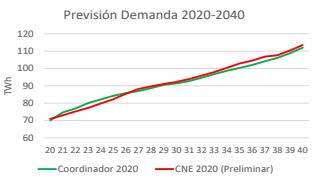

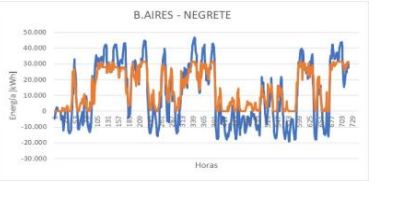

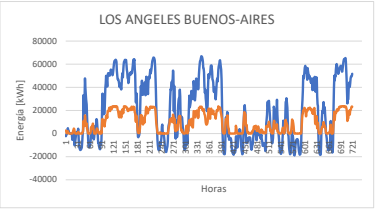
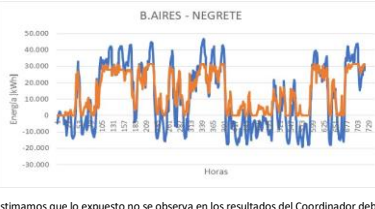


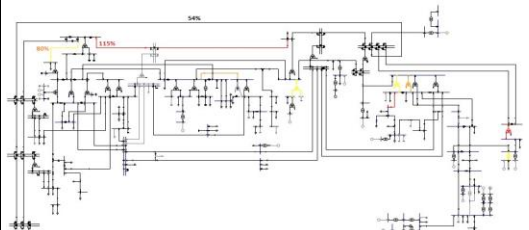
N°	Entidad que observa	Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o documento anexo observado	Observación	Propuesta	Respuesta																																																								
1	ACESOL Asociación Chilena de Energía Solar A.G.	Subtítulos 5.1.9; 5.2.9; 5.3.9; 5.4.9; 5.5.9; 5.6.9; Sensibilidad PMGD	<p>Comparando la información de centrales PMGD presente en los subtítulos indicados, con respecto a la información de centrales provista por sitio web INFOTECNICA del Coordinador para cada región mostrada en informe, se aprecia una diferencia total de 301.5 MW de potencia instalada analizada, de acuerdo a la tabla a continuación</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Potencia Máx Bruta Reporte Centrales Infotecnica 05 Enero</th> <th>Potencia Diagnóstico Transmisión Zonal CEN 2021</th> <th>Diferencia</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Tarapacá</td><td>39,8</td><td>24,5</td><td>15,3</td></tr> <tr><td>Antofagasta</td><td>18,0</td><td>9,0</td><td>9,0</td></tr> <tr><td>Atacama</td><td>59,3</td><td>23,0</td><td>36,3</td></tr> <tr><td>Copulimbo</td><td>127,3</td><td>87,4</td><td>39,9</td></tr> <tr><td>Valparaíso</td><td>175,0</td><td>101,8</td><td>73,2</td></tr> <tr><td>Metropolitana</td><td>216,2</td><td>151,5</td><td>64,7</td></tr> <tr><td>Libertador Berni</td><td>224,9</td><td>208,3</td><td>16,6</td></tr> <tr><td>Maipo</td><td>132,2</td><td>77,7</td><td>54,5</td></tr> <tr><td>Roque</td><td>28,4</td><td>28,6</td><td>-0,2</td></tr> <tr><td>Bio Bio</td><td>110,5</td><td>107,8</td><td>2,7</td></tr> <tr><td>Araucanía</td><td>47,1</td><td>49,5</td><td>-2,4</td></tr> <tr><td>Los Ríos</td><td>30,4</td><td>30,4</td><td>0,0</td></tr> <tr><td>Los Lagos</td><td>72,2</td><td>83,5</td><td>-11,3</td></tr> </tbody> </table>		Potencia Máx Bruta Reporte Centrales Infotecnica 05 Enero	Potencia Diagnóstico Transmisión Zonal CEN 2021	Diferencia	Tarapacá	39,8	24,5	15,3	Antofagasta	18,0	9,0	9,0	Atacama	59,3	23,0	36,3	Copulimbo	127,3	87,4	39,9	Valparaíso	175,0	101,8	73,2	Metropolitana	216,2	151,5	64,7	Libertador Berni	224,9	208,3	16,6	Maipo	132,2	77,7	54,5	Roque	28,4	28,6	-0,2	Bio Bio	110,5	107,8	2,7	Araucanía	47,1	49,5	-2,4	Los Ríos	30,4	30,4	0,0	Los Lagos	72,2	83,5	-11,3	Se solicita al Coordinador entregar la información utilizada de las centrales PMGD, junto con los links referenciados de la información en detalle y parámetros utilizados en anexos, junto con indicar si hubo algún criterio de corte para no incluir centrales en el análisis de cada subestación.	Se incluirá en el Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021 la proyección de potencia y energía asociada a PMGD para distintos escenarios. En el marco del Informe Complementario de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021, se realizarán propuestas asociadas en virtud de la proyección de potencia y energía mencionada.
	Potencia Máx Bruta Reporte Centrales Infotecnica 05 Enero	Potencia Diagnóstico Transmisión Zonal CEN 2021	Diferencia																																																										
Tarapacá	39,8	24,5	15,3																																																										
Antofagasta	18,0	9,0	9,0																																																										
Atacama	59,3	23,0	36,3																																																										
Copulimbo	127,3	87,4	39,9																																																										
Valparaíso	175,0	101,8	73,2																																																										
Metropolitana	216,2	151,5	64,7																																																										
Libertador Berni	224,9	208,3	16,6																																																										
Maipo	132,2	77,7	54,5																																																										
Roque	28,4	28,6	-0,2																																																										
Bio Bio	110,5	107,8	2,7																																																										
Araucanía	47,1	49,5	-2,4																																																										
Los Ríos	30,4	30,4	0,0																																																										
Los Lagos	72,2	83,5	-11,3																																																										
2	ACESOL Asociación Chilena de Energía Solar A.G.	General	Se propone al CEN considerar dentro del proceso de planificación y expansión de la infraestructura de transmisión los proyectos PMG y PMGD que se encuentren en etapas avanzadas de desarrollo. A nuestro juicio, resulta tardío e inoportuno considerar estos proyectos cuando ya se encuentran prontos a su construcción. En este sentido, se requieren procedimientos y metodologías claras que permitan anticipar algunas zonas del sistema que vislumbren una alta penetración de proyectos PMG y PMGD, y, por lo tanto, se requiera anticipar los efectos sistémicos de congestión que puedan ocasionar dichos proyectos.	Se propone realizar y mostrar los efectos, detalle de inclusión en cada subestación y las conclusiones respecto a las condiciones esperadas y las propuestas de expansión de la transmisión zonal correspondientes, considerando en la sensibilidad PMG PMGD, incluir todos los proyectos que se encuentren con ICC aprobada y que además cuenten con aprobación ambiental (RCA o CP). Este tipo de proyectos ya deben ser considerados dentro del proceso de información centralizado. Por otra parte, se requiere actualizar este levantamiento de información al menos dos veces por año, en busca de identificar lo más temprano posible eventuales situaciones de congestión en el sistema de transmisión nacional y/o zonal. En esta misma línea, se sugiere que las empresas distribuidoras recopilen la información referente a sus instalaciones y que los mismos promotores de proyectos también puedan recurrir al CEN para solicitar la ampliación de infraestructura Nacional y Zonal.	Se incluirá en el Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021 la proyección de potencia y energía asociada a PMGD para distintos escenarios. En el marco del Informe Complementario de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021, se realizarán propuestas asociadas en virtud de la proyección de potencia y energía mencionada.																																																								
3	ACESOL Asociación Chilena de Energía Solar A.G.	Capítulo 4.2	En Tabla 4-2 se indica que la propuesta de criterios aplicados a la transmisión zonal incluye identificación de zonas con potencial de generación distribuida.	Se solicita al Coordinador indicar el detalle y metodología de cómo considera en análisis de propuesta expansión de la transmisión, aparte de los PMGD actualmente en operación, los proyectos PMG, PMGD y generación distribuida en general proyectada para el futuro, abordando el dinamismo de la transmisión zonal. Se solicita incluir detalle de los proyectos de generación distribuida o anexo plan de obra de generación en anexo.	Se incluirá en el Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021 la proyección de potencia y energía asociada a PMGD para distintos escenarios. En el marco del Informe Complementario de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021, se realizarán propuestas asociadas en virtud de la proyección de potencia y energía mencionada.																																																								
4	ACESOL Asociación Chilena de Energía Solar A.G.	SUBTÍTULO 4.1.1.3.1	Se indica en subtítulo 4.1.1.3.1, al igual que en Informe Diagnóstico Propuesta Expansión 2020 (la versión pasada a esta) subtítulo 4.1.1.3, que "cabe señalar que en la evaluación social de proyectos se deben considerar beneficios y costos sociales directos, junto con las externalidades o efectos indirectos, principalmente desde el punto de vista medioambiental o cultural, sean estos positivos o negativos". Esto se estimaba en el informe pasado, incluirlo en informe actual.	Se solicita indicar cómo se incluyen las externalidades o efectos indirectos en el proceso actual, o cuándo se planea efectivamente incluir y cómo afectaría el proceso, considerando en particular su relación y efecto de acuerdo al Artículo 87 de la ley, inciso 3 "En este proceso se deberá considerar la planificación energética de largo plazo que desarrolle el Ministerio de Energía a que se refiere el artículo 83 y los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley para el sistema eléctrico. Por tanto, la planificación de la transmisión deberá realizarse considerando: b) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio.	La metodología de evaluación de obras de expansión se explica en el informe de Propuesta de Expansión de la Transmisión.																																																								
5	Transelec	Observación General	Al revisar los escenarios de generación construidos, se detectan diferencias importantes con respecto a los escenarios PELP utilizados por la CNE. En particular, se observa que en las simulaciones con los escenarios PELP existen escenarios de penetración norte donde el sistema de 500 kV AC presentará congestiones incluso luego de la materialización del proyecto HVDC Kimal - Lo Aguirre. Sin embargo en las simulaciones del Informe de Diagnóstico, se concluye que una vez materializado el sistema HVDC el corredor de 500 kV ya no presentaría problemas de capacidad. Al respecto, queremos señalar lo importante que es considerar la mayor cantidad de escenarios posibles, de forma de representar de la mejor manera la incertidumbre futura del sistema. Asimismo, queremos recalcar que la zona de Paríñas es un potencial polo de desarrollo eólico/solar en el sistema, y que actualmente se ha presentado solicitudes por más de 5.000 MW de capacidad instalada. En ese sentido es de esperar que a futuro si existen escenarios donde el sistema HVDC sea insuficiente para la evaluación de toda la inyección de la zona, y por tanto sean requeridos nuevos refuerzos para el sistema de transmisión.	Se solicita considerar un escenario más estricto de penetración ERNC en el norte del sistema, de forma análoga a los escenarios PELP considerados por la CNE.	A través del proceso de definición de escenarios de generación, se busca barrer distintas posibilidades de expansión de la matriz. En ese sentido, el Coordinador no tiene una obligación expresa de utilizar los escenarios demarcados en el proceso de la PELP del Ministerio de Energía. Sin perjuicio de lo anterior, entendemos que analizar otras posibilidades le otorga robustez al proceso de expansión de la transmisión en su conjunto.																																																								
6	Transelec	Observación General	De los diagramas unilineales y gráficos con los flujos esperados del Informe y sus Anexos, se desprende que las simulaciones no están considerando algunas de las obras promovidas en el Plan de Expansión 2019 a través de los Decretos Exentos N°171/2020 y N°185/2020. En particular, observamos que no se incluyen los siguientes proyectos relevantes: - Ampliación S/E Frontera y seccionamiento línea 220 kV Encuentro - Lagunas. - Aumento capacidad línea 220 kV Frontera - María Elena - Kimal. - Ampliación S/E Don Goyo y seccionamiento línea 220 kV Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra y Bypass línea 220 kV Pan de Azúcar - La Cebada - Nueva S/E La Ligua.	Se solicita incorporar todas las obras de los Decretos Exentos N°171/2020 y N°185/2020 en las simulaciones de largo plazo.	Se actualizarán unilineales y se incorporará la Ampliación S/E Don Goyo y seccionamiento línea 220 kV Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra y Bypass línea 220 kV Pan de Azúcar - La Cebada en las simulaciones de coordinación hidrotérmica de largo plazo.																																																								
