiciones para abastecer la demanda, inyección de centrales PMGD y seguridad para el Sistema de Transmisión Zonal. Se adjunta documento "Anexo Obs Proy Ampliación en SE Negrete.pdf" que respalda lo observado.</p> <p>Se observa el VI referencial del proyecto, ya que dicho monto propuesto por la CNE no es posible llevar a cabo el proyecto con el fin de entregar las condiciones para abastecer la demanda, inyección de centrales PMGD y seguridad para el Sistema de Transmisión Zonal. Se adjunta documento "Anexo Obs Proy Ampliación en SE Negrete.pdf" que respalda lo observado.</p>	<p>Se propone ampliación en SE Negrete con obras asociadas a un nuevo transformador con sus paños normalizados y nueva barra MT, ya que según lo descrito en el documento "Anexo Obs Proy Ampliación en SE Negrete.pdf" que respalda lo planteado.</p> <p>Se propone modificar el VI referencial de US\$ 760.000 a US\$ 3.081.915. En el documento "Anexo Obs Proy Ampliación en SE Negrete.pdf" se describen todas las justificaciones.</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación planteada por la empresa SAESA, asociada a la descripción de la obra "Ampliación en S/E Negrete", numeral 4.1.21 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda con lo planteado en términos de que no es posible reemplazar el transformador nuevo en el mismo lugar físico del transformador actual. Sin embargo, dadas las condiciones actuales de la subestación y mediante una secuencia constructiva de obras adecuadas, es posible realizar la instalación del equipo de reemplazo en una posición disponible y retirar el transformador antiguo con sus paños asociados una vez finalizada la instalación del nuevo equipo de transformación. De esta forma, se puede efectuar la obra solicitada sin extender los cortes de suministro.</p> <p>Con respecto a la propuesta de ampliación entregada por la empresa en la etapa de observaciones, esta Comisión aclara que la obra se evaluó económicamente mediante la metodología por CFCD, concluyendo que no se justifica mantener el transformador antiguo luego de la instalación del equipo nuevo.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la valorización de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
5 Sistema F. Título 4.1.1. Pág. 68. Título 7.4.7. Pág. 182	<p>Proyecto Ampliación en SE Picarte</p> <p>Se observa el VI referencial propuesto por la CNE ya que no considera todas las obras a realizar en la SE Picarte en lo que respecta a la obra descrita en el título "Sistema F; Título 4.1.1" y "Título 7.4.7" del ITP. Se adjunta documento "Anexo Obs Proy Ampliación en SE Picarte.pdf" que respalda lo observado.</p>	<p>Se solicita modificar el VI referencial del proyecto a US\$ 3.069.479. Se adjunta documento "Anexo Obs Proy Ampliación en SE Picarte.pdf" que respalda lo planteado.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa SAESA, asociada a la modificación en la valorización de la obra "Ampliación en S/E Picarte", numeral 4.1.1 del Sistema F del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto, toda vez que la valorización de la obra contenida en el numeral 4.1.1.4 del Sistema F ya considera el equipamiento, obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones. Conforme lo anterior, no se modificará la valorización de la obra mencionada en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
6 Anexo 1. Título 9.1. Pág. 226	<p>Proyecto nueva SE Barros Arana y Línea Río Toltén - Barros Arana 110 kV</p> <p>Proyecto necesario para acercar la Transmisión Zonal a las zonas pobladas, reduciendo pérdidas en Distribución, disminuir índices de calidad de servicio los cuales están sobre el promedio nacional y muy alejado de lo planteado en la política energética de</p>	<p>Se solicita agregar el Proyecto nueva SE Barros Arana y Línea Río Toltén - Barros Arana 110 kV al Plan de Expansión de la Transmisión año 2018, conforme a los antecedentes entregados en Abril de 2018.</p> <p>Se solicita revisar la evaluación desarrollada,</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa SAESA, asociada al proyecto no recomendado "Nueva SE Barros Arana y Línea Río Toltén - Barros Arana 110 kV", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que es la Resolución Exenta 711/2017 el documento que establece la metodología aplicable al proceso de planificación anual de la transmisión. En particular, en su artículo 19°, Análisis de Seguridad y Resiliencia, que determina</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>largo plazo; indisponibilidad 4 horas /cliente al año 2035 y 1 horas /cliente al año 2050.</p> <p>El motivo para la no recomendación es que la evaluación de CFCD no justifica esta obra en el plan de expansión. Sin embargo, esta iniciativa debe evaluarse con una metodología distinta que considere otras variables, puesto que es un proyecto que traerá consigo mejoras en los estándares de calidad de servicio y además facilitará la conexión de nuevos proyectos de generación a nivel de PMGD.</p>	<p>agregar los beneficios expuestos y considerar este proyecto en el plan.</p>	<p>las necesidades de expansión de transmisión que permitan otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda de los clientes finales frente a contingencias, define que para el análisis de seguridad de las instalaciones de transmisión zonal se cuantificará la Energía No Suministrada (ENS) ante la salida intempestiva de la rama de la instalación de transmisión bajo análisis y se evaluará a Costo de Falla de Corta Duración. Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
7 Anexo 1. Título 9.1. Pág. 226	<p>Proyecto nueva SE Yumbel y Línea Cabrero - Yumbel 66 kV</p> <p>Proyecto necesario para acercar la Transmisión Zonal a las zonas pobladas, reduciendo pérdidas en Distribución, disminuir índices de calidad de servicio los cuales están sobre el promedio nacional y muy alejado de lo planteado en la política energética de largo plazo; indisponibilidad 4 horas /cliente al año 2035 y 1 horas /cliente al año 2050.</p> <p>El motivo para la no recomendación es que la evaluación de CFCD no justifica esta obra en el plan de expansión. Sin embargo, esta iniciativa debe evaluarse con una metodología distinta que considere otras variables, puesto que es un proyecto que traerá consigo mejoras en los estándares de calidad de servicio y además facilitará la conexión de nuevos proyectos de generación a nivel de PMGD.</p>	<p>Se solicita agregar el Proyecto nueva SE Yumbel y Línea Cabrero - Yumbel 66 kV al Plan de Expansión de la Transmisión año 2018, conforme a los antecedentes entregados en Abril de 2018.</p> <p>Se solicita revisar la evaluación desarrollada, agregar los beneficios expuestos y considerar este proyecto en el plan.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa SAESA, asociada al proyecto no recomendado "Nueva S/E Yumbel y Línea Cabrero - Yumbel 66 kV", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que es la Resolución Exenta 711/2017 el documento que establece la metodología aplicable al proceso de planificación anual de la transmisión. En particular, en su artículo 19°, Análisis de Seguridad y Resiliencia, que determina las necesidades de expansión de transmisión que permitan otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda de los clientes finales frente a contingencias, define que para el análisis de seguridad de las instalaciones de transmisión zonal se cuantificará la Energía No Suministrada (ENS) ante la salida intempestiva de la rama de la instalación de transmisión bajo análisis y se evaluará a Costo de Falla de Corta Duración. Conforme a lo anterior, no se incorporarán lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
8 Anexo 1. Título 9.1. Pág. 228	<p>Proyecto Ampliación SE Pilauco nuevo T2 220/66 kV 120 MVA y paño 220 kV en SE Rahue</p> <p>Se observa que proyecto Ampliación S/E Pilauco nuevo equipo de transformación T2 120 MVA 220/66 kV no se encuentra con un análisis más profundo que argumente su no recomendación. No existe un análisis técnico de la zona Osorno en régimen permanente y/o transitorio. Tampoco hay una evaluación económica vía Costo de Falla de Corta Duración que sustente la no recomendación del proyecto para solucionar este inconveniente del Sistema de Transmisión Zonal desde el punto de vista de la seguridad.</p>	<p>Se solicita agregar el proyecto Ampliación SE Pilauco nuevo T2 220/66 kV 120 MVA y paño 220 kV en SE Rahue al Plan de Expansión de la Transmisión año 2018, según lo recomendado por el Coordinador y que se cita a continuación:</p> <p>“Se recomienda cambiar la configuración de la barra de 66 kV de barra simple más transferencia a barra doble más transferencia o seccionar la barra de 66 kV, dejando dos líneas de Pilauco a Osorno y la línea a Remehue en una sección de barra y la tercera línea de Pilauco – Osorno y la línea a Barro Blanco en la otra sección. Se recomienda un nuevo banco de autotransformadores 220/66 kV de 4x40 MVA</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa SAESA, asociada al proyecto no recomendado "Ampliación SE Pilauco nuevo T2 220/66 kV 120 MVA y paño 220 kV en SE Rahue", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que luego de realizar los estudios eléctricos se determinó que para que se propagara la falla del transformador en S/E Pilauco es necesario que la demanda supere a la generación de Pilmaiquén en, al menos, 90 MVA. Dado que esta condición no se estima que se cumpla al año 2022, de acuerdo a las proyecciones que se utilizan en el presente proceso de planificación, no se tiene ENS para evaluar económicamente el proyecto, por lo que no es posible recomendar este proyecto por razones de seguridad. Conforme a lo anterior, esta Comisión no incorporará el proyecto al Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de la Transmisión Año 2018.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Por otra parte, con fecha 23 de enero de 2018, la Gerencia de Planificación de la Transmisión del Coordinador Eléctrico Nacional emitió Informe Final con la “Propuesta de Expansión de la Transmisión 2018”, en los que revisa el cumplimiento de la Norma Técnica vigente a las instalaciones de Transmisión Zonal que se conectan Sistema de Transmisión Nacional en el nivel de tensión de 220 kV.</p> <p>Desde el punto de vista del cumplimiento normativo del capítulo 3 de la NTSyCS, orientada el cumplimiento de exigencias mínimas que se deben considerar en la planificación de los sistemas, en su revisión el Coordinador considera los siguientes aspectos:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1.- Mantenimiento de Interruptores sin pérdida de la carga conectada.</li> <li>2.- Propagación de fallas de severidad 9 (falla en barra).</li> <li>3.- Propagación de fallas de severidad 8 (falla en transformador).</li> </ol> <p>En relación con instalaciones pertenecientes al Grupo SAESA, se pronuncia sobre incumplimientos en el caso de fallas de severidad 8 y 9 en las instalaciones de la SE Pilauco con su conexión en SE Rahue, que obligarían a realizar mejoras en las conexiones de 220 kV y a la instalación unidades de transformación adicionales.</p> <p>A continuación se citan las conclusiones del Coordinador en su informe final “Propuesta de Expansión de la Transmisión 2018”:</p> <p>“Para el caso de la severidad 9, la pérdida de la barra Pilauco 66 kV, se observa que existe desprendimiento total de la carga, dejando desenergizada las cargas de Osorno, Los Tambores, Barro Blanco, Río Negro y Purranque. Ante la pérdida de la barra Pilauco 66 kV, es posible abastecer desde la subestación Llollelhue a Los Tambores y La Misión, y desde la subestación Llanquihue a Purranque y Río Negro, pero de todas formar se pierde el suministro a Osorno y S/E Pichil.</p> <p>Para el caso de la severidad 8 del autotransformador Pilauco 220/66/23 kV 4x40 MVA, se observa que existe pérdida del suministro, debido a que la cuarta unidad es un respaldo en frio con un tiempo de</p>	<p>similar al existente. Esta recomendación obedece a otorgar un respaldo al transformador existente y por el nivel de carga, dado que al 2020 el actual transformador tendrá un 64% de carga, considerando las nuevas subestaciones Llollelhue y Llanquihue que toman carga que hoy es abastecida desde SE Pilauco.”</p> <p>Se entregan como anexos el informe de análisis bajo contingencia del ATR1 S/E Pilauco de la empresa SAESA adjunto. El documento es “2018-11-28_Informe Análisis ATR1 Pilauc.pdf” y la Base de Datos en formato DigSilent ocupada para las modelación y obtención de los resultados.</p>	

Nº Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>conexión asociado". De acuerdo a lo anterior, la solución completa para el caso de Pilauco considera instalar el segundo banco de autotransformadores, construir la segunda alimentación en 220 kV y conectarla a la barra N° 2 de la SE Rahue mediante un nuevo paño con conexión a la Barra de Transferencia.</p>		
9 Anexo 1. Título 9.1. Pág. 228	<p>Proyecto Ampliación SE Cholguán Seccionamiento 220 kV Línea Pangue – Charrúa.  Dado que la línea Pangue – Charrúa 220 kV será seccionada por la futura SE JMA 220 kV, decretada en el Plan de Expansión de la Transmisión año 2017, la futura línea JMA – Charrúa 220 kV será parte del segmento de la Transmisión Nacional, por lo tanto se observa que la conexión en derivación o Tap Off en la SE Cholguán de STS no cumplirá con la Normativa Técnica vigente, por lo que se requiere un proyecto.</p>	<p>Se solicita agregar el Proyecto Ampliación SE Cholguán Seccionamiento 220 kV Línea Pangue – Charrúa o futura Línea JMA – Charrúa al Plan de Expansión de la Transmisión año 2018.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa SAESA, asociada al cumplimiento de la normativa vigente de la conexión en derivación S/E Cholguán STS y la inclusión de una obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018 que modifique su forma de conexión al sistema, esta Comisión no concuerda con lo propuesto en términos de que la Ley General de Servicios Eléctricos, en su artículo 89° inciso tercero establece que "<i>No corresponderán a obras de ampliación aquellas inversiones necesarias para mantener el desempeño de las instalaciones conforme a la normativa vigente</i>", por lo que no corresponde incluir este tipo de obras en los planes de expansión. Conforme lo anterior, no se incluirá una obra que modifique la conexión de la instalación mencionada en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
10 Anexo 1. Título 9.1. Pág. 228	<p>Proyecto Ampliación SE Llanquihue Seccionamiento Línea Rahue – Puerto Montt 220 kV o futura Línea Tineo – Puerto Montt 220 kV  Se estima que la construcción de una nueva línea aumentará el impacto en el entorno y tendrá dificultades adicionales debido a la construcción previa de líneas nuevas y de refuerzo de las existentes. [FIGURA 5] El costo de la conexión a la SE Tineo es evidentemente más alto que el seccionamiento. [FIGURA 6] Dado que se trata de la regularización de una instalación calificada como Nacional, las obras necesarias para la conexión a SE Tineo, así como su carácter de nuevas o ampliaciones y su propiedad deben especificarse en el plan de expansión de la transmisión año 2018.</p>	<p>Se solicita agregar el Proyecto Ampliación SE Llanquihue Seccionamiento Línea Rahue – Puerto Montt 220 kV o futura Línea Tineo – Puerto Montt 220 kV al Plan de Expansión de la Transmisión año 2018  Se adjunta documento "Anexo Obs Proy Seccionamiento 220 kV SE Llanquihue.pdf" que respalda lo planteado.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b> Esta Comisión reitera lo señalado en el Informe Técnico Preliminar, en el que se indica que el Coordinador Eléctrico Nacional y la CNE, en su aprobación y autorización de conexión, respectivamente, consideraban que la empresa propietaria y responsable de la ejecución del proyecto "Nueva S/E Llanquihue 220 kV" debería normalizar su conexión en derivación a la futura S/E Tineo, actualmente en construcción. En base a lo anterior, la empresa deberá regularizar su conexión a la S/E Tineo 220 kV.</p>
11 Anexo 1. Título 9.1. Pág. 228	<p>Proyecto Ampliación SE Los Tambores Seccionamiento Línea Pilauco – La Unión 66 kV  Se observa que proyecto de Transmisión Zonal no se evalúa según lo dispuesto en el Artículo 19° de la</p>	<p>Se solicita agregar el Proyecto Ampliación SE Los Tambores Seccionamiento Línea Pilauco – La Unión 66 kV al Plan de Expansión de la Transmisión año 2018, conforme a los antecedentes entregados en Abril de 2018.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b> Dado que el proyecto "Ampliación SE Los Tambores Seccionamiento Línea Pilauco – La Unión 66 kV" tiene como objetivo mantener el desempeño de las instalaciones conforme a la normativa vigente, esta Comisión señala que éste no corresponde a una obra de ampliación que deba ser incluida en el plan de</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	Resolución CNE Nº 711 – 2017. Sin embargo, la CNE recomienda que las obras se realicen según lo dispuesto en el Artículo 89º de la Ley.	Solicitar una aclaración sobre el criterio que utilizó para recomendar que se haga por el Art. 89º	expansión, de acuerdo a lo señalado en el artículo 89º inciso tercero de la Ley. En conformidad a lo anterior, el proyecto indicado no será incluido en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión correspondiente al año 2018.
12 Anexo 1. Título 9.1. Pág. 228	<p>Proyecto nueva SE Los Muermos y Línea El Empalme – Los Muermos 110 kV</p> <p>Proyecto necesario para acercar la Transmisión Zonal a las zonas pobladas, reduciendo pérdidas en Distribución, disminuir índices de calidad de servicio los cuales están sobre el promedio nacional y muy alejado de lo planteado en la política energética de largo plazo; indisponibilidad 4 horas /cliente al año 2035 y 1 hora /cliente al año 2050.</p> <p>El motivo para la no recomendación es que la evaluación de CFCD no justifica esta obra en el plan de expansión. Sin embargo, esta iniciativa debe evaluarse con una metodología distinta que considere otras variables, puesto que es un proyecto que traerá consigo mejoras en los estándares de calidad de servicio y además facilitará la conexión de nuevos proyectos de generación, que dadas las condiciones de la zona serán principalmente eólicos.</p>	<p>Se solicita agregar el Proyecto nueva SE Los Muermos y Línea El Empalme – Los Muermos 110 kV al Plan de Expansión de la Transmisión año 2018, conforme a los antecedentes entregados en Abril de 2018.</p> <p>Se solicita revisar la evaluación desarrollada, agregar los beneficios expuestos y considerar este proyecto en el plan.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa SAESA, asociada al proyecto no recomendado "Nueva S/E Los Muermos y Línea El Empalme - Los Muermos 66 kV", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa ya que, es la Resolución Exenta 711/2017 el documento que establece la metodología aplicable al proceso de planificación anual de la transmisión. En particular, en su artículo 19º, Análisis de Seguridad y Resiliencia, que determina las necesidades de expansión de transmisión que permitan otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda de los clientes finales frente a contingencias, define que para el análisis de seguridad de las instalaciones de transmisión zonal se cuantificará la Energía No Suministrada (ENS) ante la salida intempestiva de la rama de la instalación de transmisión bajo análisis y se evaluará a Costo de Falla de Corta Duración.</p> <p>Conforme a lo anterior, no se incorporarán lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
13 Anexo 1. Título 9.1. Pág. 228	<p>Proyecto nueva SE Lago Ranco y Línea Los Tambores – Lago Ranco 66 kV</p> <p>Proyecto necesario para acercar la Transmisión Zonal a las zonas pobladas, reduciendo pérdidas en Distribución, disminuir índices de calidad de servicio los cuales están sobre el promedio nacional y muy alejado de lo planteado en la política energética de largo plazo; indisponibilidad 4 horas /cliente al año 2035 y 1 hora /cliente al año 2050.</p> <p>El motivo para la no recomendación es que la evaluación de CFCD no justifica esta obra en el plan de expansión. Sin embargo, esta iniciativa debe evaluarse con una metodología distinta que considere otras variables, puesto que es un proyecto que traerá consigo mejoras en los estándares de calidad de servicio y además facilitará la conexión de nuevos proyectos de generación, que dadas las condiciones de la zona serán principalmente hídricos de pasada.</p>	<p>Se solicita agregar el Proyecto nueva SE Lago Ranco y Línea Los Tambores – Lago Ranco 66 kV al Plan de Expansión de la Transmisión año 2018, conforme a los antecedentes entregados en Abril de 2018.</p> <p>Se solicita revisar la evaluación desarrollada, agregar los beneficios expuestos y considerar este proyecto en el plan.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa SAESA, asociada al proyecto no recomendado "Nueva S/E Lago Ranco y Línea Los Tambores - Lago Ranco 66 kV", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que es la Resolución Exenta 711/2017 el documento que establece la metodología aplicable al proceso de planificación anual de la transmisión. En particular, en su artículo 19º, Análisis de Seguridad y Resiliencia, que determina las necesidades de expansión de transmisión que permitan otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda de los clientes finales frente a contingencias, define que para el análisis de seguridad de las instalaciones de transmisión zonal se cuantificará la Energía No Suministrada (ENS) ante la salida intempestiva de la rama de la instalación de transmisión bajo análisis y se evaluará a Costo de Falla de Corta Duración.</p> <p>Conforme a lo anterior, no se incorporarán lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
14 Anexo 1. Título 9.1. Pág. 229	<p>Proyecto nueva SE Licán Ray opción N° 1</p> <p>Proyecto necesario para acercar la Transmisión Zonal a las zonas pobladas, reduciendo pérdidas en Distribución, disminuir índices de calidad de servicio los cuales están sobre el promedio nacional y muy alejado de lo planteado en la política energética de largo plazo; indisponibilidad 4 horas /cliente al año 2035 y 1 horas /cliente al año 2050.</p> <p>El motivo para la no recomendación es que la evaluación de CFCD no justifica esta obra en el plan de expansión. Sin embargo, esta iniciativa debe evaluarse con una metodología distinta que considere otras variables, puesto que es un proyecto que traerá consigo mejoras en los estándares de calidad de servicio y además facilitará la conexión de nuevos proyectos de generación, que dadas las condiciones de la zona serán principalmente hídricos de pasada.</p>	<p>Se solicita agregar el Proyecto nueva SE Licán Ray opción N° 1 al Plan de Expansión de la Transmisión año 2018, conforme a los antecedentes entregados en Abril de 2018.</p> <p>Se solicita revisar la evaluación desarrollada, agregar los beneficios expuestos y considerar este proyecto en el plan.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa SAESA, asociada al proyecto no recomendado "Nueva S/E Licán Ray opción N°1", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa ya que, es la Resolución Exenta 711/2017 el documento que establece la metodología aplicable al proceso de planificación anual de la transmisión. En particular, en su artículo 19°, Análisis de Seguridad y Resiliencia, que determina las necesidades de expansión de transmisión que permitan otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda de los clientes finales frente a contingencias, define que para el análisis de seguridad de las instalaciones de transmisión zonal se cuantificará la Energía No Suministrada (ENS) ante la salida intempestiva de la rama de la instalación de transmisión bajo análisis y se evaluará a Costo de Falla de Corta Duración. Conforme a lo anterior, no se incorporarán lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
15 Anexo 1. Título 9.1. Pág. 229	<p>Proyecto nueva SE Licán Ray opción N° 2</p> <p>Proyecto necesario para acercar la Transmisión Zonal a las zonas pobladas, reduciendo pérdidas en Distribución, disminuir índices de calidad de servicio los cuales están sobre el promedio nacional y muy alejado de lo planteado en la política energética de largo plazo; indisponibilidad 4 horas /cliente al año 2035 y 1 horas /cliente al año 2050.</p> <p>El motivo para la no recomendación es que la evaluación de CFCD no justifica esta obra en el plan de expansión. Sin embargo, esta iniciativa debe evaluarse con una metodología distinta que considere otras variables, puesto que es un proyecto que traerá consigo mejoras en los estándares de calidad de servicio y además facilitará la conexión de nuevos proyectos de generación, que dadas las condiciones de la zona serán principalmente hídricos de pasada.</p>	<p>Se solicita agregar el Proyecto nueva SE Licán Ray opción N° 2 al Plan de Expansión de la Transmisión año 2018, conforme a los antecedentes entregados en Abril de 2018.</p> <p>Se solicita revisar la evaluación desarrollada, agregar los beneficios expuestos y considerar este proyecto en el plan.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa SAESA, asociada al proyecto no recomendado "Nueva S/E Licán Ray opción N°2", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que es la Resolución Exenta 711/2017 el documento que establece la metodología aplicable al proceso de planificación anual de la transmisión. En particular, en su artículo 19°, Análisis de Seguridad y Resiliencia, que determina las necesidades de expansión de transmisión que permitan otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda de los clientes finales frente a contingencias, define que para el análisis de seguridad de las instalaciones de transmisión zonal se cuantificará la Energía No Suministrada (ENS) ante la salida intempestiva de la rama de la instalación de transmisión bajo análisis y se evaluará a Costo de Falla de Corta Duración. Conforme a lo anterior, no se incorporarán lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
16 Título 6.4.3. Pág. 118. Anexos Evaluaciones económicas y Otros Antecedentes	<p>Aplicación de la metodología para el cálculo de la Energía No Suministrada (ENS)</p> <p>En el documento anexo Metodología CFCD.pdf se</p>	<p>Se solicita aclarar en el libro Excel "01-Resumen Valorización CFCD Zonales_No propuestas" el factor "falla sin proyecto" y modificar la tabla de parámetros usados para la valorización</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>Se acoge parcialmente la observación. Con relación a la observación presentada por la empresa SAESA, asociada al documento anexo Metodología CFCD.pdf, esta Comisión concuerda en que en el documento mencionado se presenta un error</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>menciona en el Paso 1: los consumos aguas debajo de la instalación a evaluar, registrados el año 2016. Sin embargo, se considera correcto usar los consumos horarios 2017.</p> <p>En el documento anexo Metodología CFCD.pdf se menciona en el Paso 2: la energía no suministrada (ENS) para el año 2016 y el Informe Técnico Preliminar (ITP) Plan de Expansión 2017. Sin embargo, se considera correcto determinar la ENS del año 2017 y utilizar el ITP del año 2018.</p> <p>En el libro Excel "01-Resumen Valorización CFCD Zonales_No propuestas", se observa un factor llamado "falla sin proyecto", el cual tras revisar la planilla se concluye debiese considerar el MTTR (tiempo promedio antes de la reparación), la tasa de falla considerando la ventana de 5 años y las 24 horas del día.</p>	<p>(agregando parámetros y dejando explícita las fórmulas). Se adjunta documento "Anexo Observación metodología CFCD_Ejemplo Proyección Ampliación en SE Cholguan.pdf" que respalda lo planteado utilizando como ejemplo para este caso.</p>	<p>al indicar que se consideran los consumos del año 2016 en la determinación de la energía no suministrada y en su posterior proyección, al igual que el considerar la tasa de crecimiento de la demanda que utiliza el Informe Técnico Preliminar de Expansión del 2017.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión corregirá el error en el documento anexo mencionado en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p> <p>No obstante, sobre la observación relacionada con el factor llamado "falla sin proyecto", esta Comisión aclara que este factor representa el tiempo medio esperado sin suministro debido a desconexión forzada de instalaciones. Este factor se obtiene de la multiplicación de la probabilidad de falla y el tiempo medio antes de la recuperación del servicio.</p> <p>Conforme a lo anterior, no se modificarán los parámetros que determinan el factor "falla sin proyecto" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018. Sin perjuicio de lo anterior, en los archivos Excel "01-Resumen Valorización CFCD Zonales_Propuestas" y "01-Resumen valorización CFCD Zonales_No propuestas" se modificará el título del factor "Falla sin proyecto" en función de aclarar su significado y dejar las fórmulas y los parámetros explícitos para una mejor revisión por parte de los interesados.</p>

## 11.ACERA A.G.

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
<p>1 6.3.4 Escenarios de generación para la planificación de la transmisión (Inicio en pág. 91)</p>	<p>La presente observación tiene por objeto demostrar que la que no es correcto descartar a priori la utilización de los factores que dan origen a los escenarios de la Planificación Energética de Largo Plazo ("PELP") al momento de elaborar el Informe Técnico Preliminar que contiene el Plan de Expansión Anual de la Trasmisión correspondiente al año 2018 ("ITP"). Como consecuencia de lo anterior, los escenarios del presente ITP deberían considerar y evaluar directamente la influencia de la disposición social de proyectos, cambios tecnológicos en almacenamiento de baterías y el costo de las externalidades ambientales.</p> <p>En efecto, la Ley General de Servicios Eléctricos</p>	<p>En el capítulo 6.3.4 del ITP, se solicita que, al momento de definir los escenarios del Proceso de Planificación de la Transmisión, se consideren y evalúen de forma directa la influencia de todos los factores que fueron considerados para construir los escenarios de la PELP, en especial, los relacionados con la disposición social para proyectos, cambios tecnológicos en almacenamiento en baterías y costo de externalidades ambientales, pues esto no se realiza en el ITP.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Los escenarios de generación para la planificación de la transmisión se elaboraron en conformidad a la metodología establecida en el artículo 11 número 5 de la Resolución Exenta N° 711.</p> <p>Considerando lo anterior, y atendido que esta Comisión no comparte lo planteado por ACERA A.G. en cuanto a la forma en que deben evaluarse los distintos factores de la PELP, no se efectuarán modificaciones en el Informe Técnico Final, reiterándose lo ya señalado sobre la materia observada en el Informe Técnico Preliminar.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>(“LGSE”) en su artículo 87 señala que la Comisión deberá considerar la Planificación Energética de Largo Plazo (“PELP”) en el proceso de Planificación de la Transmisión.</p> <p>En vista de lo anterior, en el ITP se indica que la Comisión consideró la información contenida en el Decreto Exento N°92 (“DE92”) del Ministerio de Energía, de 9 de marzo de 2018, que aprueba la Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018-2022 el cual estableció el análisis de cinco escenarios equiprobables, definidos a partir de las siguientes variables:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Disposición social para proyectos.</li> <li>• Demanda energética.</li> <li>• Cambios tecnológicos en almacenamiento en baterías.</li> <li>• Costo de externalidades ambientales.</li> <li>• Costos de inversión de tecnologías renovables.</li> <li>• Precio de combustibles fósiles.</li> </ul> <p>En la sección 6.3.4 del ITP se presentan los escenarios evaluados en la Planificación de la Transmisión, cuyos planes de obras de generación obtenidos fueron construidos evaluando directamente los siguientes factores:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Demanda de energía</li> <li>• Precio de combustibles</li> <li>• Desarrollo de tecnologías ERNC.</li> </ul> <p>Para justificar lo anterior, en el ITP se señala que, “luego del análisis y resultados de la PELP, en la aplicación de los principales factores esto es, demanda de energía eléctrica, precios de tecnologías y precios de combustibles, se concluye que los cinco escenarios energéticos contenidos en la PELP presentan características distinta, que no permiten agrupar o subsumir algún escenario en otro, o establecer escenarios intermedios que recojan todas las variables, en especial tomando en consideración la proyección de combustibles en todo el horizonte de planificación.”</p> <p>Al respecto, el ITP señala además que, “...dado estos</p>		



Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>factores y variables de análisis, de la PELP se obtienen diferentes planes de obras de generación para cada uno de los cinco escenarios definidos, los cuales ya incorporan las variables y factores previamente señalados, en especial la disposición social para proyectos, los cambios tecnológicos en almacenamiento de baterías y costos de externalidades ambientales...”</p> <p>A partir de los antecedentes descritos, es claro que el informe de ITP no evaluó directamente, en la construcción de sus escenarios, los factores de la disposición social de proyectos, cambios tecnológicos en almacenamiento de baterías y el costo de las externalidades ambientales. Adicionalmente, estimamos que la justificación expuesta en el informe para no evaluar directamente dichos factores, no sólo es errónea, sino que además insuficiente.</p> <p>Para explicar lo anterior, lo primero es mencionar que según lo expuesto por la CNE en su argumentación ante el Panel de Expertos, en la discrepancia 07-2018 la utilización de los escenarios de la PELP no es vinculante, en efecto señala “...los escenarios energéticos que la PELP contiene deben ser considerados en el análisis, pero no habría una obligación de utilizarlos tal como se encuentran contenidos en dicho instrumento para la determinación de las obras que componen el Plan de Expansión. En otras palabras, indica, lo expuesto no significaría que los escenarios contenidos en la PELP deban ser reproducidos íntegramente en el ejercicio de planificación de la transmisión, sino que deben ser analizadas las tendencias y grandes conclusiones que la primera arroja, de manera de orientar el desarrollo de la transmisión y sus distintos escenarios.”</p> <p>Consecuentemente con lo expuesto en el párrafo precedente, la forma en la cual los escenarios de la PELP deben ser considerados se detallan en la Resolución Exenta Nº711, de 18 de diciembre de 2017, que establece la metodología aplicable al proceso de planificación anual de la transmisión, en su artículo 11 señala las consideraciones mínimas que debe tener presente la Comisión al momento de</p>		

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>efectuar la Planificación de la Transmisión, entre las cuales se incluye:</p> <p>“Escenarios de generación para la Planificación de la Transmisión: corresponderá a los escenarios que se obtengan para todo el horizonte de análisis que se haya definido para el proceso de planificación, utilizando la capacidad de expansión de generación por cada Escenario Energético de la Planificación Energética. La Comisión evaluará cada uno de estos escenarios, y definirá aquellos que permitan recoger o contener todas la variables y criterios de los escenarios intermedios contenidos en la Planificación Energética...”</p> <p>Desde esta perspectiva, la CNE tiene la facultad para utilizar escenarios diferentes a los de la PELP, siempre u cuando estos permitan recoger o contener todas las variables y criterios de los escenarios intermedios contenidos en la Planificación Energética.</p> <p>A juicio de ACERA, el ITP hace un reconocimiento implícito de lo anterior, por cuanto elabora una extensa justificación técnica para demostrar la necesidad de incluir el Ajuste por Demanda.</p> <p>En efecto, el informe de ITP, en la página 93 señala en relación con los ajustes por demanda que: “De las simulaciones antes descritas, se obtuvieron los despachos esperados de las unidades y los costos marginales del sistema eléctrico en los bloques de día y en los bloques de noche, y se compararon con los valores de costos marginales de los respectivos bloques presentados por los ejercicios de la PELP. De lo anterior, se observaron grandes diferencias de costos marginales en los bloques de demanda nocturna para todos los escenarios de generación, lo cual se atribuye principalmente a la diferencia en la proyección de demanda y en la construcción de los bloques de demanda representativos de cada hora del día.”</p>		

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Si bien es cierto, el artículo 11º de la RE 711 es explícito en mencionar las proyecciones de demanda como uno de los antecedentes que la CNE debe ser considerar al momento de realizar la planificación de la transmisión, también es cierto que el mismo artículo no limita la posibilidad de considerar además otros antecedentes relevantes.</p> <p>Al contrario del caso anterior, en el cual la CNE elabora una justificación detallada para la utilización de nuevos escenarios de demanda, el ITP carece de un análisis profundo que permita justificar por qué en el ITP no se hizo una evaluación directa de los factores de la disposición social de proyectos, cambios tecnológicos en almacenamiento de baterías y el costo de las externalidades ambientales que pudieran impactar en los escenarios de generación.</p> <p>En relación al punto anterior, si bien los planes de obras de generación para cada uno de los escenarios de la PELP se obtuvieron considerando todas las variables fundantes, estimamos que el hecho de que algunas de estas variables no se consideren y evalúen de forma directa en los análisis de escenarios de la Planificación de la Transmisión, no permiten incorporar al proceso factores que fueron considerados relevantes por el Ministerio de Energía al momento de desarrollar la PELP y, que inciden directamente en los resultados del proceso de Planificación obtenidos. escenarios de la PELP, ya incorporan directamente las variables y factores fundantes previamente señalados, (en especial disposición social para proyectos, cambios tecnológicos en almacenamiento en baterías y costo de externalidades ambientales), por tanto, al incorporar directamente todas las variables no existiría una doble contabilización, pues si así fuese, las variables que actualmente se consideran de forma directa (Demanda de energía, precio de combustibles y desarrollos de tecnologías ERNC) estarían en la misma situación.</p> <p>En particular, al no considerar en la Planificación de la Transmisión los costos de externalidades ambientales relacionados al costo variable de las</p>		

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>unidades térmicas, se está cambiando la esencia de los escenarios concluidos en el PELP, y por lo tanto la sustentabilidad del sistema y el costo de operación resultante de la Planificación no será un buen reflejo de la realidad. Lo anterior es análogo a si la Comisión hubiese decidido que los precios de combustibles no fueran “principales” y los llevara a un valor nulo.</p>		
2	<p>6.3.4.3 Escenario 1, 6.3.4.4 Escenario 2, 6.3.4.5 Escenario 3, 6.3.4.6 Escenario 4, 6.3.4.7 Escenario 5; 7 Evaluación de los proyectos y resultados</p>	<p>Se solicita que en cada uno de los escenarios se consideren de forma directa los factores asociados a la disposición social para proyectos, cambios tecnológicos en almacenamiento en baterías y costo de externalidades ambientales definidos en la PELP, pues son fundantes en la construcción de dichos escenarios, tal como se consideran los objetivos de eficiencia energética y los costos variables de las diferentes tecnologías.</p> <p>Tal como indica la PELP, las externalidades ambientales deben ser consideradas mediante su internalización en los costos variables de cada tecnología y por ende las externalidades serán consideradas en los respectivos costos de operación.</p> <p>De acuerdo a lo indicado en la primera observación, esto en ningún caso sería una doble contabilización, sino que una consistencia entre la PELP y la Planificación de Transmisión.</p> <p>El resultado de lo anterior impactaría las evaluaciones de proyectos, pudiendo adelantar o retrasar obras de transmisión o aumentando su capacidad para disminuir los costos de externalidades ambientales, por ejemplo, para la línea HVDC que, en gran medida, transporta energía solar del norte al centro de consumo del país.</p>	<p>Se solicita que, para la evaluación de los escenarios y el análisis de costos y beneficios de los proyectos, se consideren y evalúen de forma directa la influencia de todos los factores que fueron utilizados para construir los escenarios de la PELP, en especial, los relacionados con la disposición social para proyectos, cambios tecnológicos en almacenamiento en baterías y costo de externalidades ambientales.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Los escenarios de generación para la planificación de la transmisión se elaboraron en conformidad a la metodología establecida en el artículo 11 número 5 de la Resolución Exenta N° 711.</p> <p>Considerando lo anterior, y atendido que esta Comisión no comparte lo planteado por ACERA A.G. en cuanto a la forma en que deben evaluarse los distintos factores de la PELP, no se efectuarán modificaciones en el Informe Técnico Final, reiterándose lo ya señalado sobre la materia observada en el Informe Técnico Preliminar.</p>