7	Transelec	3.2 Demanda Observación general	No queda claro si la modelación de largo plazo está considerando los consumos proyectados del proyecto Quebrada Blanca 2 de Minera Teck. Lo anterior, ya que no se especifica en ningún lugar del documento, y adicionalmente, en la figura 5-2 de la página 54, donde se ilustra un diagrama unilineal de la zona norte del SEN no se aprecian la topología de transmisión resultante con el proyecto QB2	Se solicita aclarar si el proyecto QB2 de Teck está considerado dentro de las proyecciones de demanda del modelo.	Los aumentos de consumo mencionados e informados por las empresas relacionadas, fueron incluidos en los análisis y se detallan en el APÉNDICE II – Previsión de Demanda y Electromovilidad 2020-2040.																																																								
8	Transelec	5.1 Zona Arica - Diego de Almagro 5.1.3. Utilización esperada del ST Nacional Observación general	El cuerpo del informe no incluye los gráficos con los flujos esperados del corredor 220 kV Atacama - Miraje - Encuentro. Al revisar los Anexos se pueden encontrar dichos gráficos. No obstante se observa que la modelación consideró un límite de 386 MVA para cada tramo, lo cual corresponde a la capacidad por circuito a 25°C. Al respecto, cabe mencionar que esta línea, y en particular el tramo 220 kV Miraje - Encuentro, se encuentra en una zona de valle y no de costa. En ese sentido se debiese considerar una temperatura de ambiente de al menos 35°C, con lo que la capacidad modelada debiese disminuir. Lo anterior es consistente con lo señalado en el Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión 2020, donde se estableció un límite de 246 MVA para el mencionado tramo, considerando 35°C de temperatura ambiente. Finalmente, con las condiciones de temperatura y capacidad propuestas anteriormente, el tramo 220 kV Miraje - Encuentro presentará congestiones en el horizonte de análisis, por lo que debiesen analizarse alternativas de solución. Lo anterior es parte del diagnóstico que Transelec ha identificado sobre el tramo, y cuyas congestiones están dadas por la incorporación de nuevos proyectos ERNC en la S/E Miraje	Se solicita considerar en las simulaciones un límite de 246 MVA para las líneas 220 kV Atacama - Miraje y 220 kV Miraje - Encuentro, tal y como lo establece el ERST 2020 para estos tramos.	Se acoge la observación y se analizará en el Informe Complementario a la Propuesta del Plan de Expansión de la Transmisión 2021.																																																								
9	Transelec	5.1 Zona Arica - Diego de Almagro 5.1.3. Utilización esperada del ST Nacional Observación general	El cuerpo del informe no incluye los gráficos con los flujos esperados de la futura transformación 500/220 kV de la S/E Paríñas. Al revisar los Anexos se pueden encontrar dichos gráficos. No obstante, se observa que la modelación considera una capacidad de 750 MVA, lo cual corresponde al límite N de esta transformación. Al respecto, creemos relevante el poder determinar mediante análisis eléctricos cuál es el N-1 de la transformación, ya que si bien inicialmente sólo se contará con un banco, la falla de éste obliga a evacuar toda la generación de Paríñas 220 kV hacia Likanantall, la cual es una línea larga de 220 kV que podría tener limitaciones por estabilidad de tensión u otros fenómenos. Asimismo, es importante recordar que la S/E Paríñas es un importante polo de desarrollo eólico y solar para la zona norte del sistema. A la fecha, las solicitudes de conexión a dicha subestación suman más de 5.000 MW de capacidad instalada de generación a evacuar, todas ellas de proyectos ERNC cuyos tiempos de construcción son inferiores a los 18 meses.	Se solicita estimar la limitación N-1 de la futura transformación 500/220 kV de la S/E Paríñas y considerar este valor como límite para las simulaciones de largo plazo	Se acoge la observación y se analizará en el Informe Complementario a la Propuesta del Plan de Expansión de la Transmisión 2021.																																																								
10	Transelec	5.1 Zona Arica - Diego de Almagro 5.1.3. Utilización esperada del ST Nacional Página 61	En las figuras 5-17 y 5-18 se presentan los flujos esperados por las líneas 220 kV Crucero - Kimal y 220 kV Encuentro - Kimal, y se puede observar que la modelación consideró una capacidad de 1000 MVA para cada uno de los tramos. Creemos que este límite está sobreestimado y debe corregirse. En primer lugar, ambos tramos conforman la antigua línea 2x220 kV Crucero - Encuentro, la cual fue intervenida por la obra "Nueva Subestación Crucero Encuentro" (actualmente llamada Kimal) promovida en el Decreto Exento N°201 del año 2014. Dentro de los alcances mencionados en dicho Decreto, se indicaba que la nueva subestación se conectaría al sistema mediante dos líneas 2x220 kV 500 MVA que seccionarían la actual línea entre Crucero y Encuentro, por lo que el límite de 1000 MVA indicado debe limitarse a menos de 500 MVA. Por otro lado el Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión 2020 estableció en 318 MVA el límite para cada uno de los mencionados tramos, indicando que la causa de la limitación era el conductor de las líneas. En ese sentido, se observa que tampoco se podrían alcanzar los 1000 MVA modelados en el Informe de Diagnóstico.	Se solicita corregir los límites de las líneas 220 kV Kimal - Encuentro y 220 kV Kimal - Crucero, estableciendo como máximo un valor de 500 MVA para cada tramo.	Se acoge la observación y se analizará en el Informe Complementario a la Propuesta del Plan de Expansión de la Transmisión 2021.																																																								
11	Transelec	5.1 Zona Arica - Diego de Almagro 5.1.3. Utilización esperada del ST Nacional 5.1.3.1 Comentarios Página 63	Se indica que aparte de los tramos 220 kV María Elena - Kimal y 220 kV Ana María - Encuentro, no habrían mayores congestiones en la zona. No obstante, en las figuras 5-10 y 5-11 se aprecia que existirían congestiones durante todo el período en el tramo 220 kV Frontera - Lagunas, en sentido sur->norte. Cabe señalar que en el proceso de expansión 2020, Transelec presentó una propuesta de repotenciamiento para dicho tramo, mediante el cambio a conductor de alta temperatura. No obstante, dado que a la fecha no se ha publicado el Informe Técnico Preliminar de la CNE, es importante hacer notar la problemática detectada.	Se solicita actualizar los comentarios de la sección 5.1.3.1. e indicar que el tramo 220 kV Frontera - Lagunas presentaría congestiones para transferencias en sentido sur->norte. Asimismo, se solicita poder evaluar alguna alternativa de solución para resolver esta problemática.	Se acoge la observación y se analizará en el Informe Complementario a la Propuesta del Plan de Expansión de la Transmisión 2021.																																																								

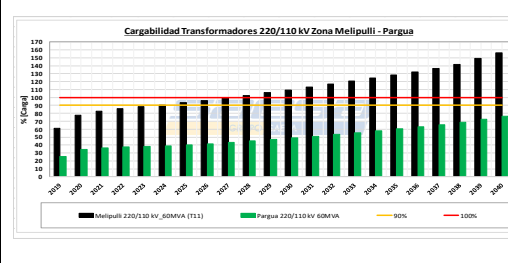
12	Transelec	5.2 Zona Diego de Almagro - Quillota 5.2.3. Utilización esperada del ST Nacional Observación general	El cuerpo del informe no incluye los gráficos con los flujos esperados del corredor 220 kV Las Palmas - Nogales. Al revisar la sección Anexos se pueden encontrar dichos gráficos. Sin embargo se observa que la modelación está considerando un aumento de capacidad en el tramo 220 kV Los Vilos - Las Palmas, a unos 420 MVA a partir del año 2022. A la fecha no existe una obra de transmisión que aumente la capacidad del tramo en tal magnitud. Por otro lado, se observa que el tramo 220 kV Doña Carmen - Los Vilos está considerando un límite de casi 350 MVA en sentido norte-sur. Este límite está sobrestimado respecto lo indicado en el Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión 2020, donde se establece un límite de 224 MVA para la transferencia entre ambos circuitos del corredor 220 kV Las Palmas - Los Vilos - Nogales. Luego, al considerar una capacidad de 224 MVA el tramo presentaría congestiones y sería necesario analizar una solución para esta problemática. Cabe señalar que en el proceso de expansión 2020, Transelec presentó una propuesta para reponer el corredor 220 kV Las Palmas - Los Vilos - Nogales, mediante el uso de conductores de alta temperatura. No obstante, dado que a la fecha no se ha publicado el Informe Técnico Preliminar de la CNE, es importante hacer notar la problemática detectada.	Se solicita corregir el límite de transmisión de las líneas 220 kV Los Vilos - Las Palmas y 220 kV Doña Carmen - Los Vilos, y considerar un valor de 244 MVA para cada una de ellas, tal y como lo establece el ERST 2020. En caso de detectar congestiones en alguno de estos tramos, se solicita poder evaluar alguna alternativa que de solución a esta problemática.	Se acoge la observación y se analizará en el Informe Complementario a la Propuesta del Plan de Expansión de la Transmisión 2021.
13	Transelec	5.2 Zona Diego de Almagro - Quillota 5.2.3. Utilización esperada del ST Nacional Página 77	En la figura 5-42 se presentan los flujos esperados para el tramo 220 kV Punta Colorada - Don Héctor. Se aprecia que a partir del año 2024 la modelación consideró un aumento en la capacidad del tramo, llegando hasta casi 600 MVA. En ese sentido, no logramos identificar una obra de expansión que esté actualmente en curso y que genere este repotenciamiento. Creemos que la modelación está considerando la obra "Ampliación en S/E Don Héctor y seccionamiento línea 220 kV Nueva Matencillo - Punta Colorada", promovida en el Plan de Expansión 2019. No obstante, cabe recordar que esta obra finalmente descartada luego del dictamen N°2-2020 del Panel de Expertos. En base a lo anterior, a los flujos esperados y al N-1 que debiese considerarse en el tramo para efectos de la planificación, concluimos que el tramo presentará congestiones en el horizonte de estudio, por lo que se debiesen evaluar alternativas de solución.	Se solicita corregir el límite del tramo 220 kV Punta Colorada - Don Héctor y considerar un valor de 197 MVA, considerando una operación con criterio N-1	Se acoge la observación y se analizará en el Informe Complementario a la Propuesta del Plan de Expansión de la Transmisión 2021.
14	Transelec	5.4 Zona Región Metropolitana 5.4.2. Antecedentes para el análisis	Las tablas de la sección resumen todas aquellas obras de transmisión en construcción, licitación y también aquellas promovidas vía artículo 102, que fueron consideradas en la modelación. Por un lado, en la tabla 5-45 se indica que se incluye la obra "Nueva S/E Mapocho y nueva línea 2x110 kV Mapocho - Vitacura", promovida vía Decreto Exento N°185/2020, y por otra parte, en la tabla 5-46 se indica que se considera la obra "Nueva Subestación Providencia, Nueva Línea de Transmisión Subterránea 2x110 kV Vitacura -Providencia y Modificaciones en Subestación Vitacura", promovida vía artículo 102. Al respecto queremos señalar que ambas obras son excluyentes y no debiesen considerarse de forma simultánea. En efecto, de acuerdo a lo indicado en el Decreto Exento N°185/2020 "El proyecto deberá ser licitado y adjudicado solo en caso de que no se autorice la solicitud presentada por Enel Distribución Chile S.A. para ejecutar las obras del proyecto "Nueva S/E Providencia de acuerdo a lo establecido en el inciso segundo del artículo 102º de la Ley General de Servicios Eléctricos, antes del inicio del proceso licitatorio respectivo". Dicha autorización ya fue concedida durante el mes de marzo del año 2020 mediante Resolución Exenta N°91/2020	Se solicita eliminar de las obras modeladas en el largo plazo, el proyecto "Nueva S/E Mapocho y nueva línea 2x110 kV Mapocho - Vitacura"	Se considera la observación y será considerada para los nuevos análisis a realizar en el Proceso de Expansión.
15	Transelec	5.4 Zona Región Metropolitana 5.4.3. Utilización esperada del ST Nacional Página 107	La figura 5-70 ilustra los flujos esperados para la transformación 500/220 kV de la S/E Polpaico. Se puede apreciar que la modelación consideró una capacidad de transmisión de 1200 MVA para esta transformación. De acuerdo a nuestras estimaciones, este límite está sobrestimado y debiese considerarse un valor de 930 MVA. En esas condiciones, y de acuerdo a los flujos esperados, la transformación presentaría congestiones en todo el horizonte de análisis, por lo que sería necesario un aumento en su capacidad. Cabe señalar que en el proceso de expansión 2020, Transelec presentó una propuesta para incorporar un tercer banco de transformadores 500/220 kV en la S/E Polpaico. No obstante, dado que a la fecha no se ha publicado el Informe Técnico Preliminar de la CNE, es importante hacer notar la problemática detectada	Se solicita corregir el límite de la transformación 500/220 kV de la S/E Polpaico para las simulaciones de largo plazo, y considerar un valor de 930 MVA. Asimismo, en caso de detectar congestiones, se solicita poder evaluar una alternativa de solución	Se solicitarán los antecedentes técnicos que validen estos límites de capacidad para esta instalación, para su análisis en el Informe Complementario de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021.
16	Transelec	5.5 Zona Alto Jahuel - Charrúa 5.5.3 Utilización esperada del ST Nacional Página 128	La figura 5-92 ilustra los flujos esperados para la transformación 500/220 kV de la S/E Ancoa. Se puede apreciar que la modelación consideró una capacidad de transmisión de 1200 MVA para esta transformación. De acuerdo a nuestras estimaciones, este límite está sobrestimado y debiese considerarse un valor de 830 MVA. En esas condiciones, y de acuerdo a los flujos esperados, se acentuarían aún más las congestiones en la transformación, por lo que sería necesario un aumento en su capacidad. Cabe señalar que en el proceso de expansión 2020, Transelec presentó una propuesta para incorporar un tercer banco de transformadores 500/220 kV en la S/E Ancoa. No obstante, dado que a la fecha no se ha publicado el Informe Técnico Preliminar de la CNE, es importante hacer notar la problemática detectada.	Se solicita corregir el límite de la transformación 500/220 kV de la S/E Ancoa para las simulaciones de largo plazo, y considerar un valor de 830 MVA. Asimismo, en caso de detectar congestiones, se solicita poder evaluar una alternativa de solución.	Se solicita mayores antecedentes que indiquen que el límite de transmisión de este tramo está dado por 830 MVA. Sin perjuicio de lo anterior, este Coordinador analizará un transformador 500/220 kV en la S/E Ancoa durante el desarrollo del Informe Complementario de la Propuesta de Expansión de la Transmisión.
17	Transelec	5.6 Zona Charrúa - Chiloé 5.6.3 Utilización esperada del ST Nacional Observación general	El cuerpo del informe no incluye los gráficos con los flujos esperados del corredor 220 kV Puerto Montt - Frutillar Norte - Rahue. Al revisar los Anexos se pueden encontrar estos gráficos. Sin embargo, se observa que la modelación consideró un límite cercano a 300 MVA para cada tramo, considerando que son líneas que deben planificarse con criterio N-1 y cuya capacidad es de 145 MVA por circuito a 25°C. Por otro lado, de acuerdo a lo indicado en el Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión 2020, el tramo 220 kV Puerto Montt - Frutillar Norte - Rahue presenta limitaciones en su capacidad de transmisión por causa de estabilidad de tensión. En el caso más crítico, se indica que la máxima transferencia precontingencia es de 35 MVA por circuito. En ese sentido, y dado que se ha realizado un análisis de requerimientos reactivos para la Región Metropolitana sería relevante poder extender el análisis a la zona sur del sistema, de forma de poder liberar la restricción detectada por el ERST. De hecho, si la modelación considera el límite indicado en el ERST se producirían congestiones en el corredor 220 kV Puerto Montt - Frutillar Norte - Rahue	Se solicita considerar en las simulaciones un límite de 70 MVA para el corredor 220 kV Puerto Montt - Frutillar Norte - Rahue, tal como lo establece el ERST 2020. Se solicita adicionalmente que, en base al nivel de congestiones resultante, se extienda el análisis de requerimiento de reactivos para la zona sur del sistema, de forma de liberar la restricción de límite de estabilidad de tensión.	Si bien, no se consideró el límite de restricción informado en el estudio de restricciones para los primeros años de simulación, se debe tener en cuenta que tal restricción aplica hasta mediados del año 2021, ya que el proyecto nueva línea 2x500 kV Pichirropulli - Nueva Puerto Montt, energizada en 220 kV, tiene fecha estimada de puesta en servicio para julio del 2021 y mejorará las condiciones en la zona. Adicionalmente, en el Informe de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021 se incluye un análisis de requerimientos de reactivos, el cual será complementado con análisis con motivo del Informe Complementario de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021.
18	Mantos Copper	APÉNDICE-V—DIAGNÓSTICO-DEL-SISTEMA-DE-TRANSMISIÓN-ZONAL, página 15	Los transformadores 220/110 en la S/E Diego de Almagro se presenta sin cambios significativos en la cargabilidad durante el periodo 2020-2026. No obstante, hemos informado un aumento de demanda para el proyecto Mantoverde de 50 MW durante este periodo. Lo anterior a pesar de que se indica en el APÉNDICE-II-Previsión-de-Demanda-y-Electromovilidad-2020-2040 (página 9) que se considera la demanda informada por Mantos Copper.	Se debe considerar el aumento de demanda del proyecto Mantoverde en el paño 110 kV de la S/E Diego de Almagro, que aumentará el uso de los transformadores instalados en dicha subestación. Se adjunta la proyección de demanda enviada en abr-20, junto a la más reciente actualización de ella (Encuesta_Clientes_Libres_final_MV.xlsm)	Se acoge la observación y se corrige en el Apéndice V – Diagnóstico del Sistema de Transmisión Zonal 2021. Se destaca que del diagnóstico realizado no se identificaron sobrecargas en las instalaciones de S/E Diego de Almagro.
19	Mantos Copper	Informe Diagnostico. Punto 5 -5.2 Zona Diego de Almagro- Quillota	Restricciones de operación en S/E Diego de Almagro: Transformadores N°3 y N°4 220/110 kV, 120 MVA, con paño común de 1x220 kV. Falla en cualquiera de ellos provoca la desconexión intempestiva de ambos, comprometiendo el suministro conectado a la barra de 110 kV de esta S/E.	Considerar aumento de demanda de clientes finales para definir obras o acciones que minimicen restricciones de operación.	Se acoge la observación y se corrige en el Apéndice V – Diagnóstico del Sistema de Transmisión Zonal 2021. Se destaca que del diagnóstico realizado no se identificaron sobrecargas en las instalaciones de S/E Diego de Almagro.
20	Tamakaya Energía SpA	Diagnóstico PET-2021.pdf, página 6	Los costos marginales en barra Crucero desde 2022 caen a cifras menores de 10 USD/MWh.	Se solicita revisar que los planes de obras utilizados estén bien adaptados.	Se acoge comentario. Se revisará consistencia en la Base de Datos.

21	Tamakaya Energía SpA	APÉNDICE-II-Previsión-Demanda-y-Electromovilidad-2020-2040.pdf, página 39.	Las proyecciones de demanda para clientes libres y clientes regulados son notoriamente diferentes a las proyectadas por la CNE en su reciente Informe de Previsión de Demanda 2020-2040, de diciembre 2020.	Se solicita revisar la metodología de proyección del Coordinador y explicar esas diferencias.	La metodología utilizada por el Coordinador para la previsión de demanda de largo plazo, considera la aplicación de encuestas a los clientes libres y regulados, junto con la utilización de un modelo econométrico, tal como fue explicado en la sección 2.1 (Metodología) del Apéndice II "Previsión de Demanda y Electromovilidad 2020-2040" Con respecto a las diferencias entre la previsión de demanda realizada por el Coordinador y la emitida por la CNE en su "Informe Preliminar de Previsión de Demanda 2020-2040" de diciembre de 2020, se observan diferencias menores en el largo plazo, tal como muestra la siguiente figura. Estas diferencias se pueden producir porque el Coordinador y CNE poseen sus propias herramientas y fuentes de información para efectos de proyectar las demandas de largo plazo. 
22	Anglo American Sur S.A.	3.1.3.5 PROYECTOS EN ETAPA DE CONEXIÓN	En relación a las centrales ingresadas al modelo PLP los cuales representan proyectos en etapas de conexión avanzada, deben ser actualizados de acuerdo a la información más actualizada disponible. En su mayoría, las centrales mostradas en la tabla 3-6 representan atrasos en su puesta en servicio en relación a lo que se indica en la última declaración en construcción publicada por la CNE.	Se solicita actualizar las fechas de interconexión de los proyectos incorporados en los análisis del modelo PLP, de acuerdo a la Declaración en Construcción de Diciembre 2020 (Resolución Exenta N°498).	Se acoge parcialmente el comentario. La Propuesta de Expansión es un proceso que abarca parte importante del año, por consiguiente, requiere tomar convenciones en relación a la fecha de su data de entrada. Por consiguiente, resulta impracticable actualizar con mayor frecuencia la información, toda vez que todos los resultados son una consecuencia de la ya mencionada información.
23	Anglo American Sur S.A.	5 DIAGNÓSTICO	Para un correcto análisis de los resultados se requiere conocer cuáles son los vínculos (líneas, transformadores) que se consideran normalmente abiertos en las simulaciones. Un ejemplo de ello es que la operación real de la línea Illapel - Tap Punitaqui 110 kV se considera normalmente abierta en el extremo Illapel, luego, surge el cuestionamiento si ello (y otros casos en el sistema) se modela así en las bases que ha utilizado el Coordinador.	1) Se solicita indicar todos los vínculos (líneas o transformadores) que se simulan operando abierto, y durante qué período de tiempo se simulan así. Lo anterior, tanto en los análisis Plexos como DigSILENT. 2) Para cada uno de los casos señalados en 1), se solicita indicar las razones que gatillan la operación "abierto".	1) Junto con el Informe de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021, se disponibilizarán oportunamente las bases de datos asociadas a PLP y DigSILENT. 2) Para los análisis de operación se han considerado las condiciones de operación resumidas en la carta DE02430-20.
24	Anglo American Sur S.A.	4.1.1.3 Metodología de evaluación de alternativas de expansión	Solicita analizar y evaluar en el informe del Coordinador el Proyecto "Nueva Subestación Seccionadora Quilly 220 kV y cierre de anillo Polpaico – Almendros 220kV", promovido por criterio de eficiencia operacional en el proceso de Planificación de la Transmisión 2020 de la CNE.		En el Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021 se ha incluido la sección que analiza lo expuesto por la empresa.