## 12. ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.

Identificación del Título, Subtítulo, Nº Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1 Capítulo 3, sección 3.1. Nueva S/E Seccionadora Roncacho.	En línea con lo expresado en inciso segundo del artículo 87° de la ley 20.936, se estima necesario incluir además de la S/E Roncacho propuesta en este informe, una segunda S/E seccionadora de la línea 2x220 kV Nueva P. Almonte - Parinacota, en el sector de Tiliviche, que sea destinada para la conexión de futuros proyectos de generación.	Dadas las condiciones propicias para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos de la zona, se propone un segundo seccionamiento, adicional al propuesto de Roncacho, de la línea 2x220 kV Nueva P. Almonte - Parinacota, a la altura del sector de Tiliviche (a unos 100 kms al norte de Nueva Pozo Almonte y a unos 80 kms al sur de la S/E Roncacho propuesta).	<b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa Enel Generación, asociada a la incorporación en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018 de una nueva subestación seccionadora de la línea Nueva Pozo de Almonte - Parinacota en el sector de Tiliviche, esta Comisión concuerda en que la provincia de Arica y Tamarugal son zonas con alto potencial de energías renovables, de acuerdo a lo que indica la PELP. Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión, conforme se establece en el capítulo 6 del Informe Técnico Final Plan de Expansión 2018, para realizar la distribución del parque generador futuro se utilizó los antecedentes contenidos en la PELP, los presentados por el Coordinador y por las empresas, en los cuales no se indica que existan estudios de proyectos en la zona de Tiliviche. Además, la empresa no entrega mayores antecedentes de estudios o desarrollo de proyectos concretos en dicha zona. Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
2 Capítulo 3, sección 3.1. Complemento a la propuesta "Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV"	En línea con lo expresado en inciso segundo del artículo 87° de la ley 20.936, se estima necesario incluir en este informe una ampliación del alcance de la obra "Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV", que fue informada en el ITD del Plan de Expansión Anual del 2017.	Se propone como una segunda etapa del proyecto de normalización de las conexiones en derivación de los parques Taltal y Lalackama, la construcción de una nueva subestación seccionadora "Nueva Paposo", que permita vincular la S/E Parinas con la línea 2x220 kV Paposo -Diego de Almagro, otorgando con ello un vía alternativa para la vinculación del SIC con el SING, con unos 170 kms de redundancia. Lo anterior, teniendo en cuenta que ante una falla grave en el tramo de 500 kV Parinas - Cumbre podría comprometer la seguridad del suministro. La S/E Nueva Paposo debería tener una configuración de interruptor y medio, con al menos 3 diagonales equipadas, de manera de permitir la llegada de los 4 circuitos de la línea 2x220 kV Paposo - Diego de Almagro y para la conexión del parque Lalackama y de la línea 1x220 kV Tap Taltal - Secc. Taltal, además del espacio disponible en el patio de 220 kV para 1 diagonal adicional, a fin de permitir la vinculación de nuevos proyectos de generación en la zona. Se recomienda que, (i) por limitaciones de espacio en el área óptima del seccionamiento y (ii) las dificultades de acceso de la zona para efectos de mantenimiento, dicha subestación considere dentro de sus alternativas, la utilización de equipos híbridos tipo PASS, los cuales optimizan	<b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa Enel Generación, asociada a la incorporación de una nueva subestación seccionadora denominada "Nueva Paposo" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión, al analizar los plazos de construcción, observa que la subestación seccionadora propuesta tiene un menor plazo constructivo que las obras asociadas a la subestación Parinas y a las líneas de transmisión hacia Likanantai, por lo que el análisis de la propuesta se posterga para los próximos procesos de expansión de la transmisión. Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
			los espacios y requieren menos frecuencia de mantenimiento, respecto de equipos convencionales. Se añade anexo que incluye una descripción general de la propuesta.	
3	Capítulo 3, sección 3.1.3 Ampliación en S/E Centinela y seccionamiento de la línea 2x220 kV El Cobre - Esperanza	En línea con lo expresado en inciso segundo del artículo 87° de la ley 20.936, se estima necesario ampliar el alcance de la obra Ampliación en S/E Centinela y seccionamiento de la línea 2x220 kV El Cobre - Esperanza.	Se propone añadir en el alcance de la obra planteada, la extensión de la LAT El Arriero - Sierra Gorda 220 kV, en una extensión de unos 6,5 kms en total y su conexión a la S/E Nueva Centinela, para permitir la vinculación de las subestaciones Sierra Gorda y Nueva Centinela, otorgando con ello un segundo corredor entre las SS/EE El Cobre y Kimal, aumentando con ello la confiabilidad del SEN.	<b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa Enel Generación, asociada a la modificación de la obra "Ampliación en S/E Centinela y seccionamiento de la línea 2x220 kV El Cobre - Esperanza", numeral 3.1.3 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión determinó luego de los análisis realizados, que con la obra de seccionamiento El Cobre - Esperanza en la subestación Centinela se solucionan los problemas de seguridad en el corto y mediano plazo, por lo que la obra propuesta no otorga beneficios adicionales al sistema. Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
4	Capítulo 3, sección 3.1.4. Ampliación en S/E Cumbre	En línea con lo expresado en inciso segundo del artículo 87° de la ley 20.936, se estima necesario ampliar el alcance de la obra "Ampliación en S/E Cumbre".	Teniendo en cuenta lo expuesto en las Propuestas de Expansión del CEN, específicamente en la sección 2.2.2.3 del informe de complemento de junio de 2017 y a lo estipulado en la sección 5.1.7.1.5 del informe definitivo de enero de 2018, las cuales dan cuenta que ante la indisponibilidad del único autotransformador 220/500 kV de la S/E Cumbre existe riesgo de restricciones al despacho de la generación renovable que se ubique en las zonas de Diego de Almagro y Copiapó, situación que se profundiza considerando la puesta en servicio del proyecto fotovoltaico Campos del Sol, de 400 MW de capacidad, a conectarse en S/E Carrera Pinto, proyecto que no ha sido considerado en los análisis antes mencionados y que será declarado en construcción por Enel el primer trimestre de 2019. Teniendo en cuenta estos antecedentes, se propone incluir la instalación de un segundo banco de autotransformadores de 750 MVA en el alcance de la obra "Ampliación en S/E Cumbre", de manera de aumentar la holgura operacional del sistema y evitar restricciones al despacho de las plantas de generación renovable de la zona.	<b>No se acoge la observación.</b>  Con relación a la observación presentada por la empresa Enel Generación, asociada a la obra "Ampliación en S/E Cumbre", numeral 3.1.4 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa en términos de la necesidad de un nuevo equipo de transformación 500/220 kV, ya que las simulaciones realizadas por esta Comisión para el año 2022, para el flujo de potencia máximo esperado en dicho transformador, muestran que no existen sobrecargas en el sistema ante la salida intempestiva de este equipo. El análisis realizado no incluyó el parque fotovoltaico Campos del Sol, puesto que este no se encuentra dentro del plan de obras de generación considerado para la confección del Plan de Expansión, debido a que no ha sido propuesto por la empresa en la respectiva convocatoria de promotores de proyectos, no ha sido declarado en construcción y no se encuentra como proyecto de generación genérico de la zona asociado al Plan de Obras de Generación que se utiliza en el presente proceso de planificación. Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
5	Capítulo 3, sección 3.1.9.	En línea con lo expresado en inciso segundo del artículo 87° de la ley 20.936, se estima necesario ampliar el alcance de la obra de Ampliación en S/E Calama.	Teniendo en cuenta que la puesta en servicio de los proyectos fotovoltaico Usya (de propiedad de Acciona Chile SpA.) y Azabache (de propiedad de Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.) se realizará durante el 2020, según Solicitud de Aprobación de	<b>Se acoge parcialmente la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa Enel Generación, asociada a la obra "Ampliación en S/E Calama 220 kV", numeral 3.1.9 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda con lo planteado en términos de la necesidad de un nuevo equipo de

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
			Solución de Conexión remitida al CEN en septiembre de 2018, se propone añadir en el alcance de la obra planteada, la ampliación de la capacidad de la transformación de S/E Calama de 110 a 220 kV, de manera de aumentar la holgura operacional del sistema y evitar restricciones al despacho de las plantas de generación renovable de la zona (PE Valle de los Vientos, Puerto Seco Solar y los antes mencionados proyectos). En este sentido se propone que dentro de las alternativas a evaluar se considere incluir la instalación de un segundo transformador trifásico de 250 MVA en el alcance de la obra "Ampliación en S/E Calama", que además permitirá la evacuación de generación renovable adicional a las plantas/proyectos antes mencionados.	transformación 220/110 kV, siempre que se conecten o inyecten nuevas unidades de generación en la barra de 110 kV de la S/E Calama.  Conforme a lo anterior, se adicionará a la descripción de la obra "Ampliación en S/E Calama 110 kV" un nuevo equipo de transformación 220/110 kV de, al menos, 150 MVA.  Conforme lo anterior, esta Comisión hará una modificación en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
6	3.2.4.5 Licitación	Se solicita reemplazar la condicionalidad de "al norte de la S/E Cumbre" por una que permita medir de mejor manera la influencia que un proyecto pueda tener sobre el uso de la línea HVDC, hemos podido verificar que proyectos en las zonas de Carrera Pinto, Cardones e incluso Maitencillo en menor medida, presentan menores escenarios de congestión con el proyecto en servicio.	Se solicita utilizar algún indicador de influencia que permita verificar las zonas que se verían beneficiadas a través de menores restricciones de transmisión al disponer de la línea HVDC. Luego, sobre dichas zonas realizar la verificación de los 3000 MW.	<b>No se acoge la observación.</b> La metodología para efectuar los distintos análisis y evaluaciones de las obras de expansión se encuentra establecida en la Resolución Exenta N° 711, los que se aplicaron a la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre. Atendido que la metodología antes referida no contempla lo propuesto por Enel Generación, no es posible acoger la observación presentada.
7	6 METODOLOGÍA APLICADA AL PROCESO DE PLANIFICACIÓN ANUAL DE LA TRANSMISIÓN 6.3 ANTECEDENTES DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN 6.3.4.1 Ajuste por demanda Página 93	Se indica que en el estudio se considera "(...) la capacidad de generación que el presente ejercicio de planificación está retirando, por ejemplo centrales térmicas a carbón (...)", sin embargo, no se indica qué centrales y fechas se están considerando para el cierre de carbón.	Incluir en el informe el detalle de las centrales térmicas a carbón que son retiradas y la fecha correspondiente.	<b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa Enel Generación, asociada a las centrales térmicas a carbón que son retiradas en el periodo de análisis, numeral 6.3.4.1 del Informe Técnico Preliminar de Expansión del 2018, esta Comisión indica que las unidades de generación a carbón que son retiradas corresponden a las unidades U12 y U13 de la Central Tocopilla en abril del 2022, lo que se puede observar en el archivo de modelación llamado "CenTerPar_SING_2018_NoGN v2". Conforme a lo anterior, no se modificará el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
8	6 METODOLOGÍA APLICADA AL PROCESO DE PLANIFICACIÓN ANUAL DE LA TRANSMISIÓN 6.3 ANTECEDENTES DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN 6.3.5 PROYECCIÓN DE	Se considera que el costo del Carbón usado en la modelación del SEN está subestimado y no refleja el costo que el combustible ha tenido en el último año ni de las estimaciones de precios futuros disponible en el mercado.	Actualizar la proyección considerando los precios del año 2018 y estimaciones actualizadas de precios futuros.	<b>No se acoge la observación.</b> La metodología de acuerdo a la cual se efectúa la proyección de los precios de combustibles se encuentra establecida en el numeral 1 del artículo 11 de la Resolución Exenta N° 711, la que dispone que los antecedentes que se deben utilizar para ello son aquellos contenidos en el Informe Técnico Definitivo del proceso de fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo que lleva a cabo la Comisión, correspondiente al primer semestre de cada año. En conformidad a lo anterior, no es posible acoger la observación planteada por Enel Generación, ya que los precios utilizados en el presente proceso de

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	DE PRECIOS COMBUSTIBLES Página 103			planificación son consistentes con lo establecido en la metodología antes referida.
9	7.1.3 NUEVA LÍNEA HVDC KIMAL – LO AGUIRRE	En relación a las alternativas de expansión evaluadas para la línea HVDC, se observa que también debe considerarse como alternativa que el proyecto sea realizado por etapas, tal como lo recomienda el Coordinador Eléctrico en su propuesta de expansión. En una primera etapa licitar la construcción de la línea y en una segunda etapa las estaciones convertoras. Debido al menor plazo constructivo de las estaciones convertoras, las características de éstas deben analizarse en posteriores revisiones cuando se tenga más claridad del crecimiento de generación, demanda y de la tecnología a usar.	Se propone analizar alternativa de proyecto desarrollado en dos etapas. La primera a ejecutar en forma inmediata asociada a la construcción de las líneas, y la segunda para su desarrollo posterior en función de análisis futuros para la determinación de la solución tecnológica más eficiente para las estaciones convertoras y que permita una futura expansión de un tercer terminal. Conforme a esto, agregar la siguiente alternativa de evaluación: e) primera etapa Bipolo de 3000 MW y segunda etapa con cuatro convertoras de 1000MW o 1500MW	<b>Se acoge parcialmente la observación.</b> En relación a la observación presentada por la empresa Enel Generación, asociada al desarrollo de la obra "Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre", numeral 3.2.4 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018, esta Comisión concuerda con lo planteado en términos de considerar dentro del desarrollo de la obra la posibilidad de incorporar un tercer terminal intermedio, cuya ubicación debiera ser definida con anterioridad a los estudios específicos que determinen su trazado. No obstante lo anterior, esta Comisión no concuerda con lo planteado por la empresa en términos de desarrollar la obra por etapas, ya que el separar la obra en dos proyectos, Bipolo de 3.000 MW como primera etapa y como segunda etapa las 4 subestaciones convertoras, no presenta un beneficio económico para el sistema y, a su vez, genera incertidumbre respecto de los plazos de puesta en servicio de la obra completa, por lo que no se modificará la descripción en este sentido. Conforme a lo anterior, se modificará la descripción de la obra solo en función de incorporar la posibilidad de un tercer terminal intermedio en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
10	7.1.3 NUEVA LÍNEA HVDC KIMAL – LO AGUIRRE	Además de evaluar distintas configuraciones técnicas de la línea debe considerarse la construcción de un trazado con una franja de servidumbre que permita, en una etapa posterior, realizar una ampliación de capacidad utilizando un trazado y franja de servidumbre ya existente.	Se propone agregar dentro del abanico de posibles configuraciones a evaluar, una en la que la franja de servidumbre sea mayor a la necesaria, que permita la construcción de un tendido paralelo ya sea en AC o en DC.	<b>Se acoge parcialmente la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa Enel Generación, asociada a la franja de servidumbre del proyecto "Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre", numeral 7.1.3 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión debe aclarar que el Estudio de Franja que desarrolle el Ministerio de Energía considerará las características técnicas correspondientes a la descripción que se encuentre definido en el respectivo decreto de expansión, de manera que la franja preliminar resultante sea la adecuada para la ejecución del proyecto. Sin perjuicio de lo anterior, y dado la posibilidad que el proyecto propuesto define una capacidad de "al menos 2.000 MW", esta Comisión pondrá en conocimiento al Ministerior de las posibles dimensiones que requiera la obra para su ejecución. Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
11	7.4 NECESIDADES DE EXPANSIÓN POR SEGURIDAD POR ANALIZADAS POR COSTO DE FALLA DE CORTA DURACIÓN	Considerar la condición de Ventanas 1 y Ventanas 2 fuera de servicio para las ampliaciones zonales de la zona de Chilquinta.	Considerar como escenario de seguridad la ausencia de las centrales Ventanas 1 y Ventanas 2 dentro de la zona de Chilquinta, en particular el impacto de su ausencia para contingencias en las redes de 110 kV de la mencionada zona.	<b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa ENEL Generación, asociada a las Necesidades de Expansión por Seguridad analizadas por Costo de Falla de Corta Duración, numeral 7.4 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que la Resolución Exenta 711/2017 define en su artículo 19°, Análisis de Seguridad y Resiliencia, que determina las necesidades de expansión de transmisión que permitan otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda de los clientes finales frente a



Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				contingencias, que para el análisis de seguridad de las instalaciones de transmisión zonal se cuantificará la energía no suministrada ante la salida intempestiva de la rama de la instalación de transmisión bajo análisis y se evaluará a Costo de Falla de Corta Duración, sin necesidad de modificar la matriz de generación en operación. Conforme a lo anterior, no se incorporarán lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.

### 13. CONSEJO MINERO

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	Sección 7.1.3, Nueva Línea HVDC Kimal- Lo Aguirre	<p>El Dictamen N°7/2018 del Panel de Expertos, dentro del análisis de la discrepancia por la línea HVDC Lo Aguirre N°2 - Kimal N°2, y luego de exponer tablas con las proyecciones de instalación de capacidad de generación por región, comparando la PELP con el estudio Moray-PSR, sostuvo (pág. 73): "A juicio del Panel, la localización del punto norte de la Línea HVDC en la segunda región podría verse modificada en caso de que se estime adecuado recalcular el potencial de generación con energía solar en la tercera región. Lo señalado es particularmente relevante si es que, al evaluar el diseño de la línea, se minimiza el costo total de operación del sistema, incluyendo los costos de inversión adicionales requeridos en instalaciones de transmisión. Por otro lado, en ese mismo análisis se podría considerar un proyecto que contemplara un enlace HVDC multiterminal."</p> <p>De la sección 7.1.3 no queda claro si en la evaluación de la Línea HVDC Kimal- Lo Aguirre se siguió lo señalado acá por el Panel, en cuanto a calcular el potencial de generación por región de acuerdo a un criterio de minimización del costo total de operación del sistema, incluyendo los costos de inversión adicionales requeridos en instalaciones de transmisión.</p>	<p>Aclarar si en la evaluación de la Línea HVDC Kimal-Lo Aguirre se calculó el potencial de generación por región de acuerdo a un criterio de minimización del costo total de operación del sistema, incluyendo los costos de inversión adicionales requeridos en instalaciones de transmisión.</p> <p>En caso de no haber seguido este criterio, se solicita explicar las razones y las implicancias para la evaluación de la Línea.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>La evaluación de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre no se hizo en los términos indicados por la observante, toda vez que dicha evaluación se efectuó en conformidad a la metodología establecida en la Resolución Exenta N° 711, la que no contempla lo planteado por el Consejo Minero. De acuerdo a lo solicitado, se aclara que el detalle de las evaluaciones que justifican la incorporación de esta obra en el Plan de Expansión 2018 se encuentra contenido en el informe técnico final, por lo cual se estima que la solicitado por el Consejo Minero en cuando a explicar las razones y las implicancias para la evaluación de la Línea. HVDC Kimal-Lo Aguirre, ya se encuentra cumplido en el referido informe.</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Nº Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
2 7.1.3.4 Condicionamiento de la Línea HVDC	Se establece que previo a la licitación de la obra se debe verificar que en al menos el 50% de los escenarios de generación de la transmisión vigente a la fecha, tengan un potencial de al menos 3.000 MW de generación al norte de la S/E Cumbre y durante todo el horizonte de planificación. Si bien es intuitivo este criterio de potencial de generación en el Norte Grande, en estricto rigor no contiene todas las variables a ser consideradas en la evaluación de la conveniencia de seguir adelante con la Línea HVDC, cuyo costo supera los mil millones de dólares.	En caso de dejar condicionada la Línea, antes de decidir su licitación se debiera volver a evaluar completamente en el plan de expansión respectivo, con toda la información que se tenga disponible en ese momento.	<b>Se acoge la observación.</b> Los términos de la condición a la que se sujeta la licitación de la Línea HVDC Kimal-Lo Aguirre fueron modificados en el informe técnico final, de manera que la evaluación de la línea, antes de que se llame a su licitación, sea evaluada en conformidad a la metodología y requisitos que se encuentre vigentes en ese momento.
3 7.1.3.4 Condicionamiento de la Línea HVDC	Sin perjuicio de la observación anterior, dado que este tipo de condicionamiento no está contemplado en la normativa, no queda claro qué implica para los próximos planes de expansión, hasta que se resuelve si la Línea HVDC se licita o no. ¿Debe asumirse que la Línea se construirá y por lo tanto los planes deben incluir obras compatibles con esa Línea? ¿Qué pasaría con esas obras si la Línea finalmente no se construye?	Aclarar las implicancias del condicionamiento de la Línea HVDC, para los próximos planes de expansión, hasta que se resuelve si la Línea se licita o no.	<b>Se acoge la observación.</b> Respecto de la observación planteada, se aclara que en todos los procesos de planificación, para determinar las obras que son necesarias para el sistema en base a los distintos objetivos y criterios que establece la Ley, uno de los antecedentes que se tienen en consideración son los planes de expansión anteriores, a fin de que se planifiquen obras que sean necesarias, compatibles y complementarias a las obras que han sido decretadas anteriormente, de manera de propender a una expansión ordenada del sistema de transmisión. En consecuencia, la Línea HVDC Kimal-Lo Aguirre, en tanto obra decretada en un plan de expansión, será considerada en los siguientes procesos de planificación que se realicen antes de que corresponda verificar el cumplimiento o no de la condición para efectuar la licitación de la Línea, a fin de determinar las obras que sean necesarias, compatibles y complementarias teniendo en cuenta la existencia de dicha línea, y también para evaluar las precisiones que eventualmente se deban hacer a las características técnicas de la línea HVDC.

## 14.ALTO JAHUEL TRANSMISORA DE ENERGÍA S.A.

Identificación del Título, Subtítulo, Nº Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1 Obra de Ampliación N°4, titulada: "Ampliación en S/E Cumbre" Numeral 3 titulado: "Plan de Expansión del	Debido a las consideraciones que se exponen a continuación, Alto Jahuel Transmisora de Energía S.A. considera que la obra de ampliación "Ampliación en S/E Cumbre" debe ser decretada respecto de la obra nueva "Subestación Seccionadora Nueva Diego de Almagro, Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva	Se solicita modificar la Tabla N°1 del referido Numeral 3.1 del Informe Técnico Preliminar, específicamente la Obra de Ampliación N°4, únicamente en lo referido a la columna titulada "Propietario", indicándose: "Diego de Almagro Transmisora de Energía S.A." en reemplazo de la	<b>Se acoge la observación.</b> <b>En</b> relación a la observación presentada por la empresa Alto Jahuel Transmisora de Energía, asociada al nombre del propietario de la obra "Ampliación en S/E Cumbre", numeral 3.1.4 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda con lo planteado en términos de corregir el nombre del propietario de la obra.

Identificación del Título, Subtítulo, Nº Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
<p>Sistema de Transmisión Nacional”, 3.1. “Obras de Ampliación”, Tabla 1: Obras de Ampliación del Sistema Nacional; Obra de ampliación N°4 titulada: “Ampliación en S/E Cumbre”, página 20 del Informe Técnico Preliminar que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2018 (“ITP”), dictado por la Comisión Nacional de Energía (“CNE”).</p>	<p>Diego de Almagro – Cumbres y Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220kV” del Sistema de Transmisión Nacional (“STN”), de titularidad de su empresa relacionada Diego de Almagro Transmisora de Energía S.A. (“DATE”), en adelante denominada “Obra Nueva DATE” y que le fue adjudicada en virtud del Decreto 2T [1] (“Decreto de Adjudicación”).</p> <p>Consideraciones:</p> <p>(1) Al describir esta obra de ampliación, en su Numeral 3.1.4.1, el ITP define en qué consisten las obras que la conforman, mencionando que corresponden a la extensión de la plataforma, sus barras principales y todas las instalaciones comunes del patio de 220 kV de la S/E Cumbre, en configuración interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de nuevos proyectos de generación.</p> <p>A su vez, el Numeral 2° del Decreto de Adjudicación dispuso que formaba parte de la Obra Nueva DATE la instalación de todos los equipos y la realización de las obras y/o faenas necesarias para la conexión de los nuevos equipos de transformación y de la nueva línea 2x220 kV en la S/E Cumbre [2], como también la instalación y operación de los sistemas de control, automatismos y configuraciones adicionales necesarias para la correcta operación de los equipos a instalar.</p> <p>El mismo Decreto de Adjudicación, en su Numeral 2°, incluyó como parte de las características técnicas de la Obra Nueva DATE lo ofrecido por esta última en su Oferta Técnica [3]. Y ocurre que la Memoria Explicativa de dicha Oferta Técnica explicó [4] con claridad que la Obra Nueva DATE, en lo referido a la S/E Cumbre, incluía la “realización de un nuevo patio de 220 kV”.</p> <p>En consecuencia, las obras que conforman la denominada por el ITP “Ampliación S/E Cumbre” constituirán extensiones y adecuaciones materialmente efectuadas en el nuevo patio de 220 kV (construido por DATE como parte de la Obra</p>	<p>empresa que actualmente se menciona (Transmisora Eléctrica del Norte S.A.).</p>	<p>Conforme lo anterior, esta Comisión hará una modificación en el nombre del propietario de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Nueva DATE), específicamente sobre las instalaciones que conforman la Obra Nueva DATE. Siendo ello así, asignar la denominada “Ampliación en S/E Cumbre” a DATE es la única forma en que esta última podrá dar correcto, racional y económico cumplimiento a la obligación de supervisión de la ejecución de dichas obras, que serán ejecutadas sobre su Obra Nueva, según se lo exige el artículo 95 (inciso cuarto) de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE”).</p> <p>Lo anterior resulta particularmente exigible considerando que las obras que conforman la “Ampliación en S/E Cumbre” deberán realizarse cuando el patio de 220 kV y las obras construidas allí por DATE se encuentren energizadas. Luego, por imperativo de las premisas legales de seguridad de servicio y operacional, así como del cuidado de las personas que intervengan en dichas faenas, de todo lo cual deberá responder DATE en cuanto titular del patio de 220 kV, asignar dicha Ampliación a esta última constituye la vía más eficaz para posibilitar la consecución de esas premisas.</p> <p>(2) La obra “Ampliación en S/E Cumbre” fue decretada en el ITP con el objeto de permitir la conexión de nuevos proyectos de generación de la zona, según se señala por el Numeral 3.1.4.1. En este sentido, su Numeral 3.1.4.5, establece que la licitación de esta Obra de Ampliación quedó condicionada a la declaración en construcción de, al menos, uno de dos proyectos de generación de titularidad de la empresa Acciona Energía Chile SpA [5].</p> <p>Lo antes señalado implica que la “Ampliación en S/E Cumbre” se decretó con el objeto de asegurar la concreción de nuevos proyectos de generación en la zona, posibilitando por esa vía la preservación de la dimensión de suficiencia [6] del Sistema Eléctrico Nacional.</p> <p>En este sentido, el ITP confirma lo anterior en cuanto su Numeral 7.6 titulado “Necesidades de Expansión para Inyección de Generación” [7], expone que para llevar a cabo el análisis de necesidades de expansión</p>		

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>para permitir la evacuación de nuevos proyectos de generación se consideró un horizonte de análisis de veinte años y los distintos escenarios de generación para la planificación de la transmisión en el país, determinándose una serie de proyectos de expansión para tales fines, entre los cuales figura precisamente la “Ampliación en S/E Cumbre [8]”.</p> <p>A su vez, el artículo 89 de la LGSE define obras de ampliación como “aquellas que aumentan la capacidad o la seguridad y calidad de servicio de líneas y subestaciones eléctricas existentes”.</p> <p>Pues bien, dada la fundamentación expuesta por el ITP para haber decretado la Ampliación en S/E Cumbre (asegurar posibilidad de conexión de nuevos proyectos de generación), es posible constatar que se trata de una ampliación decretada para aumentar la capacidad de transporte que posibilite la conexión de nuevos proyectos de generación.</p> <p>Y en este caso, la capacidad de transporte que se requiere ampliar corresponde a la capacidad contenida en la Obra Nueva DATE, lo cual resulta evidente al observar en qué consiste la Ampliación en S/E Cumbre: se trata de la extensión de la plataforma, de las barras principales y todas las instalaciones comunes del patio de 220 kV, es decir, se interviene directamente ampliando toda esa clase de infraestructura que ha construido DATE como parte de la ejecución de la Obra Nueva DATE.</p> <p>Cabe destacar que Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (“TEN”) es propietaria del patio de 500 kV de la S/E Cumbre, pero el patio de 220 kV es de propiedad en su totalidad de DATE.</p> <p>En definitiva, la “Ampliación en S/E Cumbre” corresponde esencialmente a la ampliación de la infraestructura eléctrica construida en el patio de 220 kV de la S/E Cumbre (y no del patio de 500 kV de la misma), cuya construcción y operación -como señalamos- corresponde íntegramente a DATE como parte de la Obra Nueva DATE que se adjudicó en su oportunidad.</p>		

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>(3) Las obras que conforman la “Ampliación en S/E Cumbre” se realizarán sobre una obra nueva del sistema de transmisión nacional de titularidad de DATE, correspondiendo en consecuencia que esta última la ejecute, para posteriormente operarla y mantenerla. De esta manera se hace más eficiente la ejecución de los trabajos y definición de responsabilidades.</p> <p>(4) Es ilustrativo tener presente que, en su oportunidad, cuando se decretó la Obra Nueva DATE, la CNE podría haber determinado asignar la responsabilidad de construir el patio de 220 kV de la S/E Cumbre a TEN, en cuanto titular de dicha S/E, para efectos de la llegada de la Nueva Línea 2x220 kV Nueva Diego de Almagro – Cumbres y el emplazamiento del Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220kV.</p> <p>Sin embargo, entendemos que prevaleció el criterio referido a que, para esos efectos, primó la unidad conceptual y funcional del patio de 220 kV con la Obra Nueva DATE, atendida la naturaleza y magnitud de infraestructura eléctrica que representa esta última, uno de cuyos extremos (de la Nueva Línea más el banco de autotransformadores) sería emplazado íntegramente al interior de dicho patio. En consecuencia, se decidió asignar como parte de la Obra Nueva DATE la construcción y operación del patio de 220 kV, incluida su propiedad.</p> <p>En el presente caso, tratándose de la Ampliación en S/E Cumbre, observamos que concurre nuevamente la necesidad de que prevalezca como criterio el que las obras que conforman dicha Ampliación tienen una unidad conceptual y funcional con la instalación de transmisión que será objeto de ampliación, esto es, con la Obra Nueva DATE.</p>		

## 15. ENEL DISTRIBUCIÓN S.A.

Identificación del Título, Subtítulo, Nº Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
<p>1 Sistema C 4.1.3 Ampliación en S/E Rungue</p>	<p>El informe Técnico define un VI referencial de la obra igual a 2,47 millones de USD. Este monto subvalora el costo del proyecto. En el archivo "Valorización Ampliación Rungue.xlsx" se adjuntan los antecedentes que muestran el motivo de las diferencia en el VI referencial respecto el VI propuesto por Enel, en base a una valorización realizada a través de un estudio de ingeniería básica, bajo las siguientes consideraciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Presupuesto en base a la modalidad de Contrato EPC (Ingeniería, Adquisiciones, Permisos, Construcción y Puesta en Marcha del Proyecto).</li> <li>• Inspección Técnica de Obra, según valor de mercado, durante el transcurso de la etapa de construcción.</li> <li>• Imprevistos, los cuales van desde un 3% a un 7% del valor total de la Obra.</li> <li>• Para la etapa de construcción se consideró trabajos con desconexiones en horario inhábil.</li> </ul> <p>Por lo anteriormente expuesto se solicitará a esa Comisión revalorizar la obra.</p>	<p>Se solicita revalorizar el proyecto con un Valor de Inversión de 4,44 millones de USD.</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa Enel Distribución, asociada a la modificación de la valorización de la obra "Ampliación en S/E Rungue", numeral 4.1.3 del Sistema C del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda en que faltó incorporar en la valorización de la obra antes mencionada los costos de un segundo equipo de transformación 44/23 kV y 20 MVA. Conforme lo anterior, esta Comisión, modificará la valorización de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018 considerando los costos mencionados anteriormente.</p>
<p>2 Sistema D 4.1.2 Refuerzo Tramo Tap Vitacura - Vitacura</p>	<p>El informe Técnico define un VI referencial de la obra igual a 0,85 millones de USD. Este monto subvalora el costo del proyecto. En el archivo "Valorización Refuerzo Tap Vitacura-Vitacura.xlsx" se adjuntan los antecedentes que muestran el motivo de las diferencia en el VI referencial respecto el VI propuesto por Enel, en base a una valorización realizada a través de un estudio de ingeniería básica, bajo las siguientes consideraciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Presupuesto en base a la modalidad de Contrato EPC (Ingeniería, Adquisiciones, Permisos, Construcción y Puesta en Marcha del Proyecto).</li> <li>• Inspección Técnica de Obra, según valor de mercado, durante el transcurso de la etapa de construcción.</li> <li>• Imprevistos, los cuales van desde un 3% a un 7% del valor total de la Obra.</li> <li>• Para la etapa de construcción se consideró trabajos con desconexiones en horario inhábil.</li> </ul>	<p>Se solicita revalorizar el proyecto con un Valor de Inversión de 2,88 millones de USD.</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa Enel Distribución, asociada a la modificación en la valorización de la obra "Refuerzo Tramo Tap Vitacura - Vitacura", numeral 4.1.2 del Sistema D del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda en que faltó incorporar en la valorización de la obra antes mencionada los costos de nuevos herrajes especiales para el tendido de dos conductores por fase con conductor de alta temperatura, refuerzo en crucetas y fundaciones de estructuras, además de un cargo adicional en las servidumbres. Conforme lo anterior, esta Comisión, modificará la valorización de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018 considerando los costos mencionados anteriormente.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		Por lo anteriormente expuesto se solicitará a esa Comisión revalorizar la obra.		
3	Sistema D 4.1.3 Ampliación en S/E Punta Peuco	<p>El informe Técnico define un VI referencial de la obra igual a 2,22 millones de USD. Este monto subvalora el costo del proyecto.</p> <p>En el archivo "Valorización Ampliación Punta Peuco.xlsx" se adjuntan los antecedentes que muestran el motivo de las diferencia en el VI referencial respecto el VI propuesto por Enel, en base a una valorización realizada a través de un estudio de ingeniería básica, bajo las siguientes consideraciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Presupuesto en base a la modalidad de Contrato EPC (Ingeniería, Adquisiciones, Permisos, Construcción y Puesta en Marcha del Proyecto).</li> <li>• Inspección Técnica de Obra, según valor de mercado, durante el transcurso de la etapa de construcción.</li> <li>• Imprevistos, los cuales van desde un 3% a un 7% del valor total de la Obra.</li> <li>• Para la etapa de construcción se consideró trabajos con desconexiones en horario inhábil.</li> </ul> <p>Por lo anteriormente expuesto se solicitará a esa Comisión revalorizar la obra.</p>	Se solicita revalorizar el proyecto con un Valor de Inversión de 4,72 millones de USD.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Enel Distribución, asociada a la modificación en la valorización de la obra "Ampliación en S/E Punta Peuco", numeral 4.1.3 del Sistema D del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que la valorización presentada en el numeral 4.1.3.4 del Sistema D del informe ya considera la modalidad de Contrato EPC, la inspección Técnica de Obra, imprevistos y trabajos con desconexiones en horario inhábil.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, no modificará la valorización de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
4	Sistema D 4.1.1 Nueva S/E Móvil Región Metropolitana	<p>La SE Móvil actual tiene una capacidad de 22,4 MVA pudiendo instalarse, en caso de falla, solo en niveles de transformación de 110/12 kV. Actualmente el parque tiene necesidades en múltiples niveles de tensión además de que la potencia comúnmente instalada es de 50 MVA. Para mantener los niveles de seguridad del sistema, se requiere la renovación de esa subestación móvil para dar abasto con los requerimientos actuales del sistema.</p> <p>El proceso de expansión de la CNE, permitiría contar con una nueva subestación sólo a inicios del año 2021, lo que consideramos un plazo excesivo y que dejaría al sistema eléctrico de Enel Distribución en una situación riesgosa durante más de un año, dados los actuales requerimientos del sistema antes mencionados.</p> <p>Por lo anterior, la empresa ya ha iniciado el proceso de licitación para renovar a la SE Móvil existente, que será sometido al procedimiento indicado en el</p>	Se solicita eliminar la obra de ampliación "Nueva SE Móvil para la Región Metropolitana".	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>De acuerdo a los análisis efectuados en el proceso de planificación, esta Comisión ha estimado que la obra "Nueva SE Móvil para la Región Metropolitana" resulta necesaria. Además, a la fecha, esta Comisión no cuenta con antecedentes sobre ninguna solicitud referida al proyecto que Enel Distribución indica en su observación, para que éste se ejecute en conformidad a lo establecido en el artículo 102° de la Ley, por lo que no es posible enlazar su pertinencia ni que éste pueda reemplazar a la obra "Nueva SE Móvil para la Región Metropolitana" incluida en el Plan de Expansión 2018.</p> <p>En conformidad a lo anterior, la obra indicada será incluida en el Informe Técnico Final.</p>



Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>artículo 102° de la LGSE. En consecuencia, se solicitará eliminar este proyecto del Plan de Expansión.</p>		
5	<p>9.1 Proyectos no recomendados 60 Refuerzo tramo Florida - Tap La Reina</p>	<p>El proyecto de generación Alto Maipo cuya potencia inyectada será de aproximadamente 360MW, se pondrá en servicio en diciembre del 2020. En el análisis mostrado desde la página 39 del documento "Obras Propuestas Enel Distribución" adjunto, para distintos escenarios y desde la puesta en servicio de Alto Maipo, se observa una cargabilidad mayor al 103% en el Tramo Florida - Tap La Reina frente a una contingencia N-1 en la Línea Almendros - Florida 110 kV. Considerando los plazos del presente proceso de expansión de la transmisión, este proyecto tendría una puesta en servicio en diciembre de 2020, misma fecha de puesta en servicio del proyecto Alto Maipo. El no considerar este proyecto en el presente plan, conllevaría una condición de riesgo para el sistema. Por lo tanto, se solicitará a esa Comisión reincorporar esta obra en el Plan de Expansión, cuya ficha se adjunta.</p>	<p>Se solicita incorporar el proyecto "Refuerzo tramo Florida - Tap La Reina" al presente Plan de Expansión, con un valor de inversión de 15,01 millones de USD.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa Enel Distribución, asociada a la incorporación del proyecto no recomendado "Refuerzo tramo Florida - Tap La Reina", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que los análisis realizados por esta Comisión muestran que es posible operar la línea 2x110 kV Florida - Tap La Reina con criterio de seguridad N-1 hasta, al menos, el año 2024, incluso tomando en cuenta la demanda máxima coincidente en las SS/EE La Reina y Andes. Conforme lo anterior, esta Comisión, no incorporará el proyecto en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
6	<p>9.1 Proyectos no recomendados 61 Adecuaciones S/E Florida</p>	<p>Con la conexión de Alto Maipo, la subestación Florida será el punto de inyección de aproximadamente 360 MW, generando un aumento en los flujos de las líneas que allí se conectan. Dichas Líneas, de dos circuitos cada una, son las siguientes: Línea Los Almendros - Florida, Línea Buin - Florida, Línea Ochagavía - Florida, Línea La Laja - Florida. Al realizar el mantenimiento de un interruptor de un circuito de línea, ese circuito es conectado a la barra de transferencia para mantener las condiciones de seguridad de la subestación. En el caso de producirse una falla en el otro circuito de la misma línea, la barra de transferencia no posee la capacidad de soportar el flujo total. En un caso más común, si se quisiera realizar un mantenimiento, en algún equipamiento dentro de la subestación, que implique la conexión de una línea completa a la barra de transferencia, no sería posible por la baja capacidad de la barra en cuestión. Es por lo anterior, que se pide ampliar la capacidad de la barra de transferencia, de tal manera de homologar su capacidad a la de la barra principal.</p>	<p>Se solicita incorporar el proyecto "Adecuaciones S/E Florida" al presente Plan de Expansión, con un valor de inversión de 2,75 millones de USD.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa Enel Distribución, asociada a la incorporación del proyecto no recomendado "Adecuaciones S/E Florida", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que los análisis realizados por esta Comisión muestran que hasta el año 2025 el flujo de potencia por los circuitos de las líneas 2x110 kV Tap Macul - Florida, 2x110 kV Florida - Tap La Reina y 2x110 kV Tap Santa Raquel - Florida no superan la capacidad de transmisión de la barra de transferencia de la S/E Florida y, por lo tanto, siempre se podría realizar un mantenimiento programado de todos los paños en esas líneas, el cual debe ser autorizado por el Coordinador Eléctrico Nacional en situaciones donde se espera que el flujo de potencia por la línea transferida sea bajo. Por otro lado, esta Comisión considera que el caso del circuito de una línea conectada a la barra de transferencia por una situación no prevista (falla de su paño de línea, por ejemplo), seguida de la desconexión intempestiva del otro circuito de la línea obedece a una doble contingencia, lo cual no puede ser considerado en el Plan de Expansión, de acuerdo a lo establecido en la normativa técnica respectiva. Conforme lo anterior, esta Comisión, no incorporará el proyecto en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Nº Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Por lo anteriormente expuesto, se solicitará a esa Comisión incorporar esta obra de expansión, cuya ficha se adjunta, y de tal forma de aumentar la capacidad de la barra de transferencia a la misma capacidad de la barra principal.</p>		
<p>7 9.1 Proyectos no recomendados 62 2do Circuito Línea San Pablo - Lo Aguirre/Lo Prado 110 kV</p>	<p>La línea San Pablo-Lo Aguirre 110kV da suministro a las subestaciones Lo Aguirre, Lo Prado y Curacaví, con un total aproximado de 4000 clientes regulados de Enel Distribución y además varias comunas en las que da suministro la distribuidora CGE. Adicionalmente, se conectan clientes específicos como Centro Nuclear, Plaza Peaje, Túnel Lo Prado y otros clientes industriales. Al ser una línea de simple circuito y de topología radial, en caso de una falla de este circuito se dejaría sin suministro a todos los clientes mencionados anteriormente. Por el mismo motivo anterior, no es posible realizar un mantenimiento que involucre la desconexión del circuito. Por lo tanto, se solicitará a esa Comisión incluir esta obra en el Plan de Expansión de, cuya ficha se adjunta, tal forma de cumplir con el criterio N-1 en líneas de transmisión y así resguardar el suministro a los clientes de distribución.</p>	<p>Se solicita incorporar el proyecto "2do circuito línea San Pablo - Lo Aguirre/Lo Prado 110kV" al presente Plan de Expansión, con un valor de inversión de 16,46 millones de USD.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa Enel Distribución, asociada al proyecto no recomendado "Segundo circuito Línea San Pablo - Lo Aguirre/Lo Prado 110 kV", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que la Resolución Exenta 711/2017 define en su artículo 19°, Análisis de Seguridad y Resiliencia, que determina las necesidades de expansión de transmisión que permitan otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda de los clientes finales frente a contingencias, que para el análisis de seguridad de las instalaciones de transmisión zonal se cuantificará la energía no suministrada ante la salida intempestiva de la rama de la instalación de transmisión bajo análisis, no ante una desconexión programada por mantenimiento, y se evaluará a Costo de Falla de Corta Duración . Cabe destacar que la característica de "programada" de una desconexión por motivo de mantenimiento, da la flexibilidad de generar esta desconexión en el momento que la instalación presenta menor demanda, por lo que la energía no suministrada en ese momento es la menor posible. Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
<p>8 9.1 Proyectos no recomendados 63 Instalación de Nuevo Transformador 110/23 kV 50 MVA y Juego de Celdas en 23 kV - S/E Quilicura</p>	<p>La subestación Quilicura tiene un único transformador 110/23 kV. Una falla de esta unidad deja sin suministro a más de 11.000 clientes. Reponer una unidad equivalente, en la misma posición, demoraría a lo menos una semana sin posibilidad de entregar suministro a los clientes afectados. Es del caso señalar, que no es posible respaldar esta unidad con la subestación móvil del sistema, ya que dicha subestación es de una tensión de transformación de 110/12kV con una capacidad máxima de 22,4 MVA. Adicionalmente, en la zona de influencia de esta subestación han solicitado suministro clientes del tipo Data Center, como Sonda y Level 3, que tienen requerimientos de alta potencia en 23 kV, por lo cual, el único transformador verá superada su capacidad nominal el año 2023, tal como se muestra en página 21 de archivo "Obras Propuestas Enel Distribución". Más antecedentes con respecto a las solicitudes de clientes en la zona se muestran en archivo "Solicitudes de Clientes (Ingeniería MT y Área Grandes Clientes)".</p>	<p>Se solicita incorporar el proyecto "Instalación de Nuevo Transformador 110/23 kV 50 MVA y juego de Celdas en 23 kV - S/E Quilicura" al presente Plan de Expansión, con un valor de inversión de 5,74 millones de USD.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por la empresa Enel Distribución, asociada al proyecto no recomendado "Instalación de Nuevo Transformador 110/23 kV 50 MVA y juego de Celdas en 23 kV - S/E Quilicura", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que la metodología de evaluación económica por CFCD no discrimina por cantidad de clientes, sino que considera la cantidad de energía no suministrada de la instalación de transmisión analizada. La ventana de tiempo que se considera para la falla del transformador es de 45 horas, ya que la NTSyCS indica que ese es el límite máximo que se puede tener por indisponibilidad forzada en transmisión. Además, como parte de este plan de expansión se encuentra una subestación móvil que permite recuperar el servicio en pocas horas.  Conforme a lo anterior, esta Comisión no incorporará el proyecto al Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de la Transmisión Año 2018.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Por lo tanto se solicitará a esa Comisión reincorporar este proyecto, cuya ficha se adjunta, para poder dar cumplimiento a los requerimientos de demanda y seguridad del servicio.</p>		
9	<p>9.1 Proyectos no recomendados 64 Instalación Transformador 220/23 kV 50 MVA, celdas 23 kV asociadas y Transformador de Respaldo 220/23 kV 50 MVA - S/E Lampa</p>	<p>Las modificaciones al Plan Regulador Metropolitano (PRM100) realizadas en el año 2013 incorporan una nueva zona con potencial de desarrollo urbano ubicada en el sector norponiente de la Región Metropolitana (de una extensión de 2154 hectáreas), inmediatamente aledaña a la actual subestación Lampa de Enel Distribución. Según nuestras proyecciones, se espera en esta zona un crecimiento anual de demanda cercano a un 5%, equivalente a un aumento de 35.000 habitantes (aproximadamente 14 MVA) durante el periodo 2016-2022, más las solicitudes de clientes industriales por 20 MVA (se adjunta estudio de crecimiento inmobiliario, realizado por Colliers consultores).</p> <p>Abastecer el crecimiento de demanda, con alimentadores provenientes de distintas subestaciones aledañas a la subestación Lampa, no es posible debido a la saturación de los cruces a las autopistas Ruta 5 Norte, Autopista Vespucio Norte, Camino Lo Echevers y Línea Férrea Santiago - Batuco.</p> <p>Además, este sector no dispone de una adecuada interconectividad entre los alimentadores de la red de Distribución, la que no puede ser mejorada por las razones anteriormente expuestas, y que implica que ante una contingencia, los tiempos de reposición y atención a la falla sean de larga duración.</p> <p>La instalación de transformación 220/23 kV en la S/E Lampa, permite un nuevo punto de distribución primaria para hacer frente al crecimiento de demanda del sector. Por lo tanto se solicitará a esa Comisión reincorporar este proyecto, cuya ficha se adjunta, para poder dar cumplimiento a los requerimientos de demanda y seguridad del servicio.</p>	<p>Se solicita incorporar el proyecto "Instalación Transformador 220/23 kV 50 MVA, celdas 23 kV asociadas y Transformador de Respaldo 220/23 kV 50 MVA - S/E Lampa" al presente Plan de Expansión, con un valor de inversión de 11,31 millones de USD.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Enel Distribución, asociada al proyecto no recomendado "Instalación Transformador 220/23 kV 50 MVA, celdas 23 kV asociadas y Transformador de Respaldo 220/23 kV 50 MVA - S/E Lampa", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo planteado en términos de reevaluar el proyecto por seguridad, ya que ese análisis ya se realizó mediante la metodología definida en la Resolución Exenta 711/2017. En particular, su artículo 19°, Análisis de Seguridad y Resiliencia, que determina las necesidades de expansión de transmisión que permitan otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda de los clientes finales frente a contingencias, define que para el análisis de seguridad de las instalaciones de transmisión zonal se cuantificará la Energía No Suministrada (ENS) ante la salida intempestiva de la rama de la instalación de transmisión bajo análisis y se evaluará a Costo de Falla de Corta Duración. En el caso del análisis del proyecto propuesto, la empresa no entrega antecedentes complementarios que justifiquen los crecimientos explosivos en la demanda de la zona, por lo que el análisis mediante CFCD no presenta los beneficios económicos necesarios para incorporar el proyecto dentro de las obras propuestas en el presente plan de expansión. Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
10	<p>9.1 Proyectos no recomendados 65 Instalación de Nuevo</p>	<p>La S/E Batuco cuenta con 3 unidades en 23 kV, en las cuales a partir del año 2020 la cargabilidad promedio de ellas será superior al 90% de su capacidad nominal, por lo tanto, en caso de falla de una unidad</p>	<p>Se solicita incorporar el proyecto "Instalación de Nuevo Transformador 110/23 kV 50 MVA - S/E</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Enel Distribución, asociada al proyecto no recomendado "Instalación de Nuevo Transformador 110/23 kV 50 MVA - S/E Batuco", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Nº Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Transformador 110/23 kV 50 MVA - S/E Batuco</p> <p>de transformación, se generaría un déficit de capacidad, que alcanzaría los 12 MVA. Esta subestación abastece al sector norte de la Región Metropolitana, el cual no es posible respaldar por distribución desde otras subestaciones que se encuentran más al sur poniente de ésta. Lo anterior, debido a que esta zona se caracteriza por tener limitadas vías para el desarrollo de las redes de Distribución, y por consiguiente tiene una baja interconectividad en la red , como por ejemplo: Ruta 5 norte, Radial Nororiente y Autopista Los Libertadores.</p> <p>Adicionalmente, Empresa Eléctrica de Colina, cuya zona de concesión se encuentra ubicada al norte de Subestación Batuco, es suministrada por 2 alimentadores, donde cada uno de ellos se conecta a una unidad distinta de transformación. Ante una falla en transformación, no será posible respaldar el suministro de Eléctrica Colina afectado, ya que el resto de las unidades de transformación, en 23 kV, se encuentra con una cargabilidad elevada. Por lo anterior, se solicitará a esa Comisión la reincorporación de este proyecto, cuya ficha se adjunta, en el plan de expansión</p>	<p>Batuco" al presente Plan de Expansión, con un valor de inversión de 5,39 millones de USD.</p>	<p>de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo planteado en términos de reevaluar el proyecto por seguridad, ya que ese análisis ya se realizó mediante la metodología definida en la Resolución Exenta 711/2017. En particular, su artículo 19°, Análisis de Seguridad y Resiliencia, que determina las necesidades de expansión de transmisión que permitan otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda de los clientes finales frente a contingencias, define que para el análisis de seguridad de las instalaciones de transmisión zonal se cuantificará la Energía No Suministrada (ENS) ante la salida intempestiva de la rama de la instalación de transmisión bajo análisis y se evaluará a Costo de Falla de Corta Duración. En el caso del análisis del proyecto propuesto, la empresa no entrega antecedentes complementarios que justifiquen los crecimientos explosivos en la demanda de la zona, por lo que el análisis mediante CFCD no presenta los beneficios económicos necesarios para incorporar el proyecto dentro de las obras propuestas en el presente plan de expansión. Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
<p>11</p> <p>9.1 Proyectos no recomendados 66 Instalación Transformador 110/23 kV 50 MVA y Celdas de MT 23 kV S/E Lo Aguirre</p>	<p>Actualmente la subestación Lo Aguirre cuenta con dos unidades de 10 MVA, en tensiones de 110/12 kV.</p> <p>En este sector existe un alto crecimiento industrial, comercial e inmobiliario, destacándose los siguientes proyectos: Entel de 8 MVA, Cascada de Lo Aguirre (Proyecto inmobiliario) de 4 MVA, Sector Vizcaya de 20 MVA y Centro de Bodegaje Cencosud de 2 MVA (Se adjuntan requerimientos realizados por las empresa y Estudio de crecimiento inmobiliario, realizado por Maniba consultores).</p> <p>Con estos requerimientos de demanda, a partir del año 2019, ante una falla en transformación, se producirán interrupciones de suministro a los clientes del sector, y desde el año 2020 se verá superada la capacidad de la subestación. Lo anterior, se detalla en la página 15 del adjunto "Obras Propuesta Enel Distribución".</p> <p>Debido a esta situación, actualmente el suministro</p>	<p>Se solicita incorporar el proyecto "Instalación Transformador 110/23 kV 50 MVA y Celdas de MT 23 kV - S/E Lo Aguirre" al presente Plan de Expansión, con un valor de inversión de 6,30 millones de USD.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Enel Distribución, asociada al proyecto no recomendado "Instalación de Nuevo Transformador 110/23 kV 50 MVA y Celdas de MT 23 kV S/E Lo Aguirre", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que la metodología de evaluación económica por CFCD no discrimina por cantidad de clientes sino que considera la cantidad de energía no suministrada de la instalación de transmisión analizada. La ventana de tiempo que se considera para la falla del transformador es de 45 horas, ya que la NTSyCS indica que ese es el límite máximo que se puede tener por indisponibilidad forzada en trasmisión. Además, como parte de este plan de expansión se encuentra una subestación móvil que permite recuperar el servicio en pocas horas. Conforme a lo anterior, esta Comisión no incorporará el proyecto al Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de la Transmisión Año 2018.</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>del sector se ha realizado desde la subestación San Pablo, cuya lejanía y barreras existentes (tales como A. Vespucio, Costanera Norte, Ruta 68, río Mapocho), han provocado limitaciones en las soluciones que afectan la calidad de suministro, los costos y los plazos de ejecución de los proyectos.</p> <p>Es por este motivo, que la solución óptima e integral se realiza mediante la instalación de una nueva unidad de transformación 50 MVA, 110/23 kV en S/E Lo Aguirre.</p> <p>Por lo tanto, se solicitará a esa Comisión que reincorpore el proyecto de la instalación de un nuevo transformador y juego de celdas en la subestación Lo Aguirre, cuya ficha se adjunta.</p>		
<p>12 9.1 Proyectos no recomendados 67 Instalación Transformador 110/44 kV 50 MVA S/E Lo Prado</p>	<p>La subestación Lo Prado realiza transformación de tensión desde 110 a 44 kV. En este punto nace la línea 44 kV Lo Prado - Curacaví que atiende los consumos de la SE Curacaví, y otros consumos específicos como Centro Nuclear y Plaza Peaje. Dicha subestación posee solo una unidad 110/44 kV de 28 MVA, no existiendo otra unidad con esos niveles de tensión ni tampoco respaldo desde otros puntos del sistema de transmisión. Por lo tanto, ante una falla en la unidad existente se provoca la pérdida de suministro de todos los clientes conectados a la SE Curacaví, Centro Nuclear y Plaza Peaje. Por lo tanto, se solicitará reincorporar este proyecto al Plan de Expansión, cuya ficha se adjunta.</p>	<p>Se solicita incorporar el proyecto "Instalación Transformador 110/44 kV 50 MVA S/E Lo Prado" al presente Plan de Expansión, con un valor de inversión de 4,68 millones de USD.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Enel Distribución, asociada al proyecto no recomendado "Instalación Transformador 110/44 kV 50 MVA S/E Lo Prado", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo planteado en términos de reevaluar el proyecto por seguridad, ya que ese análisis ya se realizó mediante la metodología definida en la Resolución Exenta 711/2017. En particular, su artículo 19°, Análisis de Seguridad y Resiliencia, que determina las necesidades de expansión de transmisión que permitan otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda de los clientes finales frente a contingencias, define que para el análisis de seguridad de las instalaciones de transmisión zonal se cuantificará la Energía No Suministrada (ENS) ante la salida intempestiva de la rama de la instalación de transmisión bajo análisis y se evaluará a Costo de Falla de Corta Duración. En el caso del análisis del proyecto propuesto, la empresa no entrega antecedentes complementarios que justifiquen los crecimientos explosivos en la demanda de la zona, por lo que el análisis mediante CFCD no presenta los beneficios económicos necesarios para incorporar el proyecto dentro de las obras propuestas en el presente plan de expansión. Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
<p>13 9.1 Proyectos no recomendados 68 Nueva S/E Providencia</p>	<p>El sector donde se encuentran los límites de las comunas de Vitacura, Providencia y Las Condes es abastecido actualmente por las subestaciones Apoquindo, Alonso de Córdova y Vitacura. Dichas subestaciones tienen las siguientes capacidades: SE Vitacura: capacidad actual 4x50 MVA, no posee capacidad de ampliación en transformación. SE A. de Córdova: en ejecución proyecto de ampliación para condición final de 4x50 MVA. Puesta en servicio 2019.</p>	<p>Se solicita incorporar el proyecto "Nueva S/E Providencia" al presente Plan de Expansión, con un valor de inversión de 14,45 millones de USD.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por Enel Distribución S.A., asociada a la evaluación del proyecto "Nueva S/E Providencia" para su incorporación al presente plan de expansión, esta Comisión indica que, debido al emplazamiento, ubicación y necesidades que implicaría la construcción de la obra para su ejecución efectiva en tiempo y forma, la obra se pospondrá para el siguiente proceso de planificación de transmisión, a fin de definir con mayor precisión los aspectos antes mencionados y así establecer un proyecto que sea viable. Conforme lo anterior, esta Comisión postergará la propuesta de la obra "Nueva</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>SE Apoquindo: capacidad actual 3x50 MVA + 1x25 MVA.</p> <p>Este sector de Santiago presenta la densidad de carga más alta del sistema de distribución de Enel Distribución, en el cual se continúan desarrollando nuevos proyectos inmobiliarios, comerciales, oficinas, hospitales, transporte público, entre otros. Lo anterior, se traduce en un crecimiento aproximado de 17 MVA anuales.</p> <p>Actualmente los crecimientos de demanda deben ser absorbidos desde las Subestaciones A. de Córdova y Apoquindo, a través de soluciones de distribución de alta complejidad y costos, producto de la saturación de las vías utilizadas para el desarrollo de alimentadores en media tensión. De continuar en esta condición, el desarrollo en distribución deberá ser mediante soluciones no tradicionales como la construcción de túneles bajo calzada con longitudes estimadas mínimas de 15 km, cuyos costos y tiempos de ejecución se elevan muy por sobre lo normal, con alto impacto de interrupción en los sistemas viales. En estas condiciones las subestaciones A. de Córdova y Apoquindo verán copada su capacidad máxima de transformación (4x50 MVA) en el año 2024. A partir de esta fecha, no se podrán suministrar los incrementos de demanda en el sector, debido a no contar con capacidad en transformación, inexistencia de espacio para salida de alimentadores de las subestaciones, y a la saturación de las redes de distribución.</p> <p>La postergación de este proyecto, más allá del año 2024, dificulta cada vez más su ejecución debido a la escasez de terrenos disponibles, al incremento de la dificultad de la obtención de permisos, a la alta congestión de edificación, a las interferencias con Metro, nuevas autopistas, conjuntos inmobiliarios, entre otras variables. Por estos motivos es necesario y urgente considerar esta nueva subestación en el presente Plan de Expansión, para que se inicien a la brevedad los estudios y gestiones respectivas para lograr la puesta en servicio en forma oportuna frente a la inminente</p>		<p>S/E Providencia”, de manera de presentar una propuesta de expansión cuya construcción sea factible.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		saturación de la capacidad instalada en las subestaciones existentes y al aumento de demanda en distribución, que no tiene una solución técnicamente viable en ese segmento. Por lo tanto, se solicitará a esa Comisión reincorporar esta obra, cuya ficha se adjunta.		
14	9.1 Proyectos no recomendados 69 Nuevo Tap S/E Providencia	Esta línea atiende a la Nueva SE Providencia, cuya necesidad fue justificada en el punto anterior.	Se solicita incorporar el proyecto "Nuevo Tap S/E Providencia" al presente Plan de Expansión, con un valor de inversión de 37,31 millones de USD.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por Enel Distribución S.A., asociada a la evaluación del proyecto " Nuevo Tap S/E Providencia" para incorporación al presente plan de expansión, esta Comisión indica que debido al emplazamiento, ubicación y necesidades que implicaría la construcción de la obra para su ejecución efectiva en tiempo y forma, la obra se pospondrá para el siguiente proceso de planificación de transmisión, a fin de definir con mayor precisión los aspectos antes mencionados y así establecer un proyecto que sea viable.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión postergará la propuesta de la obra "Nuevo Tap S/E Providencia" de manera de presentar una propuesta expansión cuya construcción sea factible.</p>

## 16.ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	Sección 3.1.4. "Ampliación S/E Cumbre", subsección 3.1.4.1 "Descripción general y ubicación de la obra" y la subsección 3.1.4.5. "Licitación"	<p>En la Resolución Exenta n° 747 del 14 de noviembre de 2018, que Aprueba Informe Técnico Preliminar que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2018 (Resolución Exenta N°747), se incluye la Obra de Ampliación Nacional "Ampliación S/E Cumbre". Respecto a la subsección 3.1.4.5 indicamos las siguientes observaciones:</p> <p>1. Es recomendable especificar con mayor precisión el inicio de la licitación de este proyecto indicando que será el "llamado a licitación por parte del Coordinador" el que quedará condicionado a la declaración en construcción de los proyectos individualizados en esta subsección. De esta forma se</p>	<p>1. Reemplazar la subsección 3.1.4.5 por la siguiente: "El llamado de licitación por parte del Coordinador de esta obra quedará condicionado a la declaración en construcción de, al menos, una de las siguientes condiciones; "Planta Solar Fotovoltaica Almeyda" de aproximadamente 52 MW; Planta Solar Fotovoltaica Malgarida II"; o cualquier proyecto que cuente con declaración de construcción e Informe de autorización de conexión definitivo en la subestación Cumbre".</p> <p>2. Modificar el párrafo segundo de la subsección 3.1.4.1, precisando de manera correcta el real alcance de las labores que son parte del proyecto. En particular, se solicita eliminar aquellas labores que no son parte del alcance de la obra.</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>En cuanto al condicionamiento al cual se sujeta la licitación del proyecto "Ampliación S/E Cumbre", esta Comisión señala que los términos del mismo han sido modificados en el Informe Técnico Final en el sentido planteado en la observación, agregándose a la declaración en construcción de los proyectos de generación individualizados, la declaración de otro proyecto de generación de una capacidad mínima de 50 MW a conectarse en la Subestación Cumbre en el nivel de tensión 220 kV.</p> <p>En cuanto a la observación relativa a las labores del proyecto, esta Comisión aclara que, sin perjuicio de lo señalado en el informe técnico, el detalle de las obras y de la ingeniería de detalle del proyecto se establecerán en las respectivas bases de licitación, razón por la cual no es necesario efectuar una modificación sobre la materia observada en el Informe Técnico Final.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>asegura disponer de las “Bases de Licitación” en el momento que se cumpla la condicionalidad especificada.</p> <p>2. Actualmente la licitación de esta obra está condicionada a la Declaración en Construcción de dos proyectos de generación de un único propietario. Sin embargo, a nuestro parecer esta condición para el inicio de la licitación del proyecto parece insuficiente dada la creciente demanda sistémica de contar con nuevos puntos para que nuevos desarrolladores puedan concretar la conexión al Sistema Eléctrico Nacional a través de lo estipulado en el Artículo 79° de la LGSE. Por tal razón, nuestra propuesta se basa en establecer que el inicio de la licitación esté condicionada a la declaración en construcción de cualquier proyecto que cuente con Declaración en Construcción de acuerdo a lo estipulado en el artículo 72-17° de la LGSE. Esta propuesta está en línea con lo establecido en el inciso primero del artículo 79° de LGSE que indica: “Las instalaciones de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión que corresponda de acuerdo con las normas de este Título”.</p> <p>3. El alcance de las obras indicadas en la subsección 3.1.4.1 requiere una precisión relacionada a los alcances de las obras involucradas. En particular en el segundo párrafo se indican obras que no serían parte del actual proyecto tales como: adecuaciones en el patio de media tensión, sistema de comunicaciones, entre otros.</p>		
2	Sección 3.2.2. Nueva S/E Seccionadora Roncacho. Subsección 3.2.2.1	<p>En la Resolución Exenta N° 747, se incluye la Obra Nueva del Sistema Nacional “Nueva S/E Seccionadora Roncacho”. Respecto a la subsección 3.2.2.1 indicamos las siguientes observaciones:</p> <p>1. Respecto a los espacios futuros con terreno nivelado nuestra recomendación es incrementar este espacio para al menos 5 diagonales adicionales con tal de disponer del espacio necesario para la conexión de proyectos de generación y transmisión de la zona.</p>	<p>Reemplazar los párrafos primero y segundo de la subsección 3.2.2.1, por los siguientes:</p> <p>1. El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora en las líneas 2x220 kV Nueva Pozo Almonte – Parinacota y 1x110 kV Arica – Pozo Almonte, denominada S/E Roncacho. La configuración de la subestación para el seccionamiento de la línea 220 kV Nueva Pozo Almonte corresponderá a interruptor y medio y tecnología AIS o Air Insulated Switchgear, con</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Engie Energía Chile, asociada a la modificación de la descripción y alcance del proyecto "Nueva S/E Seccionadora Roncacho", numeral 3.2.2 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que los resultados de la evaluación económica del proyecto mencionado, de acuerdo a lo establecido en la Resolución Exenta 711/2017, no muestran beneficios que justifiquen su ingreso en el presente plan de expansión.</p>



Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>2. Dentro de la descripción de la obra, incorporar la construcción de un patio de 110 kV que secciona la actual línea 1x110 kV Arica – Pozo Almonte. Dentro de la convocatoria de presentación de propuestas de expansión a la que hace mención el inciso segundo del artículo 91° de la LGSE, ENGIE Energía Chile propuso el proyecto “Seccionamiento de la línea 1x110 kV Arica – Pozo Almonte en Tap Off Vitor”, proyecto propuesto como una solución a largo plazo para la adecuación de la conexión en derivación “Vitor” y como nuevo punto del sistema zonal para la interconexión de proyectos de generación y transmisión de la zona. A nuestro entender y de acuerdo a lo indicado en el Anexo 1, tabla 82, la solución a los nuevos proyectos que se desarrollen en la zona está dado por la Nueva S/E Seccionadora Roncacho, sin embargo, es necesaria ampliar la descripción de esta subestación para facilitar nuevos proyectos conectados en el nivel de tensión 110 kV.</p> <p>3. Por las observaciones y fundamentos indicados en los párrafos precedentes se requiere realizar un ajuste en el VI y COMA de la obra, según lo descrito a continuación: [FIGURA 7]</p>	<p>capacidad de barras de, al menos, 2.000 MVA con 75°C en el conductor y temperatura ambiente de 35°C con sol. En tanto que la configuración de la subestación para el seccionamiento de la línea 110 kV Arica – Pozo Almonte corresponderá a doble barra más transferencia y tecnología AIS o Air Insulated Switchgear, con capacidad de barras de, al menos, 300 MVA con 75°C en el conductor y temperatura ambiente de 35°C con sol.</p> <p>2. En la nueva subestación se deberán construir dos medias diagonales necesarias para el seccionamiento de la línea y espacios con plataforma y barras extendidas para dos futuras diagonales que permitan la conexión de los nuevos proyectos de generación y transmisión de la zona y para la futura transformación 220/110 kV. Se considera además, espacio con terreno nivelado para al menos 3 diagonales adicionales. Para el seccionamiento de la línea de 110 kV Arica – Pozo Almonte, se deberán construir los paños para el seccionamiento y transferencia, dejando espacios con plataforma y barras extendidas para al menos cuatro futuros paños para conexión de nuevos proyectos de generación y transmisión de la zona además de los paños necesarios para la futura transformación 220/110. Además, debe considerarse, espacio con terreno nivelado para al menos tres (3) paños adicionales.</p> <p>3. Reemplazar los párrafos 1 y 2 de la subsección 3.2.2.4 por los siguientes: o El V.I. referencial del proyecto es de 14,21 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. o El COMA referencial se establece en 227,37 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.</p>	<p>Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
<p>3 Sección 3.2.3. Nueva “S/E Seccionadora Agua Amarga” Subsección 3.2.3.1</p>	<p>En la Resolución Exenta N° 747, se incluye la Obra Nueva del Sistema Nacional “Nueva S/E Seccionadora Agua Amarga”. Respecto a la subsección 3.2.3.1 indicamos la siguiente observación: 1. A modo de aumentar la competencia entre los distintos actores del sector eléctrico nacional, parece razonable establecer un criterio, dentro de lo técnicamente posible, homogéneo para la zona de</p>	<p>1. Reemplazar el párrafo segundo de la subsección 3.2.3.1 por el siguiente: “La subestación se deberá emplazar aproximadamente a 42 km de la S/E Maitencillo 220 kV siguiendo el trazado de la línea 2x220 kV Maitencillo – Punta Colorada, dentro de un radio de 6 km desde dicho punto”.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por Enel Distribución, asociada al lugar de emplazamiento de la obra “Nueva S/E Seccionadora Agua Amarga”, numeral 3.2.3 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que la descripción de la obra mencionada, en particular, en lo que se refiere a la zona de emplazamiento de la subestación, tiene como objetivo dar acceso a la conexión del proyecto Parque Solar Domeyko SpA, de la empresa Soventix Powerful Returns. Este proyecto de generación se encuentra comprometido a dar</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>emplazamiento de nuevas subestaciones contenidas en los Planes de Expansión de la Transmisión. Por tanto, los radios de emplazamientos indicados en los alcances de los respectivos proyectos deberán considerar i) restricciones del tipo sociales y medioambientales, ii) minimización de interferencias territoriales, iii) posibilidad de disponer múltiples alternativas de presentación de soluciones por parte de los participantes al proceso licitatorio, iv) otras que se identifiquen en función de las características del proyecto. Dado que el actual proyecto se emplaza en la zona norte del país es razonable ampliar el radio de emplazamiento a valores similares a lo indicado para la obra "Nueva S/E Seccionadora Roncacho 220 kV".</p>		<p>suministro eléctrico a un consumo libre, en contratos de largo plazo y que fue acreditado ante la Comisión durante el proceso de planificación, en conformidad a lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 711. Conforme a lo anterior, no se incorporarán lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
<p>4 Sección 4.1.2. "Ampliación en S/E Pozo Almonte", subsección 4.1.2.1. "Descripción general y ubicación de la obra"</p>	<p>En la Resolución Exenta N° 747, se incluye la Obra de Ampliación del Sistema A "Ampliación en S/E Pozo Almonte". Respecto a la subsección 4.1.2.1 indicamos las siguientes observaciones:</p> <p>1. El proyecto incluye el reemplazo del transformador actual de 30 MVA de capacidad, por uno de 90 MVA, sin embargo, se observa una omisión en la descripción del devanado terciario de éste, se propone adicionar en la descripción técnica del nuevo equipo a reemplazar los niveles de tensiones actuales 110/66/13,8 kV.</p> <p>2. Debido al carácter de esencialidad para el abastecimiento actual de clientes regulados de las instalaciones a intervenir, en particular a los consumos Regulados conectados desde la S/E Pozo Almonte, a nuestro entender en el alcance del proyecto se deben incluir las labores, tareas y obras necesarias para no interrumpir el suministro de clientes regulados en la zona. Además, en el Valor de Inversión Referencial de la obra de ampliación se deben reflejar y cuantificar estas tareas. Se propone adicionar en la "Descripción general y ubicación de la obra" un alcance que especifique esta exigencia.</p> <p>3. Por las observaciones y fundamentos indicados en los párrafos precedentes se requiere realizar un ajuste en el VI y COMA de la obra, según lo descrito a continuación: [FIGURA 8]</p>	<p>1. Reemplazar el segundo párrafo de la subsección 4.1.2.1 por el siguiente: "Adicionalmente, el proyecto incluye el reemplazo del transformador existente 110/66/13,8 kV de 30/30/7,5 MVA, por un nuevo equipo de transformación, con la misma cantidad de devanados, y de al menos 90/90/7,5 MVA de capacidad.</p> <p>2. Incorporar entre el cuarto y quinto párrafo de la subsección 4.1.2.1 el siguiente texto: "El proyecto contempla además todas las tareas, labores y obras necesarias para no interrumpir el suministro de cliente regulados conectados desde la S/E Pozo Almonte".</p> <p>3. Reemplazar los párrafos 1 y 2 de la subsección 4.1.2.4 por los siguientes:</p> <p>a. El V.I. referencial del proyecto es de 5,12 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.</p> <p>b. El COMA referencial se establece en 81,86 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>En relación a la observación planteada por la empresa Engie Energía Chile, asociada a la descripción de la obra "Ampliación en S/E Pozo Almonte", numeral 4.1.2 del Sistema A del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda con lo planteado en términos de precisar los parámetros técnicos del reemplazo del equipo de transformación presente en la subestación. Además, se incorporará en la descripción de la obra que el alcance del proyecto debe incluir las labores, tareas y obras necesarias para no interrumpir el suministro de clientes regulados en la zona, de acuerdo a lo solicitado por la empresa.</p> <p>En consistencia con lo anterior, se valorizará nuevamente la obra de acuerdo a los cambios mencionados anteriormente. Conforme a lo anterior, se modificará la descripción de la obra en el informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
<p>5 Sección 4.1.3. "Ampliación en S/E Tamarugal y aumento de capacidad de línea 1x66 kV Pozo Almonte-Tamarugal", subsección 4.1.3.1. "Descripción general y ubicación de la obra"</p>	<p>En la Resolución Exenta N° 747, se incluye la Obra de Ampliación del Sistema A "Ampliación en S/E Tamarugal y aumento de capacidad de línea 1x66 kV Pozo Almonte-Tamarugal". Respecto a la subsección 4.1.3.1 indicamos las siguientes observaciones:</p> <p>1. Debido al carácter esencial para el abastecimiento actual de clientes regulados de las instalaciones a intervenir, en particular a los consumos Regulados conectados desde la S/E Tamarugal (alimentación eléctrica de bombas para el abastecimiento de agua potable a la ciudad de Iquique), a nuestro entender en el alcance del proyecto se deben incluir las labores, tareas y obras necesarias para no interrumpir el suministro de clientes regulados en la zona. Además, en el Valor de Inversión Referencial de la obra de ampliación se deben reflejar y cuantificar estas tareas. Se propone adicionar en la "Descripción general y ubicación de la obra" un alcance que especifique esta exigencia.</p> <p>2. Adicionalmente, el proyecto considera el aumento de capacidad de transporte de la línea 1x66 kV Pozo Almonte – Tamarugal, mediante el reemplazo del conductor existente por un nuevo conductor que permita una capacidad de transporte de, al menos, 90 MVA a 35°C con sol. De acuerdo a nuestros análisis existen exigencias adicionales que no estarían contempladas en el alcance del proyecto para cumplir con la capacidad de transporte requerida, en particular se requeriría realizar el cambio de las estructuras de la línea, puesto que para cumplir con las exigencias de transferencias indicadas en la descripción del proyecto se requieren conductores con características eléctricas y mecánicas superiores a las del conductor existente. Nuestra recomendación es establecer una cota mínima de capacidad de transmisión de al menos 75 MVA a 35°C con sol.</p> <p>3. De acuerdo a nuestro análisis, es necesario especificar alcances adicionales para la viabilidad y correcto desarrollo de la obra. Entre los alcances más relevantes y que deben estar indicados en la descripción del proyecto se encuentran:</p> <p>a. Construir un depósito recolector de aceite para el nuevo equipo de transformación.</p> <p>b. Para la construcción de la barra de 66kV y los</p>	<p>1. Incorporar entre el cuarto y quinto párrafo de la subsección 4.1.3.1 el siguiente texto: "El proyecto contempla además todas las tareas, labores y obras necesarias para no interrumpir el suministro de cliente regulados conectados desde la S/E Tamarugal".</p> <p>2. Reemplazar la capacidad de transporte indicada en el párrafo segundo de la subsección 4.1.3.1 especificada en 90 MVA a 35°C con sol por lo siguiente: 75 MVA a 35°C con sol".</p> <p>3. Reemplazar el párrafo tercero por lo siguiente: "El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones, tales como construcción de un depósito recolector de aceite para el nuevo equipo de transformación, demolición de la actual Caseta de Control y el acondicionamiento de una edificación existente como la nueva Caseta de Control, construir una nueva antena de telecomunicaciones, adecuaciones en el patio de media tensión, adecuaciones de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y prueba de los nuevos equipos, entre otras.</p> <p>4. Reemplazar los párrafos 1 y 2 de la subsección 4.1.3.4 por los siguientes:</p> <p>a. El V.I. referencial del proyecto es de 4,61 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.</p> <p>b. El COMA referencial se establece en 73,8 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Engie Energía Chile, asociada a la modificación en la descripción y valorización de la obra "Ampliación en S/E Tamarugal y aumento de capacidad de línea 1x66 kV Pozo Almonte-Tamarugal", numeral 4.1.3 del Sistema A del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda en que faltó incorporar en la valorización de la obra antes mencionada los costos de las labores que minimicen las interrupciones de suministros a clientes regulados. Sin embargo, dados los espacios disponibles en la subestación, se pueden realizar las obras descritas en el proyecto con interrupciones mínimas en el suministro, siguiendo una secuencia constructiva adecuada, la cual fue incluida en la nueva valorización. Lo mismo ocurre con la línea para la cual se han considerado torres auxiliares de bypass en la valorización. Además, se ha considerado en la valorización un conductor Helsinki para el aumento de capacidad de la línea, el cual cumple con la capacidad solicitada y presenta un peso superior al existente en solo 30 kg por kilómetro, por lo que no sería necesario efectuar refuerzos mayores en el tendido. Con respecto a las obras civiles relacionadas al transformador de poder, malla de puesta a tierra, adecuaciones de protecciones y otras obras civiles o labores necesarias para la ejecución de la obra, estas ya se encuentran consideradas en la valorización.</p> <p>Por otra parte, no se visualiza la necesidad de demolición de la actual casa de control ni su ampliación ni la reubicación de la antena de comunicaciones, ya que la empresa no ha entregado mayores indecentes que justifiquen estas labores. Conforme lo anterior, esta Comisión, modificará la valorización de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018 considerando los costos mencionados anteriormente.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>paños de líneas se deberá considerar la demolición de la actual Caseta de Control y el acondicionamiento de una edificación existente como la nueva Caseta de Control e instalar los sistemas de control, protección, servicios auxiliares, banco de batería, entre otros.</p> <p>c. Además, se deberá construir una nueva antena de telecomunicaciones dado que la actual interfiere en la construcción de la ampliación de plataforma y construcción de barra de 66kV proyectada.</p> <p>4. Por las observaciones y fundamentos indicados en los párrafos precedentes se requiere realizar un ajuste en el VI y COMA de la obra, según lo descrito a continuación: [FIGURA 9]</p>		
6	<p>Sección 4.1.4. "Seccionamiento Línea 1x110 kV Arica-Pozo Almonte", 4.1.4.1. "Descripción general y ubicación de la obra"</p>	<p>En la Resolución Exenta N° 747, se incluye la Obra de Ampliación del Sistema A "Seccionamiento Línea 1x110 kV Arica - Pozo Almonte". Respecto a la subsección 4.1.4.1 indicamos las siguientes observaciones:</p> <p>1. Proyecto requiere la ampliación de la actual barra simple en 110 kV de la S/E Dolores, para así permitir la conexión del seccionamiento de dicha línea con sus respectivos paños de conexión en alta tensión; sin embargo, no se consideran espacios disponibles para la conexión de futuros proyectos de transmisión y/o generación de la zona.</p> <p>2. Además, el proyecto considera el reemplazo del actual transformador 110/24 kV, de capacidad 2 MVA, por uno de, al menos, 30 MVA, incluyendo un nuevo paño de conexión en 110 kV. Debido al carácter esencial para el abastecimiento actual de clientes regulados de las instalaciones a intervenir, en el alcance de la obra se deben incluir las labores, tareas y obras necesarias para no interrumpir el suministro de clientes regulados en la zona. Además, en el Valor de Inversión Referencial de la obra de ampliación se deben reflejar y cuantificar estas tareas. Se propone adicionar en la "Descripción general y ubicación de la obra" un alcance que especifique esta exigencia junto con su modificación de Valor de Inversión y COMA.</p> <p>3. Por las observaciones y fundamentos indicados en los párrafos precedentes se requiere realizar un</p>	<p>1. Incorporar entre el segundo y tercer párrafo el siguiente texto: "Adicionalmente, en el patio de 110 kV se deberá considerar espacio para, al menos, tres paños con barra y plataforma construidas que permita la conexión de futuros proyectos de generación y/o transmisión de la zona".</p> <p>2. Incorporar entre el tercero y cuarto párrafo de la subsección 4.1.4.1 el siguiente texto: "El proyecto contempla además todas las tareas, labores y obras necesarias para no interrumpir el suministro de cliente regulados conectados desde la S/E Dolores".</p> <p>3. Reemplazar los párrafos 1 y 2 de la subsección 4.1.3.4 por los siguientes: a) El V.I. referencial del proyecto es de 4,03 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. b) El COMA referencial se establece en 64,48 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Engie Energía Chile, asociada a la modificación en la descripción y valorización de la obra "Seccionamiento Línea 1x110 kV Arica-Pozo Almonte", numeral 4.1.4 del Sistema A del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda en que faltó incorporar en la valorización de la obra antes mencionada los costos de labores que minimicen las interrupciones de suministros a clientes regulados. No obstante lo anterior, cabe destacar que, por las características del presente proyecto, existen soluciones con secuencias constructivas que permiten el desarrollo de las obras con un mínimo de interrupciones de suministro, y con dichas consideraciones fue valorizado el proyecto.</p> <p>Con relación a la ampliación de barra y plataforma adicional, la empresa no entrega antecedentes adicionales sobre proyectos de generación interesados en conectarse a la subestación que justifiquen estas labores. Conforme lo anterior, esta Comisión modificará la valorización de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018 considerando los costos mencionados anteriormente.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		ajuste en el VI y COMA de la obra, según lo descrito a continuación: [FIGURA 10]		
7	Sección 4.2.3. Nueva "S/E Cerro Sombrero y Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla – Cerro Sombrero, tendido primer circuito", Subsección 4.2.3.1	En la Resolución Exenta N° 747, se incluye la Obra Nueva del Sistema Nacional "S/E Cerro Sombrero y Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla – Cerro Sombrero, tendido primer circuito", Subsección 4.2.3.1 indicamos la siguiente observación: 1. A modo de aumentar la competencia entre los distintos actores del sector eléctrico nacional, parece razonable establecer un criterio, dentro de lo técnicamente posible, homogéneo para la zona de emplazamiento de nuevas subestaciones contenidas en los Planes de Expansión de la Transmisión. Por tanto, los radios de emplazamientos indicados en los alcances de los respectivos proyectos deberán considerar i) restricciones del tipo sociales y medioambientales, ii) minimización de interferencias territoriales, iii) posibilidad de disponer múltiples alternativas de presentación de soluciones por parte de los participantes al proceso licitatorio, iv) otras que se identifiquen en función de las características del proyecto. Dado que el actual proyecto se emplaza en la zona centro del país es razonable ampliar el radio de emplazamiento a valores similares a lo indicado para la obra "Nueva S/E Seccionadora Codegua".	1. Reemplazar el párrafo segundo de la subsección 4.2.3.1 por el siguiente: "La subestación se deberá emplazar dentro de radio de 3 km de la actual S/E Alto Melipilla".	<b>No se acoge la observación.</b> En relación a la observación planteada por la empresa Engie Energía Chile, asociada a la ampliación del radio del proyecto "Nueva S/E Cerro Sombrero y Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla - Cerro Sombrero, Tendido del Primer Circuito", numeral 4.2.3 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018, esta Comisión no acogerá la propuesta de la empresa, toda vez que en vista de nuevos antecedentes entregados durante la etapa de observaciones, la obra será reemplazada por la obra "Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla - Bajo Melipilla, Tendido del Primer Circuito". Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones asociadas al aumento del radio del proyecto "Nueva S/E Cerro Sombrero y Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla - Cerro Sombrero, Tendido del Primer Circuito" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018, dado que dicho proyecto será reemplazado por uno más eficiente.
8	Sección 5, tabla 17	En la Resolución Exenta N° 747, en particular, en la tabla 17 de la Sección 5, se indican los coeficientes de indexación alfa y beta de Obras de ampliación de Transmisión Zonal. Los coeficientes asignados para las obras "Ampliación en S/E Pozo Almonte", "Ampliación en S/E Tamarugal y aumento de capacidad de línea 1x66 kV Pozo Almonte – Tamarugal" y "Seccionamiento línea 1x110 kV Arica – Pozo Almonte" son alfa = 0 y beta = 1. Estos valores asignados solo reflejan variaciones del CPI (Consumer Price Index), es decir variaciones que experimenta la inflación norteamericana. Dada la naturaleza de los trabajos de obras de ampliación con fuerte componente de obras civiles y tareas de montaje, se sugiere modificar los coeficientes alfa y beta de tal forma que de reflejar las variaciones en moneda local.	1. Modificar los valores de los coeficientes alfa y beta de la tabla 17 de los proyectos "Ampliación en S/E Pozo Almonte", "Ampliación en S/E Tamarugal y aumento de capacidad de línea 1x66 kV Pozo Almonte – Tamarugal" y "Seccionamiento línea 1x110 kV Arica – Pozo Almonte" por los nuevos valores: alfa = 0,5 y beta = 0,5.	<b>Se acoge parcialmente la observación.</b> En relación a la observación planteada por la empresa Engie Energía Chile, asociada a los coeficientes alfa y beta de las obras "Ampliación en S/E Pozo Almonte", "Ampliación en S/E Tamarugal y aumento de capacidad de línea 1x66 kV Pozo Almonte – Tamarugal" y "Seccionamiento línea 1x110 kV Arica – Pozo Almonte", numeral 5 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión, en función de los cambios realizados en la valorización de algunas obras, en particular, de la obra "Seccionamiento línea 1x110 kV Arica – Pozo Almonte", ha recalculado los coeficientes indicados y los ha cambiado en consistencia a los resultados obtenidos. Respecto a lo planteado por la empresa, esta Comisión indica que los coeficientes de indexación se calcularon de acuerdo a relaciones entre los costos directos, materiales, mano de obra y montaje respecto a la valorización realizada por esta misma Comisión. Este criterio se utilizó para todas las obras por igual y contempla, entre otros aspectos, la relación obtenida de la valorización entre los materiales y mano de obra.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				Conforme a lo anterior, se realizarán las modificaciones correspondientes en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2018.
9	Sección 4 "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Zonal", Subsección 4.1 Obras de Ampliación, Sistema A,	<p>En la Resolución Exenta N° 747, en particular en la Sección 4 "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Zonal", subsección 4.1 "Obras de ampliación" del sistema A, se propone la incorporación de la obra de expansión "Aumento de capacidad de transferencia y energización en 110 kV de línea 1x66 kV Pozo Almonte – Iquique y conexión en S/E Cóncores 110 kV", cuyo propietario corresponde a "ENGIE Energía Chile S.A." y su ejecución es "Inmediata". Los argumentos en los cuales se sustenta esta solicitud se indican a continuación:</p> <p>1. La obra se justifica por medio de lo indicado en Artículo 87° de la LGSE que indica que la planificación de la transmisión deberá realizarse considerando:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La minimización de los riesgos de abastecimiento. En efecto, la obra indicada permite disminuir el riesgo de abastecimiento a la ciudad de Iquique frente a la eventual falla de transformación 220/110 kV en S/E Cóncores.</li> <li>- La posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de una manera eficiente, ya que se utiliza una línea de transmisión disponible en la zona.</li> </ul> <p>2. Además, se cumple con lo indicado en el inciso sexto del Artículo 87° de la LGSE que indica: "la Planificación podrá considerar la expansión de instalaciones pertenecientes a los sistemas de transmisión dedicada para la conexión de las obras de expansión, en tanto permitan dar cumplimiento con los objetivos señalados en el presente artículo". En efecto, la actual línea dedicada Pozo Almonte-Iquique disponible, puede ser utilizada por el sistema para proveer de un respaldo a la transformación 220/110 kV asociada al suministro de la ciudad de Iquique.</p> <p>3. El proyecto presentado es necesario para disponer de holguras y redundancias para los clientes regulados de la zona de Iquique, cuyo único punto de suministro corresponde a los equipos de transformación 220/110 kV ubicados en S/E Cóncores.</p>	<p>1. Incorporar en la sección 4.1 "Obras de Ampliación", Sistema A, la siguiente obra de Ampliación Zonal: "Aumento de capacidad de transferencia y energización en 110 kV de línea 1x66 kV Pozo Almonte – Iquique y conexión en S/E Cóncores 110 kV" cuya Descripción general y ubicación de la obra, entrada en operación, y Valor de inversión y COMA están indicados en los literales a), b) y c) siguientes:</p> <p>a) "El proyecto consiste en la modificación del trazado de la actual línea 1x66 kV Pozo Almonte-Iquique N°2, para conectarla a la subestación Cóncores en 110 kV. Este cambio de trazado requiere la construcción de un tramo de línea de simple circuito en 110 kV. Lo anterior, es posible dado que la actual línea Pozo Almonte-Iquique N°2 fue diseñada y construida para 110 kV. Además, de una pequeña modificación a la llegada a subestación Pozo Almonte. El proyecto requiere la construcción de dos paños de conexión en 110 kV, uno en la subestación Cóncores y otro en la subestación Pozo Almonte. Una vez ejecutadas estas modificaciones, el proyecto también debe incluir el desmantelamiento del tramo que queda en desuso."</p> <p>b) La etapa del proyecto asociada a la construcción de la línea y los paños de 110 kV en cada subestación deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de 16 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.</p> <p>La etapa del proyecto asociada al desmantelamiento del tramo de línea existente deberá ejecutarse dentro de los 20 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley</p> <p>c) El V.I. referencial del proyecto es de 6,74 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. El COMA referencial se</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Engie Energía Chile, asociada a la incorporación del proyecto "Aumento de capacidad de transferencia y energización en 110 kV de línea 1x66 kV Pozo Almonte – Iquique y conexión en S/E Cóncores 110 kV", numeral 9 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión de Transmisión Anual Año 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que al analizar el proyecto de acuerdo a la metodología definida en la Resolución Exenta 711/2017, mediante la cuantificación de la Energía No Suministrada (ENS) y posterior evaluación por Costo de Falla de Corta Duración (CFCD), la incorporación de la obra no presenta beneficios económicos suficientes como para ser propuesta en el presente proceso de expansión.</p> <p>Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>4. El proyecto presentado otorgaría seguridad y flexibilidad operacional a los clientes regulados ubicados en Iquique al disponer de un nuevo punto de abastecimiento desde S/E Pozo Almonte 110 kV. De esta forma, los clientes regulados no se verían afectados producto de fallas en el equipo de transformación de S/E Cóndores.</p> <p>5. El proyecto presentado otorga seguridad y flexibilidad operacional a los clientes regulados ubicados en Iquique al disponer de un respaldo para la realización de desconexiones programadas producto de mantenimientos en la transformación o entrada en servicio de nuevos proyectos que requieran desconectar el sistema de 220 kV.</p> <p>6. El proyecto consiste en utilizar la infraestructura existente de la línea 1x66 kV Pozo Almonte – Iquique, energizada actualmente en 66 kV pero con diseño para 110 kV. Además, la obra considera la incorporación de paños de conexión en las subestaciones Pozo Almonte 110 kV y Cóndores 110 kV, junto con la construcción de un tramo de línea para desviar el trazado actual de la línea 1x66 kV Iquique – Pozo Almonte a la subestación Cóndores 110 kV. El proyecto considera todas las adecuaciones en los equipos de control, protección y medida para la correcta energización en 110 kV.</p> <p>7. Antecedentes técnicos de la obra tales como: ubicación referencial de futuras instalaciones, trazados tentativos, cronograma de obras y valorización, son puesto en conocimiento a la Comisión Nacional de Energía por medio de la presente presentación como anexos complementarios.</p> <p>8. Dada la conexión de la obra en el patio 110 kV de la subestación Cóndores, se visualiza la necesidad de ampliar barras, plataforma y todos los espacios comunes para la correcta implementación de la obra “Aumento de capacidad de transferencia y energización en 110 kV de línea 1x66 kV Pozo Almonte – Iquique: conexión en S/E Cóndores 110 kV”. El propietario de esta obra de ampliación corresponde a CGE S.A.</p> <p>9. El Valor de Inversión referencial y COMA de las siguientes obras de ampliación, Sistema A: o Aumento de capacidad de transferencia y energización en 110 kV de línea 1x66 kV Pozo Almonte – Iquique: conexión en S/E Cóndores 110</p>	<p>establece en 107,78 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.</p> <p>2. Incorporar en la sección 4.1 “Obras de Ampliación”, Sistema A, la siguiente obra de Ampliación Zonal: “Ampliación S/E Cóndores 110 kV” cuya Descripción general y ubicación de la obra, entrada en operación, y Valor de inversión y COMA están indicados en los literales a), b) y c) siguientes:</p> <p>a) El proyecto consiste en la extensión de la plataforma, barras principales y todas las instalaciones comunes del patio de 110 kV de la subestación Cóndores, en la configuración de barras que posee esta subestación, para al menos dos nuevos paños, uno de los cuales corresponde a la conexión del proyecto “Aumento de capacidad de transferencia y energización en 110 kV de línea 1x66 kV Pozo Almonte – Iquique y conexión en S/E Cóndores 110 kV”.</p> <p>b) El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de 6 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.</p> <p>c) El V.I. referencial del proyecto es de 0,93 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. El COMA referencial se establece en 14,8 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.</p>	