25	Anglo American Sur S.A.	APÉNDICE I 2.4. ESCENARIOS FUTUROS	La Tabla 2.1 "Escenarios considerados para planes de obra de generación 2020", indica que se utilizó el costo de combustible GNL del ITD CNE.	Se solicita: 1) Aclarar si con ITD se refiere a Informe de Precios de Nudo Definitivo de Julio de 2020. 2) De ser afirmativa la respuesta anterior, se solicita aclarar si el Coordinador utilizó los mismos precios del ITD, o realizó algún ajuste. Lo anterior, considerando que entre el ITD de Julio de 2020 y el ITP de diciembre 2020 la CNE cambió el criterio de modelación de precios de combustibles, y a partir del 5to año de simulación ahora aplica factores de crecimiento sobre los precios de 4to año, en lugar de empalmar con los valores absolutos contenidos en el Informe de Proyecciones de Precios de Combustibles. Cabe señalar que las dos alternativas señaladas resultan en grandes diferencias en los precios proyectados al largo plazo. 3) Se solicita incluir en un anexo los precios de combustible utilizados en las simulaciones.	1) Se aclara que se refiere al Informe de Precio de Nudo de Julio 2020. 2) Se aclara que no se realizaron ajustes. 3) Dicha información estará contenida en las bases de datos a incluir junto con el Informe de la Propuesta de Expansión de la Transmisión.
26	Anglo American Sur S.A.	1. Resumen Ejecutivo	En la página 6 se presentan los costos marginales de las simulaciones para hidrología media. Llamo la atención los bajos valores resultantes. Tomando como referencia la barra Quilota, en CMg cae a 20 USD/MWh el 2022, a 10 USD/MWh el 2023, llegando a mínimos de 2,5 USD/MWh (y menos) a partir de 2029. Observamos que dichos CMg dan una señal de que el sistema no estaría adaptado.	1) Se solicita aclarar la metodología utilizada para verificar si el sistema está adaptado. 2) Se solicita efectuar las modificaciones necesarias a la metodología señalada en 1), para efectos de revisar y lograr que el sistema esté adaptado. Al menos debería verificarse si los costos marginales se pagan las inversiones de generación. 3) Se solicita entregar el detalle de los costos marginales horarios y por simulación. 4) Se solicita indicar en tablas los valores de los costos de inversión y COMA utilizados para cada tecnología y escenario.	Se revisará consistencia de los planes de obras. Respecto al detalle de los costos marginales, se pueden obtener a partir de las bases de datos adjuntas al Informe. De igual modo, los VI y COMA utilizados en el proceso de co optimización para determinar los planes de obras.
27	Anglo American Sur S.A.	4.1.1.3 Metodología de evaluación de alternativas de expansión	Con la metodología utilizada para evaluar las obras de transmisión, podría darse el caso en que ahorros en costos de operación que sean muy altos y que se den en los años posteriores a la fecha de entrada más pronta para el proyecto de transmisión, hagan que el VAN positivo.	Se solicita verificar si aún cuando el VAN resulte positivo, resulta más conveniente postergar la recomendación de la obra de transmisión para el siguiente proceso de planificación.	La metodología es definida en el informe y concordante con lo utilizado en las propuestas de expansión de los últimos años.
28	Anglo American Sur S.A.	5 DIAGNÓSTICO	Se observa que se presentan tablas con la denominada "Capacidad" de tramos de línea o subestación, los cuales entendemos que se tratan de límites operacionales de transmisión con criterio N-1, considerando la capacidad térmica de las líneas o transformadores que conforman el tramo señalado.	1) Solicita aclarar si los límites de transmisión ingresados en el modelo de optimización son los mismos valores indicados como "Capacidad". En caso de que no sea así, se solicita indicar los límites de transmisión ingresados al modelo. 2) Se solicita considerar en la definición de los límites de transmisión ingresados al modelo el que existe redistribución de flujos post-contingencia, por tanto, en caso de temas con enmallamiento de tramos de transmisión, la capacidad de transmisión con criterio N-1 será mayor al de tramo por sí sólo. La existencia de la redistribución de flujos a la que nos referimos está reconocida en los Estudios de Restricción del Sistema de Transmisión del Coordinador.	1) Se respeta aquellos valores. El detalle de los valores puede ser obtenido de las bases de datos a incorporar junto con el Informe de la Propuesta de Expansión de la Transmisión. 2) Se han considerado redistribuciones de flujo donde se verifica.
29	Anglo American Sur S.A.	5.2.7 RESTRICCIONES DE OPERACIÓN	En la tabla 5-21 se señala que la "Línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV Línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico limitada por regulación de tensión en ambos sentidos de transferencia."	Se solicita aclarar si los límites de transmisión están condicionados sólo por regulación de tensión, considerando que la minuta DAOP N°02/2020 determina límites de transmisión en función de simulaciones estáticas y dinámicas, evaluando excursión angular de generadores síncronos, frecuencia eléctrica y amortiguamiento en líneas de transmisión.	Se acoge la observación y se analizará en el Informe Complementario a la Propuesta del Plan de Expansión de la Transmisión 2021.
30	Anglo American Sur S.A.	5 DIAGNÓSTICO	Dentro del capítulo "5 Diagnóstico" se presenten capítulos "Sensibilidad PMGD", sin embargo, no queda claro el rol de la sensibilidad dentro de la metodología de planificación.	Se solicita: 1) Aclarar si las simulaciones con que se evaluarán las obras de transmisión del sistema nacional incluyen o no PMGDs. 2) Aclarar si finalmente, al derivarse un problema de capacidad sobre la base de una sensibilidad, ello será suficiente para recomendar la obra.	Se incluirá en el Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021 la proyección de potencia y energía asociada a PMGD para distintos escenarios. En el marco del Informe Complementario de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021, se realizarán propuestas asociadas en virtud de la proyección de potencia y energía mencionada.
31	Anglo American Sur S.A.	5 DIAGNÓSTICO	Dentro del capítulo "5 Diagnóstico" se presenten capítulos "Sensibilidad Electromovilidad", sin embargo, no queda claro el rol de la sensibilidad dentro de la metodología de planificación.	Se solicita: 1) Aclarar si las simulaciones con que se evaluarán las obras de transmisión del sistema nacional incluyen o no la "sensibilidad electromovilidad". 2) Aclarar si finalmente, al derivarse un problema de capacidad sobre la base de una sensibilidad, ello será suficiente para recomendar la obra.	1) Las simulaciones sí consideran la sensibilidad de electromovilidad. 2) En el caso de la sensibilidad de electromovilidad, si se identifica una sobrecarga por este motivo, se realiza una propuesta respectiva, las cuales son incluidos en el Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021.
32	Anglo American Sur S.A.	5 DIAGNÓSTICO	Se indican gráficos de flujos esperados, pero no se indica a cuál de los 4 escenarios corresponden.	Se solicita aclarar cuál de los cuatro escenarios (A, B, C, D) es el presentado en los gráficos del cuerpo del informe.	En el cuerpo del informe se ha presentado el escenario A. Sin perjuicio de lo anterior, en el anexo respectivo se presentan todos los escenarios. El análisis como tal, considera todos los escenarios.
33	Anglo American Sur S.A.	DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES	Se observa que se consideran distintas capacidades para los transformadores, dependiendo de si es verano día, verano noche, invierno día, invierno noche.	Se solicita aclarar los fundamentos técnicos con que se determina que los transformadores tengan distinta capacidad en condiciones con y sin sol, y en verano versus invierno.	Se han considerado distintas capacidades para las líneas de transmisión, no para los transformadores. Los transformadores se asumen con la misma capacidad independiente de la temporada del año.

34	Anglo American Sur S.A.	5.5.7 RESTRICCIONES DE OPERACIÓN	En la Tabla 5-77 se indica "S/E Colbún, paño de 220 kV perteneciente a la línea 1x220 kV Colbún - Ancoa: no posee interruptor propio ni menos la opción de ser reemplazado."	Se solicita aclarar cuáles con las consecuencias o efectos de que el paño señalado no posea interruptor propio.	El paño J8 de la línea 1x220 kV Ancoa - Colbún posee un sub-estándar para instalaciones para 220 kV; por lo tanto, se sugiere la incorporación de un interruptor.	
35	Anglo American Sur S.A.	5.5 ZONA ALTO JAHUEL - CHARRÚA	Se solicita explicar cómo se modela el criterio N-1 en los tramos entre Charrúa, Entre Ríos y Ancoa, en particular el rol de las barras auxiliares, y en definitiva cuál es la limitación de transmisión total desde Charrúa 500 kV hacia el norte.		En el software PLP los límites N-1 se encuentran implícitos en las capacidades de las líneas en sistemas radiales, mientras que en sistemas enmallados los límites por N-1 se reflejan mediante el empleo de barras auxiliares en las subestaciones. Los límites de transmisión de los tramos de transmisión modelados se pueden observar directamente en las figuras con los usos esperados del sistema de transmisión contenidas en el apéndice IV. Igualmente, dentro de los anexos de la propuesta de expansión se incluirá la base PLP empleada, de la cual se pueden obtener los límites de transmisión por tramo.	
36	Anglo American Sur S.A.	5.6 ZONA CHARRÚA - CHILOÉ	Se solicita explicar cómo se modela el criterio N-1 en los tramos entre Charrúa y Nueva Aencud, y en definitiva cuál es la limitación de transmisión total desde cada una de las subestaciones hacia el norte y hacia el sur de ellas: Charrúa, Rio Malleco, Cautín, Ciruelos, Nueva Pichirropulli, Tineo y Nueva Aencud.		En el software PLP los límites N-1 se encuentran implícitos en las capacidades de las líneas en sistemas radiales, mientras que en sistemas enmallados los límites por N-1 se reflejan mediante el empleo de barras auxiliares en las subestaciones. Los límites de transmisión de los tramos de transmisión modelados se pueden observar directamente en las figuras con los usos esperados del sistema de transmisión contenidas en el apéndice IV. Igualmente, dentro de los anexos de la propuesta de expansión se incluye la base PLP empleada, de la cual se pueden obtener los límites de transmisión por tramo.	
37	Anglo American Sur S.A.	General	Se solicita dejar disponibles las bases digsilnet, plp, y plexos utilizadas para los estudios.		Junto con el Informe de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021, se incorporarán las bases utilizadas en el estudio en el sitio web del Coordinador.	
38	Anglo American Sur S.A.	General	Se solicita incorporar un anexo Excel con el detalle de la demanda de potencia por barra, idealmente separada en clientes residenciales e industriales, de tal forma de poder realizar un correcto análisis y observaciones a la modelación.		La información referida estará disponible en la base de datos de PLP que se incorporará como parte del Informe de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021.	
39	WPD Negrete	4.2.3.2 Metodología para el diagnóstico Línea de Transmisión y transformador AT/AT	<p>En el informe se señala lo siguiente:</p> <p>Las subzonas de demanda coincidente se determinan a partir de las fronteras de los sistemas de transmisión nacional/zona, las medidas operativas empleadas actualmente en las zonas enmalladas y los puntos de bajos flujos de potencia. Esta simplificación se emplea con el propósito de determinar la demanda máxima coincidente en cada zona, y así, estresar el sistema a su máximo uso, de tal modo de identificar las necesidades de expansión producto de la suficiencia del sistema.</p> <p>Al respecto hacemos presente que para las centrales conectadas en las líneas Los Angeles - Buenos Aires 66kV, Buenos Aires - Negrete 66kV, Negrete - Renaico 66kV y Renaico - Nahuelbuta, el máximo uso de las líneas y transformadores ocurre cuando los parques eólicos La Flor y Los Buenos Aires están generando.</p> <p>En el gráfico siguiente se muestra la transferencia por la línea Los Angeles - Buenos Aires 66kV y la generación de la central Los Buenos Aires para noviembre de 2020:</p>		Si bien los análisis zonales han sido enfocados a la demanda, el Coordinador está al tanto de la situación del sistema comprendido entre las SS/EE Los Angeles - Negrete, y por lo mismo en el complemento a la propuesta de expansión del año 2018 se incluyó un análisis que detalla la situación particular de esta zona. No obstante, como en el plan anual de la transmisión 2019 se fijaron obras que solucionan la problemática señalada, no se consideraron nuevos análisis en la zona.	
40	WPD Negrete	5. Diagnóstico	<p>En el informe se señala lo siguiente:</p> <p>Las subzonas de demanda coincidente se determinan a partir de las fronteras de los sistemas de transmisión nacional/zona, las medidas operativas empleadas actualmente en las zonas enmalladas y los puntos de bajos flujos de potencia. Esta simplificación se emplea con el propósito de determinar la demanda máxima coincidente en cada zona, y así, estresar el sistema a su máximo uso, de tal modo de identificar las necesidades de expansión producto de la suficiencia del sistema.</p> <p>Al respecto hacemos presente que para las centrales conectadas en las líneas Los Angeles - Buenos Aires 66kV, Buenos Aires - Negrete 66kV, Negrete - Renaico 66kV y Renaico - Nahuelbuta, el máximo uso de las líneas y transformadores ocurre cuando los parques eólicos La Flor y Los Buenos Aires están generando.</p> <p>En el gráfico siguiente se muestra la transferencia por la línea Los Buenos Aires - Negrete 66kV y la generación de la central La Flor para noviembre de 2020:</p>		La metodología para diagnosticar el uso de las instalaciones zonales debe considerar los casos en que el máximo uso está dado por la generación de las centrales ERNC en la zona. Se propone inspeccionar los flujos por las líneas zonales a partir de las transferencias reales observadas en los balances de transferencias de energía.	Si bien los análisis zonales han sido enfocados a la demanda, el Coordinador está al tanto de la situación del sistema comprendido entre las SS/EE Los Angeles - Negrete, y por lo mismo en el complemento a la propuesta de expansión del año 2018 se incluyó un análisis que detalla la situación particular de esta zona. No obstante, como en el plan anual de la transmisión 2019 se fijaron obras que solucionan la problemática señalada, no se han realizado nuevos análisis en la zona.
41	WPD Negrete	5.6.5 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT	<p>En los resultados expuestos no se hace mención a las congestiones que se aprecian ocurrirán en el transformador N° 3 de la subestación Los Angeles (154/69/13,8kV 56/56/41MVA) ante la pronta conexión del PE Negrete. En el diagrama siguiente se muestran las transferencias reales por el transformador para noviembre de 2020 (previo a la entrada del PE Negrete, la que se espera ocurra el primer trimestre de 2021).</p>		<p>Cuando entre en operación el parque eólico Negrete se superará la capacidad del transformador N3 de la SE Los Angeles, por lo cual se sugiere estudiar alternativas operacionales para la zona (que puede incluir la conexión en paralelo del transformador N°3 y el transformador N°4 en la subestación Los Angeles) o la inclusión de esquemas tipo Dynamic Line Rating para aprovechar de mejor forma las redes.</p> <p>Estimamos que lo expuesto no se observa en los resultados del Coordinador debido que la generación de los parques eólicos de la zona es mayoritariamente nocturno, siendo que como se señala en el informe el análisis para los sistemas zonales se hizo para la peor condición de demanda, la cual no coincide necesariamente con el máximo uso que puedan hacerse de las redes por los generadores eólicos.</p>	Se comparte el análisis indicado. Sin perjuicio de lo anterior, las necesidades de expansión de corto plazo pueden ser resueltas a través de obras urgentes presentadas mediante el artículo 102° de la Ley, las cuales deben ser presentadas y evaluadas por el interesado.

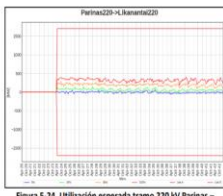
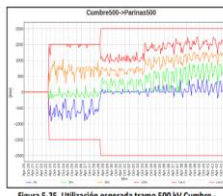
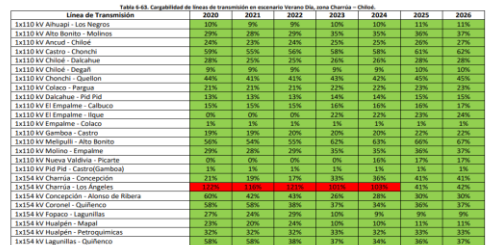
42	WPD Negrete	5. Diagnóstico	<p>En los resultados expuestos no se hace mención a las congestiones que se aprecian ocurrirán en las líneas Los Angeles - Buenos Aires 66kV y Buenos Aires - Negrete 66kV ante la pronta conexión del PE Negrete.</p> <p>En las imágenes siguientes se muestran las transferencias reales por las líneas para noviembre de 2020 (previo a la entrada del PE Negrete, la que se espera ocurra el primer trimestre de 2021).</p> <p>En el gráfico siguiente se muestra la transferencia por la línea Los Angeles - Buenos Aires 66kV y la generación de la central Los Buenos Aires para noviembre de 2020:</p>  <p>En el gráfico siguiente se muestra la transferencia por la línea Los Buenos Aires - Negrete 66kV y la generación de la central La Flor para noviembre de 2020:</p>  <p>Estimamos que lo expuesto no se observa en los resultados del Coordinador debido que la generación de los parques eólicos de la zona es mayoritariamente nocturna, siendo que como se señala en el informe el análisis para los sistemas zonales se hizo para la peor condición de demanda, la cual no coincide necesariamente con el máximo uso que puedan hacerse de las redes por los generadores eólicos.</p>	<p>Cuando entre en operación el parque eólico Negrete se superará la capacidad de las líneas por lo cual se sugiere estudiar alternativas operacionales para la zona (que puede incluir la conexión en paralelo del transformador N°3 y el transformador N°4 en la subestación Los Angeles) o la inclusión de esquemas tipo Dynamic Line Rating para aprovechar de mejor forma las redes.</p>	<p>Se comparte el análisis indicado. Sin perjuicio de lo anterior, las necesidades de expansión de corto plazo pueden ser resueltas a través de obras urgentes presentadas mediante el artículo 102° de la Ley, las cuales deben ser presentadas y evaluadas por el interesado.</p>
43	GRUPO SAESA	4.2.3.1 Metodología para el Diagnóstico de Transformadores AT/MT, Pág 45-46	<p>Se mencionan <u>tasas de crecimiento</u> a nivel de barras de subestaciones primarias para efectos de predicciones de demanda, no obstante, tanto en el informe como en los anexos no se observan dichas tasas.</p>	<p>Se recomienda incorporar en el Apéndice II, las tasas de crecimiento a nivel de barras con el fin de poder contar con mayor trazabilidad respecto las proyecciones de demanda.</p>	<p>Se incorpora un anexo de Apéndice V "Diagnóstico del Sistema de Transmisión Zonal" las tasas referencias de crecimiento de la demanda por subestación zonal, las cuales se encuentran referenciadas a las demandas del año 2019.</p>
44	GRUPO SAESA	4.2.3.1 Metodología para el Diagnóstico de Transformadores AT/MT, Pág 45	<p>En la metodología de la Figura 4-9, no se menciona la consideración o no de <u>factibilidades</u> de nuevos clientes o nuevos servicios a nivel de distribución.</p>	<p>Se recomienda esclarecer la consideración o no de factibilidades a nivel de distribución. Ya que estas pueden tener efectos importantes en la proyección de demanda en los primeros años del horizonte de análisis.</p>	<p>Tal como se indica en la Metodología para el Diagnóstico de Transformadores AT/MT, en la sección 4.2.3.1 del "Diagnóstico de Uso Esperado del Sistema de Transmisión", para la determinación de la cargabilidad de los transformadores AT/MT para los próximos años, se consideran las medidas informadas por las empresas y la proyección de demanda por transformador, considerando las obras de expansión.</p> <p>Además, se informa que durante el año 2021 se aplicarán encuestas a las empresas distribuidoras, para que estas informen sus proyecciones de demanda por transformador AT/MT.</p>
45	GRUPO SAESA	4.2.3.1 Metodología para el Diagnóstico de Transformadores AT/MT, Pág 45	<p>En la metodología de la Figura 4-9, no se menciona la consideración o no de los <u>traspasos por distribución</u> entre subestaciones primarias.</p>	<p>Se recomienda incorporar una tabla de traspasos de carga por distribución en caso que estos sean considerados en la proyección.</p>	<p>En los resultados del diagnóstico AT/MT Apéndice IV, se han incorporado los traspasos de cargas informados por las empresas distribuidoras. En aquellos casos en que esa información no ha estado disponible, se ha estimado.</p>
46	GRUPO SAESA	4.2.3.2 Metodología para el Diagnóstico Líneas de transmisión y transformadores AT/AT, Pág 48-49	<p>En la Figura 4-11 se menciona que en la Etapa 2 de la Metodología se determinan las <u>subzonas</u> con el objetivo de posteriormente determinar las demandas máximas coincidentes. No obstante, no se mencionan las fronteras o delimitaciones de cada subzona de análisis.</p>	<p>Se recomienda incorporar en Informe o Anexos, las fronteras o delimitaciones de cada subzona, con el fin de poder contar con mayor trazabilidad respecto las demandas máximas coincidentes utilizadas en las simulaciones de Flujos de Potencia por líneas de transmisión y transformadores AT/AT.</p>	<p>Los límites de zona pueden ser observados en las bases DigSILENT que formarán parte del Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020.</p>
47	GRUPO SAESA	4.2.3.2 Metodología para el Diagnóstico Líneas de transmisión y transformadores AT/AT, Pág 48-49	<p>En la Figura 4-11 se menciona que en la Etapa 4 de la Metodología se determinan las <u>temperaturas</u> a emplear en cada línea de transmisión a partir de la información de las estaciones meteorológicas. Se deberían anexar los perfiles de temperatura por zona o subsistemas y criterios para la selección de temperaturas, por ejemplo, valor máximo, valor percentil 99, valor promedio anual, valor horario promedio anual, etc.</p>	<p>Se recomienda incorporar en el Informe o Anexos, mayores antecedentes de la metodología para la determinación de las temperaturas consideradas para cada una de las líneas de transmisión.</p>	<p>Como simplificación, se han definido temperaturas para cada zona, que permitan representar distintas estaciones del año, de acuerdo a las capacidades térmicas disponibles en el sitio INFOTECNICA del Coordinador.</p>
48	GRUPO SAESA	4.2.3.2 Metodología para el Diagnóstico Líneas de transmisión y transformadores AT/AT, Pág 48-49	<p>En la metodología, no se menciona las consideraciones respecto la <u>generación</u> de grandes centrales o generación distribuida, a nivel de transmisión zonal o distribución.</p>	<p>Se solicita esclarecer las consideraciones, criterios y supuestos para el acondicionamiento de la Base de Datos PowerFactory, ya que estos son importantes cuando se realizan análisis a nivel de Transmisión Zonal.</p>	<p>Junto con el Informe de la Propuesta de Expansión de la Transmisión, se publicarán oportunamente las bases de datos asociadas a PLP y DigSILENT.</p>
49	GRUPO SAESA	<p>Diagnóstico PET 2021</p> <p>5.5.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS</p> <p>Tabla 5-60. Cuadro de temperaturas por zona, zona Alto Jahuel - Charrúa.</p> <p>Tabla 5-69. Fechas de demanda máxima coincidente, zona Alto Jahuel - Charrúa.</p>	<p>Tanto para las zonas definidas con objetivo de los antecedentes de temperatura y determinación de demandas sistémicas, detallar las instalaciones eléctricas que estarían consideradas en las zonas definidas. Por ejemplo, de manera interna consideramos la zona Osorno como la comprendida entre las SSE La Unión por el norte y Frutillar por el sur, tanto para efecto de demanda sistémica como de temperatura.</p>	<p>Detallar que instalaciones estarían consideradas en las distintas zonas definidas, tanto para efecto de temperatura como de conformación de demandas sistémicas.</p>	<p>Zonas por demanda coincidente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Concepción: Gran Concepción, desde Mahns a Cañete. - Cabrero: Sistema abastecido por líneas 1x66 kV Charrúa - Cabrero y Charrúa - Enlace. - Los Angeles - Collipulli: Subestaciones entre Los Angeles y Collipulli. - Los Peumos: Subestaciones Curacautín, Traiguén y Victoria. - Lautaro - Pullinque: Subestaciones entre Lautaro y Pullinque. - Valdivia: Subestaciones Valdivia, Picarte y Corral. - Paillaco - Barro Blanco: Subestaciones entre Paillaco y Barro Blanco. - Melipulli: Subestación Melipulli y Puerto Montt. - Alto Bonito - Empalme: Subestaciones Alto Bonito, Empalme y Calbuco. - Pargua: Subestaciones Colaco y Pargua. - Chiloé: Isla grande de Chiloé. <p>Zonas por Temperatura:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Concepción: Gran Concepción, desde Mahns a Cañete. - Los Angeles: Subestaciones entre Charrúa y Ángel. - Temuco: Subestaciones entre Collipulli y Pullinque. - Valdivia: Subestaciones entre Pullinque y Paillaco. - Osorno: Subestaciones entre Paillaco y Frutillar. - P. Montt: Subestaciones entre Frutillar y Pargua. - Chiloé: Isla grande de Chiloé.