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		kV: [FIGURA 11] o Ampliación S/E Cóncores 110 kV: [FIGURA 12] 10. Se incluye diagrama unilineal para la representación del proyecto. [FIGURA 13]		
10	Sección 9, Anexo 1: Antecedentes Evaluación de Otros Proyectos; subsección 9.1.	<p>En la Resolución Exenta N° 747, describe a la Obra de "Ampliación S/E Parinacota y Seccionamiento Chapiquiña – Arica 1x66 kV", como Proyectos Postergados de acuerdo a lo indicado en la tabla 82. Respecto a la calidad de "proyecto postergado", indicamos a continuación los argumentos que la Comisión debe tener a la vista para considerar esta obra como parte de las Obras de Ampliación del sistema zonal A. Los argumentos en los cuales se sustenta esta solicitud se indican a continuación:</p> <p>1. La obra cumple con lo indicado en el inciso segundo, literal d), del Artículo 87° de la LGSE que indica: "la planificación de la transmisión deberá realizarse considerando la posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de una manera eficiente". En efecto, la obra propuesta permite una topología de mayor enmallamiento para el suministro la ciudad de Arica.</p> <p>2. Además, la obra cumple con lo indicado en el inciso sexto del Artículo 87° de la LGSE que indica: "la Planificación podrá considerar la expansión de instalaciones pertenecientes a los sistemas de transmisión dedicada para la conexión de las obras de expansión, en tanto permitan dar cumplimiento con los objetivos señalados en el presente artículo". En efecto, la obra minimiza riesgos de abastecimiento, crea mejores condiciones de competencia, ya que se inyecta energía económica directamente al centro de carga, haciendo más eficiente la operación.</p> <p>3. De acuerdo a lo indicado por la Comisión el motivo de No Recomendación se sustenta en los resultados de los análisis estocásticos, determinando que la obra no se necesita en el corto y mediano plazo. A nuestro entender, la Comisión además de los análisis estocásticos debe realizar análisis de seguridad y contingencias para resguardar la minimización de la</p>	<p>1. Incorporar en la sección 4.1 "Obras de Ampliación", Sistema A, la siguiente obra de Ampliación Zonal: "Ampliación S/E Parinacota y Seccionamiento Chapiquiña – Arica 1x66 kV" cuya Descripción general y ubicación de la obra, entrada en operación, y Valor de inversión y COMA están indicados en los literales a), b) y c) siguientes:</p> <p>a) El proyecto consiste en el seccionamiento de la línea 1x66 kV Chapiquiña - Arica en la actual S/E Parinacota. El proyecto requiere de la construcción de dos paños de línea de 66 kV en subestación Parinacota, para la conexión de dicha línea.</p> <p>El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, sistemas de comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.</p> <p>En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto."</p> <p>b) El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de 15 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.</p> <p>c) El V.I. referencial del proyecto es de 2,27 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. El COMA referencial se establece en 36,32 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por Engie Energía Chile, asociada a la incorporación del proyecto no recomendado "Ampliación en S/E Parinacota y Seccionamiento Chapiquiña - Arica 1x66 kV", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que de acuerdo a análisis realizados, la capacidad de regulación de tensión de la línea 1x110 kV Pozo Almonte - Arica no permite suministrar una demanda mayor a 38 MW, suponiendo la acción del condensador estático presente en la S/E Parinacota. Por otra parte, la demanda máxima coincidente proyectada en las SS/EE Chinchorro, Pukará y Quiani es de aproximadamente 65 MW al año 2022, y por lo tanto la puesta en servicio de la obra propuesta, que enmalla las SS/EE Parinacota y Pozo Almonte por 66 kV, podría provocar la operación de protecciones en cascada ante la salida de servicio intempestiva del transformador Parinacota 220/66 kV. Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>



Identificación del Título, Subtítulo, Nº Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Energía No Suministrada de Clientes Regulados conectados desde la barra 66 kV de la subestación Parinacota. Por lo tanto, el principal beneficio de la obra es permitir el abastecimiento de las cargas esenciales de los clientes regulados de la zona de Arica (subestaciones Quiani, Pukará y Chinchorro) ante contingencias en el Equipo de transformación ubicado en esta subestación Parinacota.</p> <p>4. El proyecto presentado otorgaría seguridad y flexibilidad operacional a los clientes regulados ubicados en Arica al disponer de un nuevo punto de abastecimiento directamente desde Central Chapiquiña y S/E Arica 66 kV, que a su vez recibe alimentación desde Pozo Almonte. De esta forma, los clientes regulados no se verían afectados producto de fallas en el equipo de transformación de S/E Parinacota.</p> <p>5. Adicionalmente, la obra propuesta presenta los siguientes beneficios:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>o Facilitaría la futura evacuación de energía del tipo renovable de la zona.</li> <li>o Proporciona un enmallamiento en la zona, dando confiabilidad al sistema.</li> <li>o Proporciona una mejor estabilización de las tensiones en 66 kV, en caso de fallas; evitando el colapso del sistema.</li> </ul> <p>6. Se complementa observación con Informe actualizado respecto al entregado en la Convocatoria de presentación de propuestas de proyectos de expansión de la transmisión, de acuerdo a los plazos establecidos en la Resolución Exenta N° 45 del 2018, que modifica Resolución Exenta N° 18 del 2017.</p>		

## 17. COLBÚN TRANSMISIÓN S.A. Y COLBÚN S.A.

Identificación del Título, Subtítulo, Nº Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1 General	Por lo general no se entrega el detalle de los costos de inversión referenciales, los cuales pueden ser muy importantes a la hora de definir precios de corte en las licitaciones, y estos, de ser muy bajos pueden incentivar a que ciertos oferentes no participen en el proceso.	Incluir en el Informe un desglose aproximado de los valores de las principales partidas de la inversión referencial de los distintos proyectos.	<b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por las empresas Colbún Transmisión y Colbún S.A., asociada a la valorización de las obras propuestas en el Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que en el numeral 8 del informe mencionado ya se encuentran los principales costos y valores que componen la valorización referencial de las obras propuestas. Conforme a lo anterior, no se modificarán las valorizaciones de las obras de expansión en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de transmisión Año 2018.
2 3.2 Obras Nuevas Tabla 3, numeral 3.2.4 NUEVA LÍNEA HVDC KIMAL – LO AGUIRRE 3.2.4.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	El valor de inversión referencial considerado para el proyecto (1.176 millones de dólares) se considera bajo para un proyecto de esta envergadura. De hecho, en el INFORME TÉCNICO FINAL PLAN DE EXPANSIÓN ANUAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2017 el proyecto tenía un valor referencial de 1.788 millones de dólares con una potencia un 50% mayor que el proyecto actual. El valor de inversión referencial del proyecto actual es menor a 2/3 del valor de inversión referencial del proyecto para 3.000 MW. Entendemos que esto no es razonable considerando que en los proyectos de líneas de transmisión existen economías de escala. Por el contrario, consideramos que en las S/E Conversoras no existen economías de escala. Así, la inversión en S/E Conversoras del informe Final 2017 corregida por la razón de potencias da un valor de inversión de 442 MMUS\$, luego la línea, por diferencia, tendría un valor de inversión de 734 MMUS\$, valor menor a la inversión indicada en el INFORME TÉCNICO FINAL PLAN DE EXPANSIÓN ANUAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2017 corregido por la razón de potencias. Luego en el proyecto de la línea se da la paradoja que no sólo no hay economías de escala, sino que a menor potencia a transmitir menor es el costo unitario. Adicionalmente no se entrega un detalle del cálculo del valor de inversión referencial.	Actualizar el valor de inversión referencial del proyecto a un valor de inversión que considere el mismo costo de línea del informe de planificación de la transmisión 2017 (1.124 MMUS\$) y un valor de inversión de las conversoras de 442 MMUS\$, lo que da un valor total de 1.566 MMUS\$. Adicionalmente entregar un detalle justificado del cálculo del valor de inversión referencial separado en inversión de línea y subestaciones conversoras.	<b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por las empresas Colbún Transmisión y Colbún S.A., asociada a la valorización de la obra "Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre", numeral 3.2.4 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que el valor de inversión considerado consiste en un recálculo del valor presentado en el Informe Técnico del año 2017. Entre otras modificaciones, se tomó en cuenta el uso de torres adaptadas para la transmisión en corriente continua con su consecuente modificación en costos por montaje y fundaciones. A su vez, se optimizaron los trazados de las líneas, en particular, los vanos, con lo cual se redujo la cantidad de torres que habían sido consideradas inicialmente. Se adjuntará el desglose de la inversión solicitado como respaldo a lo indicado en esta respuesta. Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
3 3.2 Obras Nuevas Tabla 3, numeral 3.2.4 NUEVA LÍNEA HVDC KIMAL – LO AGUIRRE 3.2.4.1	En su informe "Propuesta de Expansión de la Transmisión 2018" el CEN propone separar este proyecto en uno asociado a línea de transmisión, y otro asociado a conversoras HVAC/HVDC,	Separar el proyecto Nueva Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre en dos proyectos, uno asociado a la línea de transmisión bipolar con plazo constructivo de 84 meses y otro asociado a la construcción de las	<b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por las empresas Colbún Transmisión y Colbún S.A., asociada al desarrollo de la obra "Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre", numeral 3.2.4 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
Descripción general y ubicación de la obra.	considerando que cada uno posee distintos tipos de especialización constructiva, distintos plazos constructivos (7 años línea de transmisión, 3 años convertoras aproximadamente), altos montos de inversión de manera separada y poco acoplamiento en términos técnicos (control u otros), lo cual facilitaría la separación de este proyecto en dos proyectos independientes con distintas fechas de licitación. Lo anterior de acuerdo con el CEN, traería consigo una ventaja técnica y económica a la materialización de este proyecto, ya que habría competencia más específica para ambos proyectos, y adicionalmente se podría retrasar en términos de inversión, el proyecto de convertoras HVAC/HVDC en al menos 3 años, disminuyendo los riesgos propios que los proponentes incorporan en sus costos de inversión estimados al proyectar los costos futuros de las convertoras.	convertoras HVAC/HVDC con plazo constructivo de 36 meses. Condicionando la adjudicación de este último proyecto a la adjudicación del proyecto asociado a la línea de transmisión.  También incorporar un mecanismo que garantice que cualquiera de los proyectos que se termine, sea remunerado con independencia del término del otro proyecto.	de Transmisión Año 2018, esta Comisión no concuerda con lo planteado por las empresas en términos de desarrollar la obra por etapas, ya que el separar la obra en dos proyectos, Bipolo de 3.000 MW como primera etapa y como segunda etapa las 4 subestaciones convertoras, no presenta un beneficio económico para el sistema y, a su vez, genera incertidumbre en los plazos de puesta en servicio de la obra completa, por lo que no modificará la descripción en este sentido. Conforme a lo anterior, no se modificará la descripción de la obra el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
4 3.2.1 y 7.3.1	Se establece que la "Nueva Subestación Seccionadora Santa Isabel" deberá tener al menos una capacidad de barras igual a 2.000 MVA con 75°C en el conductor y una temperatura ambiente de 35°C con sol.  Sin embargo, dicha capacidad nominal podría estar sobredimensionada dado que la máxima capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV Itahue – Ancoa es de 2x419 MVA (838 MVA) con una temperatura ambiente igual 35°C con sol (según la información técnica disponible en la página web del Coordinador). Luego, la citada línea impondría una limitación sobre el flujo máximo capaz de circular por la subestación Santa Isabel.  Adicionalmente, no existen potenciales proyectos de generación en la zona, según la información pública disponible.	Evaluar la reducción de la capacidad nominal de las barras de la futura subestación seccionadora Santa Isabel con el objeto de disminuir el costo de inversión en el sistema.	<b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por Colbún Transmisión y Colbún S.A., asociada a la capacidad nominal de barras de la obra "Nueva S/E Seccionadora Santa Isabel", numeral 3.2.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por las empresas, ya que el costo de modificar dicha capacidad no es relevante. Además, el valor de la capacidad que se define en la descripción de la obra considera la holgura suficiente ante la presencia de nuevos proyectos de transmisión y/o generación en el futuro.  Conforme a lo anterior, no se incorporarán lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
5 3.2.2 y 7.6.1	El proyecto de expansión nacional "Nueva S/E Seccionadora Roncacho" tiene como objetivo permitir el desarrollo del potencial de energía renovable en la zona de Pampa Camarones.  Cabe destacar que, actualmente no existen proyectos en construcción en la zona de Pampa Camarones que justifiquen un proyecto de expansión	Considerar la obra "Nueva S/E Seccionadora Roncacho" como un proyecto condicionado a que existan proyectos de generación en construcción en la zona con un cierto valor mínimo de potencia instalada.	<b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por Colbún Transmisión y Colbún S.A., asociada a la ejecución de la obra " Nueva S/E Seccionadora Roncacho", numeral 3.2.2 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que se cuenta con antecedentes de proyectos potenciales en la zona más los antecedentes y resultados de la Planificación Energética de Largo Plazo, antecedentes que indican la necesidad de un punto de acceso y conexión para

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>de carácter obligatorio y no condicionado a la construcción de proyectos de generación en la zona, tal como se hizo con otros proyectos de expansión (Ej.: Ampliación en S/E Ciruelos).</p> <p>¿Qué proyectos de generación se están contemplando en la zona?</p> <p>¿Se tiene seguridad de la ejecución de dichos proyectos?</p>		<p>proyectos de generación.</p> <p>Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
6	4.1.1 y 7.4.1	<p>El proyecto de expansión zonal "Ampliación en S/E Centro" considera la ampliación de la barra de 110 kV y la instalación de un nuevo transformador 110/23 kV de 50 MVA en la S/E Centro. El objetivo del citado proyecto es otorgar seguridad en el abastecimiento de la demanda de la comuna de Antofagasta, sustentado en que existe un beneficio por disminución de ENS.</p> <p>Al respecto, cabe señalar que al incorporar un tercer transformador por seguridad en el abastecimiento de demanda, se interpreta como un criterio de seguridad N-1 en transformación para subestaciones primarias de distribución, lo que no está estipulado en la normativa vigente. ¿Qué pasa con las demás subestaciones de distribución primaria? ¿Todas podrán optar a tener N-1 en transformación? ¿Qué pasa con el criterio N-1 en líneas de transmisión zonal, se implementará también? Cabe recordar que la probabilidad de falla de una línea es mayor que la de un transformador.</p>	<p>Se sugiere no incorporar transformadores en subestaciones primarias de distribución por seguridad en el abastecimiento de la demanda de clientes porque podría ocurrir que se solicite un transformador adicional en cada una de dichas subestaciones por este mismo concepto. Actualmente, el criterio de seguridad N-1 en transformación no es una obligación normativa para instalaciones de transmisión zonales.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por Colbún Transmisión y Colbún S.A., asociada al análisis de seguridad de las instalaciones zonales, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que el análisis realizado en el presente proceso de planificación de la transmisión se encuentra normado por la Resolución Exenta 711/2017 la que en su artículo 19°, sobre Análisis de Seguridad y Resiliencia, que determina las necesidades de expansión de transmisión que permitan otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda de los clientes finales frente a contingencias, define que para el análisis de seguridad de las instalaciones de transmisión zonal se cuantificará la energía no suministrada ante la salida intempestiva de la rama de la instalación de transmisión bajo análisis. Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>

## 18. TRANSELEC S.A.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	Cortocircuito Charrúa S/E	<p>La subestación Charrúa es uno de los puntos donde se concentra la mayor cantidad de conexiones de centrales en el sistema. Esta característica ha generado que los niveles de cortocircuito en el patio</p>	<p>Considerando que las obras de ampliación son aquellas que aumentan la capacidad o la seguridad y calidad de servicio de líneas y subestaciones existentes, se solicita incorporar en el Plan de</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada al cumplimiento de la Normativa Vigente por parte de la S/E Charrúa y la inclusión de una obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>de 220 kV estén superando la capacidad de ruptura de los interruptores de distintos elementos conectados a la subestación.</p> <p>Frente a esta problemática, cabe señalar que Transelec ha propuesto soluciones de largo plazo en el marco de los Planes de Expansión de años anteriores, las cuales no han sido promovidas como parte del conjunto de obras de expansión.</p> <p>Dado esta situación, con fecha 14 de septiembre de 2018 y mediante carta D.E. N°04304 (Anexo 1), el Coordinador Eléctrico Nacional solicitó a Transelec informar el cronograma de trabajo para el reemplazo de algunos interruptores de la S/E Charrúa en un plazo no mayor a seis meses.</p> <p>En respuesta, con fecha 27 de septiembre de 2018 mediante carta O N°0245 (Anexo 1), Transelec envió al Coordinador un cronograma de trabajo, factible y referencial, para el reemplazo de los interruptores solicitados. No obstante, en la misma carta se señaló que el aumento en el nivel de cortocircuito tiene su origen en cambios a nivel sistémico, por lo que los reemplazos de interruptores, al menos en las instalaciones de transmisión de servicio público o "reguladas", deben ser considerados como obras de ampliación, de acuerdo en lo dispuesto en el artículo 89° de la LGSE, y por tanto deben formar parte del Plan de Expansión vigente.</p> <p>Posterior a ello, con fecha 8 de octubre de 2018, Transelec envió la carta DE N°0024 (Anexo 1) a la Comisión Nacional de Energía, informando acerca de estas comunicaciones sostenidas con el Coordinador y solicitando que en el informe preliminar del Plan de Expansión 2018 se incorporara como obra de ampliación el reemplazo de los interruptores correspondientes a paños de tramos de transporte existentes, y de aquellos que serán regulados una vez publicado el decreto de expansión 2017. A saber, estos interruptores corresponden a los siguientes.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Paño J1 de LTx 220 kV Charrúa – Tap Cholguán (Pangue)</li> <li>• Paño J24 de LTx 220 kV Charrúa – Tap Zona de Caída</li> </ul>	<p>Expansión 2018 una obra de ampliación, asignada a Transelec, que consista en el reemplazo de los siguientes paños (interruptores y elementos serie que se sobrepase la capacidad de cortocircuito) de la S/E Charrúa 220 kV:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Paño J1 de LTx 220 kV Charrúa – Tap Cholguán (Pangue)</li> <li>• Paño J24 de LTx 220 kV Charrúa – Tap Zona de Caída (Ralco N°2)</li> <li>• Paño JT1 de Tr 220/154 kV, 390 MVA</li> <li>• Paño JT4 de Tr SS/AA 220/13,8 kV</li> <li>• Paño JS23 de Seccionador 220 kV Barras N°2 y N°3</li> <li>• Paño JS31 de Seccionador 220 kV Barras N°1 y N°3</li> </ul>	<p>2018 que aumente la capacidad de ruptura de los interruptores de la subestación mencionada, esta Comisión no concuerda con lo propuesto, atendido que la Ley General de Servicios Eléctricos, en su artículo 89° inciso 3 menciona que "No corresponderán a obras de ampliación aquellas inversiones necesarias para mantener el desempeño de las instalaciones conforme a la normativa vigente", por lo que no corresponde incluir este tipo de obras en los planes de expansión.</p> <p>Conforme lo anterior, no se incluirá una obra que modifique la conexión de la instalación mencionada en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>(Ralco N°2)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Paño JT1 de Tr 220/154 kV, 390 MVA</li> <li>• Paño JT4 de Tr SS/AA 220/13,8 kV</li> <li>• Paño JS23 de Seccionador 220 kV Barras N°2 y N°3</li> <li>• Paño JS31 de Seccionador 220 kV Barras N°1 y N°3</li> </ul> <p>No obstante, en el Plan de Expansión Preliminar, no se incluyó el proyecto de reemplazo de los interruptores mencionados, ni tampoco ha habido respuesta de la CNE a la carta enviada sobre la materia.</p>		
2	<p>3.1.7 AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 2X500 KV ALTO JAHUEL – LO AGUIRRE Y AMPLIACIÓN EN S/E LO AGUIRRE</p>	<p>Como presupuesto para esta obra de ampliación la CNE presenta un VI de US\$ 36,5 Millones. Del análisis realizado y la comparación con valores de inversión de obras adjudicadas en procesos anteriores en las subestaciones Lo Aguirre y Alto Jahuel, Transelec considera que el valor propuesto para el desarrollo de la obra "Aumento de Capacidad de Línea 2x500 kV Alto Jahuel – Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre" es insuficiente. El presupuesto que Transelec estima para la materialización de este proyecto considera un VI de US\$ 48,9 millones.</p> <p>Si bien se puede apreciar que en el presupuesto global hay una diferencia de US\$ 12,4 millones, al revisar las partidas individuales del desglose se puede observar que la principal diferencia está en el ítem "Suministros, Obras Civiles y Montajes". Este ítem, en el presupuesto de la CNE, estaría subvalorado en US\$ 10,5 millones, en los otros ítems se considera que está subvalorado en cerca de US\$ 1,9 millones, así, el proyecto en su conjunto, estaría subvalorado en US\$ 12,4 millones.</p> <p>A continuación, se desglosa el presupuesto del ítem "Suministros, Obras Civiles y Montajes" presentado por Transelec, correspondiente a US\$ 39,1 millones. En este ítem se debe considerar que la obra de ampliación conlleva desarrollar tres tipos de trabajos que se describen a continuación. Estas labores, realizadas de forma conjunta y aplicando las economías de escala correspondientes, suman el monto presentado para este ítem:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Aumento de capacidad de la Línea 2x500 kV a 3000</li> </ul>	<p>Se solicita aumentar el valor de inversión a US\$ 48,9 millones.</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>En relación a la observación planteada por la empresa Transelec, asociada a la valorización de la obra "Aumento de capacidad línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y ampliación en Lo Aguirre", numeral 3.1.7 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda parcialmente con lo planteado por la observante en cuanto a la valorización presentada en esta instancia. En particular, se acoge lo indicado respecto al reemplazo del equipo serie asociado a los paños de llegada en Alto Jahuel, por lo que se modificará la descripción y el V.I. del proyecto.</p> <p>Con respecto a los otros puntos planteados por la empresa en su observación, esta Comisión indica que la valorización propuesta considera todas las labores y equipos necesarios para la ejecución de la obra, por lo que no es necesario incluir lo solicitado por la observante.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión hará una modificación en la descripción y en la valorización de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>MVA. Esta labor comprende trabajos de alta complejidad considerando que se deberá trabajar con un circuito energizado y la utilización de conductor de alta temperatura tipo ACCC. Valor estimado para ítem Suministros: US\$ 24,2 millones.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Cambio de equipamiento Paños de Línea SE Alto Jahuel 500 kV. Se deberá realizar el cambio del equipamiento serie asociado a los paños de llegada de la Línea Alto Jahuel Lo Aguirre 2x500 kV por capacidad de corriente nominal. Valor estimado para ítem Suministros: US\$ 6,2 millones.</li> <li>• Ampliación de SE Lo Aguirre 500/220 kV. En esta subestación se deberán instalar tres nuevas unidades de transformación 500/220 kV, una nueva media diagonal en 500 kV, la re utilización de una media diagonal en 220 kV y la ampliación de un galpón GIS 500 kV en aproximadamente 254 m2. Valor estimado para ítem Suministros: US\$ 8,7 millones.</li> </ul> <p>En el Anexo 2 se adjunta el desglose del valor de inversión presentado, y la comparación con el VI de la CNE.</p>		
3	3.1.8 AMPLIACIÓN EN S/E POLPAICO	<p>La CNE en su informe preliminar promueve el proyecto "Ampliación en S/E Polpaico" el cual consiste en la ampliación del patio de 220 kV de la S/E Polpaico en dos nuevas posiciones, una de las cuales quedaría reservada para la instalación de un futuro equipo de transformación 500/220 kV, según se señala en el Informe Preliminar.</p> <p>El objetivo de promover esta obra de ampliación es disponer de más posiciones libres, aprovechando el espacio disponible en S/E Polpaico, para conexiones de futuros proyectos de transmisión y generación, por lo que solicitamos que, para aprovechar economías de escala, se considere ampliar tanto el patio de 220 kV, como el patio de 500 kV. El patio de 220 kV se podría incrementar en 4 posiciones (para el futuro transformador 500/200 kV y para la conexión de generadoras), mientras que el patio de 500 kV se podría incrementar en 2 posiciones (para el futuro transformador 500/200 kV y para quedar con holgura).</p>	<p>Considerando lo señalado en las observaciones, se propone que el primer párrafo de la descripción del proyecto sea:</p> <p>"El proyecto consiste en la ampliación de los patios de 500 kV y 220 kV de la S/E Polpaico en dos y cuatro nuevas posiciones, respectivamente, en configuración doble barra principal más barra de transferencia. En cada patio quedará reservada una posición para la instalación de un futuro equipo de transformación 500/220 kV. El proyecto considera la extensión de la plataforma, barras y todas las instalaciones comunes necesarias de los patios de 500 kV y 220 kV."</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada a la obra "Ampliación en S/E Polpaico", numeral 3.1.8 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo planteado por la empresa, ya que para mantener un desarrollo armonioso del patio de 220 kV de la subestación mencionada, su ampliación queda limitada a 2 nuevas posiciones, debido que hacia el noreste se encuentra un camino rural y hacia el suroeste se encuentra el patio de 500 kV. Adicionalmente, no se aprecia la necesidad de ampliar el patio de 500 kV. Conforme lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>La ventaja de ejecutar esta obra de ampliación, es que se aprovechan las economías de escala de construir varias posiciones futuras simultáneamente.</p> <p>En el Anexo 3 se presentan una foto con los espacios disponibles, en la cual se puede apreciar que la subestación queda con espacio suficiente para extensión de los patios de 220 kV y 500 kV.</p>		
4	3.2.3 NUEVA S/E SECCIONADORA AGUA AMARGA	Se indica que la nueva S/E Seccionadora Agua Amarga se construirá en la línea 2x220 kV Maitencillo – Punta Colorada a 42 km de la S/E Maitencillo. Sin embargo, la línea 2x220 Maitencillo – Punta Colorada fue seccionada por S/E Don Héctor.	Reemplazar en la descripción de la obra “Punta Colorada” por “Don Héctor”	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada a la obra "Nueva S/E Seccionadora Agua Amarga", numeral 3.2.3 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda con lo planteado en términos de precisar la redacción del referido numeral.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión hará una modificación en el numeral mencionado del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
5	3.2.4 NUEVA LÍNEA HVDC KIMAL – LO AGUIRRE	<p>a) DESCRIPCIÓN FLEXIBLE DEL PROYECTO</p> <p>En la descripción general de la obra se indica que: “La longitud aproximada de la línea es 1.500 km, con una capacidad de transmisión por cada polo de, al menos, 2.000 MW.”</p> <p>Al respecto, creemos necesario comentar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Dado que el proyecto queda condicionado a que al momento de licitar, el último Informe Técnico Definitivo del Plan de Expansión Anual de Transmisión vigente, considere en el 50% de los escenarios de generación un potencial de al menos 3.000 MW de generación al norte de la S/E Cumbre durante todo el horizonte de planificación, se estima conveniente flexibilizar la descripción del proyecto, de manera que la línea que deba licitarse sea la óptima para el sistema tomando en cuenta los escenarios de generación que se tengan a la vista en ese momento.</li> <li>- Del mismo modo, se estima conveniente incorporar explícitamente en la descripción de las estaciones convertoras que su capacidad debe ser de “al menos 1.000 MW por polo”, a fin de que dicha descripción tenga la flexibilidad necesaria para que, al momento</li> </ul>	<p>Considerando lo señalado en las observaciones a), b), c) y d), se propone la siguiente descripción del proyecto:</p> <p>“3.2.4.1 Descripción general y ubicación de la obra</p> <p>El proyecto considera la construcción de una nueva línea de transmisión HVDC en bipolo con retorno metálico de, al menos, ±600 kV, entre la subestación convertora Kimal y la subestación convertora Lo Aguirre.</p> <p>La longitud aproximada de la línea es 1.500 km, con una capacidad de transmisión por cada polo de, al menos, 2.000 MW.</p> <p>Además, el proyecto considera la construcción de 2 estaciones convertoras HVAC/HVDC en configuración bipolar de, al menos, 1.000 MW por polo junto a todo el equipamiento e instalaciones necesarios para su correcto funcionamiento, en cada una de las subestaciones anteriormente señaladas.</p> <p>Adicionalmente, el proyecto considera los enlaces en corriente alterna entre las subestaciones convertoras y las subestaciones Kimal y Lo Aguirre,</p>	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada a la obra "Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre", numeral 3.2.4 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda con lo planteado por la empresa en términos de precisar la descripción de la obra descrita en el referido numeral.</p> <p>Conforme a lo anterior, esta Comisión hará una modificación en el numeral mencionado del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anua de Transmisión Año 2018.</p>



Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>de licitar el proyecto, se defina la capacidad óptima de las conversoras.</p> <p>- Utilizando como referencia el documento técnico de CIGRE “TB 388 – Impact of HVDC Lines on the Economics of HVDC Projects”, es posible modelar los costos de una línea bipolo, considerando distintas capacidades y niveles de tensión. Dicho análisis arroja que una línea bipolo HVDC de ±600 kV de 2.000 MW por polo tiene un costo similar al de una línea de 3.000 MW por polo, como se aprecia en la tabla siguiente: [TABLA 1]</p> <p>Cabe señalar que en ambos casos el conductor está optimizado para minimizar la inversión y pérdidas del enlace completo (línea y conversoras) para una capacidad de 2.000 MW y 3.000 MW, respectivamente (con una línea diseñada para el doble de capacidad en cada caso), considerando un 20% de costo adicional producto de la incorporación del retorno metálico dedicado. El arreglo de conductores de cada polo posee una capacidad resultante que excede largamente los requerimientos de capacidad de corriente (ampacidad) necesarios para transmitir 4.000 MW o 6.000 MW, dado que las restricciones activas principales del diseño están dadas por restricciones de gradiente de campo eléctrico (máximo de 30 kV/cm). Habida cuenta de lo anterior, la definición de “a lo menos 2.000 MW por polo” entrega la flexibilidad suficiente para la eventual definición de una capacidad final superior, sin que esto resulte en un costo mayor de la línea HVDC.</p> <p>b) POSIBILIDAD DE AUMENTO DE CAPACIDAD O INCORPORACIÓN DE TERCER TERMINAL A FUTURO</p> <p>Una capacidad de al menos 2.000 MW por polo implica una posible capacidad total de la línea HVDC de al menos 4.000 MW. De lo anterior se desprende que la capacidad total de la línea es superior a la capacidad de las estaciones conversoras en cada extremo, por lo que el proyecto permite que en el futuro exista una segunda fase de aumento de capacidad del enlace o la posibilidad de admitir un tercer terminal entre Kimal y Lo Aguirre (solución</p>	<p>con los respectivos paños de conexión en estas subestaciones.</p> <p>Adicionalmente, el proyecto incluye todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del proyecto, tales como adecuación de las protecciones, malla de puesta a tierra, entre otros.</p> <p>Asimismo, respecto a la coordinación de las obras, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte, efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones, producto de las obras nuevas. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas, producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.</p> <p>En las respectivas bases de licitación se podrán detallar y definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones, tales como tecnología de las estaciones conversoras HVAC/HVDC, filtros de armónicos, reactores, capacidad térmica de la línea, capacidad inicial de las conversoras, posibilidad de admitir un tercer terminal a futuro, posible aumento de capacidad de conversoras a futuro, nivel de sobrecarga de las estaciones conversoras en función del respaldo de la red AC, reservas, equipamientos, tipo de estructuras, tipo de retorno, nivel de tensión, entre otros.”</p>	