50	GRUPO SAESA	<p>Diagnóstico PET 2021</p> <p>5.6.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS</p> <p>Tabla 5-80. Cuadro de temperaturas, zona Charrúa - Chiloé.</p> <p>Tabla 5-89. Fechas de demanda máxima coincidente, zona Charrúa - Chiloé.</p>	<p>Tanto para las zonas definidas con objetivo de los antecedentes de temperatura y determinación de demandas sistémicas, detallar las instalaciones eléctricas que estarían consideradas en las zonas definidas. Por ejemplo, de manera interna consideramos la zona Osorno como la comprendida entre las SSE La Unión por el norte y Frutillar por el sur, tanto para efecto de demanda sistémica como de temperatura.</p>	<p>Detallar que instalaciones estarían consideradas en las distintas zonas definidas, tanto para efecto de temperatura como de conformación de demandas sistémicas.</p>	<p>Zonas por demanda coincidente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Concepción: Gran Concepción, desde Mahns a Cañete. - Cabrero: Sistema abastecido por líneas 1x66 kV Charrúa - Cabrero y Charrúa - Enlace. - Los Angeles - Collipulli: Subestaciones entre Los Angeles y Collipulli. - Los Peumos: Subestaciones Curacautín, Traiguén y Victoria. - Lautaro - Pullinque: Subestaciones entre Lautaro y Pullinque. - Valdivia: Subestaciones Valdivia, Picarte y Corral. - Paillaco - Barro Blanco: Subestaciones entre Paillaco y Barro Blanco. - Melipulli: Subestación Melipulli y Puerto Montt. - Alto Bonito - Empalme: Subestaciones Alto Bonito, Empalme y Calbuco. - Pargua: Subestaciones Colaco y Pargua. - Chiloé: Isla grande de Chiloé. <p>Zonas por Temperatura:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Concepción: Gran Concepción, desde Mahns a Cañete. - Los Angeles: Subestaciones entre Charrúa y Ángel. - Temuco: Subestaciones entre Collipulli y Pullinque. - Valdivia: Subestaciones entre Pullinque y Paillaco. - Osorno: Subestaciones entre Paillaco y Frutillar. - P. Montt: Subestaciones entre Frutillar y Pargua. - Chiloé: Isla grande de Chiloé.
51	GRUPO SAESA	<p>Diagnóstico PET 2021</p> <p>5.6 Zona Charrúa - Chiloé</p> <p>Tabla 5-80</p>	<p>En Tabla 5-80 se indica que para la zona de Los Angeles se debe considerar una temperatura de 40°C para escenarios de demanda que se produzcan en el periodo de verano día, sin embargo, aun cuando existen periodos en los cuales se está cerca de dicha temperatura, esto tiene una baja ocurrencia, es más, en zonas cercanas, como Chillán, de características similares se ha considerado una temperatura de 35°C, aun cuando también existen periodos en los cuales se está cerca de los 40°C. Revisar Perfiles en Hoja "Temperaturas".</p>	<p>Para la zona de Los Angeles considerar una temperatura de 35°C para escenarios de Verano Día.</p>	<p>Se acoge la observación que será incorporada en futuros análisis que forman parte del Proceso de Expansión.</p>
52	GRUPO SAESA	<p>Diagnóstico PET 2021</p> <p>5.6 Zona Charrúa - Chiloé</p> <p>5.6.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS</p> <p>Tabla 5-80</p>	<p>En Tabla 5-80 se indica que para la zona de Puerto Montt se debe considerar una temperatura de 25°C para escenarios de demanda que se produzcan en el periodo de verano día, sin embargo, existen periodos en los cuales se está cerca de los 30°C, es más, en zonas similares, como Valdivia, de características similares se ha considerado una temperatura de 30°C. Por otra parte, para la zona de la Isla de Chiloé se ha considerado una temperatura de 30°C. Revisar Perfiles en Hoja "Temperaturas".</p>	<p>Para la zona de Puerto Montt considerar una temperatura de 30°C para escenarios de Verano día.</p>	<p>Se acoge la observación que será incorporada en futuros análisis que forman parte del Proceso de Expansión.</p>
53	GRUPO SAESA	<p>Diagnóstico PET 2021</p> <p>5.6.6 Diagnóstico Líneas de Transmisión</p>	<p>Anillo Coronel - Arenas Blancas - Loma Colorada 66 kV en la zona de Coronel. De acuerdo a análisis internos (a partir de BD ITF Plan 2019), se presentan altos niveles de carga en el corto plazo para la línea Coronel - Arenas Blancas. Con el aumento de capacidad del tramo Tap Loma Colorada 1x66 kV se podrían realizar reconfiguraciones al subsistema, sin embargo, no representa una medida de mediano/largo plazo, ya que se evidencian nuevamente niveles de carga altos para escenarios verano día. Revisar Hoja "STX_Co-AB-LC".</p> <p>Al parecer no se ha incluido la demanda de Cementos Polpaico.</p>	<p>Realizar sensibilidad con demanda local anillo Coronel - Arenas Blancas - Loma Colorada, considerando la demanda de Cementos Polpaico.</p>	<p>La demanda de Cementos Polpaico ha sido considerada en los análisis.</p> <p>Por concepto de seguridad se propone el aumento de capacidad de la línea 1x66 kV Coronel - Arenas Blancas. Sin perjuicio de lo anterior, en el futuro se evaluará la demanda local del anillo para verificar necesidades por suficiencia, que no se observen al realizar una análisis de demanda coincidente del Gran Concepción.</p>

54	GRUPO SAESA	Diagnóstico PET 2021 5.5 ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA	SE Tres esquinas está conectada en Tap Off a la línea Charrúa - Lucero 1x66 kV. Ante fallas en la línea mencionada, se produciría una operación de las protecciones con el consecuente desprendimiento de carga en las SSEE Tres esquinas y Los Tilos (también con conexión en Tap Off). Para evitar esta condición y dado que con el proyecto Los Canelos + LTs Los Canelos - Lucero 1x66 kV, SE Lucero representará un punto firme en el sistema de 66 kV, se considera necesaria a la normalización de la conexión de SE Tres Esquinas mediante una alimentación radial desde SE Lucero, aprovechando la distancia entre ambas SSEE, lo cual mejoraría la calidad de servicio de los clientes abastecidos por la subestación.	Considerar Iniciativa de Normalización de conexión SE Tres Esquinas, pasando a una alimentación radial desde SE Lucero. A la fecha posición de la ampliación Barra 66 kV autorizada en la Res. Exta. Nº 456-2020 está disponible.	Se evaluará su pertinencia durante el Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión.																																																																																																																
55	GRUPO SAESA	Diagnóstico PET 2021 5.6.6 Diagnóstico Líneas de Transmisión Página 163	Dado los altos niveles de carga de la línea La Unión - Los Tambores, independiente de la configuración topológica que se pudiera realizar en SE Remehue, se establece que "cabe indicar en ambas condiciones operacionales ante una falla en el transformador de la S/E Pilauco, la línea 1x66 kV La Unión - Remehue supera el 100% de su capacidad.", específicamente, la línea La Unión - Los Tambores - Remehue 66 kV Cu 1/0 AWG presenta una capacidad de 42,5 MVA a 35 °C, por su parte la línea La Unión - Remehue 66 kV presenta una capacidad de 17,2 MVA, en cambio la demanda sistemática conjunta de las SSEE Los Tambores, La Misión y Osorno al año 2026 es cercana a los 78 MVA (Proyección SAESA), por lo tanto, existe riesgo en el abastecimiento de la demanda de la zona urbana de Osorno. Ver imágenes en hoja "LTx Los tambores - La Unión".	Considerar el aumento de Potencia de la línea La Unión - Los Tambores 66 kV por conceptos de suficiencia y el aumento de la línea Los Tambores - Remehue 66 kV y La Unión - Remehue 66 kV por conceptos de seguridad ante fallas en la línea Rahue - Pilauco 1x220 kV o fallas en el banco de autotransformadores de SE Pilauco.	En conformidad a los criterios de seguridad desarrollados para la propuesta de expansión 2021, no aplica que la S/E Tambores cuente con seguridad en transmisión, por lo que se considera correcto en que en el futuro se opere abierta en un extremo la línea que abastece a la S/E Los Tambores. Por otro lado, para otorgar seguridad a la ciudad de Osorno, se propone un nuevo transformador AT/MT en la S/E Pilauco, por lo que con dicha obra no se considera pertinente contar con los repotenciamientos indicados por seguridad.																																																																																																																
56	GRUPO SAESA	Diagnóstico PET 2021 5.6 Zona Charrúa - Chiloé 5.6.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS Tabla 5-81	En la Tabla 5-81, con las Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 04/08/2017), zona Charrúa - Chiloé, se estima su puesta en servicio para el período de análisis, sin embargo, de acuerdo al Of. Ord. CNE N°25-20 respondido por SAESA en enero 2021, con el estado de avance obras Tx a diciembre 2020, se deben modificar las fechas de puesta en servicio de los proyectos y los escenarios donde son considerados. Los proyectos donde se encontraron diferencias y que se deben modificar el escenario de puesta en servicio son los siguientes: "Proyecto Chiloé - Gamboa (Caso Base), Nuevo Transformador en S/E Puerto Montt 220/23 kV 60 MVA (Verano 2020), Nueva S/E Llanquihue 220 kV (Verano 2020), Proyecto La Misión (Invierno 2020), Nueva Línea 2x66 kV Lollehue - La Unión (Invierno 2020)".	Se solicita corregir el escenario donde entrar en servicio los siguientes: Proyecto Chiloé - Gamboa (Verano 2022), Nuevo Transformador en S/E Puerto Montt 220/23 kV 60 MVA (Invierno 2021), Nueva S/E Llanquihue 220 kV (Invierno 2021), Proyecto La Misión (Invierno 2021), Nueva Línea 2x66 kV Lollehue - La Unión (Invierno 2021).	Se considerará para futuros análisis. No obstante, cabe indicar que el escenario más crítico corresponde al año 2026 y, a esa fecha, todas las obras mencionadas se encuentran en servicio.																																																																																																																