Nº Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>multiterminal). Esta posibilidad debe quedar explícita en la descripción del proyecto, a fin de asegurar la flexibilidad en el diseño óptimo del enlace HVDC.</p> <p>c) CONSISTENCIA CON LA EVALUACIÓN CONTENIDA EN EL INFORME PRELIMINAR</p> <p>Aceptando lo señalado en las letras a) y b) se logra lo siguiente:</p> <p>o Flexibilizar la evaluación futura de la causal de condicionamiento del proyecto, la cual explicita como necesidad que se cumpla que exista “un potencial de, al menos, 3.000 MW de generación al norte de la S/E Cumbre y durante todo el horizonte de planificación”, en al menos el 50% de los escenarios considerados en la última planificación anual de la expansión.</p> <p>O Mantener la consistencia con la evaluación de beneficios realizada en la sección 7.1.3, sin que cambien los resultados obtenidos por la Comisión.</p> <p>d) DESCRIPCION DE CONVERTORAS</p> <p>En la descripción general de la obra se indica que esta considerará “la construcción de 4 estaciones convertoras HVAC/HVDC junto a todo el equipamiento e instalaciones necesarios para su correcto funcionamiento, dos en cada una de las subestaciones anteriormente señaladas”. Al respecto, y luego de verificar la descripción más detallada incluida en la sección 7.1.3, se llega a la conclusión de que existe una confusión por parte de la CNE, dado que se denomina como “convertora” a un polo de la estación.</p> <p>Una estación convertora o convertidora HVDC del tipo LCC en configuración bipolar consiste en dos polos, generalmente caracterizados por una tensión +Vdc y -Vdc respecto a una referencia central a tensión 0, como se muestra en la siguiente figura: [FIGURA 14]</p>		

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>La denominación de 4 estaciones convertoras (2 por cada subestación) podría tener sentido si se promueve un arreglo de doble bipolo, para cuyo propósito deben ser propuestas dos líneas bipolo HVDC, lo cual no es el caso de la Resolución Exenta N° 747.</p> <p>Finalmente, cabe señalar que los polos en un enlace bipolar se encuentran –salvo en casos muy excepcionales- en una misma instalación física (edificio), compartiendo las instalaciones de los patios AC y DC (ver figura), por lo que difícilmente podrían ser dichos polos denominados como estaciones convertoras independientes. [FIGURA 15]</p>		
6	3.2.4 NUEVA LÍNEA HVDC KIMAL – LO AGUIRRE	<p>En la sección “3.2.4.5 Licitación” no se especifica qué sucede si, al momento de licitar, no se cumplen las condiciones establecidas para la continuación del proyecto, estando dentro de las posibilidades:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Eliminación definitiva del proyecto,</li> <li>• Revisión en los procesos siguientes hasta que se cumpla la condicionante,</li> <li>• Reestudio completo del proyecto,</li> <li>• Eliminación de la condicionante, etc.</li> </ul>	Especificar en la sección 3.2.4.5 cuál será el estado del proyecto si no se cumple la condicionante establecida para el último Informe Técnico Definitivo del Plan de Expansión Anual de Transmisión que se haya emitido previo a la fecha en que deba darse inicio a la referida licitación.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Se aclara que, en caso de que no se cumpla la condición indicada en el informe técnico, la licitación de la Línea HVDC Kimal-Lo Aguirre no se llevará a cabo.</p>
7	4.1.20 AMPLIACIÓN EN S/E CHARRÚA	<p>Ampliación en S/E Charrúa</p> <p>Como parte de los proyectos promovidos por las empresas coordinadas, Transelec recomendó el proyecto “Ampliación S/E Charrúa 154 kV y 66 kV”. La obra consiste en el cambio de configuración en el patio de 154 kV para pasar a un esquema de doble barra principal con doble interruptor, mediante la utilización de la actual barra de transferencia, y para 66 kV, el seccionamiento de la barra principal existente.</p> <p>La justificación de este proyecto se debe al concepto de “aumento de seguridad y calidad”, ya que al verificar la capacidad de abastecimiento de la demanda considerando una falla de severidad 9, existe propagación de falla al resto de las instalaciones y produce pérdida de suministro.</p> <p>El Coordinador también reconoce la problemática de abastecimiento, y plantea dos obras de ampliación, una obra en 154 kV, para promover doble vinculación</p>	<p>Se solicita cambiar los alcances de la obra “Ampliación S/E Charrúa” promovida por la CNE, por los alcances propuestos por Transelec en la obra “Ampliación S/E Charrúa 154 kV y 66 kV”, de forma de mitigar completamente los problemas de seguridad en las barras de 154 y 66 kV en S/E Charrúa, ante fallas de severidad 9. Es decir, se propone:</p> <p>“El proyecto consiste en el cambio de configuración de las barras de 154 kV en la subestación Charrúa, pasando de simple barra seccionada más barra de transferencia, a una configuración de doble barra principal y doble interruptor.</p> <p>El proyecto considera la reutilización de la barra de transferencia como una segunda barra principal y la conexión a esta barra por medio de equipos híbridos para todos los paños existentes, dado que actualmente todos los paños cuentan con acceso a</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada a la incorporación del proyecto no recomendado “Ampliación en S/E Charrúa 154 kV y 66 kV”, numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que al analizar el proyecto de acuerdo a la metodología definida en la Resolución Exenta 711/2017, mediante la cuantificación de la Energía No Suministrada y posterior evaluación por Costo de Falla de Corta Duración, la incorporación de la obra no presenta beneficios económicos suficientes como para ser propuesta en el presente proceso de expansión.</p> <p>Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>al transformador 220/154 kV en 154 kV y seccionamiento de barra en 66 kV (esta última similar a la propuesta de Transelec). Así, en su propuesta para el plan de expansión 2018, también identifica los problemas de abastecimiento de la zona, pero presenta un proyecto con alcances más acotados.</p> <p>El Plan de Expansión Preliminar no acogió este proyecto, sino que incluyó como alternativa la doble vinculación del transformador 220/154 kV de 390 MVA, tanto en 220 kV como en 154 kV, similar a la propuesta del Coordinador para 154 kV en su Propuesta de Expansión 2018. Si bien este es un proyecto de menor costo que el promovido por Transelec, y que mejora la seguridad, el alcance de la obra recomendada no resuelve todas las problemáticas de la subestación respecto a la falla de severidad 9 en 154 kV.</p> <p>Es decir, la Comisión identifica problemáticas en la zona, pero el proyecto que está promoviendo resuelve solo una parte de éstas, argumentando criterios económicos para no resolverlas todas. Así, aunque se mejora en algo la seguridad, se mantiene el problema que existen fallas que dejen sin suministro a clientes regulados, problemática que igualmente deberá ser resuelta en el futuro. Resolver el problema por etapas, a través de proyectos menores normalmente significa incurrir en sobrecostos en comparación de ejecutar un sólo proyecto que resuelva todos los problemas de manera integral. Este tema no resulta abordado en la evaluación económica que la CNE realiza del proyecto.</p> <p>Los problemas sistémicos que identifica Transelec, y que se presentan en la Base de Datos de DigSILENT enviada el 27 de abril para la Propuesta de Expansión, también se identifican en la BASE DE DATOS de DigSILENT asociada al Informe Preliminar de Expansión 2018.</p> <p>En el caso de la barra de 66 kV, al ser barra simple, existe pérdida total de consumo regulado ante falla de severidad 9, por lo que, para mitigar la pérdida de consumo, sin promover una obra de expansión de</p>	<p>la barra de transferencia lo que les permite utilizar un interruptor alternativo en caso de falla o mantenimiento.</p> <p>Se contempla la instalación de un nuevo esquema de control para todos los paños de 154 kV, en configuración de doble interruptor, y además se consideran las modificaciones de las protecciones diferenciales de barras correspondientes.</p> <p>Para albergar los equipos de control, protecciones para la nueva configuración del patio de 154 kV, se considera una casa de SSGG de aproximadamente 65 m2.</p> <p>Además, el proyecto considera el seccionamiento de la barra principal existente en 66 kV, a través de un equipo híbrido.”</p>	

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		gran envergadura, Transelec y el Coordinador promovieron el seccionamiento de la barra, pero esto no fue acogido por la CNE.		
8	4.2.2 NUEVA LÍNEA 2X66 KV NUEVA NIRIVILLO-LA PALMA, TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO	<p>Solución Integral Suministro Constitución Tanto el Coordinador, como Transelec y la CNE coinciden en la zona de Constitución requiere de nuevas inversiones en transmisión que mejoren la seguridad en su abastecimiento.</p> <p>Adicionalmente a lo anterior, se debe considerar el cambio topológico, y a la vez sistémico que tendrá el sistema de transmisión de esta zona con la entrada del proyecto de línea 220 kV costera, y particularmente con la S/E Nueva Nirivilo 220/66 kV. Una vez que se incorpore al sistema esta subestación, los flujos por el tramo Nirivilo – San Javier 66 kV, predominantemente con sentido centroàcosta, sufrirán una inversión importante, superando incluso la capacidad térmica del tramo. [FIGURA 16]</p> <p>En base a esto, la solución a promover debe resolver no sólo el problema de seguridad en el abastecimiento de la ciudad de Constitución, sino que también la problemática de suficiencia del tramo 66 kV San Javier – Nirivilo a partir del año 2023.</p> <p>Fue en esta línea, donde Transelec promovió tres proyectos complementarios (donde no se consideraron las obras de ampliación en S/E Constitución y S/E La Palma):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Nueva línea 1x66 kV Constitución – La Palma, cuyo VI estimado es de US\$ 9 millones.</li> <li>- Repotenciamiento tramo 66 kV Nirivilo – San Javier, cuyo VI estimado es de US\$ 5,6 millones.</li> <li>- Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Nirivilo, cuyo VI estimado es de US\$ 1 millón [9].</li> </ul> <p>La propuesta de Transelec se ve en la siguiente figura: [FIGURA 17]</p> <p>Con la nueva línea 66 kV Constitución – La Palma, se está asegurando la continuidad de suministro en la ciudad de Constitución ante fallas en una de las líneas que la abastecen. Por su parte, el repotenciamiento</p>	<p>De acuerdo a la justificación planteada, se propone realizar los siguientes ajustes al Informe Preliminar de Expansión 2018 de la CNE:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Eliminar la propuesta de Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – La Palma (tendido del primer circuito).</li> <li>2. Eliminar la propuesta de Ampliación en S/E La Palma.</li> <li>3. Modificar los alcances de la obra Ampliación S/E Nueva Nirivilo, para considerar el paño de la Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Constitución (tendido del primer circuito) y de la línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Nirivilo (tendido del primer circuito).</li> <li>4. Incluir al plan de Expansión la obra de Transelec “Repotenciamiento tramo 66 kV Nirivilo – San Javier”. Es decir, se propone:</li> </ol> <p>“El proyecto consiste en el aumento de la capacidad de la línea existente 1x66 kV San Javier - Constitución, en el tramo San Javier - Nirivilo de aproximadamente 40 km, mediante el reemplazo del conductor de cobre 2/0 existente por un conductor de alta capacidad ACCC SILVASSA por fase que permita aumentar la capacidad a aproximadamente 80 MVA.</p> <p>Las obras no consideran el uso de By pass, y suponen que se contara con la línea desenergizada por tramos para el desarrollo de los trabajos. Además, se considera el reemplazo de los TT/CC, según corresponda, en el paño correspondiente en la subestación San Javier y la modificación de los ajustes de protecciones correspondientes en la misma subestación.</p> <p>Se incluye como alcance del proyecto el cambio de chicotes de conexión a equipos nuevos y existentes, y el cambio de los conductores de conexión del paño de la línea a repotenciar, desde portal de llegada de la línea hasta la conexión a las barras existentes.”</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada a la modificación del proyecto "Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo-La Palma, Tendido del primer circuito", numeral 4.2.2 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión indica, si bien tanto el proyecto presentado por la empresa observante como el incluido en el Plan de Expansión cumplen con el objetivo de otorgar suficiencia en la zona, este último permite contar con una visión de largo plazo, toda vez podrá otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda, junto con modificar el paradigma de operación en la zona, por cuanto esta podrá ser abastecida a cabalidad mediante el nuevo sistema de costero. Conforme lo anterior, esta Comisión no incorpora la obra de transmisión en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>del tramo 1x66 kV Nirivilo – San Javier permite dar suficiencia en la capacidad de transmisión una vez que se materialice la línea costera.</p> <p>Por su cuenta, la CNE plantea una solución alternativa para resolver esta problemática, considerando dos nuevas líneas de transmisión 2x66 kV Nueva Nirivilo – Constitución (US\$ 11,4 millones) y 2x66 kV Nueva Nirivilo – La Palma (US\$ 13,7 millones) (ambos con tendido del primer circuito), además de las obras de ampliación en S/E La Palma, S/E Nueva Nirivilo y S/E Constitución. Por lo tanto considera un VI total de US\$ 26,7 millones.</p> <p>La propuesta de la CNE se ve en la siguiente figura:</p> <p>[FIGURA 18]</p> <p>Propuesta                      Solución                      Integral:</p> <p>Se puede hacer un mix entre las obras planteadas por la CNE y Transelec, que permiten lograr los objetivos de refuerzo a Constitución y apoyo al sistema de 66 kV entre Talca y Linares, que serían más convenientes que la propuesta del Informe Preliminar y que, además, permiten aprovechar la infraestructura existente, disminuyendo el impacto socio-ambiental de las mismas:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Constitución (tendido del primer circuito). US\$ 11,4 millones.</li> <li>2. Ampliación S/E Nueva Nirivilo (CELEO). US\$ 0,8 millones (adaptada a esta nueva propuesta).</li> <li>3. Ampliación S/E Constitución (CGE). US\$ 0,4 millones.</li> <li>4. Repotenciamiento tramo 66 kV Nirivilo – San Javier (Transelec). US\$ 5,6 millones. Esta obra será condicionada a la adjudicación de la obra “Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Constitución (tendido del primer circuito).”</li> <li>5. Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Nirivilo (tendido del primer circuito). US\$ 1 millón.</li> <li>6. Ampliación en S/E Nirivilo. US\$ 0,4 millones.</li> </ol> <p>En total, la nueva propuesta, tendría un VI estimado de US\$ 19,6 millones, inferior a los US\$ 26,7 millones que contempla la propuesta completa de la CNE.</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>5. Incluir al plan de Expansión la obra de CGE “Ampliación S/E Nirivilo”.</li> <li>6. Incluir al plan de Expansión la obra nueva “Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Nirivilo (tendido del primer circuito)”.</li> </ol>	

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>La nueva propuesta de Transelec se ve en la siguiente figura:</p> <p>[FIGURA 19]</p>		
9	4.2.4 NUEVA S/E SECCIONADORA CODEGUA	<p>En la descripción del proyecto se mencionan dos ubicaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 25 kilómetros al norte de la S/E Sauzal</li> <li>• 33 km de la S/E Alto Jahuel 110 kV</li> </ul>	Se solicita ser más específico en la ubicación propuesta.	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada a la obra "Nueva S/E Seccionadora Codegua", numeral 4.2.4 del Sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda con lo planteado en términos de precisar la ubicación de la obra descrita en el referido numeral. Conforme lo anterior, esta Comisión hará una modificación en el numeral mencionado del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018</p>
10	6.4.3.1 ANALISIS DE SEGURIDAD	<p>Respecto de la metodología utilizada para estimar la viabilidad de proyectos zonales de líneas o transformadores, en nuestra opinión no logra reflejar correctamente las necesidades de expansión de los sistemas zonales, por las siguientes razones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• No todas las empresas tienen el mismo desempeño ante una contingencia, por lo que el histórico de fallas de cada una, no es un parámetro objetivo para la evaluación de seguridad de una instalación.</li> <li>• No existe certeza que las fallas acontecidas en el pasado vuelvan a ocurrir, ni en magnitud o frecuencia, inclusive pueden ocurrir nuevos eventos.</li> <li>• El histórico de fallas no es un indicador que tome en cuenta las contingencias que puedan ocurrir en las instalaciones producto de condiciones atribuibles a terceros o ambientales y que afectan al abastecimiento de la demanda.</li> <li>• Los antecedentes previos, podrían ser un desincentivo a los esfuerzos de las compañías de mejorar su respuesta ante eventos.</li> <li>• La metodología no recaba los estándares de seguridad de abastecimiento con las que las mismas empresas son medidas (*NTSyCS Art. 5-60):</li> </ul> <p>[FIGURA 20]</p> <p>Los resultados que plantea esta metodología no toman en consideración el descontento social que fallas en el suministro eléctrico producen. En efecto, si las comunidades no aceptan que existan fallas, y a las empresas la autoridad les formula cargos cuando estas ocurren, a efectos de aplicarles multas, quiere decir que el CFCD utilizado está subvaluado. Además,</p>	<p>Se solicita que la metodología no considere como variable el desempeño de los coordinados, ni tampoco un supuesto de probabilidad de fallas futuras (inciertas).</p> <p>En su reemplazo se propone que se utilice como punto de referencia para evaluar los proyectos, los estándares de calidad que se les exige a las instalaciones.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Transelec, asociada al Análisis de Seguridad por Costo de Falla de Corta Duración, numeral 7.4 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que la Resolución Exenta 711/2017 define en su artículo 19°, Análisis de Seguridad y Resiliencia, que determina las necesidades de expansión de transmisión que permitan otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda de los clientes finales frente a contingencias, que para el análisis de seguridad de las instalaciones de transmisión zonal se cuantificará la energía no suministrada ante la salida intempestiva de la rama de la instalación de transmisión bajo análisis, no considerando una estadística estándar de calidad exigible a las instalaciones, y que se evaluará a Costo de Falla de Corta Duración .</p> <p>Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>la metodología utilizada por la CNE es contradictoria con las políticas públicas [10] actuales, que reconocen como objetivo fundamental mejorar en el mediano a largo plazo la seguridad y calidad de servicio eléctrico en todas las zonas del sistema eléctrico.</p>		
11	<p>6.4.5.2 SUB ETAPA DE EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS PROYECTOS</p>	<p>De acuerdo a la metodología planteada en la RE N°711, uno de los criterios para incluir obras de expansión es “Cuando hayan presentado beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios de generación para la planificación”.</p> <p>Consideramos que este criterio no está en línea con el espíritu de la Ley para fomentar un sistema robusto y con holguras. Mediante el análisis de evaluación económica, utilizando antecedentes de los modelos de coordinación hidrotérmica u otros, se puede cuantificar los beneficios de los proyectos ante distintos escenarios y con ello distintas estrategias de decisión, con distintos resultados, pueden ser considerados. Lo anterior se ejemplifica con un caso puntual, utilizando las evaluaciones económicas del Plan de Expansión:</p> <p>1. Resultados de Costos de Operación y Mantenimiento (se considera costo del proyecto): [TABLA 2]</p> <p>2. De acuerdo a la metodología actual, se identifica que sólo en los escenarios 2 y 5 se promueve la obra, al ser estos menos que el 50% de escenarios, la obra no se promueve.</p> <p>3. No obstante, si se analiza con otra mirada, según se plantea en la metodología Min Max Regret (Minimizar el máximo arrepentimiento), se tendría: [TABLA 3]</p> <p>4. De la tabla anterior, se identifica que, al minimizar el máximo arrepentimiento, conviene ejecutar la obra.</p> <p>En definitiva, se concluye que no sólo es importante identificar en cuantos escenarios es positivo un proyecto, sino que también verificar los efectos que tiene el no escoger el proyecto y que se pueda dar una condición distinta.</p> <p>Por otra parte, existen distintas estrategias de</p>	<p>Que la metodología de elección de proyectos no sólo considere aquel que tenga más de 50% escenarios positivos, sino que además considere distintas estrategias de decisión, que permitan evaluar y mitigar el impacto de decidir realizar o no un proyecto.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>La metodología para efectuar la elección de proyectos que deben incluirse en el plan de expansión, se encuentra establecida en la Resolución Exenta N° 711. Atendido que lo planteado por Transelec no se encuentra contemplado en la metodología antes referida, no es posible acoger su observación.</p>



Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		decisión (Maximizar beneficio, Ward, entre otras), considerar varias de ellas, permite tener un espectro más amplio de los efectos que se pueden generar por promover o no la obra.		
12	9.1 PROYECTOS RECOMENDADOS NO	<p>Ampliación S/E Hualpén</p> <p>La CNE no acoge el proyecto de ampliación en S/E Hualpén presentado por Transelec. Se señala que los análisis en DigSILENT no muestran problemas de seguridad en el sistema ante contingencias en la barra de 154 kV de la subestación al año 2022.</p> <p>La CNE no acoge el proyecto de ampliación en S/E Hualpén presentado por Transelec. Se señala, como motivo de este rechazo, que los análisis en DigSILENT no muestran problemas de seguridad en el sistema ante contingencias en la barra de 154 kV de la subestación al año 2022.</p> <p>Al revisar la Base de Datos de la CNE, se puede apreciar que la CNE realiza el análisis de seguridad para solamente un escenario, el que no exige las instalaciones de la zona, lo que a nuestro juicio es incompleto.</p> <p>En la propuesta de Transelec se muestra que ante un escenario de elevada inyección de las Centrales Bocamina I y II, una falla en barra de S/E Hualpén genera propagación de la falla, ya que provoca sobrecargas en el sistema de 66 kV, en particular en las líneas 2x66 kV Coronel – Ejercito – Concepción.</p> <p>Utilizando la misma base de la Comisión, para el escenario “Norm Hualpén 154”, con tan sólo hacer dos modificaciones se pueden verificar sobrecargas en el sistema de 66 kV. Estas modificaciones consisten en:</p> <p>a) Considerar en servicio Bocamina I y II</p> <p>b) Enmallar S/E Concepción con S/E Ejercito (la BASE DE DATOS opera abierta la línea 2x66 kV Ejercito – Concepción).</p> <p>Es decir, utilizando la BASE DE DATOS de la CNE se llega a la misma conclusión que planteada, donde se justifica y promueve la ejecución de la propuesta.</p>	<p>Incorporar al Plan de Expansión la obra “Ampliación S/E Hualpén” promovida por Transelec, ya que soluciona problemas de seguridad ante determinados escenarios. Es decir, se propone:</p> <p>“El proyecto considera el cambio de configuración de las barras de 154 kV en la subestación Hualpén, pasando de simple barra más barra de transferencia, a barra principal seccionada más barra de transferencia, además se considera la conexión del banco de autotransformadores a ambas secciones de barras de 154 kV.</p> <p>El proyecto considera el seccionamiento de la barra principal existente en 154 kV, por medio de un equipo híbrido, además para la conexión del banco de autotransformadores a las dos nuevas secciones de barra principal en 154 kV, se considera la instalación de dos equipos híbridos. Como parte de los trabajos se considera la reutilización del actual paño del banco de autotransformadores, para la conexión del circuito N°1 la línea San Vicente, y la reutilización del actual paño del circuito N°1 la línea San Vicente para el segundo acoplador de barras.</p> <p>Se considera la instalación de un nuevo esquema de control para los paños del banco de autotransformador y para el nuevo seccionador de barras en 154 kV, además, se consideran las modificaciones de las protecciones diferenciales de barras correspondientes, la modificación de la malla de tierra y de los SS/AA.</p> <p>Para albergar los equipos de control y protecciones para la nueva configuración del patio de 154 kV, se considera una caseta de aproximadamente 32 m2.”</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada a la incorporación del proyecto no recomendado "Ampliación en S/E Hualpén", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión indica que, de acuerdo a los análisis realizados, la subestación mencionada no presenta problemas de abastecimiento ni de seguridad.</p> <p>En particular, considerando la futura línea 2x66 kV Concepción - Ejercito como línea de respaldo, y las centrales Bocamina 1 y 2 en despacho máximo económico, no se registran problemas de seguridad ante la salida de servicio de la barra de 154 kV en la S/E Hualpén. Conforme lo anterior, esta Comisión, no incorporará la obra de transmisión en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
13 9.1 PROYECTOS RECOMENDADOS NO	<p>Ampliación S/E Concepción 220 kV y 154 kV La CNE no acoge la propuesta de Transelec de Ampliación en S/E Concepción 220 y 154 kV. Sin embargo, las obras propuestas por Transelec para el patio de 220 kV corresponden a un requerimiento normativo, que se encuentra contenido en la NTSyCS en su artículo 3-24.</p> <p>La propuesta de Transelec se justifica en la necesidad de contar con instalaciones que cumplan con la Norma Técnica para el patio de 220 kV de S/E Concepción. El problema consiste en que hay un único interruptor tanto para la línea 1x220 kV Charrúa – Concepción, como para el transformador 220/154 kV de S/E Concepción, por lo que no hay dependencia en los equipos, además, dada esta topología, no es posible hacer mantenimiento sin dejar fuera de servicio estas instalaciones, lo que presenta riesgo al abastecimiento en la zona de Concepción ante contingencia de las otras líneas. Por consiguiente, es necesario normalizar la conexión, incorporando una barra de 220 kV, con su respectiva barra de transferencia.</p> <p>Esta problemática también fue identificada por el Coordinador Eléctrico Nacional, quien también recomendó una obra de ampliación en su propuesta de expansión de transmisión 2017.</p>	<p>Incorporar al Plan de Expansión la obra "Ampliación S/E Concepción 220 kV" de Transelec. Es decir, se propone:</p> <p>"El proyecto consiste en la incorporación de un nuevo patio de 220 kV en la S/E Concepción, por medio de equipos GIS en configuración de interruptor y medio, para la conexión de la línea 1x220 kV Charrúa - Concepción y el banco de autotransformadores 220/154 kV."</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada a la incorporación del proyecto no recomendado "Ampliación en S/E Concepción", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión indica que el mantenimiento programado del paño de 220 kV en la S/E Concepción debe ser autorizado por el Coordinador Eléctrico Nacional en situaciones donde se espera que el flujo de potencia por la línea transferida sea bajo. Además, las simulaciones realizadas por esta Comisión muestran que es posible operar el sistema cumpliendo la NTSyCS en ausencia de las dos líneas entre las SS/EE Charrúa y Concepción, tomando en cuenta el despacho de alguna de las centrales Bocamina 1 ó 2. Por otro lado, esta Comisión considera que la situación del paño fuera de servicio por una mantención no prevista, seguida de la desconexión intempestiva de la línea 1x154 kV Charrúa - Concepción, obedece a una doble contingencia, lo cual no puede ser considerado para el Plan de Expansión, de acuerdo a la normativa técnica vigente aplicable. Conforme lo anterior, esta Comisión, no incorporará la obra de transmisión en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
14 9.1 PROYECTOS RECOMENDADOS NO	<p>Ampliación Línea 2x220 kV Don Héctor - Punta Colorada</p> <p>Los análisis realizados por Transelec indican que en el tramo Don Héctor 220-&gt;Punta Colorada 220 se producirán altas congestiones en sentido norte-sur, dadas principalmente por los flujos provenientes desde Maitencillo y por el despacho de los parques fotovoltaicos conectados en Don Héctor, cuya capacidad instalada total es cercana a los 300 MW. [FIGURA 21]</p> <p>Además, existe un proyecto fotovoltaico "La Huella", que recientemente solicitó la verificación de cálculo de capacidad disponible en S/E Don Héctor; es un proyecto de 84 MW, que entraría en operación el primer trimestre 2020, y que no está considerada en la modelación de la CNE.</p>	<p>Se solicita incluir el proyecto de repotenciamiento de la línea 2x220 kV Don Héctor – Punta Colorada. Es decir, se propone:</p> <p>" El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la actual línea 2x220 kV Don Héctor-Punta Colorada (31,2 km) mediante el reemplazo del conductor Flint existente, por un conductor ACCC DOVE de alta temperatura que permita aumentar la capacidad a aproximadamente 400 MVA por circuito.</p> <p>Las obras no consideran el uso de By pass para la realización de los trabajos, y estiman que se contará con un circuito desenergizado para el desarrollo del proyecto. Además, se considera el</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada a la incorporación del proyecto no recomendado "Ampliación línea 2x220 kV Don Héctor – Punta Colorada", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que al analizar las simulaciones del sistema se observa que con la puesta en servicio de las nuevas líneas 2x220 kV Nueva. Pan de Azúcar (contenidas en el DS N° 373 de mayo de 2016), sería posible operar la línea 2x220 kV Don Héctor - Maitencillo abierta en su extremo Don Héctor, y operar la S/E Don Héctor de manera que las centrales El Pelicano y El Romero inyecten su generación de manera radial hacia la S/E Punta Colorada, cada una mediante un circuito de la línea 2x220 kV Don Héctor - Punta Colorada, cumpliéndose así el criterio de suficiencia en dicha línea y conservando el criterio de seguridad N-1 en el Sistema Nacional cercano.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>En base a este diagnóstico, Transelec promovió el repotenciamiento de la línea 2x220 kV Don Héctor – Punta Colorada para aumentar la capacidad del corredor a 400 MVA por circuito.</p> <p>Sin embargo, en contraste con nuestros análisis, los resultados de la Comisión no arrojan congestiones en el tramo Don Héctor – Punta Colorada, donde las transferencias se ven más bien relajadas, como se muestra en la siguiente figura, obtenida al correr el modelo del Informe Preliminar. [FIGURA 22]</p> <p>Creemos que para análisis de planificación no se deben considerar estrategias que son propias de la operación para el abastecimiento de la demanda (por ejemplo, uso de EDAG o abrir líneas). Adicionalmente, el considerar este tipo de supuestos operacionales podría implicar en que no se detecten necesidades de expansión relevantes en el sistema.</p>	<p>reemplazo de los TT/CC y trampas de onda en los extremos de la línea y la modificación de los ajustes de protecciones correspondientes.</p> <p>Se considera como parte del alcance del proyecto, el cambio de chicotes de conexión a equipos nuevos y existentes, y el cambio de los conductores de conexión del paño, desde el portal de llegada de líneas hasta la conexión a las barras existentes, de los paños correspondientes, para atender la nueva capacidad de la línea.”</p>	<p>Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
15	9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS	<p>Tercer Transformador 500/220 kV S/E Polpaico</p> <p>De acuerdo a los análisis de Transelec, la incorporación de un tercer transformador 500/220 kV es un proyecto cuya necesidad es inmediata, sin embargo, este proyecto no fue incorporado por la CNE en el Plan de Expansión 2018, pese a que tantos nuestro análisis como los de la misma Comisión, concluyeron que el proyecto permitía liberar congestiones y generaba importantes ahorros en costos de operación para distintos escenarios futuros. La situación previa se presenta en la siguiente figura. [FIGURA 23]</p> <p>Al respecto, hacemos notar que la capacidad de transmisión modelada para la transformación 500/220 kV de S/E Polpaico fue de 1.541 MW, lo que incluso supera la capacidad en régimen permanente de ambos transformadores existentes (750 MVA cada uno). Al tratarse de una instalación nacional, se debiese considerar un límite con un criterio de seguridad ante contingencia simple. De acuerdo a estimaciones del Coordinador Eléctrico, este límite es de 931 MVA. Por lo tanto, es posible que al usar este límite en la modelación se obtengan beneficios por la incorporación del proyecto en el resto de los</p>	<p>Se solicita incluir el proyecto de Tercer Transformador 500/220 kV S/E Polpaico. Es decir, se propone:</p> <p>“El proyecto considera la instalación del tercer banco de autotransformadores 500/220 kV en subestación Polpaico.</p> <p>La obra considera la instalación de un banco de autotransformadores compuesto por tres unidades 500/220/66 kV, de 250 MVA cada una, más una unidad de reserva de las mismas características.</p> <p>Para la conexión del nuevo banco se considera una configuración de doble interruptor tanto en el lado de 500 kV, como en el lado de 220 kV, por lo anterior, el proyecto requiere la ampliación de ambos patios existentes de 500 y 220 kV, así como las modificaciones de control, protecciones y Scada necesarias para el proyecto.</p> <p>Dada la actual disponibilidad de espacio en la S/E Polpaico, se considera la conexión entre el banco de autotransformadores y el patio de 220 kV,</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada a la incorporación del proyecto no recomendado "Tercer Transformador 500/220 kV S/E Polpaico", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que al realizar una evaluación económica teniendo como caso base un sistema con capacidad de transferencia máxima para los equipos de transformación de la S/E Polpaico 500/220 de 931 MVA y considerando la obra propuesta en el numeral 3.1.7 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, el incorporar un nuevo equipo de transformación en la S/E Polpaico no otorga los beneficios suficientes para cubrir los costos de inversión de la obra.</p> <p>Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>escenarios analizados.</p> <p>Además, de acuerdo a análisis de severidad 8, la conexión del nuevo banco debiera ser a ambas barras de 220 kV.</p> <p>En consecuencia, creemos que el proyecto del tercer transformador 500/220 kV de la S/E Polpaico es una obra que trae beneficios sistémicos y, por tanto, debiese incorporarse en el presente Plan de Expansión.</p> <p>En la Ficha Técnica enviada por Transelec el 27 de abril de 2018, cuando se promovió el proyecto, se presenta un diagrama de planta, que se desarrolló al elaborar el estudio de pre-factibilidad para la propuesta, donde se justifica que la ejecución del proyecto es factible. El mismo se envía como Anexo 4.</p>	<p>mediante el uso de cable aislado para 220 kV.</p> <p>La obra considera los equipos de control y protecciones para los nuevos paños, así como las modificaciones de los sistemas Scada para la incorporación del nuevo banco de autotransformadores, y la ampliación de las protecciones diferenciales de barra que se vean afectadas por las nuevas instalaciones.”</p>	
16	9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS	<p>Segundo Transformador 500/220 kV SE Entre Ríos Los análisis de Transelec dan cuenta que la transformación conjunta 500/220 kV en las subestaciones Charrúa y Entre Ríos presentaría problemas de congestiones en el mediano a largo plazo, por lo que la evaluación económica, enviada como Anexo a la Ficha Técnica de la propuesta del 27 de febrero, justifica la ejecución de la obra.</p> <p>Al revisar las bases de datos y modelación considerada por la CNE, se observa que se consideró un límite de 1.950 MW para modelar la capacidad de la transformación 500/220 kV en Charrúa, y 750 MW para la de S/E Entre Ríos. Es decir, no se está considerando el límite N-1 entre el conjunto de transformadores, siendo que las transferencias por cada uno de estos equipos están fuertemente ligadas entre ellos. Lo anterior fue corroborado por el análisis eléctrico que Transelec envió como parte de su propuesta a la Comisión en abril de 2018, el cual dio cuenta que una falla en unos de los transformadores 500/220 kV de S/E Charrúa produce sobrecargas en el transformador 500/220 kV de Entre Ríos</p> <p>En consecuencia, creemos que el límite utilizado por</p>	<p>Se solicita incluir el proyecto de Segundo Transformador 500/220 kV S/E Entre Ríos. Es decir, se propone:</p> <p>“El proyecto considera la instalación del segundo banco de autotransformadores 500/220 kV, en la subestación Entre Ríos.</p> <p>Se contempla la instalación de un banco de autotransformadores compuesto por tres unidades 500/220/66 kV, de 250 MVA cada una, más una unidad de reserva de las mismas características.</p> <p>Para la conexión del nuevo banco se considera la ampliación de los patios de 500 y 220 kV, en configuración de interruptor y medio, además de la habilitación de la segunda barra auxiliar para la utilización de las unidades de reserva del banco 1 y del banco 2, en cualquiera de los dos bancos.</p> <p>La obra considera los equipos de control, protecciones para los nuevos paños, así como las modificaciones de los sistemas Scada para la incorporación del nuevo banco de autotransformadores, la ampliación de las protecciones diferenciales de barra</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada a la incorporación del proyecto no recomendado "Segundo Transformador 500/220 kV S/E Entre Ríos", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión realizó un nuevo análisis, modificando la transferencia de los equipos 500/220 kV en la S/E Charrúa a 1847 MVA (valor extraído del informe de restricciones del Coordinador). Con esta nueva restricción se analizaron los beneficios económicos de realizar la obra propuesta por la empresa, observándose que los beneficios no logran cubrir los costos de inversión del nuevo equipo de transformación 500/220 kV en la S/E Entre Ríos. Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>la Comisión no es adecuado, ya que no representa la capacidad en conjunto del grupo de instalaciones 500/220 kV de la zona. Por otro lado, insistimos en que nuestros análisis dan cuenta de necesidades de expansión para esta transformación, por lo que este proyecto debiese ser incluido en el Plan de Expansión 2018.</p>	<p>correspondientes, modificaciones de control, protecciones y SS/AA de las instalaciones que se vean afectadas por el proyecto.”</p>	
<p>17 9.1 PROYECTOS RECOMENDADOS NO</p>	<p>Nueva SE Seccionadora Doña Carmen La Ley de Transmisión N°20.936 en su Art. N°79 “Definición de Acceso Abierto”, señala que toda conexión al SEN será en subestaciones existentes, del plan de expansión o por Art. N°102. En vista de esta disposición, se da por entendido que a futuro no se admitirán más conexiones en derivación.</p> <p>Considerando este cambio, en muchos casos de centrales generadoras existentes se establece un Plan de Normalización de su conexión, con objeto de conectarse a subestaciones existentes, e incluso, para aquellas conexiones que se ubican lejos de subestaciones, en los procesos de expansión previos, ha promovido el desarrollo de subestaciones seccionadoras con este fin. Además, en el proceso de planificación presente, existen obras nuevas y de ampliación que tienen el objetivo de permitir o promover la conexión de proyectos de generación.</p> <p>El Parque Fotovoltaico Doña Carmen, entró en operación a mediados del año 2017, previa aprobación del Coordinador, mediante conexión en derivación de la Línea 2x220 kV Los Vilos – Nogales, a una ubicación de 30 km de la subestación más cercana (Nogales). A la fecha de su puesta en servicio, la NTSyCS establecía que no debería haber conexiones en derivación en instalaciones Nacionales (Numeral IV del Art 3-24), exigencia que fue eliminada en la actualización de mayo 2018.</p> <p>Entendemos que el cambio en la NTSyCS, donde se retira el párrafo que hace alusión a las conexiones en derivación en 220 kV, se debe a que estas no se consideran como opciones válidas de conexión, por lo que la idea que se maneja en el sector eléctrico, es que las conexiones en derivación existentes tendrían un plan viable para su normalización, y a su vez, las</p>	<p>Incorporar al Plan de Expansión la obra “Nueva SE Seccionadora Doña Carmen”. Es decir, se propone:</p> <p>“El proyecto consiste en la construcción de una Nueva subestación seccionadora Doña Carmen 220 kV y el seccionamiento de la línea 2x220 kV Los Vilos-Nogales Circuito 1 y 2 en la nueva subestación. La subestación se podrá emplazar en las cercanías del punto de conexión actual del Tap-Off Doña Carmen, el cual se encuentra aproximadamente a 66 km de S/E Los Vilos y 31 km de S/E Nogales. La configuración de la Subestación será en Interruptor y Medio y se requieren 2 diagonales y media para permitir el seccionamiento de la Línea 2x220 kV Los Vilos Nogales Circuito 1 y 2, y la conexión del proyecto Doña Carmen.”</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación planteada por la empresa Transelec S.A., asociada a la inclusión de la obra "Nueva S/E Seccionadora Doña Carmen", esta Comisión no concuerda con la necesidad de incorporar al presente Plan de Expansión una nueva "Subestación Seccionadora Doña Carmen", toda vez que no se observan otros desarrollos de generación que busquen punto de conexión en la zona. Adicionalmente, esta Comisión no ha advertido en sus análisis que actualmente exista un peligro para la seguridad del sistema eléctrico, derivado de la conexión existente en la zona.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>conexiones futuras sólo serían a subestaciones nuevas.</p> <p>En vista de los argumentos expuestos, correspondería normalizar estas conexiones en derivación por medio de obras de expansión. La correcta conexión de este tipo de clientes en instalaciones Nacionales va en beneficio de mantener los estándares de seguridad con los que debe operar el SEN, y en particular el Segmento Nacional.</p>		
18	9.1 PROYECTOS RECOMENDADOS NO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nueva Línea 1x110 kV Maitencillo – Vallenar Sin perjuicio que Transelec considera que la metodología utilizada por la CNE para la evaluación de proyectos zonales no es la más adecuada, se tienen las siguientes observaciones a la evaluación económica realizada para este proyecto: <ol style="list-style-type: none"> <li>A partir de la base de cálculo en el archivo "01 – Valorización CFCD Zonales no propuestas.xlsx", se observa que en la estadística de fallas no se consideró la falla ocurrida el 14 de enero de 2014, donde según el EAF 012/2014, la línea estuvo desconectada por 1 hora y 35 minutos. El Considerar este antecedente tiene impacto en los parámetros para calcular la tasa de falla: <ul style="list-style-type: none"> <li>Cantidad de fallas en el periodo de 5 años: La evaluación de la CNE considera 4 y deberían considerarse 5.</li> <li>Tiempo de desconexión promedio: Con las cuatro fallas el tiempo de desconexión es de 1,729 horas, mientras que al considerar la falla del 14 de enero del 2014 se modifica a 1,7.</li> </ul> </li> <li>La evaluación económica está considerando como fecha de entrada en operación mayo del 2026. Sin embargo, la obra entrará en operación en mayo del año 2022</li> <li>Por otra parte, al considerar los resultados de las últimas licitaciones, el VI actualizado de la valorización de la obra es de US\$ 4,28 millones.</li> </ol> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se solicita: <ol style="list-style-type: none"> <li>Considerar los conceptos indicados para reevaluar la obra nueva Línea 1x110 kV Maitencillo – Vallenar.</li> <li>En caso que la evaluación económica sea positiva, incorporar al Plan de Expansión la obra "Nueva Línea 1x110 kV Maitencillo – Vallenar". Es decir, se propone: <p>"El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de simple circuito en 110 kV, entre las subestaciones Maitencillo y Vallenar, ambas existentes. La longitud aproximada del tendido es de 20 km y su capacidad debe ser similar a la actual línea 1x110 kV Maitencillo – Vallenar de 32.5 MVA. Las obras consideran los respectivos paños para la conexión a las barras de 110 kV existentes en las subestaciones indicadas."</p> </li> </ol> </li> </ul>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada a la incorporación del proyecto no recomendado "Nueva Línea 1x110 kV Maitencillo - Vallenar", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que al analizar el proyecto de acuerdo a la metodología definida en la Resolución Exenta 711/2017, mediante la cuantificación de la Energía No Suministrada y posterior evaluación por Costo de Falla de Corta Duración, incluyendo las consideraciones y antecedentes presentados por la empresa, la incorporación de la obra no presenta beneficios económicos suficientes como para ser propuesta en el presente proceso de expansión.</p> <p>Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		La obra es de carácter relevante para el abastecimiento de Vallenar y Alto Del Carmen.		
19	9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS	<p>Ampliación S/E Pan de Azúcar 110 kV Sin perjuicio que Transelec no considera que la metodología utilizada por la CNE para la evaluación de proyectos zonales es la más adecuada, se tienen las siguientes observaciones a la evaluación económica realizada para este proyecto:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Al determinar la energía no suministrada sin proyecto no se consideraron los consumos de Romeral 110 kV.</li> <li>• Al calcular los factores de frecuencia de falla utilizados en los cálculos, sólo fueron considerados en transformación para niveles de tensión inferior a 110kV, siendo que existen tres transformadores en los que debería considerarse factores de falla en nivel de 220 kV. Además, no son claramente identificables los factores de falla en las líneas y transformadores conectados en S/E Pan de Azúcar en 110 kV.</li> <li>• No queda clara la potencia firme utilizada en la determinación de la energía no suministrada.</li> </ul>	<p>Se solicita</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Rehacer la evaluación del proyecto corrigiendo los antecedentes señalados.</li> <li>2. Entregar los antecedentes solicitados.</li> <li>3. En caso que la evaluación económica sea positiva, incorporar al Plan de Expansión la obra "Ampliación S/E Pan de Azúcar 110 kV". Es decir, se propone:</li> </ol> <p>"El proyecto consiste en el cambio de configuración de las barras de 110 kV en la subestación Pan de Azúcar, pasando de simple barra seccionada más barra de transferencia, a doble barra principal de 110 kV y doble interruptor por paño.</p> <p>El proyecto considera la reutilización de la barra de transferencia como una segunda barra principal y la conexión a esta barra por medio de equipos híbridos para todos los paños existentes, dado que actualmente todos los paños cuentan con acceso a la barra de transferencia, lo que les permite utilizar un interruptor alternativo en caso de falla o mantenimiento.</p> <p>Se contempla la instalación de un nuevo esquema de control para todos los paños de 110 kV, en configuración de doble interruptor, y además se consideran las modificaciones de las protecciones diferenciales de barras correspondientes.</p> <p>Para albergar los equipos de control, protecciones para la nueva configuración del patio de 110 kV, se considera una casa de SSGG de aproximadamente 65 m2.</p> <p>Además, el proyecto considera el aumento de la capacidad de barras de 110 kV a 500 MVA. Para lo anterior se considera el reemplazo de los actuales conductores de barra con su ferretería, así como el</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Transelec, asociada a la incorporación del proyecto no recomendado "Ampliación S/E Pan de Azúcar 110 kV", numeral 9 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión de Transmisión Anual Año 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que al analizar el proyecto de acuerdo a la metodología definida en la Resolución Exenta 711/2017, mediante la cuantificación de la Energía No Suministrada y posterior evaluación por Costo de Falla de Corta Duración, la incorporación de la obra no presenta beneficios económicos suficientes como para ser propuesta en el presente proceso de expansión, incluso tomando en cuenta la demanda promedio esperada para la S/E Romeral. Además, esta Comisión aclara que solamente se consideraron fallas en barras de 110 kV, pues la doble vinculación del patio de 110 kV no ofrece mayor seguridad ante fallas en el patio de 220 kV en la S/E Pan de Azúcar, y por lo tanto, dichas fallas no deberían ser consideradas para calcular la energía no suministrada esperada.</p> <p>La tasa de fallas por año considerada para las barras de 110 kV en la S/E Pan de Azúcar se expresó como la probabilidad de falla de alguno de los paños conectados a cada barra de 110 kV. Esta probabilidad de falla se estimó en base a una estadística Cigré, incluida en la planilla resumen, la cual cuenta con probabilidad de falla para interruptores, desconectores y equipos de medida para diferentes niveles de tensión.</p> <p>La potencia firme se calcula para las subestaciones que cuentan con transformadores de media tensión, utilizados para el suministro de energía a redes de distribución. La potencia firme representa la capacidad de transferencia de energía a redes de distribución ante la salida de servicio del transformador de media tensión de mayor capacidad presente en la subestación. De todas maneras, esta Comisión aclara que la potencia firme en subestaciones solamente se utiliza para la evaluación de la instalación de nuevos transformadores de media tensión, y no tiene efecto en la evaluación del proyecto "Ampliación S/E Pan de Azúcar 110 kV".</p> <p>Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
			refuerzo de los actuales marcos de barra de 110 kV y sus fundaciones, si corresponde.”	
20	9.1 PROYECTOS RECOMENDADOS NO	<p>Ampliación S/E Quillota 110 kV Sin perjuicio que Transelec no considera que la metodología utilizada por la CNE para la evaluación de proyectos zonales es la más adecuada, se tienen las siguientes observaciones a la evaluación económica realizada para este proyecto:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Al calcular los factores de frecuencia de falla evaluados en los cálculos, no se identifica como se construye el valor 0,028.</li> <li>• Transelec en su propuesta identifica que ante falla de severidad 9, considerando un escenario en el año 2022 sin inyección de la Central Nueva Ventanas, existe propagación de la falla hasta el sistema de Chilquinta.</li> </ul> <p>La falla comienza en la línea San Pedro – Miraflores, perdiendo consumos regulados como Quilpué. Luego sigue un efecto en cadena que puede dejar sin suministro a un porcentaje relevante de la V Región. Este efecto no está contenido en la ENS utilizada para la evaluación de este proyecto, ya que sólo se considera el suministro radial hasta Cabildo, y no el efecto en las instalaciones enmalladas, sin dar explicación al respecto.</p>	<p>Se solicita</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Rehacer la evaluación del proyecto corrigiendo los antecedentes señalados.</li> <li>2. Entregar los antecedentes solicitados.</li> <li>3. En caso que la evaluación económica sea positiva, incorporar al Plan de Expansión la obra “Ampliación S/E Quillota 110 kV”. Es decir, se propone:</li> </ol> <p>“El proyecto consiste en el cambio de configuración de las barras de 110 kV en la subestación Quillota, pasando de simple barra más barra auxiliar, a doble barra principal de 110 kV y doble interruptor por paño.</p> <p>El proyecto considera lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Utilización de la actual barra auxiliar de 110 kV como segunda barra principal.</li> <li>-Implementación de dos nuevos interruptores (un equipo en aire y otro equipo híbrido) para la conexión del autotransformador N°1</li> <li>-Para los cuatro paños restantes se considera la instalación de equipos híbridos para permitir su doble vinculación a la barra.</li> </ul> <p>Como parte del cambio de configuración de las barras de 110 kV, se considera la ampliación de la capacidad de las actuales barras principal y auxiliar, para dejarlas con una capacidad de 350 MVA. Para lo anterior, se considera el reemplazo de los actuales conductores de barra con su ferretería, así como el refuerzo de los actuales marcos de barra de 110 kV y sus fundaciones, si corresponde.</p> <p>El proyecto también incluye la instalación de un nuevo esquema de control para todos los paños de 110 kV, modificaciones de las protecciones diferenciales de barras, las modificaciones de la malla de tierra y de la SS/AA y el retiro de los equipos que dejan de prestar servicio.</p> <p>Para albergar los equipos de control y</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada a la incorporación del proyecto no recomendado "Ampliación en S/E Quillota", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión indica que, de acuerdo a los análisis realizados, la subestación mencionada no presenta problemas de abastecimiento ni de seguridad.</p> <p>En particular, considerando la demanda máxima coincidente en la zona y las unidades 1 y 2 de la Central Ventanas fuera de servicio, la falla en barra de la S/E Quillota no se propaga a otras instalaciones, existiendo solamente una desconexión de los retiros en las SS/EE Marbella, Casas Viejas y Quínquimo. Además, la incorporación de la obra no presenta beneficios económicos al ser evaluada por CFCF.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión no incorporará la obra de transmisión en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>



Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
			protecciones para la nueva configuración del patio de 110 kV, se requiere una casa de SSGG de aproximadamente 45 m2.”	
21	9.1 PROYECTOS RECOMENDADOS NO	<p>Ampliación S/E Alto Jahuel 110 kV Sin perjuicio que Transelec no considera que la metodología utilizada por la CNE para la evaluación de proyectos zonales es la más adecuada, se tienen las siguientes observaciones a la evaluación económica realizada para este proyecto:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Al calcular los factores de frecuencia de falla evaluados en los cálculos, no se identifica como se construye el valor 0,0069.</li> <li>• Transelec en su propuesta identifica que la obra permite mejorar estándares de calidad de suministro en la Región Metropolitana, fortaleciendo el vínculo que se tiene hasta S/E La Florida en 110 kV. Este efecto no se considera en la metodología utilizada, no obstante, es una exigencia normativa. Esta es una de las obras necesarias para el correcto desempeño del anillo de Enel Distribución, otras obras de ampliación han de ser promovidas por la CNE, pero no fueron analizadas en este Plan de Expansión.</li> </ul>	<p>Se solicita</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Clarificar los antecedentes consultados.</li> <li>2. Incorporar al Plan de Expansión la obra “Ampliación S/E Alto Jahuel 110 kV” como obra necesaria para mantener los estándares de calidad de la NTSyCS. Es decir, se propone: “El proyecto considera la construcción del paño seccionador de barras en el patio de 110 kV, la conexión a las dos secciones de barras del autotransformador N°2, 110/220 kV, mediante la construcción de un nuevo paño de 110 kV, y la reubicación de uno de los circuitos de las líneas Alto Jahuel – Sauzal y de la línea Alto Jahuel – Buin, para que ambas líneas queden con un circuito conectado a cada una de las secciones de barras de 110 kV.</li> </ol> <p>Además, el proyecto considera el aumento de capacidad de las barras de 110 kV, a una capacidad térmica de 600 MVA.”</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Transelec, asociada a la incorporación del proyecto no recomendado “Ampliación S/E Alto Jahuel 110 kV”, numeral 9 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión de Transmisión Anual Año 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que al analizar el proyecto de acuerdo a la metodología definida en la Resolución Exenta 711/2017, mediante la cuantificación de la Energía No Suministrada y posterior evaluación por Costo de Falla de Corta Duración, la incorporación de la obra no presenta beneficios económicos suficientes como para ser propuesta en el presente proceso de expansión. Esta Comisión aclara que la metodología de cálculo de Costo de Falla de Corta Duración admite desconexión temporal de carga, evaluando la capacidad del sistema de respaldar una parte de esta demanda no suministrada. En efecto, la NTSyCS admite la utilización de Recursos Generales de Control de Contingencias (por ejemplo, sistemas de protecciones) para el control de fallas extremas, tales como cortocircuito en secciones de barras. Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
22	9.1 PROYECTOS RECOMENDADOS NO	<p>Nuevo transformador 110/66 kV S/E Alto Jahuel La CNE no acoge el proyecto Nuevo transformador 110/66 kV S/E Alto Jahuel propuesto por Transelec, indicando que no se justifica por proyección de la demanda utilizada. No obstante, revisando los antecedentes entregados por la CNE, no se encuentra respaldo de dicha afirmación.</p> <p>Por otro lado, la CNE promueve la ampliación de la S/E Fátima, la cual se justifica por incremento de demanda de la zona.</p> <p>Queremos hacer notar que los consumos abastecidos por la transformación en S/E Fátima están enmallados en 66 kV, y también son abastecidos desde la subestación Alto Jahuel.</p> <p>Una contingencia en cualquiera de los equipos transformadores 154/66 kV en S/E Fátima significa que el otro tendría se sobrecarga por sobre el 140%. La forma de solucionar esta situación es fortalecer el</p>	<p>Incluir obra “Nuevo transformador 110/66 kV S/E Alto Jahuel”, ya que es un complemento a la obra de ampliación de la S/E Fátima, recomendada por la CNE. Es decir, se propone:</p> <p>“El proyecto considera la instalación de un nuevo transformador 110/66 kV, de 50 MVA en la S/E Alto Jahuel. El transformador se conectará a la sección 2 de la barra de 110 kV, por medio de la construcción de un nuevo paño en 110 kV, mientras que la conexión al patio de 66 kV será a través de una línea aérea hacia dicho patio y un nuevo paño en 66 kV.”</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Con relación a la observación presentada por la empresa Transelec, asociada a la incorporación del proyecto no recomendado “Nuevo transformador 110/66 kV S/E Alto Jahuel”, numeral 9 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión de Transmisión Anual Año 2018, esta Comisión no concuerda con lo propuesto por la empresa, ya que al analizar el proyecto de acuerdo a la metodología definida en la Resolución Exenta 711/2017, mediante la cuantificación de la Energía No Suministrada y posterior evaluación por Costo de Falla de Corta Duración, la incorporación de la obra no presenta beneficios económicos suficientes como para ser propuesta en el presente proceso de expansión. Adicionalmente, esta Comisión aclara que, de acuerdo a la política de operación del Coordinador Eléctrico Nacional, la barra de 66 kV en la S/E Buin opera normalmente abierta, y por lo tanto, el sistema de 66 kV entre las SS/EE Fátima y Alto Jahuel no opera enmallado. Esto permite concluir que, si bien es efectivo que esta Comisión propuso obras de expansión orientadas a fortalecer el sistema de transmisión de la S/E Fátima, esto no necesariamente implica que se deba fortalecer el sistema de transmisión de la S/E Alto Jahuel en 66 kV. Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>vínculo desde S/E Alto Jahuel, permitiendo enmallar el sistema desde S/E Buin, lo que se consigue con la obra propuesta por Transelec.</p> <p>En definitiva, la obra propuesta por Transelec es un apoyo a la ampliación de la subestación Fátima, obra promovida por la CNE, y permite operación enmallada otorgando seguridad al suministro de cerca de 100 MW de consumo regulado.</p>		
23	9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS	<p>Nueva Línea Mataquito – Villa Prat La CNE descarta la propuesta de Transelec de la Nueva Línea Mataquito-Villa Prat, señalando como argumento que el proyecto de la “Línea Costera” no estaba adjudicado. Sin embargo, a la fecha de emisión de la RE N°747, que contiene el informe preliminar del Plan de Expansión 2018, el proyecto de la “Línea Costera” ya se encontraba adjudicado a la empresa CELEO, por lo que consideramos que no faltan antecedentes para promover la obra. Por la tanto, con el objetivo de promover todas las obras y conexiones asociadas al proyecto de la “línea costera”, proponemos incorporar dentro del conjunto de obras a promover la obra “Nueva Línea Mataquito – Villa Prat”.</p>	<p>Incorporar al Plan de Expansión la obra “Nueva Línea Mataquito – Villa Prat”. Es decir, se propone:</p> <p>“El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de doble circuito en 66 kV y capacidad de 90MVA por circuito entre la futura subestación Mataquito y la actual subestación Villa Prat. La longitud aproximada de la línea es 24 km.”</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Transelec S.A., asociada a la incorporación del proyecto no recomendado "Nueva Línea Mataquito - Villa Prat", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión indica que efectivamente la zona presenta restricciones de transmisión, por lo que se dará solución a estas restricciones mediante una obra de transmisión que defina esta Comisión, distinta a la propuesta por la empresa. Conforme lo anterior, esta Comisión incorporará una obra de transmisión en el Sistema E del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>

## 19.COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	General	<p>Se encontraron parámetros de líneas de transmisión relevantes para el sistema que no corresponderían a los esperados. En particular, se detectó que algunos de los transformadores 500/220 kV que se pondrían en servicio a futuro presentan reactancias notoriamente distintas a las que presentan los equipos actuales. Este efecto se aprecia en el Gráfico 30 del Informe, al comparar ambas figuras</p>	<p>Se propone revisar y corregir los parámetros de las líneas de 500 kV que cuentan con compensación serie y revisar los parámetros de los transformadores 500/220 kV modelados.</p>	<p><b>Se acoge parcialmente la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la revisión de los parámetros de las líneas en 500 kV y de los equipos de transformación 500/220 kV utilizados en las modelaciones del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión indica que existía un error en los parámetros del nuevo transformador Lo Aguirre 500/220, que provocaba un desequilibrio en los flujos a través de los equipos de transformación, por lo que se realizó una sensibilidad al proyecto "Nueva Línea</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>contenidas, en donde se muestran los flujos esperados en equipos de transformación de S/E Lo Aguirre escenario 2. Allí se aprecia con claridad el impacto de modelar el segundo equipo de transformación (futuro) con una impedancia un 30% menor que el equipo actual.</p> <p>Asimismo, se detectó que, en aquellas líneas de 500 kV que cuentan con equipos de compensación serie, la reactancia modelada no considera la presencia de dichos equipos, aumentando considerablemente el valor del parámetro equivalente.</p> <p>Esta situación, si bien podría no generar un impacto en las evaluaciones económicas de las obras de transmisión zonal, sí podría impactar en obras de mayor envergadura, debido a la diferencia en la distribución de flujos a través de sistemas paralelos, especialmente de la relación entre las líneas de 500 y 220 kV que salen de la S/E Charrúa hacia el norte.</p>		<p>HVDC Kimal - Lo Aguirre" y "Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre", modificando este error. Se hace presente además que no se detectaron errores en los parámetros de las líneas de 500 kV, conforme a la información publicada por el Coordinador Eléctrico Nacional. De los resultados de las simulaciones, se observa que los beneficios aumentan para la obra ampliación "Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre" en un promedio de 3 MM US\$, y para la obra propuesta "Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre" en 126 MMUS\$. Sin perjuicio de lo anterior, esta alza se encuentra principalmente en los escenarios de demanda alta y media. En vista de lo anterior, se modifica en las simulaciones respectivas de este informe técnico los parámetros indicados anteriormente.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión, incorporará las modificaciones en los resultados correspondientes del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
2	<p>3.1.4 AMPLIACIÓN EN S/E CUMBRE</p> <p>El proyecto Almeyda se encuentra en el proceso de solicitud de Acceso Abierto en el Coordinador. Además, se conectará en una posición existente de la subestación. Por otro lado, Malgarida II aún no presenta solicitud al Coordinador. No queda clara la razón de condicionar el desarrollo de la obra, a un proyecto en particular.</p>	<p>En tanto el proyecto resulta conveniente, se propone no condicionar la obra a un proyecto en particular.</p>	<p><b>Se acoge la observación.</b> Esta Comisión señala que los términos de la condición a la que se sujeta la licitación del proyecto indicado en la observación han sido modificados en el Informe Técnico Final en el sentido planteado, agregándose a la declaración en construcción de los proyectos de generación individualizados, la declaración de otro proyecto de generación de la capacidad mínima indicada, a conectarse en la Subestación Cumbre en el nivel de tensión 220 kV.</p>
3	<p>3.1.5 AMPLIACIÓN EN S/E CIRUELOS</p> <p>El proyecto Pichillingue aún no presenta solicitud al Coordinador. No queda clara la razón de condicionar el desarrollo de la obra, a un proyecto en particular.</p>	<p>En tanto el proyecto resulta conveniente, se propone no condicionar la obra a un proyecto en particular.</p>	<p><b>Se acoge la observación.</b> Esta Comisión señala que los términos de la condición a la que se sujeta la licitación del proyecto indicado en la observación han sido modificados en el Informe Técnico Final en el sentido planteado, agregándose a la declaración en construcción de los proyectos de generación individualizados, la declaración de otro proyecto de generación de la capacidad mínima indicada, a conectarse en la Subestación Ciruelos en el nivel de tensión 220 kV.</p>
4	<p>3.1.9 AMPLIACIÓN EN S/E CALAMA 220</p> <p>El proyecto Usya está considerado en la solicitud de conexión del proyecto Azabache, la cual está aún en proceso de acceso abierto en el Coordinador. No queda clara la razón de condicionar el desarrollo de la obra, a un proyecto en particular.</p>	<p>En tanto el proyecto resulta conveniente, se propone no condicionar la obra a un proyecto en particular.</p>	<p><b>Se acoge la observación.</b> Esta Comisión señala que los términos de la condición a la que se sujeta la licitación del proyecto indicado en la observación han sido modificados en el Informe Técnico Final en el sentido planteado, agregándose a la declaración en construcción de los proyectos de generación individualizados, la declaración de otro proyecto de generación de la capacidad mínima indicada, a conectarse en la Subestación Calama en el nivel de tensión 220 kV.</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Nº Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
5 3.2.1 NUEVA S/E SECCIONADORA SANTA ISABEL	Por razones de acceso abierto, se sugiere que la obra considere la extensión de la plataforma, barras y todo lo necesario para la construcción de las nuevas posiciones.	La obra debería considerar la extensión de la plataforma, barras y todo lo necesario para la construcción de las nuevas posiciones.	<b>No se acoge la observación.</b> En relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra "Nueva S/E Seccionadora Santa Isabel", numeral 3.2.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo planteado, ya que no se presentan antecedentes de proyectos de generación, transmisión o consumos que justifiquen la extensión de la plataforma, barras y lo necesario para la construcción de nuevas posiciones. Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
6 3.2.2 NUEVA S/E SECCIONADORA RONCACHO	La obra considera 1 diagonal para el seccionamiento más plataforma y barras extendidas para tres diagonales más, es decir, 8 espacios en total. Por un tema de seguridad, se sugiere que para el seccionamiento se consideren dos medias diagonales (una para cada línea resultante) más dos diagonales con plataforma y barras extendidas.	Se sugiere que para el seccionamiento se consideren dos medias diagonales (una para cada línea resultante) más dos diagonales con plataforma y barras extendidas	<b>No se acoge la observación.</b> Esta Comisión mantiene la descripción y características del proyecto propuesta en el Informe Técnico Preliminar, toda vez que no se ha entregado ningún fundamento que justifique la modificación en la conexión de las líneas a la nueva subestación. Cabe mencionar que la propuesta del Coordinador implicaría un aumento en el Valor de Inversión del proyecto. Por lo anterior, no se incorporarán modificaciones en el Informe Técnico Final respecto de la materia observada.
7 3.2.3 NUEVA S/E SECCIONADORA AGUA AMARGA	No se indica el objetivo de la S/E; no se indica la cantidad de diagonales que deben quedar disponible; dice "Maitencillo", debe decir "Nueva Maitencillo".	Indicar el objetivo o justificación de la S/E; indicar la cantidad de diagonales que deben quedar disponible con plataformas, barras y todo lo necesario para la construcción de nuevas posiciones. Donde dice "Maitencillo", debe decir "Nueva Maitencillo".	<b>No se acoge la observación.</b> En relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra "Nueva S/E Seccionadora Agua Amarga", numeral 3.2.3 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo planteado en términos de complementar la descripción de la obra antes mencionada, ya que la justificación y necesidad de proponer la obra ya se encuentra en el numeral 7.6.3 del informe citado. Además, cabe mencionar que la línea a seccionar corresponde a la actual línea 2x220 kV Maitencillo - Don Héctor y, en el numeral 3.2.3 del informe mencionado, en el primer párrafo de la descripción de la obra, se indica cuántas diagonales se deben construir y cuántas diagonales deben quedar disponibles para futuros proyectos. Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
8 4.1.1 SISTEMA A AMPLIACIÓN S/E CENTRO	Se observa que el cálculo de ENS no sería coherente con los índices de indisponibilidades de los transformadores de 23 kV y 13,8 kV en S/E Centro publicados por el Coordinador en su sitio web referente a los índices de calidad de suministro e indisponibilidad de instalaciones de acuerdo con NTSyCS. En particular, se consideran 45 horas de indisponibilidad anual forzada y una probabilidad de 0,03%, en tanto la información estadística indica la indisponibilidad anual promedio 5 años es del orden de 0,2 horas	Se propone considerar la información de los índices de indisponibilidad históricos de los transformadores de S/E Centro para calcular la ENS.	<b>No se acoge la observación.</b> En relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra "Ampliación en S/E Centro", numeral 4.1.1 del sistema A del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo planteado en términos de modificar los antecedentes utilizados en la evaluación de la obra, ya que es la Resolución Exenta 711/2017 el documento que establece la metodología aplicable al proceso de planificación anual de la transmisión. En particular, en su artículo 19°, Análisis de Seguridad y Resiliencia, que determina las necesidades de expansión de transmisión que permitan otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda de los clientes finales frente a contingencias, define que para el análisis de seguridad de las instalaciones de transmisión zonal se cuantificará la Energía No Suministrada (ENS) ante la salida intempestiva de la rama de la instalación de

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				transmisión bajo análisis, y se evaluará a Costo de Falla de Corta Duración. Para cuantificar la ENS antes indicada, se determinará una curva de demanda promedio base utilizando los registros horarios de los retiros de energía. A lo anterior se le aplicará la tasa de crecimiento de la demanda, para efectos de cuantificar en el tiempo su evolución. En el caso de instalaciones de equipamientos de transformación zonal, se utilizarán los tiempos de indisponibilidad de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente. Asimismo, se considerarán las tasas de salida de los elementos que conforman la rama, tales como transformadores, interruptores, desconectores, transformadores de potencia o de corriente, que provoquen la salida intempestiva de la rama o generen cortocircuitos en ella, de acuerdo a la información que la Comisión disponga. Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
9	4.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E PUNTA PEUCO	Se sugiere que la obra considere la extensión de la plataforma, de la barra y de los SS/AA en 110 kV. Asimismo, se sugiere considerar la ampliación de la barra 110 kV en más posiciones.	Se propone que la obra considere la extensión de la plataforma, de la barra y de los SS/AA en 110 kV. Asimismo, se sugiere considerar la ampliación de la barra 110 kV en más posiciones.	<b>No se acoge la observación.</b> En relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra "Ampliación en S/E Punta Peuco", numeral 4.1.3 del Sistema D del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo planteado, ya que no se presentan antecedentes de proyectos de generación, transmisión o consumos que justifiquen la extensión de la plataforma, barras y de los servicios auxiliares para la construcción de nuevas posiciones. Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
10	4.1.4 SISTEMA A SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X110 KV ARICA – POZO ALMONTE	No se especifica en el informe la justificación del aumento de capacidad de transformación de 2 a 30 MVA en la S/E Dolores.	Se solicita la justificación del aumento de capacidad del transformador o su dimensionamiento acorde a los crecimientos de la zona.	<b>Se acoge la observación.</b> En relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra "Seccionamiento Línea 1x110 kV Arica Pozo Almonte", numeral 4.1.4 del Sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda con lo planteado en términos de entregar mayores antecedentes que justifiquen el aumento de capacidad del transformador asociado a la obra descrita en el referido numeral. Conforme lo anterior, esta Comisión hará una modificación en el numeral mencionado del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018
11	4.1.5 SISTEMA A. AMPLIACIÓN EN S/E CALAMA 110 KV	El proyecto Usya está considerado en la solicitud de conexión del proyecto Azabache, la cual está aún en proceso de acceso abierto en el Coordinador. No queda clara la razón de condicionar el desarrollo de la obra, a un proyecto en particular.	En tanto el proyecto resulta conveniente, se propone no condicionar la obra a un proyecto en particular y considerar la ampliación de la barra 110 kV en más posiciones para futuros proyectos.	<b>Se acoge la observación.</b> Esta Comisión señala que los términos de la condición a la que se sujeta la licitación del proyecto indicado en la observación han sido modificados en el Informe Técnico Final en el sentido planteado, agregándose a la declaración en construcción de los proyectos de generación individualizados, la declaración de otro proyecto de generación de la capacidad mínima indicada, a conectarse en la Subestación Calama en el nivel de tensión 110 kV.
12	4.1.1 SISTEMA C LÍNEA 1X110 KV BOSQUEMAR	A partir de la información que envían las empresas de acuerdo con lo establecido en artículo 5 de la	Postergar para un siguiente proceso de planificación de la transmisión.	<b>No se acoge la observación.</b> Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional,

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
<p>– TAP REÑACA – REÑACA</p>	<p>NTSyCS para el cálculo de índices de calidad del suministro e indisponibilidades de instalaciones para determinar la ENS y tasa de falla de líneas y transformadores zonales, y considerando la valorización de la ENS de las SS/EE: Bosquemar y Reñaca, no se observan beneficios para el proyecto. De la información del Coordinador, se tiene una tasa de falla promedio 0,2 para las líneas: 110 kV Concón -Tap Reñaca, 110 kV Tap Reñaca -Reñaca y 110 kV Concón- Bosquemar. También se obtiene una indisponibilidad promedio para estas 3 líneas de 1.6 horas. Estimando la energía no suministrada con estos datos se obtiene una ENS al año 2019 de 2 MWh v/s los 715 MWh obtenidos por la CNE. Valorizando la ENS determinada por el Coordinador no se obtienen beneficios para el sistema ejecutando este proyecto. Quedan fuera del cálculo de ENS las siguientes fallas: 1) Desconexión de las centrales Ventanas 1 - 2 y Campiche. 2) Operación de la protección 67N del sistema producto de un comportamiento errático del mencionado relé. 3) Desconexiones forzadas de las líneas de transmisión 110 kV Torquemada - Concón N°1 y Concón - Reñaca, por operación de las protecciones de sobrecorriente y distancia respectivamente, debido a que la carga de la primera línea habría alcanzado y sobrepasado el límite de ajuste de las protecciones (56 MVA).</p>		<p>asociada a la obra "Línea 1x110 kV Bosquemar - Tap Reñaca - Reñaca", numeral 4.1.1 del sistema C del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo planteado en términos de postergar la obra mencionada para el siguiente proceso de planificación de la transmisión, ya que esta obra fue propuesta como resultado del Análisis de Seguridad y Resiliencia efectuado en la zona, análisis que determina las necesidades de expansión de transmisión que permitan otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda de los clientes finales frente a contingencias, cuantificando la Energía No Suministrada (ENS) ante la salida intempestiva de la rama de la instalación de transmisión bajo análisis y evaluándose a Costo de Falla de Corta Duración.</p> <p>En el caso del análisis de la obra propuesta, el historial de fallas de las líneas de transmisión entregado por la SEC, considera tres fallas para el tramo Bosquemar 110 -&gt; Con Cón 110 y una falla para el tramo Tap Reñaca 110 -&gt; Con Cón 110, lo que es utilizado en la evaluación.</p> <p>En relación a las fallas indicadas por El Coordinador cabe señalar lo siguiente:</p> <p>i) Dentro de la evaluación no se considera la operación de centrales aguas arriba, y se considera que la salida intempestiva de una central debe controlarse mediante automatismos y no por inversiones en transmisión.</p> <p>ii) No se considera falla por error de operación de protecciones o malos ajustes de estas.</p> <p>iii) La obra se evaluó basándose en la capacidad de transmisión de las líneas y no en su ajuste en las protecciones, ya que la implementación de la obra incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.</p> <p>Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
<p>13 4.1.5 SISTEMA E AMPLIACIÓN EN S/E LORETO</p>	<p>Respecto del proyecto "Ampliación en S/E Loreto", se observa que para la instalación del transformador de 20 MVA se requiere sacar de servicio el único transformador de la actual subestación, el cual podría quedar como transformador de reserva. Sin perjuicio de lo anterior, mantener el transformador original, podría aportar además de a la suficiencia, a la seguridad. Cabe considerar que el reemplazo implicaría obras en el patio de 66 kV que podrían significar normalizar dichas instalaciones con sus respectivos costos relevantes. En este sentido se sugiere revisar la propuesta de expansión del Coordinador respecto de dicho proyecto. Como referencia se muestra diagrama unilíneal (Informe de recomendación del Coordinador</p>	<p>Se propone mantener el transformador actual como transformador de reserva si resulta conveniente a partir de la evaluación por CFCD que considere las obras adicionales que serían necesarias para mantener dicho equipamiento en servicio.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la descripción de la obra "Ampliación en S/E Loreto", numeral 4.1.5 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda con lo planteado en términos de que la comparación de la propuesta de conservar los equipos para respaldo debe hacerse de forma marginal al proyecto. No obstante lo anterior, considerando el VATT asociado a mantener el transformador existente más los equipos necesarios, el beneficio resultante luego de la evaluación por CFCD, no es suficiente para hacer las modificaciones a la obra.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	complemento mayo 2018, página 131): [FIGURA 24]		
14 4.1.6 SISTEMA E AMPLIACIÓN EN S/E SAN CLEMENTE	Respecto del proyecto "Ampliación en S/E San Clemente", se estima que para la instalación del transformador de 20 MVA se requiere sacar de servicio el único transformador de la actual subestación, el cual podría quedar como transformador de reserva. Sin perjuicio de lo anterior, mantener el transformador original, podría aportar además de a la suficiencia, a la seguridad. Cabe considerar que el reemplazo implicaría obras en el patio de 66 kV que podrían significar normalizar dichas instalaciones con sus respectivos costos relevantes. En este sentido se sugiere revisar la propuesta de expansión del Coordinador respecto de dicho proyecto. Como referencia se muestra diagrama unilíneal (Informe de recomendación del Coordinador complemento mayo 2018, página 137): [FIGURA 25]	Se propone mantener el transformador actual como transformador de reserva si resulta conveniente a partir de la evaluación por CFCD que considere las obras adicionales que serían necesarias para mantener dicho equipamiento en servicio.	<b>No se acoge la observación.</b> En relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la descripción de la obra "Ampliación en S/E San Clemente", numeral 4.1.6 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda con lo planteado en términos que mantener el equipo existente permitiría un aporte a la seguridad. Sin embargo, de acuerdo a la metodología de evaluación económica por CFCD, no existen beneficios económicos suficientes que paguen el VATT del equipo de transformación que se retirará producto de la ampliación presentada en el Informe Técnico Preliminar. Conforme a lo anterior, esta Comisión no incorporará el proyecto al Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de la Transmisión Año 2018.
15 4.1.12 AMPLIACIÓN EN S/E LOS VARONES	En la zona existe interés para conexión de proyectos.	Se propone ampliar la barra de 220 kV para al menos una diagonal más	<b>No se acoge la observación.</b> En relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra "Ampliación en S/E Los Varones", numeral 4.1.12 del Sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo planteado, ya que no se presentan antecedentes de proyectos de generación, transmisión o consumos que justifiquen la ampliación de la barras de 220 kV en al menos una diagonal más. Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
16 4.1.15 AMPLIACIÓN EN S/E PORTEZUELO	En la zona existe interés para conexión de proyectos.	Se propone ampliar con más posiciones disponibles con plataformas y barras extendidas en el nuevo patio.	<b>No se acoge la observación.</b> En relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra "Ampliación en S/E Portezuelo", numeral 4.1.15 del Sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo planteado, ya que no se presentan antecedentes de proyectos de generación, transmisión o consumos que justifiquen la extensión de la plataforma y barras en el nuevo patio. Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
17 4.1.9 SISTEMA E AMPLIACIÓN EN S/E PUMAHUE	Se recomienda normalizar el patio de 66 kV de la S/E Pumahue, tal que se pueda abastecer la demanda ante la falla de la línea 1x66 kV Temuco - Pumahue C2 a través del circuito N°1 instantáneamente.	Se propone modificar el alcance de la obra, tal que se normalice el patio de 66 kV de la S/E Pumahue, aprovechando las economías de ámbito y escala que implican los trabajos indicados. Por ejemplo, seccionar la barra con un interruptor acoplador en	<b>No se acoge la observación.</b> En relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra "Ampliación en S/E Pumahue", numeral 4.1.19 del Sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo planteado, debido a la imposibilidad de ampliar la subestación producto de la falta de espacio físico para instalar un nuevo

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		el lugar en rojo: [FIGURA 26]	paño seccionador de barra. Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
18 4.1.19.1 SISTEMA E AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV CHARRÚA - CABRERO	<ul style="list-style-type: none"> <li>La empresa propietaria de la línea 1x66 kV Charrúa - Cabrero corrigió los antecedentes de la línea de transmisión en el sistema de información técnica del Coordinador indicando que la línea está compuesta por conductores Linnet y AAAC GREELEY, lo cual cambiaría las conclusiones de la evaluación del proyecto.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se propone reevaluar la obra con los nuevos antecedentes.</li> </ul>	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la obra "Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Charrúa – Cabrero", numeral 4.1.19 del Sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda con lo planteado en cuanto a la información técnica utilizada en los análisis de la línea. Efectivamente, la información técnica de dicha instalación se ha actualizado y la capacidad de la línea que hoy se encuentra informada es suficiente para los flujos esperados en todo el horizonte de análisis, por lo que no se hace necesaria la obra propuesta. Conforme lo anterior, esta Comisión eliminará la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
19 4.2.1 SISTEMA C NUEVA S/E SECCIONADORA RITOQUE	<p>A partir de la información que envían las empresas de acuerdo con lo establecido en artículo 5 de la NTSyCS para el cálculo de índices de calidad del suministro e indisponibilidades de instalaciones para determinar la ENS y tasa de falla de líneas y transformadores zonales, y considerando la valorización de la ENS en la S/E Quintero, no se observan beneficios para el proyecto. Sin perjuicio de lo anterior, debido a la solicitud de conexión de planta desalinizadora se recomienda evaluar esta zona considerando este proyecto. De la información estadística del Coordinador se estima en 0,6 MWh la ENS para S/E Quintero, lo cual no justifica este proyecto. Quedan fuera las siguientes fallas asociadas a esta instalación: 1) Operación indeseada del relé maestro del transformador 110/12 kV N°1 debido al ingreso de aguas lluvias en gabinete de control. 2) Operación de la protección diferencial de barras, debido a la ocurrencia de cortocircuito monofásico a tierra en la fase B mientras se realizaba lavado de aislación en la barra. 3) Trabajo Programado por Obras.</p>	<p>Reevaluar considerando planta desalinizadora y las indisponibilidades indicadas.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la descripción de la obra "Nueva S/E Seccionadora Ritoque", numeral 4.2.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo planteado en términos de utilizar la ENS que el Coordinador posee para la evaluación de la obra S/E Seccionadora Ritoque, en fallas producidas en la línea Quintero 110-&gt;Ventanas 110. Tal como se indica en el ITP, y en específico en la metodología de CFCD que se adjunta en los anexos de dicho informe, esta Comisión consideró el registro histórico de fallas, de donde se obtiene la probabilidad de falla y el tiempo medio antes de la recuperación del servicio de la línea. Usando estos antecedentes, y considerando la energía de un día promedio (escalado al tiempo medio antes de la recuperación), esta Comisión obtiene la ENS utilizada para evaluar el proyecto, y que da como resultado la recomendación del mismo. En cuanto a las fallas que indica el Coordinador que no se deben considerar para el análisis, esta Comisión indica que tampoco fueron consideradas en la evaluación por CFCD realizada en el presente plan de expansión. Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
20 4.2.3 SISTEMA E NUEVA S/E CERRO SOMBRERO Y NUEVA LÍNEA 2X110 KV ALTO MELIPILLA – CERRO SOMBRERO, TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO	<p>Respecto del proyecto "Nueva S/E Cerro Sombrero y Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla – Cerro Sombrero, tendido del primer circuito" se estima que el proyecto está sobre dimensionado para el requerimiento de la zona, en particular, la capacidad de transformación está cubierta para el horizonte de evaluación con los transformadores actuales de S/E</p>	<p>Respecto de la cargabilidad de la línea Alto Melipilla - Bajo Melipilla, se propone evaluar las alternativas de ampliar la capacidad de transporte, por lo que a priori, se visualiza como un proyecto más eficiente, el repotenciamiento de la línea (por ejemplo, AAAC Darien, 126 MVA) o bien considerar un segundo circuito (4,3 km).</p>	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación planteada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a evaluar alternativas al proyecto "Nueva S/E Cerro Sombrero y Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla - Cerro Sombrero, Tendido del Primer Circuito", numeral 4.2.3 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018, esta Comisión concuerda con el Coordinador en términos que el objetivo de la obra propuesta inicialmente en el Informe Técnico Preliminar puede cumplirse más eficientemente con una obra alternativa. En efecto,</p>



Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		Bajo Melipilla los cuales tienen una cargabilidad que actualmente no superan el 50%.		producto de nuevos análisis realizados por esta Comisión, el proyecto "Nueva S/E Cerro Sombrero y Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla - Cerro Sombrero, Tendido del Primer Circuito" será remplazado por la obra "Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla - Bajo Melipilla, Tendido del Primer Circuito", el cual cumple los objetivos de suficiencia para el abastecimiento de la zona, además de otorgar beneficios de seguridad (a las subestaciones Bajo Melipilla, El Monte, El Paico, El Maitén y Chocalán) y ser una obra más económica que la propuesta originalmente en el Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018. Conforme lo anterior, esta Comisión reemplazará la obra "Nueva S/E Cerro Sombrero y Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla - Cerro Sombrero, Tendido del Primer Circuito", por la obra "Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla - Bajo Melipilla, Tendido del Primer Circuito" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
21	4.2.3 SISTEMA E NUEVA S/E CERRO SOMBRERO Y NUEVA LÍNEA 2X110 KV ALTO MELIPILLA – CERRO SOMBRERO, TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO	De acuerdo con el levantamiento y análisis de los datos de proyección de demanda de la zona realizado por el Coordinador se aprecia que no existe capacidad comprometida para la línea 110 kV Alto Melipilla – Bajo Melipilla, así como tampoco para los transformadores 110/13,5 kV TR1-TR3 y 110/66 kV TR2 de la zona de Melipilla en el horizonte estudiado. Adicionalmente esta zona no presenta compromiso referente a incumplimiento de índices de calidad de suministro e indisponibilidad de instalaciones de acuerdo con la NTSyCS. Por otra parte, no se encontró el alcance del concepto “eficiencia operacional” y la forma en que este proyecto mejora este término.	Postergar para un siguiente proceso de planificación de la transmisión.	<b>No se acoge la observación.</b> En relación a la observación planteada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a postergar el proyecto "Nueva S/E Cerro Sombrero y Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla - Cerro Sombrero, Tendido del Primer Circuito", numeral 4.2.3 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018, esta Comisión no concuerda con el Coordinador en términos de postergar el otorgamiento de una solución para la zona. Conforme a los nuevos análisis, la consideración de los factores: i) crecimientos esperados de la demanda en la zona; ii) plazos involucrados para la adjudicación y concreción de proyectos; iii) temperaturas máximas de la zona; y iv) holguras del proceso de expansión de la transmisión, conllevan a que la solución óptima para la zona deba ser propuesta en el presente Plan. En efecto, la solución que cumple más eficientemente los objetivos de la propuesta inicial, corresponde a la nueva obra "Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla - Bajo Melipilla, Tendido del Primer Circuito", la que tiene un plazo estimado para su materialización no inferior a 36 meses, luego de su adjudicación. Esta nueva obra "Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla - Bajo Melipilla, Tendido del Primer Circuito", cumple los objetivos de suficiencia para el abastecimiento de la zona, además de otorgar beneficios de seguridad (a las subestaciones Bajo Melipilla, El Monte, El Paico, El Maitén y Chocalán) y ser una obra más económica que la propuesta originalmente en el Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018. Conforme lo anterior, esta Comisión reemplazará la obra "Nueva S/E Cerro Sombrero y Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla - Cerro Sombrero, Tendido del Primer Circuito", por la obra "Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla - Bajo Melipilla, Tendido del Primer Circuito" en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
22	4.2.6 SISTEMA E. NUEVA S/E SECCIONADORA LITUECHE	Actualmente, la única aprobación para proyectos de la zona es para el proyecto La Estrella, el cual se debe declarar en construcción antes de fin del año 2018, en caso contrario pierde dicha autorización, conforme lo establece la Resolución Exenta CNE	No condicionar la ejecución de esta obra a la declaración en construcción de algún proyecto en particular. En caso de condicionarse, debería ser al revés, de lo planteado, es decir, si el proyecto PE La Estrella se declara en construcción antes de fin	<b>Se acoge parcialmente la observación.</b> En relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional asociada al proyecto “Nueva S/E Seccionadora Litueche”, en particular, respecto a lo indicado en el numeral 4.2.6.5 del Sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda con lo

Identificación del Título, Subtítulo, Nº Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta	
	N°154 de 2017. Por otro lado, la autorización del PE La Estrella le permitía seccionar la línea (por haber ingresado a través de las Resoluciones Exentas N° 606 y 257), lo que significa que en la práctica podría haber dos subestaciones seccionadoras con una distancia aproximada de 5 km.	del año 2018, no se debería desarrollar la nueva S/E seccionadora Litueche.	planteado en términos de precisar el condicionamiento del referido numeral. Conforme lo anterior, esta Comisión hará una modificación en el condicionamiento de la licitación de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.	
23	4.2.6 SISTEMA E. NUEVA S/E SECCIONADORA LITUECHE	Respecto al punto 4.2.6.5 correspondiente a la licitación de esta obra, no queda claro el alcance de la palabra "zona".	Se propone cambiar el texto del 4.2.6.5 por "La licitación de esta obra quedará condicionada a la declaración en construcción de uno o más proyectos de generación que se vayan a conectar en la S/E Litueche, que individualmente o en su conjunto alcancen una capacidad superior a 50 MW".	<b>Se acoge parcialmente la observación.</b> Con relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional asociada al proyecto "Nueva S/E Seccionadora Litueche", en particular a lo indicado en el numeral 4.2.6.5 del Sistema E del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión concuerda con lo planteado en términos de precisar la redacción del referido numeral. Conforme lo anterior, esta Comisión hará una modificación en la descripción de la licitación de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
24	7.1.3 NUEVA LÍNEA HVDC KIMAL – LO AGUIRRE	En los análisis de la nueva línea HVDC Kimal - Lo Aguirre, se observa que las evaluaciones realizadas para las alternativas c) y d) parecen tener los mismos límites, a partir de los siguientes textos: "Cabe mencionar que de los análisis realizados, se ha considerado que el nuevo Sistema HVDC tiene como limitación de transferencia un máximo de 1.500 MW, condición de operación N-1, con una liberación de transferencia en AC a 2.000 MVA." y "Cabe mencionar que las alternativas c) y d) tienen los mismos beneficios operacionales dado que se ha supuesto que en la obra con 4 convertoras de 1.000 MW se puede operar con la misma exigencia operacional que la de 4 convertoras de 1.500 MW, pudiendo considerar para dichos efectos una sobrecarga de 15 minutos en dicho sistema HVDC en caso de ocurrir alguna contingencia, por ejemplo, en una convertora." Debido a lo anterior no parece que se hubieran modificado los límites para aprovechar sobrecargas en la alternativa c).	Se sugiere Indicar el nivel de sobrecarga (%) para las convertoras utilizado en las evaluaciones. En particular en el punto 7.1.3.1, se propone realizar la evaluación para la alternativa c) considerando el mismo nivel de sobrecarga que para el caso d) ajustando los límites de transferencia por el corredor HVDC para esa condición. Lo anterior con la finalidad de recoger el impacto en los costos de operación de contar con convertoras de mayor tamaño, dado que en las tablas 38 y 39 se observan iguales costos operacionales.	<b>Se acoge la observación.</b> En relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a la sobrecarga utilizada para evaluar cada alternativa analizada de la obra "Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre" del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión realizó una evaluación económica del caso solicitado, pero no se alteró el VI de la obra original (HVDC 4x1500 + 2x3000). De los resultados obtenidos, se observa que ni siquiera en esta condición el proyecto con subestaciones convertoras de 1500 MW es capaz de sobrepasar los beneficios económicos del proyecto con subestaciones convertoras de 1000 MW en las mismas condiciones. Es necesario indicar además que estas evaluaciones se realizaron tomando en consideración las sugerencias indicadas por el Coordinador en las observaciones 1 y 25 de esta tabla. Conforme lo anterior, esta Comisión incorporará las modificaciones en los resultados correspondientes del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
25	7.1.3 NUEVA LÍNEA HVDC KIMAL – LO AGUIRRE	No se aprecia del informe que se hayan considerado los beneficios económicos de la disminución de pérdidas asociadas a una línea bipolo de mayor capacidad (3.000 MW) que implica menor resistencia eléctrica para igual transmisión de corriente. La duda radica en que en líneas HVDC de altos niveles de transferencia, los ahorros económicos por pérdidas pueden resultar significativos. Lo anterior significaría que este mayor beneficio compensaría los mayores	Se propone revisar los parámetros de resistencia utilizados en los modelos para las distintas alternativas, diferenciando dicho valor en el caso de proyecto de 2.000 MW versus el de 3.000 MW.	<b>Se acoge la observación.</b> En relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada a los beneficios provenientes de la reducción de pérdidas en la obra "Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre" del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión indica que se realizó la modelación de las diferentes alternativas evaluadas en el Informe Técnico Preliminar para la obra "Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre", considerando diferentes parámetros de resistencia para circuitos de 2000 y 3000 MW. Del análisis de los resultados obtenidos, se observa una disminución de los beneficios

Identificación del Título, Subtítulo, Nº Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	costos de inversión debido a las economías de escala que se presentan en este tipo de sistemas y que orientan a un dimensionamiento mayor. Diversas resistencias para distintos niveles de potencia/tensión se pueden encontrar en la propuesta anual del Coordinador enviada en enero de 2018 en la página 362 (a modo de ejemplo: 0,045 ohm/km a +-600 kV, 2.000 MW versus 0,032 ohm/km a +-600 kV, 3.000 MW).		en promedio de 18 MM US\$ para la obra propuesta en el Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018. Sin perjuicio de lo anterior, esto no altera la decisión respecto de cuál es el proyecto más eficiente económicamente. Es necesario indicar además que estas evaluaciones se realizaron tomando en consideración las sugerencias indicadas por el Coordinador en la observación 170. Conforme lo anterior, esta Comisión, incorporará las modificaciones en los resultados correspondientes del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
26	7.1.3 NUEVA LÍNEA HVDC KIMAL – LO AGUIRRE De acuerdo con los análisis realizados por el Coordinador, la línea HVDC debiera considerar la posibilidad de incorporar en el futuro un tercer terminal intermedio para la conexión de proyectos de generación en la zona comprendida entre el sur de la región de Antofagasta y la región de Atacama, la cual se debe definir posteriormente.	Se sugiere indicar en el proyecto que éste debe incluir la posibilidad futura de incorporar un tercer terminal intermedio, cuya ubicación debiera ser definida con anterioridad a los estudios específicos que determinen su trazado.	<b>Se acoge la observación.</b> En relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada al desarrollo de la obra "Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre", numeral 3.2.4 del Informe Técnico Relimar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018, esta Comisión concuerda con lo planteado en términos de considerar dentro del desarrollo de la obra la posibilidad de incorporar un tercer terminal intermedio, cuya ubicación debiera ser definida con anterioridad a los estudios específicos que determinen su trazado. Conforme a lo anterior, se modificará la descripción de la obra en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018, en función de incorporar la posibilidad de un tercer terminal intermedio.
27	9.1 EQUIPO CER (-200/+400 MVAR) EN S/E MAIPO 220 KV A partir de la observación general incluida en la primera parte de estas observaciones, referente a la modelación del sistema de 500 kV y transformadores 500/220 kV, se considera pertinente reevaluar la estimación de los beneficios económicos que generaría el contar con este equipo.	Se solicita reevaluar esta obra debido a las modificaciones de parámetros comentados en observación general.	<b>No se acoge la observación.</b> En relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada al proyecto no recomendado "Equipo CER (-200/+400MVar) en S/E Maipo 220 kV", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo planteado en términos de reevaluar el proyecto, ya que no se detectan errores en los parámetros de las líneas de transmisión de 500 kV o equipos de transformación 500/220 kV que invaliden los resultados obtenidos en el Informe Técnico Preliminar. Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
28	9.1 EQUIPO CER +/- 150 MVAR EN S/E RÍO MALLECO 220 KV Según lo indicado en el informe, "de acuerdo a los análisis eléctricos realizados, no se ve la necesidad de esta obra antes del año 2022", por lo que se decide postergar la promoción de esta obra. No obstante, de acuerdo con el plazo constructivo definido (24 meses), en caso de incluirse en este plan, el proyecto llegaría justamente dentro del año 2022. Lo anterior considerando los siguientes plazos: § Decreto, mayo de 2019. § Bases y Licitación, mayo de 2020. § Ingeniería y Construcción, mayo de 2022.	Incluir la obra en el presente plan de expansión, para contar con ella desde mediados del año 2022, como plazo optimista.	<b>No se acoge la observación.</b> En relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada al proyecto no recomendado "Equipo CER +/- 150 MVar en S/E Río Malleco 220 kV", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo planteado, toda vez que los análisis realizados muestran que la tensión en las SS/EE Río Malleco y sus alrededores está dentro de la banda admitida por la NTSyCS para operación normal. El escenario proyectado por la Comisión al año 2025 considera transferencias bajas por el sistema de 220 kV entre las SS/EE Charrúa y Puerto Montt, hidrología seca, y la puesta en servicio del nuevo reactor de 50 MVar en la S/E Pichirropulli 220 kV. Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
29	9.1 AUMENTO DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DE LA LÍNEA 66 KV TEMUCO - PUMAHUE (200*)	La obra no fue recomendada debido a que el análisis de suficiencia no se visualiza en el horizonte de análisis la necesidad de expansión. No obstante, esta obra se propuso por seguridad y no por suficiencia, por lo que el Coordinador comparte la visión de la Comisión ante la suficiencia en la zona.	Se propone evaluar la obra por seguridad.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, asociada al proyecto no recomendado "Aumento de Capacidad de la Línea 66 kV Temuco - Pumahue", numeral 9.1 del sistema A del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con lo planteado en términos de reevaluar el proyecto por seguridad, ya que ese análisis ya se realizó mediante la metodología definida en la Resolución Exenta 711/2017. En particular, en su artículo 19°, Análisis de Seguridad y Resiliencia, que determina las necesidades de expansión de transmisión que permitan otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda de los clientes finales frente a contingencias, define que para el análisis de seguridad de las instalaciones de transmisión zonal se cuantificará la Energía No Suministrada (ENS) ante la salida intempestiva de la rama de la instalación de transmisión bajo análisis y se evaluará a Costo de Falla de Corta Duración. En el caso del análisis del proyecto propuesto, la tasa de falla que presenta la línea de transmisión Temuco - Pumahue es 0, debido a que la instalación no ha presentado fallas en los últimos 6 años, por lo que el análisis mediante CFCD no presenta los beneficios económicos necesarios para incorporar el proyecto dentro de las obras propuestas en el presente plan de expansión. Conforme a lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
30	9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS	En la justificación del proyecto 142, se establece que la habilitación de nuevos paños alimentadores se podrá realizar como una obra menor.	No considerar la habilitación de todos los nuevos paños alimentadores como obra menor, ya que pueden incluir ampliaciones del sistema de transmisión.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional asociada a la incorporación del proyecto no recomendado "S/E Puerto Varas: Habilitación Nuevos Paños Alimentadores 23 kV", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión indica que, considerando las características de la obra y su carácter de urgente y necesaria, se propone que la empresa realice su construcción en conformidad a lo establecido en el inciso final del artículo 92° de la Ley. Adicionalmente, cabe señalar que el Coordinador no indica específicamente cuales serían las condiciones que implican que dicha obra no pueda sujetarse a la facultad que tienen las empresas de transmisión zonal para efectuar obras menores que no se encuentren dentro de un plan de expansión. Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>

## 20.AES GENER S.A.

Identificación del Título, Subtítulo, Nº Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
<p>1 3.2 Obras Nuevas</p>	<p>Debido al alto potencial eólico en la zona al sur de Charrúa, se observa una gran cantidad de desarrollos de proyectos de esta tecnología.</p> <p>En razón a lo cual se requiere una nueva subestación seccionadora en la línea Charrúa - Mulchén 220 que cumpla con lo señalado por el Coordinador en el Informe Determinación de Puntos de Conexión al STT de fecha 1 de julio 2015.</p> <p>El citado informe contemplaba los siguientes proyectos en la zona: <b>[FIGURA 27]</b></p> <p>Sin embargo, actualmente se deben considerar los siguientes proyectos, los cuales están aprobados o en tramitación en el Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental totalizando aproximadamente 2000MW en la zona: <b>[FIGURA 28]</b></p> <p>Lo anterior se ratifica con lo señalado en la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2018 del Coordinador en cual se indican los siguientes proyectos que han presentado solicitudes de conexión: <b>[FIGURA 29]</b></p>	<p>Se solicita incluir en el plan de expansión una nueva subestación seccionadora de la línea Charrúa – Mulchén 220 kV en la ubicación determinada por el Coordinador Informe Determinación de Puntos de Conexión al STT, esto es 30 km desde SE Charrúa hacia Mulchén.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Aes Gener S.A., asociada a la consideración de una nueva subestación seccionadora de la línea Charrúa – Mulchén 220 kV, argumentando para ello la existencia de proyectos de generación que se encuentran aprobados o en tramitación en el Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental, esta Comisión indica que la materia observada forma parte de la metodología contenida en la Resolución Exenta N° 711 de 2017, dado que se refiere a la conformación de los escenarios de generación para la planificación de la transmisión. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla. Sin perjuicio de lo anterior, es necesario indicar que en la conformación de los escenarios de generación utilizados en el presente plan de expansión, se han incorporado proyectos de generación genéricos en la zona y fechas de ingreso en operación de acuerdo a lo establecido en la misma planificación energética de largo plazo. Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
<p>2 4.1.3 Ampliación SE Punta Peuco 4.1.3.1 Descripción General y Ubicación de la Obra Página 38</p>	<p>La zona de emplazamiento de la SE Punta Peuco presente un alto potencial para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos.</p> <p>La ubicación de la subestación es cercana a los principales centros de consumo, con lo cual, al permitir la conexión de más proyectos, disminuiría los requerimientos de transmisión desde el norte del país.</p> <p>Es más eficiente para el sistema realizar expansiones que permitan tener holgura que cada vez que se necesite.</p> <p>Asimismo, con el objetivo de promover la oferta y facilitar la competencia, consideramos necesario que la definición de la obra Ampliación SE Punta Peuco,</p>	<p>Se solicita expandir la subestación con el objeto de permitir la construcción y conexión de 4 posiciones adicionales en 110kV, en forma adicional a la expansión propuesta.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa AES Gener, asociada a la obra "Ampliación en S/E Punta Peuco", numeral 4.1.3 del Sistema D del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con la empresa, ya que los antecedentes enviados por la misma relacionados con el potencial desarrollo en generación en la zona son insuficientes y no justifican la necesidad de expansión solicitada en la subestación Punta Peuco. Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>debe contemplar holguras, las que proponemos se materialicen incluyendo las siguientes obras en la descripción del proyecto:</p> <p>Expandir la subestación con el objeto de permitir la construcción y conexión de 4 posiciones adicionales en 110kV, en forma adicional a la expansión propuesta.</p>		
3	<p>4.2.6 Nueva SE Seccionadora Litueche</p> <p>4.2.6.5 Licitación</p> <p>Página 81</p>	<p>En la sección "4.2.6.5 Licitación", se indica "La licitación de esta obra quedará condicionada a la declaración en construcción de uno o más proyectos de generación en la zona, que individualmente o en su conjunto alcancen una capacidad superior a 50 MW".</p> <p>Dado a que la zona de emplazamiento de la subestación es de alto potencial eólico y solar, con objeto de no retrasar el cambio de la matriz energética es necesario contar con las holguras suficientes en el sistema, por lo cual la ejecución de este proyecto no debe quedar condicionada.</p> <p>Como antecedente cabe mencionar que actualmente existe gran cantidad de proyectos de generación eólica y solar en la zona que tienen contemplado conectarse a la S/E Seccionadora Litueche.</p> <p>Adicionalmente, la ubicación de la subestación es cercana a los principales centros de consumo, con lo cual, al permitir la conexión de más proyectos, disminuiría los requerimientos de transmisión desde el norte del país.</p>	<p>Se solicita que la ejecución del proyecto nueva SE seccionadora Litueche no quede condicionada.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>Esta Comisión no concuerda con lo planteado por la empresa, toda vez que el artículo 87° letra c) de la LGSE, establece como uno de los criterios que la Comisión debe considerar en el proceso de planificación, que las instalaciones que se incluyan en el plan de expansión "...resulten "económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, en los distintos escenarios energéticos que defina el Ministerio en conformidad a lo señalado en el artículo 86°".</p> <p>La condición a la que se sujetó la licitación de la obra "Nueva S/E Seccionadora Litueche" obedece a la obligación por parte de la Comisión de dar cumplimiento a lo establecido en el artículo antes citado, es decir, de planificar obras que se resulten económicamente y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico. En este sentido, la obra "Nueva S/E Seccionadora Litueche" se justifica en los términos del artículo 87° letra c), únicamente en la medida que se concrete uno más proyectos de generación en la zona que individualmente o en su conjunto alcancen una capacidad superior a 50 MW.</p> <p>La razón para incluir desde ya en el presente proceso de planificación la obra antes mencionada radica en la necesidad de que ésta se encuentre disponible una vez que se concrete uno o más proyectos de generación que tengan la característica antes señalada, cumpliéndose así con uno de los objetivos de la Ley N° 20.936, a saber, que la transmisión se adelantara a la generación, de manera que aquella dejara de ser un obstáculo para el desarrollo de ésta.</p> <p>De acuerdo a lo anterior, no es posible acceder a lo solicitado por la empresa en su observación, toda vez que el condicionamiento del llamado a licitación de la obra "Nueva S/E Seccionadora Litueche" obedece al cumplimiento del mandato legal establecido en el artículo 87° letra c) de la LGSE.</p> <p>Sin perjuicio de lo señalado anteriormente, se aclara que, una vez que la obra de transmisión sea fijada por el decreto de expansión correspondiente, el Coordinador podrá autorizar la conexión de los proyectos de generación en dicha obra, en conformidad a lo establecido en el inciso cuarto del artículo 79° de la Ley ("El Coordinador aprobará la conexión a los sistemas de transmisión en aquellas subestaciones existentes, o en las definidas en la planificación de la transmisión a que hace referencia el artículo 87°..."). Así, teniendo el punto de conexión autorizado, los titulares de los proyectos de generación que se quieran desarrollar en la zona podrán solicitar su declaración en construcción.</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Nº Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
4 4.2.6 Nueva SE Seccionadora Litueche 4.2.6.1 Descripción General y Ubicación de la Obra Página 80	<p>En la sección "4.2.6.1 Descripción general y ubicación de la obra", en el tercer párrafo se indica "La subestación se deberá emplazar aproximadamente a 10 kilómetros de S/E Quelentaro, siguiendo el tendido de la línea 1x110 kV Quelentaro – Portezuelo, dentro de un radio de 3 kilómetros desde dicho punto. Sin perjuicio de lo anterior, el coordinador podrá definir la ubicación dentro de la zona de emplazamiento anteriormente señalada, en las respectivas bases de licitación".</p> <p>Es necesario precisar la ubicación de la subestación para dar certeza a las empresas que quieren construir proyectos en la zona.</p>	<p>Se propone la siguiente redacción:</p> <p>La subestación se deberá emplazar aproximadamente a 10 kilómetros de S/E Quelentaro, siguiendo el tendido de la línea 1x110 kV Quelentaro – Portezuelo, dentro de un radio de 1 kilómetros desde dicho punto.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Aes Gener S.A. asociada a la ubicación de la obra "Nueva SE Seccionadora Litueche" definida en el numeral 4.2.6 del Sistema E del Informe Técnico Preliminar Anual de la Transmisión Año 2018, esta Comisión no acoge dicha solicitud, dado que la ubicación ha resultado de considerar una zona que permita a todos los proyectos de generación acceder de manera más eficiente económicamente, de acuerdo a los criterios dispuestos en el artículo 87° de la Ley. Para dichos efectos, se han considerado antecedentes asociados a las características de la zona de emplazamiento, ubicación de futuros proyectos de transmisión y generación, concesiones mineras, entre otros factores.</p> <p>Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones de la ubicación de la obra "Nueva SE Seccionadora Litueche".</p>
5 4.2.6 Nueva SE Seccionadora Litueche 4.2.6.5 Licitación Página 81	<p>En subsidio a la observación N° 3 anterior.</p> <p>En la sección "4.2.6.5 Licitación", se indica "La licitación de esta obra quedará condicionada a la declaración en construcción de uno o más proyectos de generación en la zona, que individualmente o en su conjunto alcancen una capacidad superior a 50 MW".</p> <p>Precisar que el Coordinador deberá licitar una vez que se dé cumplimiento al requerimiento y no deberá esperar al siguiente proceso anual para licitar.</p>	<p>Se solicita confirmar que la obra "Nueva S/E seccionadora Litueche" estará dentro del decreto de expansión que hace referencia el Artículo 92° de la ley 20.936 y su licitación es la que se encontrará condicionada a lo indicado en la sección 4.2.6.5 del Informe técnico preliminar plan de expansión anual de transmisión año 2018.</p> <p>Para no retrasar la ejecución, es necesario que el Coordinador pueda dar curso al proceso de licitación una vez que se cumpla el requerimiento. En cualquier momento que esto ocurra.</p>	<p><b>Se acoge la observación.</b></p> <p>La obra "Nueva S/E seccionadora Litueche", en cuanto obra que forma parte del Plan de Expansión 2018, se incorporará en el decreto de expansión respectivo. Lo que queda condicionado es la licitación de la misma, no su inclusión en el decreto.</p>
6 4.2.6 Nueva SE Seccionadora Litueche 4.2.6.3 Entrada en Operación Página 81	<p>Dado a que la zona de emplazamiento de la subestación es de alto potencial eólico y solar, con objeto de no retrasar el cambio de la matriz energética es necesario contar con la subestación lo antes posible.</p> <p>Como antecedente cabe mencionar que actualmente existe gran cantidad de proyectos de generación eólica y solar en la zona que tienen contemplado conectarse a la S/E Seccionadora Litueche.</p>	<p>Se solita acortar el tiempo de ejecución de este proyecto, para lo cual se propone la siguiente redacción</p> <p>El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Aes Gener S.A., asociada a la obra "Nueva SE Seccionadora Litueche", numeral 4.2.6.3 del sistema zonal del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018, relativa a la disminución del plazo constructivo de la obra, esta Comisión no acoge dicha solicitud, dado que la empresa no entrega mayor información sobre la factibilidad de construir la obra en dicho plazo, y además, no está acorde a los plazos de proyectos de similares características. Lo anterior, en atención a que para efectos del proyecto y su construcción se requieren de los siguientes plazos para su concreción:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El estudio de impacto ambiental se inicia normalmente un mes después de comenzada la ingeniería del proyecto. El proceso de la gestión medioambiental para este tipo de proyectos hasta su aprobación puede durar aproximadamente 16 meses.</li> <li>- El plazo para instalación de faenas es de 1 mes.</li> <li>- El plazo para la construcción de la subestación es de 16 meses.</li> <li>- El plazo para las pruebas y puesta en servicio es de 2 meses.</li> </ul>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>Por tanto, no es posible acotar los plazos constructivos o efectuar algunas tareas en forma paralela, considerando además las complicaciones en la disponibilidad de los circuitos y la disponibilidad efectiva de trabajo en terreno atendidas las condiciones climáticas. Conforme lo anterior, esta Comisión, no realizará modificaciones de plazo al proyecto indicado.</p>
7	<p>Sistema E Página 48 Ampliación de la línea Quelentaro-Portezuelo 110 kV</p>	<p>Se solicita la ampliación de la línea Quelentaro-Litueche-Portezuelo 110 kV, teniendo en consideración el potencial de generación eólico en la zona que se podría conectar en la Nueva S/E Seccionadora Litueche.</p> <p>Cabe mencionar que actualmente existen proyectos de generación eólica y solar en la zona que tienen contemplado su conexión en la S/E Seccionadora Litueche y que en conjunto superan la capacidad de la línea. Asimismo, cabe indicar que la actual capacidad de transmisión de la línea Quelentaro-Litueche-Portezuelo 110 kV es de alrededor de 100 MW.</p> <p>Con objeto de permitir el cambio en la matriz energética del país es necesario contar con la capacidad de transmisión suficiente que permita la entrada de proyectos renovables.</p> <p>Asimismo, con el objetivo de promover la oferta y facilitar la competencia, consideramos necesario que incluir la obra de la referencia.</p>	<p>Se solicita incluir el repotenciamiento de la línea Quelentaro – Litueche – Portezuelo 110 que permita la evacuación de los proyectos en desarrollo.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación planteada por la empresa AES Gener S.A., asociada a la inclusión de la obra "Aumento de Capacidad Línea 1x110 kV Quelentaro - Litueche - Portezuelo", ésta Comisión no concuerda con la necesidad de incorporar al presente Plan de Expansión un repotenciamiento de la línea, toda vez que los antecedentes recopilados dan cuenta de un potencial de generación en la zona de, a lo más, 138 MW, en el escenario de generación para la planificación de la transmisión con mayor penetración eólica/fotovoltaica en la zona. Dicha potencial es perfectamente evacuable por la infraestructura actual, habida consideración de que en casos de contingencia en la línea 1x110 kV Quelentaro - Portezuelo, dichas inyecciones deberán ser limitadas a aproximadamente 100 MW.</p> <p>No obstante lo anterior, esta Comisión no desconoce la existencia de proyectos interesados en conseguir un punto de conexión en la zona, sin embargo, soluciones más robustas podrán ser ejecutadas cuando los potenciales proyectos de generación en la zona vayan estableciéndose con un mayor grado de certeza, consolidando el potencial renovable existente. Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>
8	<p>9.1 Proyectos No Recomendados 82 Tabla Equipo CER (-200/+400 MVar) en S/E Maipo 220 kV</p>	<p>En el plan de obras de generación se ha subestimado la entrada de centrales eólicas, se recomienda incluir un escenario de análisis que incluya una fuerte penetración de este tipo de centrales al sur de Charrúa y de esta forma analizar la conveniencia de la inclusión del CER.</p> <p>Este proyecto permitirá aumentar las transferencias por el tramo Alto Jahuel - Ancoa pasando de 2900 MVA a 3700 MVA en condición N-1.</p>	<p>Se solicita crear nuevo escenario de análisis y reevaluar la inclusión de un CER que permita aumentar las transferencias desde la zona sur.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Aes Gener S.A., asociada a la consideración de crear un nuevo escenario de generación para analizar la obra de un cuarto circuito en 500 kV de la línea Charrúa - Ancoa, esta Comisión indica que la determinación de escenarios de generación para la planificación de la transmisión, forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión establecida en la Resolución Exenta N° 711, de 2017. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, es necesario indicar que en la conformación de los escenarios de generación utilizados en el presente plan de expansión se han incorporado proyectos de generación genéricos en la zona considerando sus fechas de ingreso en operación, de acuerdo a lo establecido en la misma planificación energética de largo plazo.</p>



Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
			Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
9 9.1 Proyectos No Recomendados Tabla 82 Tendido del Cuarto Circuito Charrúa - Ancoa 500 kV	En el plan de obras de generación se ha subestimado la entrada de centrales eólicas, se recomienda incluir un escenario de análisis que incluya una fuerte penetración de este tipo de centrales al sur de Charrúa y de esta forma analizar la conveniencia de la inclusión del cuarto circuito de la línea Charrúa - Ancoa.	Se solicita crear nuevo escenario de análisis y reevaluar la inclusión de un cuarto circuito de la línea Charrúa - Ancoa que permita aumentar las transferencias desde la zona sur.	<b>No se acoge la observación.</b> En relación a la observación presentada por la empresa Aes Gener S.A., asociada a la consideración de crear un nuevo escenario de generación para analizar la obra de un cuarto circuito en 500 kV de la línea Charrúa - Ancoa, esta Comisión indica que la determinación de escenarios de generación para la planificación de la transmisión, forma parte de la metodología aplicable al proceso de planificación de la transmisión establecida en la Resolución Exenta N° 711, de 2017. En consecuencia, toda vez que la observación no se refiere a ninguno de los aspectos del Informe Técnico Preliminar, sino que a la aplicación de la resolución antes referida, no es posible acogerla. Sin perjuicio de lo anterior, es necesario indicar que en la conformación de los escenarios de generación utilizados en el presente plan de expansión se han incorporado proyectos de generación genéricos en la zona considerando sus fechas de ingreso en operación, de acuerdo a lo establecido en la misma planificación energética de largo plazo. Conforme lo anterior, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
10 9.1 Proyectos No Recomendados Tabla 82 Nueva Línea 1x110 kV Quillota – San Pedro	Se prevé en el futuro un bajo o nulo despacho de las unidades Ventanas 1 y Ventanas 2, por lo cual se requiere un refuerzo adicional para asegurar la suficiencia y seguridad del abastecimiento de la zona de la Quinta Región.  La anterior situación de vulnerabilidad sistémica se mantendrá y agravará mientras se activen las restricciones ambientales que obligan a ejecutar el plan operacional aprobado por la SEREMI de la región de Valparaíso el cual obliga a reducir la carga de las unidades del complejo Ventanas.	Se solicita incluir la obra Nueva línea Quillota – San Pedro para dar suficiencia y seguridad a la Quinta Región en los términos solicitados por Transelec.	<b>No se acoge la observación.</b> En relación a la observación presentada por la empresa AES Gener, asociada al proyecto no recomendado "Nueva Línea 1x110 kV Quillota – San Pedro", numeral 9.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión, tras realizar análisis eléctricos y estocásticos, no observó problemas de limitación de transmisión o que la falla de la línea Quillota-San Pedro se exporte al resto del sistema. Para este último análisis, el escenario consideró demanda máxima coincidente al año 2024 del sistema de 110 kV de Chilquinta, y que las unidades 1 y 2 de la Central Ventanas están fuera de servicio. Conforme a lo anterior, no se incorporará lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.
11 3.2.4 Nueva línea HVDC Kimal – Lo Aguirre 3.2.4.5 Licitación Página 35	AES Gener considera que la obra "Nueva Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre" es de vital importancia para cumplir con los objetivos que impuso la ley de transmisión a los procesos de planificación de la transmisión. Esta obra también tendrá un importante rol para cumplir los compromisos de la Ruta Energética de la actual cartera. Asimismo, esta nueva obra tendrá efectos positivos sobre la operación del sistema eléctrico nacional y contribuirá en el cumplimiento de los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del actual proceso de planificación.	Se solicita que la ejecución del proyecto Nueva línea HVDC Kimal – Lo Aguirre no quede condicionado.	<b>No se acoge la observación.</b> El artículo 87° letra c) de la LGSE, establece como uno de los criterios que la Comisión debe considerar en el proceso de planificación, que las instalaciones que se incluyan en el plan de expansión "...resulten "económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, en los distintos escenarios energéticos que defina el Ministerio en conformidad a lo señalado en el artículo 86°".  La condición a la que se sujetó la licitación de la obra "Línea HVDC Kimal-Lo Aguirre" obedece a la obligación por parte de la Comisión de dar cumplimiento a lo establecido en el artículo antes citado, es decir, de planificar obras que se resulten económicamente y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico. En

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Por otro lado, considerando el importante rol que tendrá la obra "Nueva Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre" en promover la oferta de nuevas fuentes de generación, no creemos conveniente que la licitación de esta obra quede condicionada a un mínimo potencial de generación."</p>		<p>este sentido, la "Línea HVDC Kimal-Lo Aguirre" se justifica en los términos del artículo 87° letra c), únicamente en la medida que exista un potencial de, al menos, 3000 MW de generación al norte de la S/E Cumbre.</p> <p>La razón para incluir desde ya en el presente proceso de planificación la obra antes mencionada radica en la necesidad de que ésta se encuentre disponible una vez que desarrolle el potencial de generación antes mencionado, considerando los distintos procesos que conlleva el desarrollo de una obra de transmisión de la envergadura de la línea en cuestión (por ejemplo, Estudio de Franja, Evaluación Ambiental, etc.), cumpliéndose así con uno de los objetivos de la Ley N° 20.936, a saber, que la transmisión se adelantara a la generación, de manera que aquella dejara de ser un obstáculo para el desarrollo de ésta.</p> <p>De acuerdo a lo anterior, no es posible acceder a lo solicitado por la empresa en su observación, toda vez que el condicionamiento del llamado a licitación de la obra "Línea HVDC Kimal-Lo Aguirre" obedece al cumplimiento del mandato legal establecido en el artículo 87° letra c) de la LGSE.</p>

## 21.COMPAÑÍA TRANSMISORA DEL NORTE GRANDE S.A.

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
<p>1</p> <p>4.1.3 Ampliación SE Punta Peuco</p> <p>4.1.3.1 Descripción General y Ubicación de la Obra</p> <p>Página 47</p>	<p>La zona de emplazamiento de la SE Punta Peuco presente un alto potencial para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos.</p> <p>La ubicación de la subestación es cercana a los principales centros de consumo, con lo cual, al permitir la conexión de más proyectos, disminuiría los requerimientos de transmisión desde el norte del país.</p> <p>Con el fin de posibilitar el cambio en la matriz energética del país se propone una expansión mayor de la subestación.</p> <p>Adicionalmente, es más eficiente para el sistema realizar expansiones que permitan tener holgura que cada vez que se necesite.</p>	<p>Se solicita expandir la subestación con el objeto de permitir la construcción y conexión de 4 posiciones adicionales en 110kV, en forma adicional a la expansión propuesta.</p>	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa Compañía Transmisora del Norte Grande, asociada a la obra "Ampliación en S/E Punta Peuco", numeral 4.1.3 del Sistema D del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión no concuerda con la empresa, ya que los antecedentes enviados por la misma relacionados con el potencial desarrollo en generación en la zona son insuficientes y no justifican expansión solicitada en la subestación.</p> <p>Conforme a lo anterior, no se incorporarán lo propuesto por la empresa en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018.</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
2	4.1.3 Ampliación SE Punta Peuco Sistema D Tabla N° 7 Página 45	<p>En la tabla N° 7 se señala que el responsable de la ejecución del proyecto de ampliación será Enel Distribución, siendo que la empresa propietaria de la subestación Punta Peuco es CTNG, lo que incluye el terreno, la barra de 110kV, los desconectores que la conectan a la línea Las Vegas – Cerro Navia 110kV, el interruptor de 110kV de Cemento Polpaico y el interruptor de 110kV que conecta al transformador “Polpaico 110/23kV” de Enel distribución. Dicho transformador también se encuentra emplazado en el interior de la subestación Punta Peuco en terrenos de propiedad de CTNG.</p> <p>Debido a que CTNG es el propietario de la subestación y de gran parte de las instalaciones contenidas en esta, se debe asignar la realización de la ampliación de las instalaciones de su propiedad, tal y como se ha resuelto en ocasiones anteriores.</p> <p>Lo anterior también debido a que al asignar esta ampliación, se puede lograr sinergias con la ampliación propuesta en N° 1 anterior.</p>	Se solicita cambiar al responsable de la ejecución del proyecto Ampliación SE Punta Peuco asignándose a CTNG como propietario de la subestación.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación planteada por la empresa Chilquinta Energía, asociada a la asignación de la obra "Ampliación en S/E Punta Peuco" a la empresa CNTG, esta Comisión aclara que la obra propuesta tiene como objetivo la ampliación de la capacidad de la S/E Polpaico, actualmente de propiedad Enel Distribución, mediante la instalación de un nuevo equipo de transformación 110/23 kV. En ningún caso se trata de una ampliación de la S/E Punta Peuco o S/E Tap Punta Peuco, de propiedad de Aes Gener. Conforme lo anterior se modificará el nombre de la subestación en el Informe Técnico Final de manera de no generar confusión de nombre y/o propietario.</p>