57	GRUPO SAESA	Diagnóstico PET 2021 5.6 Zona Charrúa - Chiloé 5.6.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS Tabla 5-89	En la Tabla 5-89, con las fechas de demanda máxima coincidente, zona Charrúa - Chiloé, se observa que para la subzona de Chiloé, en el escenario de verano día se tiene una fecha correspondiente a invierno día (2019-06-14 12:00:00) y en el escenario de invierno día se tiene una fecha correspondiente a verano día (2019-12-09 16:00:00).	Se solicita corregir estas fechas de demanda máxima coincidente.	Se acoge observación y es corregida.																																																																																																																
58	GRUPO SAESA	Diagnóstico PET 2021 5.6 Zona Charrúa - Chiloé 5.6.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT Tabla 5-90. Transformadores sobrecargados durante el periodo 2020 - 2026, sin solución vigente en el corto plazo en la zona Charrúa - Chiloé.	En la Tabla 5-90, con los Transformadores sobrecargados durante el periodo 2020 - 2026, sin solución vigente en el corto plazo en la zona Charrúa - Chiloé, figura el transformador de la SE PAILLAUCO 66/13.8KV 4MVA. Cabe destacar que la cooperativa Socopea solicita a la distribuidora SAESA un punto de compra de respaldo en un alimentador de la SE Pichirropulli para suministrar la demanda de este transformador, como indica la distribuidora SAESA, para el mantenimiento de la unidad de transformación en la SE Paillico. Sin perjuicio de lo anterior, se debe aclarar mas detalles de esta situación con la cooperativa Socopea.	Se solicita aclarar con la cooperativa Socopea si mantendrá de forma permanente el punto de retro a través del alimentador de la SE Pichirropulli, para corregir y ajustar la proyecciones y cuadros de demanda del transformador Pichirropulli T2 10 MVA 69/24 kV.	Se propondrá una obra de expansión en Paillico condicionada a que Socopea confirme lo indicado por SAESA.																																																																																																																
59	GRUPO SAESA	APÉNDICE-V—DIAGNÓSTICO-DEL-SISTEMA-DE-TRANSMISIÓN-ZONAL 1.6.1 TRANSFORMADORES AT/MT	De acuerdo con análisis internos en el entorno coronel se observan niveles de carga cercano al nominal al año 2026. Diagnostico Saesa <table border="1"><thead><tr><th>Transformador</th><th>2019</th><th>2020</th><th>2021</th><th>2022</th><th>2023</th><th>2024</th><th>2025</th><th>2026</th></tr></thead><tbody><tr><td>Arenas Blancas T1 66/15 kV 22.5 MVA</td><td>76,5%</td><td>79,6%</td><td>82,3%</td><td>85,2%</td><td>88,1%</td><td>91,2%</td><td>94,4%</td><td>97,7%</td></tr><tr><td>Coronel T2 66/15 kV 9 MVA</td><td>103,0%</td><td>107,0%</td><td>111,0%</td><td>115,0%</td><td>119,0%</td><td>123,0%</td><td>127,0%</td><td>131,0%</td></tr><tr><td>Coronel T2 66/15 kV 25 MVA</td><td>83,3%</td><td>85,7%</td><td>88,0%</td><td>90,3%</td><td>92,7%</td><td>95,0%</td><td>97,3%</td><td>100,0%</td></tr><tr><td>Puchoco T1 66/15 kV 11 MVA</td><td>62,7%</td><td>65,2%</td><td>67,5%</td><td>69,8%</td><td>72,2%</td><td>74,7%</td><td>77,4%</td><td>80,1%</td></tr></tbody></table> esto en conjunto con el punto anterior, podría ser abordado mediante un proyecto que haga uso eficiente de las instalaciones de transmisión en la zona, específicamente las instalaciones de SE Bocamina 66 kV, con la instalación de un transformador 66/15 kV que permita la descarga de los transformadores en la zona además de la descarga de las líneas de transmisión del anillo Coronel - Arenas Blancas - Loma Colorada.	Transformador	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Arenas Blancas T1 66/15 kV 22.5 MVA	76,5%	79,6%	82,3%	85,2%	88,1%	91,2%	94,4%	97,7%	Coronel T2 66/15 kV 9 MVA	103,0%	107,0%	111,0%	115,0%	119,0%	123,0%	127,0%	131,0%	Coronel T2 66/15 kV 25 MVA	83,3%	85,7%	88,0%	90,3%	92,7%	95,0%	97,3%	100,0%	Puchoco T1 66/15 kV 11 MVA	62,7%	65,2%	67,5%	69,8%	72,2%	74,7%	77,4%	80,1%	Incluir en Plan de Expansión 2021 la iniciativa Ampliación SE Bocamina - Instalación Tr 66/15 kV x MVA.	No se acoge la observación. La demanda proyectada al año 2026 entre ambos transformadores AT/MT de Coronel equivale 24,2 MVA, lo que significa que proporcionalmente ambos transformadores se carguen en un 71% al año 2026. Por lo anterior, se recomienda al propietario que distribuya la demanda entre ambos transformadores.																																																																			
Transformador	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026																																																																																																													
Arenas Blancas T1 66/15 kV 22.5 MVA	76,5%	79,6%	82,3%	85,2%	88,1%	91,2%	94,4%	97,7%																																																																																																													
Coronel T2 66/15 kV 9 MVA	103,0%	107,0%	111,0%	115,0%	119,0%	123,0%	127,0%	131,0%																																																																																																													
Coronel T2 66/15 kV 25 MVA	83,3%	85,7%	88,0%	90,3%	92,7%	95,0%	97,3%	100,0%																																																																																																													
Puchoco T1 66/15 kV 11 MVA	62,7%	65,2%	67,5%	69,8%	72,2%	74,7%	77,4%	80,1%																																																																																																													
60	GRUPO SAESA	APÉNDICE-V—DIAGNÓSTICO-DEL-SISTEMA-DE-TRANSMISIÓN-ZONAL 1.6.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	No se encuentra los resultados de la línea de transmisión Charrúa - Hualpén 1x220 kV. Cabe destacar que esta línea, ante escenarios sin generación local en Hualpén o Talcahuano (Salida de Central Bocamina se considera como base), presenta niveles de carga sobre el nominal, por lo tanto, sería necesario un aumento de potencia o el tendido de un segundo circuito. Se considera que este proyecto en conjunto con SE El Trébol, brindarían seguridad al abastecimiento de la demanda del Gran Concepción. Además, la línea Charrúa - Hualpén - Lagunillas no presenta seguridad ante fallas, siendo necesario el tendido de un segundo circuito. 	Incluir resultados línea Charrúa - Hualpén 1x220 kV. Incluir iniciativa de proyecto aumento de potencia línea Charrúa Hualpén (o Charrúa - El Trébol). Incluir iniciativa tendido segundo circuito línea Charrúa - Lagunillas 2x220 kV.	Los resultados se presentan en el apéndice IV del diagnóstico. En el complemento a la propuesta de expansión 2020 se evaluó la seguridad de la zona y en dicha instancia se han propuesto las obras pertinentes.																																																																																																																
61	GRUPO SAESA	APÉNDICE-V—DIAGNÓSTICO-DEL-SISTEMA-DE-TRANSMISIÓN-ZONAL 1.5.1 TRANSFORMADORES AT/MT	en la sección indicada, se detalla el nivel de carga de los transformadores de la zona sur de Chillán. Sin embargo, al entrar el proyecto Los Canelos no se observa una descarga de los demás. De acuerdo con los análisis propios del proyecto, SE Los Canelos tomaría prácticamente la totalidad de la demanda del transformador "TRES ESQUINAS T2 66/13,8 kV 6-8 MVA", además de factibilidades en la zona. Destacar que Copel ha realizado solicitud de acceso abierto en SE Los Canelos. Tabla 6-49. Cargabilidad de transformadores AT/MT, zona Alto Jahuel - Charrúa. <table border="1"><thead><tr><th>Transformador AT/MT</th><th>2020</th><th>2021</th><th>2022</th><th>2023</th><th>2024</th><th>2025</th><th>2026</th></tr></thead><tbody><tr><td>LOS CANELOS 66/13,2 kV 30 MVA</td><td>0,0%</td><td>0,0%</td><td>0,0%</td><td>40,0%</td><td>43,0%</td><td>43,0%</td><td>44,0%</td></tr><tr><td>LOS TILOS BULNES 66/13,8 kV 12 MVA</td><td>33,0%</td><td>33,0%</td><td>36,0%</td><td>38,0%</td><td>41,0%</td><td>44,0%</td><td>46,0%</td></tr><tr><td>TRES ESQUINAS T1 66/13,8 kV 8-10 MVA</td><td>105,0%</td><td>105,0%</td><td>105,0%</td><td>105,0%</td><td>105,0%</td><td>105,0%</td><td>105,0%</td></tr><tr><td>TRES ESQUINAS T2 66/13,8 kV 6-8 MVA</td><td>93,0%</td><td>80,0%</td><td>80,0%</td><td>80,0%</td><td>80,0%</td><td>80,0%</td><td>80,0%</td></tr></tbody></table> Diagnostico SAESA <table border="1"><thead><tr><th>Transformador AT/MT</th><th>2019</th><th>2020</th><th>2021</th><th>2022</th><th>2023</th><th>2024</th><th>2025</th><th>2026</th></tr></thead><tbody><tr><td>Tres Esquinas T2 66/13,8 kV 8 MVA</td><td>88,7%</td><td>93,0%</td><td>96,0%</td><td>100,0%</td><td>0,0%</td><td>0,0%</td><td>0,0%</td><td>0,0%</td></tr><tr><td>Tres Esquinas T1 66/13,8 kV 10 MVA</td><td>99,0%</td><td>100,0%</td><td>100,0%</td><td>100,0%</td><td>100,0%</td><td>100,0%</td><td>100,0%</td><td>100,0%</td></tr><tr><td>Los Tilos T1 66/13,8 kV 12 MVA</td><td>0,0%</td><td>0,0%</td><td>49,4%</td><td>51,4%</td><td>54,5%</td><td>57,5%</td><td>60,0%</td><td>62,2%</td></tr><tr><td>Los Canelos Tx 66/13,2 kV 30 MVA</td><td>0,0%</td><td>0,0%</td><td>0,0%</td><td>0,0%</td><td>34,5%</td><td>36,1%</td><td>37,7%</td><td>39,4%</td></tr></tbody></table>	Transformador AT/MT	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	LOS CANELOS 66/13,2 kV 30 MVA	0,0%	0,0%	0,0%	40,0%	43,0%	43,0%	44,0%	LOS TILOS BULNES 66/13,8 kV 12 MVA	33,0%	33,0%	36,0%	38,0%	41,0%	44,0%	46,0%	TRES ESQUINAS T1 66/13,8 kV 8-10 MVA	105,0%	105,0%	105,0%	105,0%	105,0%	105,0%	105,0%	TRES ESQUINAS T2 66/13,8 kV 6-8 MVA	93,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%	Transformador AT/MT	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Tres Esquinas T2 66/13,8 kV 8 MVA	88,7%	93,0%	96,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	Tres Esquinas T1 66/13,8 kV 10 MVA	99,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	Los Tilos T1 66/13,8 kV 12 MVA	0,0%	0,0%	49,4%	51,4%	54,5%	57,5%	60,0%	62,2%	Los Canelos Tx 66/13,2 kV 30 MVA	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	34,5%	36,1%	37,7%	39,4%	Ajustar proyección de demanda.	Se acoge la observación. Efectivamente la S/E Los Canelos toma gran porcentaje de la carga desde la S/E Tres Esquinas.																											