## 22.GPM AG (ASOCIACIÓN GREMIAL PEQUEÑOS Y MEDIANOS GENERADORES)

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
1	3.2.4 NUEVA LÍNEA HVDC KIMAL – LO AGUIRRE	<p>Se presenta el siguiente condicionamiento de la línea HVDC:</p> <p>“La licitación de esta obra quedará condicionada a que el último Informe Técnico Definitivo del Plan de Expansión Anual de Transmisión que se haya emitido previo a la fecha en que deba darse inicio a la referida licitación, considere en el 50% de los escenarios de generación para la planificación de la transmisión definidos en dicho Plan, un potencial de, al menos, 3.000 MW de generación al norte de la S/E Cumbre y durante todo el horizonte de planificación.”</p> <p>La condición no está claramente establecida, en</p>	Definir claramente los criterios que utilizará la CNE para ejercer la opción de ejecutar el proyecto HVDC.	<p><b>No se acoge la observación.</b></p> <p>En relación a la observación presentada por GPM A.G., asociada al condicionamiento de la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre, numeral 7.1.3.4 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2018, esta Comisión señala que el Informe Técnico establece la oportunidad en que se debe revisar y constatar el cumplimiento o no de la condición, esto es, en el último informe técnico definitivo que se haya emitido previamente a que corresponda efectuar el llamado a licitación de la referida obra, una vez ya publicado el decreto de expansión al que se refiere el artículo 92 de la Ley o el decreto que fija la franja preliminar referido en el artículo 94 de la ley, según corresponda. Por otra parte, esta Comisión ha modificado la condición contenida en el ITP, explicitando que la condición consiste en que se verifique que la obra nueva línea HVDC Kimal-Lo</p>

Nº	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>particular, no se define bajo qué criterios la CNE va a evaluar el “potencial” de generación solar. El potencial podría estar relacionado a proyectos en construcción, con RCA aprobado (que no necesariamente se ejecutan), potencial de radiación, etc.</p> <p>Además, el condicionamiento también podría estar definido con el nivel de “potencial” de generación solar en la zona central de Chile, que puede ser de 3000 MW también, y que probablemente no requerirían la línea HVDC.</p>		<p>Aguirre, previo a su licitación, igualmente cumple con todos los requisitos y la metodología que esté vigente en dicho momento para resultar recomendada en el plan de expansión.</p> <p>En conformidad lo anterior, esta Comisión estima que lo solicitado en la observación, en cuanto a aclarar la forma y tiempo en que se revisará el cumplimiento de la condición de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre, ya se encuentra cumplido en el Informe Técnico Final.</p>

## FIGURAS Y TABLAS DE LAS OBSERVACIONES

### 4. INTERCHILE S.A.

Figura 1

CONCEPTO	USD
INGENIERÍA	176.598,00
FAENAS	99.624,00
SUMINISTROS DDP (CONTRATISTAS EPC)	1.970.058,00
OBRAS Y MONTAJE (CONTRATISTAS EPC)	869.909,79
<b>SUBTOTAL COSTOS DIRECTOS</b>	<b>3.116.189,79</b>
GASTOS GENERALES Y SEGUROS	109.378,26
INSPECCIÓN TÉCNICA DE OBRA	138.000,00
UTILIDADES DEL CONTRATISTA	249.295,18
CONTINGENCIA	29.925,30
	526.598,75
INTERESES INTERCALARIOS	109.283,34
<b>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</b>	<b>3.752.071,88</b>
<b>CONCEPTOS FUERA DE ALCANCE</b>	
REVISIÓN ING CONTRAPARTE	52.979,40
GASTOS ADMINISTRACIÓN CONCESIONARIO (VIAJES A FAENA, OFICINA CENTRAL, ETC)	300.165,75
COSTOS FINANCIAMIENTO CONCESIONARIO	43.104,78
<b>COSTO TOTAL CONCESIONARIO</b>	<b>4.148.321,81</b>

## 8. ACCIONA ENERGÍA HOLDINGS S.A. Y PARQUE EÓLICO SAN GABRIEL SPA

Figura 2

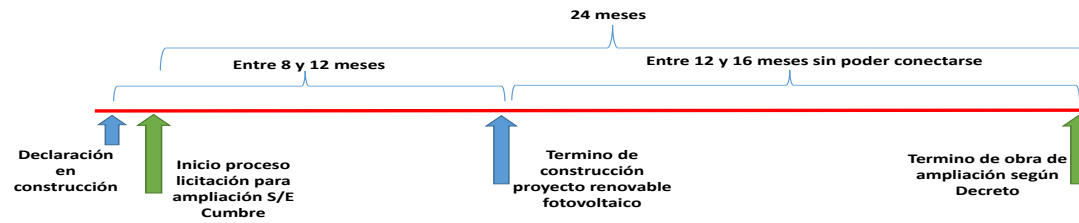


Figura 3

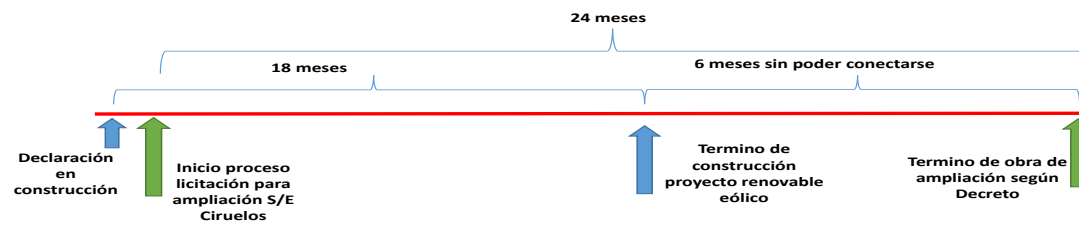
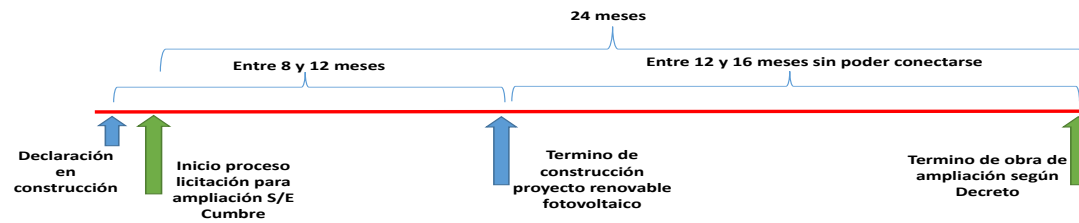


Figura 4



## 10.SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A (SAESA)

Figura 5



Figura 6

671,35 \$/USD			
Item	Obras	Línea 2x220 kV USD	Seccionam. USD
1	SE Tineo - Obras ampliación conexión línea	6.784.128	
2	Línea Tineo-Llanquihue 220 kV 7.8 kms	7.953.049	
	7.8 kms Línea 2x220 KV con F.O.	3.305.697	
	Servidumbre faja ancho 40 mts	4.647.352	
3	SE Llanquihue - Obras conexión 220 kV	6.313.929	6.463.929
<b>Total USD</b>		<b>21.051.106</b>	<b>6.463.929</b>

## 16.ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.

Figura 7

Nueva S/E Seccionadora Roncacho		[Miles de USD]
<b>1.</b>	<b>COSTOS DIRECTOS</b>	<b>11.391,56</b>
1,1	Ingeniería	893,06
1,2	Instalación de Faenas	375,00
1,3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	10.123,50
<b>2.</b>	<b>COSTOS INDIRECTOS</b>	<b>2.626,84</b>
2,1	Gastos Generales y Seguros	793,49
2,2	Inspección técnica de obra	311,90
2,3	Utilidades contratista	1.053,31
2,4	Contingencias	468,14
<b>3</b>	<b>MONTO CONTRATO</b>	<b>14.018,41</b>
<b>4</b>	<b>INTERESES INTERCALARIOS</b>	<b>192,05</b>
Valor de Inversión		14.210,46
C.O.M.A		227,37

Figura 8

Ampliación en S/E Pozo Almonte		[Miles de USD]
<b>1.</b>	<b>COSTOS DIRECTOS</b>	<b>3.704,81</b>
1,1	Ingeniería	242,80
1,2	Instalación de Faenas	336,89
1,3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	3.125,12
<b>2.</b>	<b>COSTOS INDIRECTOS</b>	<b>1.214,86</b>
2,1	Gastos Generales y Seguros	634,30
2,2	Inspección técnica de obra	181,18
2,3	Utilidades contratista	253,72
2,4	Contingencias	145,66
<b>3</b>	<b>MONTO CONTRATO</b>	<b>4.919,67</b>
<b>4</b>	<b>INTERESES INTERCALARIOS</b>	<b>196,79</b>
Valor de Inversión		5.116,46
C.O.M.A		81,86



**Figura 9**

Ampliación en S/E Tamarugal y aumento de capacidad de línea 1x66 kV Pozo Almonte-Tamarugal		[Miles de USD]
<b>1.</b>	<b>COSTOS DIRECTOS</b>	<b>3.476,73</b>
1,1	Ingeniería	142,47
1,2	Instalación de Faenas	275,00
1,3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	3.059,26
<b>2.</b>	<b>COSTOS INDIRECTOS</b>	<b>925,16</b>
2,1	Gastos Generales y Seguros	189,56
2,2	Inspección técnica de obra	218,30
2,3	Utilidades contratista	369,50
2,4	Contingencias	147,80
<b>3</b>	<b>MONTO CONTRATO</b>	<b>4.401,89</b>
<b>4</b>	<b>INTERESES INTERCALARIOS</b>	<b>210,62</b>
<b>Valor de Inversión</b>		<b>4.612,51</b>
<b>C.O.M.A</b>		<b>73,80</b>

**Figura 10**

Seccionamiento Línea 1x110 kV Arica - Pozo Almonte		[Miles de USD]
<b>1.</b>	<b>COSTOS DIRECTOS</b>	<b>3.070,26</b>
1,1	Ingeniería	264,76
1,2	Instalación de Faenas	375,00
1,3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	2.430,50
<b>2.</b>	<b>COSTOS INDIRECTOS</b>	<b>847,40</b>
2,1	Gastos Generales y Seguros	168,70
2,2	Inspección técnica de obra	218,30
2,3	Utilidades contratista	328,86
2,4	Contingencias	131,54
<b>3</b>	<b>MONTO CONTRATO</b>	<b>3.917,66</b>
<b>4</b>	<b>INTERESES INTERCALARIOS</b>	<b>112,47</b>
<b>Valor de Inversión</b>		<b>4.030,13</b>
<b>C.O.M.A</b>		<b>64,48</b>

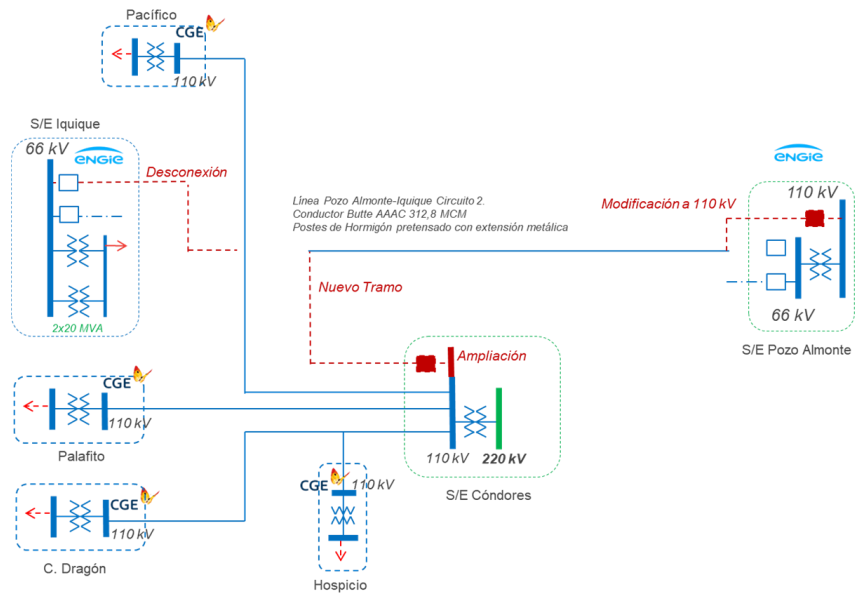
**Figura 11**

Aumento de capacidad de transferencia y energización en 110 kV de línea 1x66 kV Pozo Almonte – Iquique		[Miles de USD]
<b>1.</b>	<b>COSTOS DIRECTOS</b>	<b>4.681,29</b>
1,1	Ingeniería	97,70
1,2	Instalación de Faenas	812,41
1,3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	3.771,18
<b>2.</b>	<b>COSTOS INDIRECTOS</b>	<b>1.796,12</b>
2,1	Gastos Generales y Seguros	911,81
2,2	Inspección técnica de obra	362,36
2,3	Utilidades contratista	333,29
2,4	Contingencias	188,66
<b>3</b>	<b>MONTO CONTRATO</b>	<b>6.477,41</b>
<b>4</b>	<b>INTERESES INTERCALARIOS</b>	<b>259,10</b>
Valor de Inversión		<b>6.736,50</b>
C.O.M.A		<b>107,78</b>

**Figura 12**

Ampliación S/E Cóndores 110 kV		[Miles USD]
<b>1.</b>	<b>COSTOS DIRECTOS</b>	<b>520,97</b>
1,1	Ingeniería	121,40
1,2	Instalación de Faenas	101,07
1,3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	298,50
<b>2.</b>	<b>COSTOS INDIRECTOS</b>	<b>370,27</b>
2,1	Gastos Generales y Seguros	159,29
2,2	Inspección técnica de obra	116,47
2,3	Utilidades contratista	63,72
2,4	Contingencias	30,79
<b>3</b>	<b>MONTO CONTRATO</b>	<b>891,24</b>
<b>4</b>	<b>INTERESES INTERCALARIOS</b>	<b>35,65</b>
Valor de Inversión		<b>926,89</b>
C.O.M.A		<b>14,83</b>

Figura 13



18. TRANSELEC S.A.

Figura 14

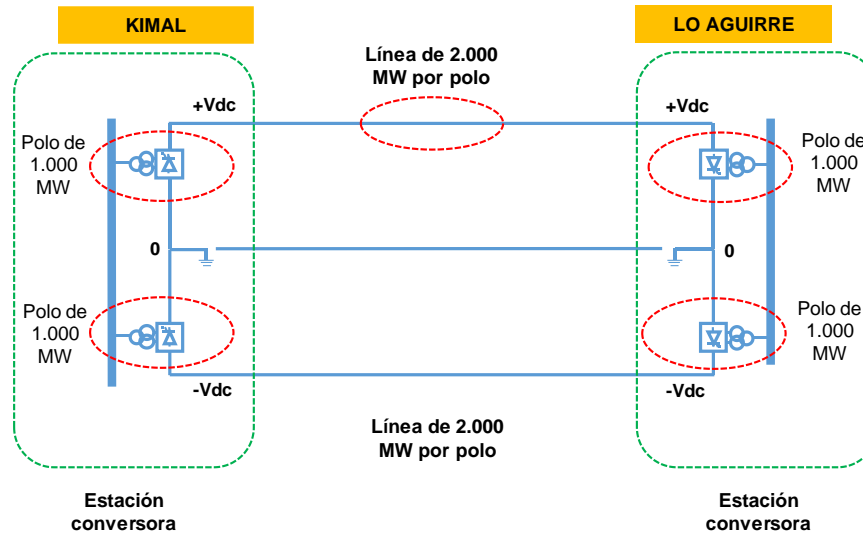


Figura 15



Figura 16

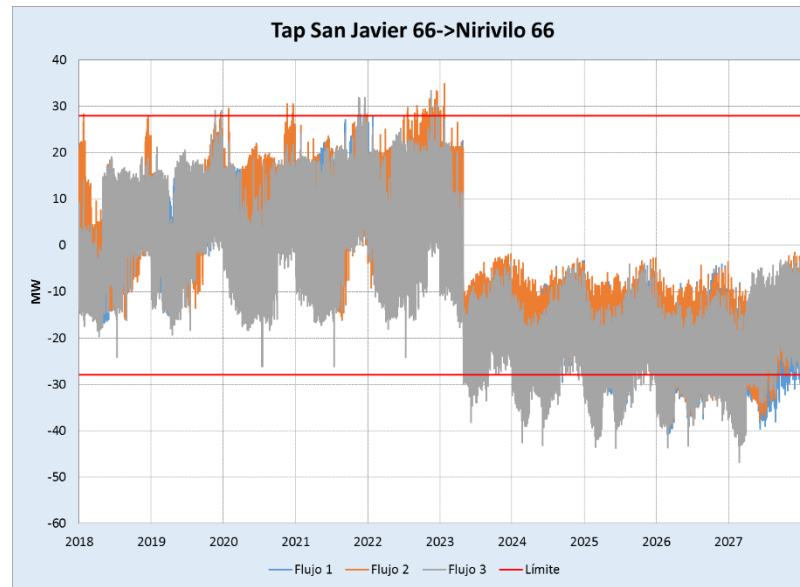


Figura 17

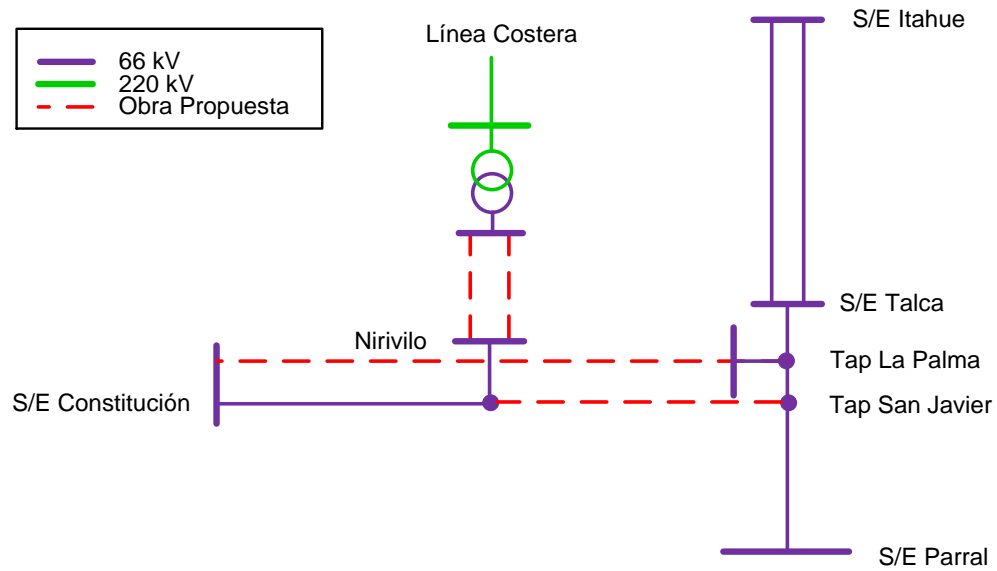


Figura 18

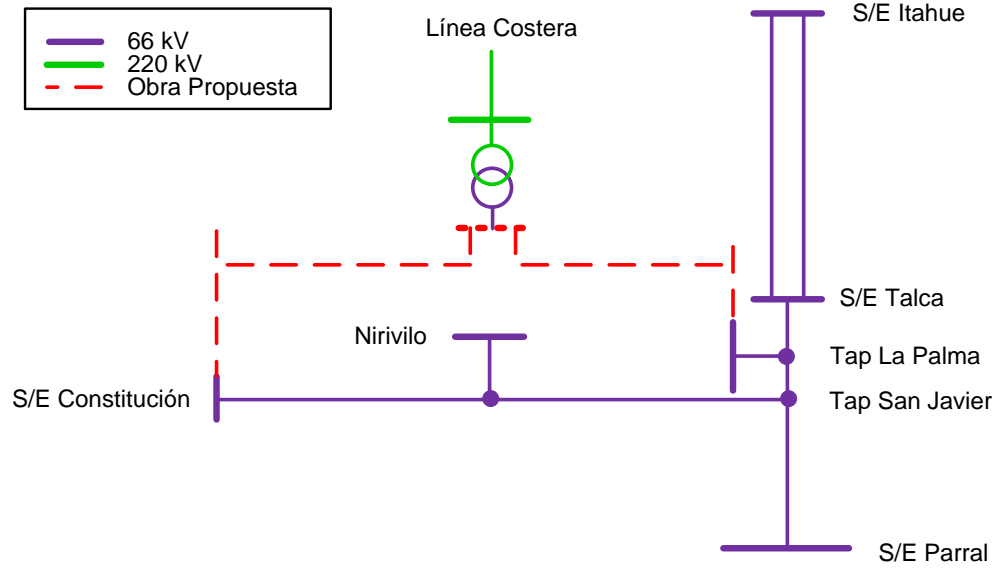


Figura 19

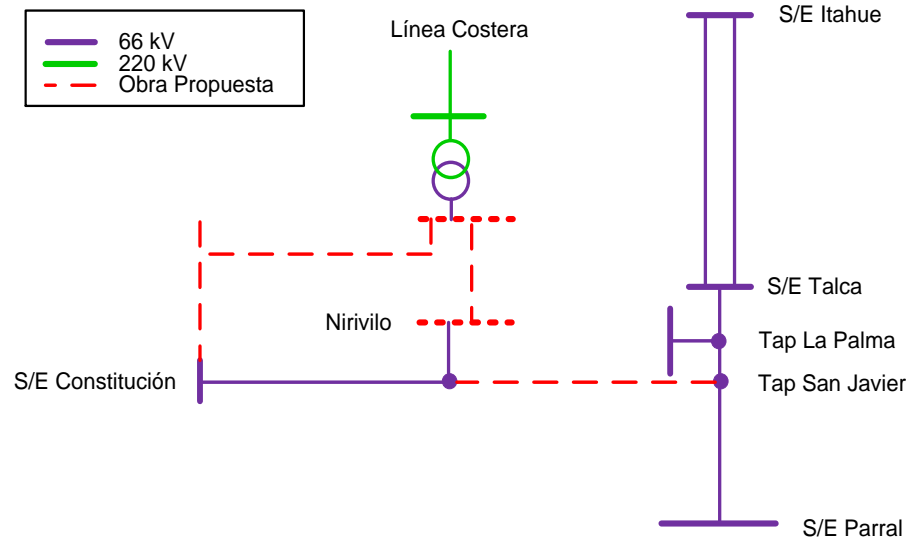


Figura 20

Nivel de Tensión	HPROt	HFORt	FFORt
Mayor o igual que 500 [kV]	20	5	2
Mayor o igual que 220 [kV] y menor que 500 [kV]	20	10	3
Mayor o igual que 100 [kV] y menor que 220 [kV]	20	15	4
Mayor o igual que 44 [kV] y menor que 100 [kV]	15	30	5
Transformadores, equipos serie y compensación	30	45	1

Figura 21

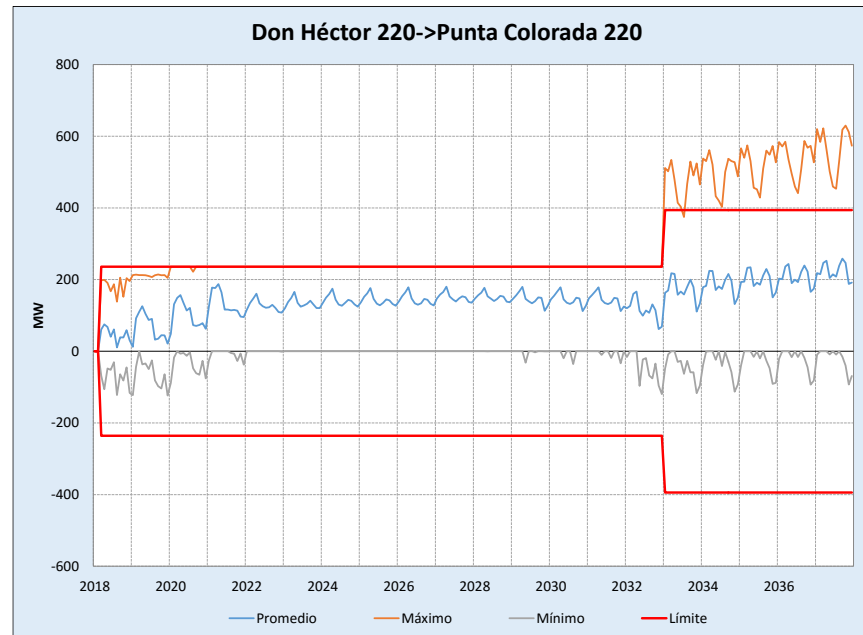


Figura 22

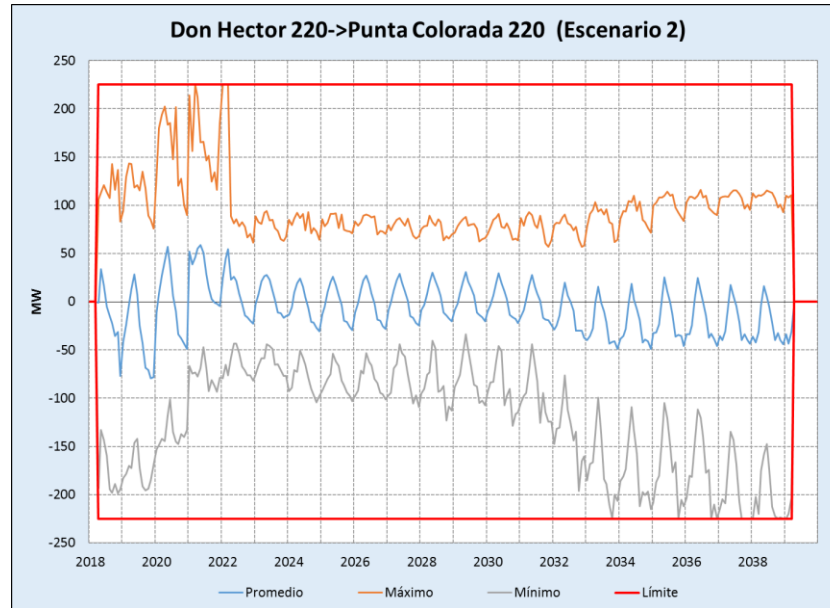
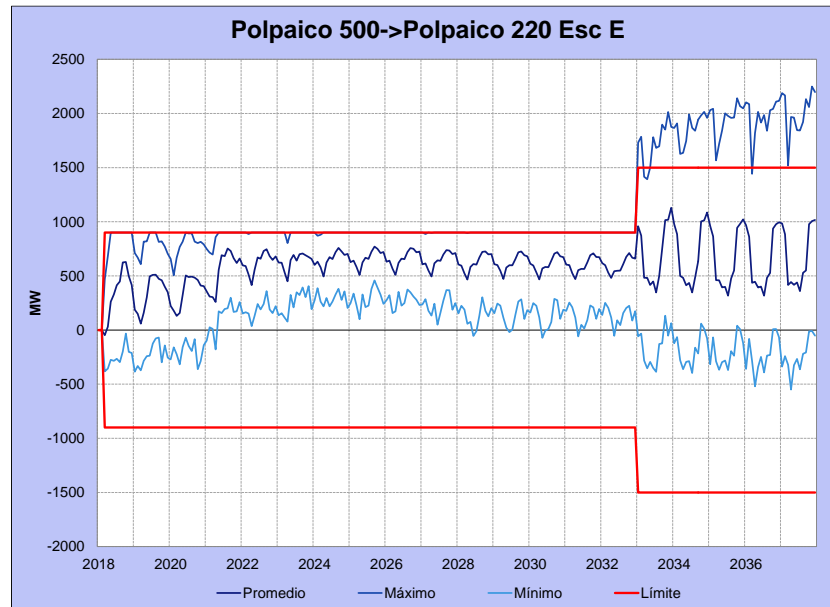


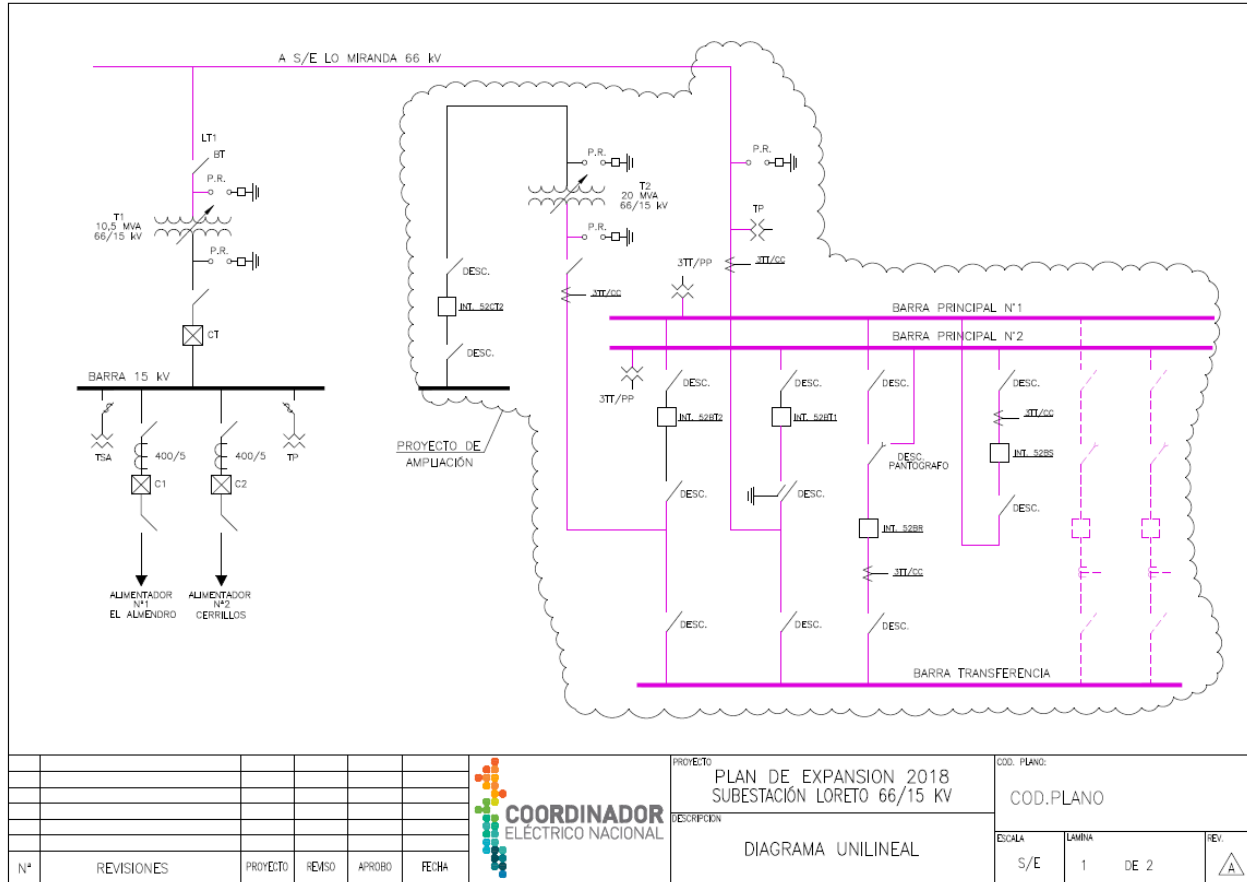
Figura 23





# 19.COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

Figura 24





					 <b>COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL</b>	PROYECTO: PLAN DE EXPANSION 2018 SUBESTACION LORETO 66/15 KV	COD. PLANO: COD.PLANO		
						DESCRIPCION: DIAGRAMA UNILINEAL	ESCALA: S/E LAMINA: 1 DE 2 REV: 		
N°	REVISIONES	PROYECTO	REVISO	APROBO	FECHA				

Figura 25

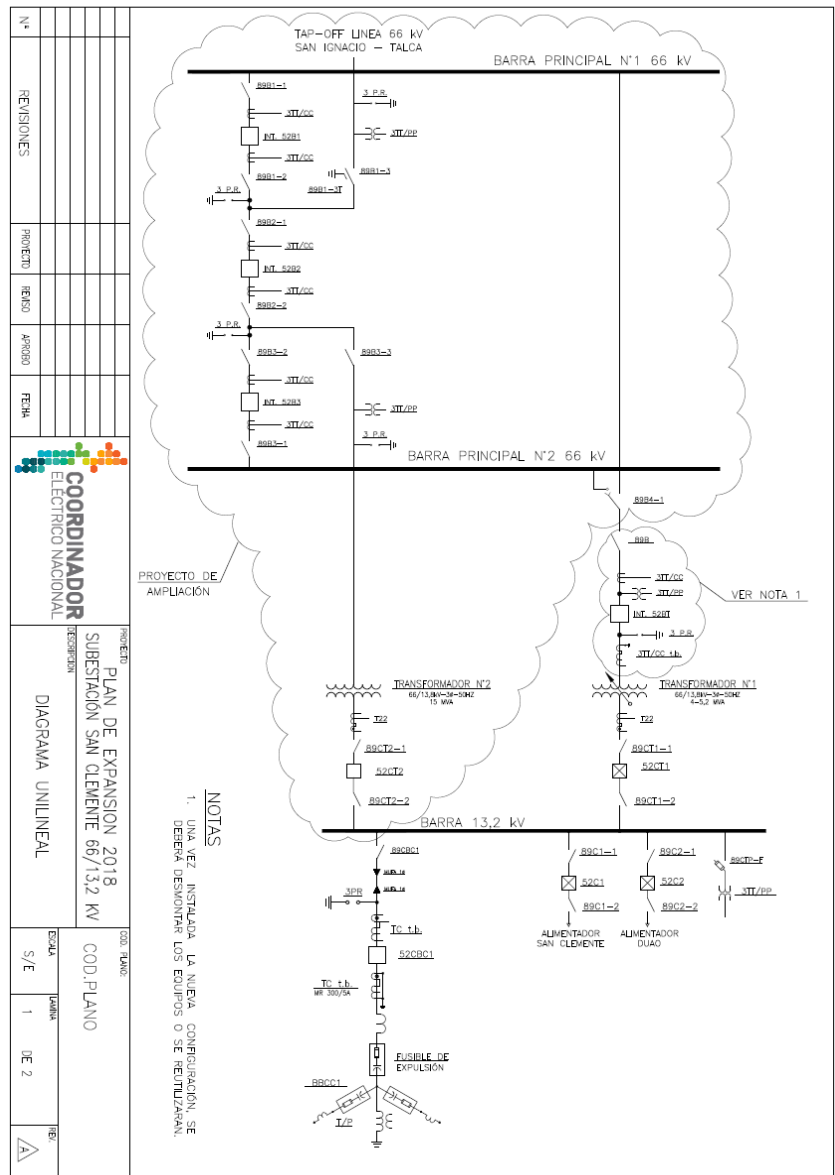
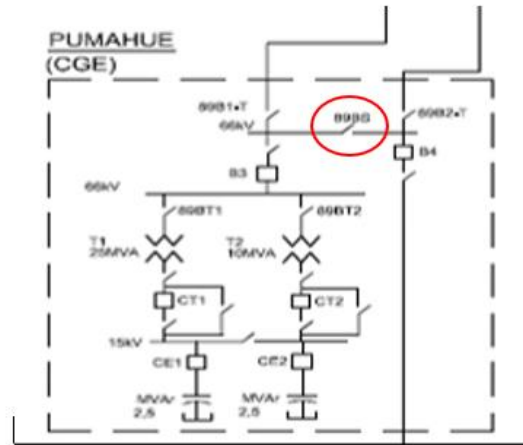


Figura 26



20.AES GENER S.A.

Figura 27

Proyecto	Potencia [MW]	Barra próxima	Distancia [km]
PE Campo Lindo	145,2	Charrúa	30,2
PE Renaico	105,6	Mulchén	5,2
PE San Gabriel	201,3	Mulchén	26,3
PE Piñon Blanco	168,3	Mulchén	27
PE Malleco	270	Mulchén	39
PE Collipulli	48	Mulchén	44
PE Trigales	136	Mulchén	49
S/E Los Peumos	-	Temuco	57,6

Figura 28

Nombre Proyecto
Parque Eólicos Altos de Hualpén
PARQUE EÓLICO ALENA
PARQUE EÓLICO ARAUCO
Parque Eólico Buenaventura
Parque Eólico Chome
Parque Eólico Duna del Sur
Parque Eólico El Arrebol
Parque Eólico El Maitén
Parque Eólico El Nogal
Parque Eólico Entre Ríos
Parque Eólico Küref .
Parque Eólico Lebu Etapa III
Parque Eólico Lebu II Cristoro
Parque Eólico Lebu Norte
Parque Eólico Lebu Segunda Etapa .
Parque Eólico Lebu Sur (e-seia)
Parque Eólico Lebu Tercera Etapa
Parque Eólico Lomas de Duqueco
Parque Eólico Los Olmos
Parque Eólico Mesamávida
Parque Eólico Mulchén
Parque Eólico Piedra Amarilla
Parque Eólico Piedra Amarilla ( Reingreso)
Parque Eólico Rihue
Parque Eólico San Manuel
PARQUE EÓLICO SANTA FE
Proyecto Eólico Coihue
Proyecto Eólico Vientos del Pacífico

Figura 29

Empresa	Nombre Proyecto	Tipo de Proyecto	Potencia [MW]	Punto de Conexión o S/E asociada a alimentador de conexión	Fecha Estimada de Conexión	Estado Solicitud
Enel Green Power Chile Ltda.	Parque Eólico Mulchén	Eólico	59,84	S/E Mulchén	01-01-2021	A
ATIAIA ENERGIA CHILE SPA	Central Hidroeléctrica Rucalhue	HIDROELÉCTRICA	90	S/E MULCHEN	29-12-2021	A
VIENTOS DE RENAICO SPA	Parque Eólico Piedra Amarilla	Eólico	69,3	Línea 220 kV Duqueco - Temuco	01-12-2019	A
wpd Chile SpA	Parque Eólico Malleco	Eólico	257	S/E MALLECO (220 kV)	02-11-2020	A
wpd Chile SpA	Parque Eólico Negrete	Eólico	40	S/E Negrete	21-08-2017	A
wpd Chile SpA	Parque Eólico Lomas de Duqueco	Eólico	47,5	S/E Duqueco	30-11-2020	A
Acciona Energía Chile SpA	San Gabriel	Eólico	183	S/E Mulchén	07-05-2019	A
Atacama Energy Holdings SpA	Parque Eólico Los Trigales	Eólico	154,8	Seccionamiento Línea Charrúa - Mulchén	15-12-2017	A
Enel Green Power Chile Ltda.	Parque Eólico Las Viñas	Eólico	35,8	S/E Parque Eólico Renaico.	01-01-2018	A
VIENTOS DE RENAICO SPA	Parque eólico Vergara	Eólico	36,3	Línea 1x220 kV Santa Fe - Celulosa Pacifico	05-03-2019	A
REI Desarrollo SpA	Piñón Blanco	Eólico	168,3	Seccionamiento Línea 1x220kV Duqueco-Temuco	02-04-2018	A
Andes Mainstream Spa	Alena	Eólico	44	Tap Off Línea Santa Fe - Los Ángeles	01-01-2021	A
Parronal SpA	Parque eólico Puelche	Eólico	86,72	S/E Parque Eólico Renaico.	01-01-2018	A
Inversiones La Frontera Sur SpA	Central Frontera	HIDROELÉCTRICA	109	Seccionamiento Línea Duqueco - Temuco	01-04-2020	A
VIENTOS DE RENAICO SPA	Parque eólico La Flor	Eólico	31	S/E Nahuelbuta	01-04-2018	O
Andes Mainstream Spa	San Manuel	Eólico	27,3	S/E Santa Luisa	01-01-2021	O

# TABLAS DE OBSERVACIONES

## 18. TRANSELEC S.A.

Tabla 1

	Capacidad Línea HVDC	
	2.000 MW por polo	3.000 MW por polo
Tensión DC [kV]	±600	±600
Arreglo de conductores óptimo	3 x 2515 MCM ACSR	3 x 2515 MCM ACSR
Valor de Inversión (suministro, OCCC, montaje) [USD millones]	437,67	437,67

Tabla 2

Resumen costos [MMUS\$]	Base	Trafo-Polpaico
Escenario 1	23.096	23.148
Escenario 2	29.601	29.544
Escenario 3	29.76	29.781
Escenario 4	23.894	23.943
Escenario 5	30.683	30.638

Tabla 3

Min Max	Base	Trafo-Polpaico
Escenario 1	0	-52
Escenario 2	-56	0
Escenario 3	0	-21
Escenario 4	0	-49
Escenario 5	-45	0
Máximo arrepentimiento	-56	-52