Transformador AT/MT	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026																																																																																																														
LOS CANELOS 66/13,2 kV 30 MVA	0,0%	0,0%	0,0%	40,0%	43,0%	43,0%	44,0%																																																																																																														
LOS TILOS BULNES 66/13,8 kV 12 MVA	33,0%	33,0%	36,0%	38,0%	41,0%	44,0%	46,0%																																																																																																														
TRES ESQUINAS T1 66/13,8 kV 8-10 MVA	105,0%	105,0%	105,0%	105,0%	105,0%	105,0%	105,0%																																																																																																														
TRES ESQUINAS T2 66/13,8 kV 6-8 MVA	93,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%																																																																																																														
Transformador AT/MT	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026																																																																																																													
Tres Esquinas T2 66/13,8 kV 8 MVA	88,7%	93,0%	96,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%																																																																																																													
Tres Esquinas T1 66/13,8 kV 10 MVA	99,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%																																																																																																													
Los Tilos T1 66/13,8 kV 12 MVA	0,0%	0,0%	49,4%	51,4%	54,5%	57,5%	60,0%	62,2%																																																																																																													
Los Canelos Tx 66/13,2 kV 30 MVA	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	34,5%	36,1%	37,7%	39,4%																																																																																																													
62	GRUPO SAESA	APÉNDICE-V—DIAGNÓSTICO-DEL-SISTEMA-DE-TRANSMISIÓN-ZONAL 1.5.1 TRANSFORMADORES AT/MT	De acuerdo con los resultados de Tabla 6.49, al año 2026 serían necesarios dos aumentos de potencia en la zona poniente de Chillán, Hualte y Quirihue, esto sumado a los problemas de regulación de tensión en la zona y las iniciativas presentadas en la zona en planes pasados hacen más atractiva una bajada AT/MT desde la línea costera en las cercanías de Quirihue. Tabla 6-49. Cargabilidad de transformadores AT/MT, zona Alto Jahuel - Charrúa. <table border="1"><thead><tr><th>Transformador AT/MT</th><th>2020</th><th>2021</th><th>2022</th><th>2023</th><th>2024</th><th>2025</th><th>2026</th></tr></thead><tbody><tr><td>HUALTE 66/13,8 kV 2 MVA T2</td><td>50,0%</td><td>53,0%</td><td>55,0%</td><td>57,0%</td><td>60,0%</td><td>62,0%</td><td>65,0%</td></tr><tr><td>HUALTE 66/24-13,8 kV 2 MVA T3</td><td>41,0%</td><td>44,0%</td><td>45,0%</td><td>47,0%</td><td>49,0%</td><td>51,0%</td><td>53,0%</td></tr><tr><td>HUALTE 66/23-23 kV 10 MVA T1</td><td>79,0%</td><td>80,0%</td><td>80,0%</td><td>80,0%</td><td>80,0%</td><td>80,0%</td><td>80,0%</td></tr><tr><td>QUIRIHUE 66/66-33/23 kV 10 MVA T1</td><td>71,0%</td><td>75,0%</td><td>78,0%</td><td>81,0%</td><td>84,0%</td><td>88,0%</td><td>93,0%</td></tr></tbody></table>	Transformador AT/MT	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	HUALTE 66/13,8 kV 2 MVA T2	50,0%	53,0%	55,0%	57,0%	60,0%	62,0%	65,0%	HUALTE 66/24-13,8 kV 2 MVA T3	41,0%	44,0%	45,0%	47,0%	49,0%	51,0%	53,0%	HUALTE 66/23-23 kV 10 MVA T1	79,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%	QUIRIHUE 66/66-33/23 kV 10 MVA T1	71,0%	75,0%	78,0%	81,0%	84,0%	88,0%	93,0%	Considerar Iniciativa bajada AT/MT desde línea costera, la cual brinda una solución de largo plazo y definitiva a la zona, sumado al potencial de crecimiento de la SE (Gx en la zona o aporte al sistema interior).	Se incluyen obras nuevas y de ampliación en el Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021, que otorgan suficiencia y seguridad a la zona no poniente de la Región del Ñuble.																																																																								
Transformador AT/MT	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026																																																																																																														
HUALTE 66/13,8 kV 2 MVA T2	50,0%	53,0%	55,0%	57,0%	60,0%	62,0%	65,0%																																																																																																														
HUALTE 66/24-13,8 kV 2 MVA T3	41,0%	44,0%	45,0%	47,0%	49,0%	51,0%	53,0%																																																																																																														
HUALTE 66/23-23 kV 10 MVA T1	79,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%																																																																																																														
QUIRIHUE 66/66-33/23 kV 10 MVA T1	71,0%	75,0%	78,0%	81,0%	84,0%	88,0%	93,0%																																																																																																														
63	GRUPO SAESA	APÉNDICE-V—DIAGNÓSTICO-DEL-SISTEMA-DE-TRANSMISIÓN-ZONAL 1.5.1 TRANSFORMADORES AT/MT 1.5.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	En estas secciones se detallan los resultados de las instalaciones de transmisión del entorno cercano a San Rafael, tanto a nivel AT/MT como de líneas de transmisión, donde se observan alto niveles de carga en la línea Itahue - Los Maquis 2x66 kV, para prácticamente todos los escenarios, por otra parte, en el mediano plazo, los transformadores de la zona también comienzan a presentar niveles de carga altos. Ante esta problemática es necesario un aumento de potencia del corredor Itahue - Los Maquis 2x66 kV o una nueva línea de transmisión al centro de carga de la zona. Un aumento de potencia presenta un alto riesgo desde el punto de vista constructivo y trasladaría los problemas al corredor Talca - Panguilemo - San Rafael en el periodo de ejecución, en cambio, la construcción de una nueva línea de transmisión no llegaría en fecha dados sus plazos constructivos. Tabla 6-49. Cargabilidad de transformadores AT/MT, zona Alto Jahuel - Charrúa. <table border="1"><thead><tr><th>Transformador AT/MT</th><th>2020</th><th>2021</th><th>2022</th><th>2023</th><th>2024</th><th>2025</th><th>2026</th></tr></thead><tbody><tr><td>ITAHUE 66/13,8 kV 5 MVA T3</td><td>67,0%</td><td>71,0%</td><td>74,0%</td><td>77,0%</td><td>80,0%</td><td>83,0%</td><td>86,0%</td></tr><tr><td>LOS MAQUIS 66/13,8 kV 10 MVA</td><td>35,0%</td><td>43,0%</td><td>48,0%</td><td>54,0%</td><td>60,0%</td><td>67,0%</td><td>74,0%</td></tr><tr><td>PANGUILLEMO 66/13,8 kV 9 MVA T1</td><td>70,0%</td><td>74,0%</td><td>77,0%</td><td>80,0%</td><td>83,0%</td><td>86,0%</td><td>90,0%</td></tr><tr><td>SAN RAFAEL 66/13,8 kV 18 MVA T1</td><td>88,0%</td><td>91,0%</td><td>94,0%</td><td>97,0%</td><td>100,0%</td><td>100,0%</td><td>100,0%</td></tr><tr><td>VILLA PRAT 66/13,8 kV 5,2 y 5,6 MVA T1 y T2</td><td>70,0%</td><td>73,0%</td><td>75,0%</td><td>77,0%</td><td>79,0%</td><td>82,0%</td><td>84,0%</td></tr></tbody></table> Tabla 6-54. Cargabilidad de líneas de transmisión en escenario Verano Día, zona Alto Jahuel - Charrúa. <table border="1"><thead><tr><th>Línea de Transmisión</th><th>2020</th><th>2021</th><th>2022</th><th>2023</th><th>2024</th><th>2025</th><th>2026</th></tr></thead><tbody><tr><td>1x154 kV Itahue - Maule</td><td>13,0%</td><td>15,0%</td><td>17,0%</td><td>19,0%</td><td>21,0%</td><td>23,0%</td><td>25,0%</td></tr><tr><td>1x66 kV San Rafael - Itahue 66 kV</td><td>94,0%</td><td>95,0%</td><td>96,0%</td><td>97,0%</td><td>98,0%</td><td>99,0%</td><td>100,0%</td></tr><tr><td>1x66 kV Tap Villa Prat - Itahue</td><td>92,0%</td><td>94,0%</td><td>96,0%</td><td>98,0%</td><td>100,0%</td><td>100,0%</td><td>100,0%</td></tr></tbody></table> Tabla 6-56. Cargabilidad de líneas de transmisión en escenario Invierno Día, zona Alto Jahuel - Charrúa. <table border="1"><thead><tr><th>Línea de Transmisión</th><th>2020</th><th>2021</th><th>2022</th><th>2023</th><th>2024</th><th>2025</th><th>2026</th></tr></thead><tbody><tr><td>1x154 kV Itahue - Maule</td><td>13,0%</td><td>15,0%</td><td>17,0%</td><td>19,0%</td><td>21,0%</td><td>23,0%</td><td>25,0%</td></tr><tr><td>1x66 kV San Rafael - Itahue 66 kV</td><td>94,0%</td><td>95,0%</td><td>96,0%</td><td>97,0%</td><td>98,0%</td><td>99,0%</td><td>100,0%</td></tr><tr><td>1x66 kV Tap Villa Prat - Itahue</td><td>92,0%</td><td>94,0%</td><td>96,0%</td><td>98,0%</td><td>100,0%</td><td>100,0%</td><td>100,0%</td></tr></tbody></table> En los resultados, la futura línea Mataquito - Parronal aparece con flujos en cero, la operación de sistema anillado reduciría los niveles de carga del corredor Itahue - Los Maquis 2x66 kV?	Transformador AT/MT	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	ITAHUE 66/13,8 kV 5 MVA T3	67,0%	71,0%	74,0%	77,0%	80,0%	83,0%	86,0%	LOS MAQUIS 66/13,8 kV 10 MVA	35,0%	43,0%	48,0%	54,0%	60,0%	67,0%	74,0%	PANGUILLEMO 66/13,8 kV 9 MVA T1	70,0%	74,0%	77,0%	80,0%	83,0%	86,0%	90,0%	SAN RAFAEL 66/13,8 kV 18 MVA T1	88,0%	91,0%	94,0%	97,0%	100,0%	100,0%	100,0%	VILLA PRAT 66/13,8 kV 5,2 y 5,6 MVA T1 y T2	70,0%	73,0%	75,0%	77,0%	79,0%	82,0%	84,0%	Línea de Transmisión	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	1x154 kV Itahue - Maule	13,0%	15,0%	17,0%	19,0%	21,0%	23,0%	25,0%	1x66 kV San Rafael - Itahue 66 kV	94,0%	95,0%	96,0%	97,0%	98,0%	99,0%	100,0%	1x66 kV Tap Villa Prat - Itahue	92,0%	94,0%	96,0%	98,0%	100,0%	100,0%	100,0%	Línea de Transmisión	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	1x154 kV Itahue - Maule	13,0%	15,0%	17,0%	19,0%	21,0%	23,0%	25,0%	1x66 kV San Rafael - Itahue 66 kV	94,0%	95,0%	96,0%	97,0%	98,0%	99,0%	100,0%	1x66 kV Tap Villa Prat - Itahue	92,0%	94,0%	96,0%	98,0%	100,0%	100,0%	100,0%	Considerar la aplicación del Artículo 102* asociada a un aumento de potencia del corredor Itahue - San Rafael 2x66 kV o mediante la construcción de una bajada 154/MT kV en la zona de Pelarco que permita la descarga de sub-sistema de 66 kV brindando holgura para la construcción de una nueva línea de 66 kV Pelarco - Centro de Carga. De esta manera, además, se explotaría de manera eficiente la línea Itahue - Maule 1x154 kV.	El proceso de revisión de proyectos vía Artículo 102* es un proceso independiente que debe ser activado con la respectiva solicitud.
Transformador AT/MT	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026																																																																																																														
ITAHUE 66/13,8 kV 5 MVA T3	67,0%	71,0%	74,0%	77,0%	80,0%	83,0%	86,0%																																																																																																														
LOS MAQUIS 66/13,8 kV 10 MVA	35,0%	43,0%	48,0%	54,0%	60,0%	67,0%	74,0%																																																																																																														
PANGUILLEMO 66/13,8 kV 9 MVA T1	70,0%	74,0%	77,0%	80,0%	83,0%	86,0%	90,0%																																																																																																														
SAN RAFAEL 66/13,8 kV 18 MVA T1	88,0%	91,0%	94,0%	97,0%	100,0%	100,0%	100,0%																																																																																																														
VILLA PRAT 66/13,8 kV 5,2 y 5,6 MVA T1 y T2	70,0%	73,0%	75,0%	77,0%	79,0%	82,0%	84,0%																																																																																																														
Línea de Transmisión	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026																																																																																																														
1x154 kV Itahue - Maule	13,0%	15,0%	17,0%	19,0%	21,0%	23,0%	25,0%																																																																																																														
1x66 kV San Rafael - Itahue 66 kV	94,0%	95,0%	96,0%	97,0%	98,0%	99,0%	100,0%																																																																																																														
1x66 kV Tap Villa Prat - Itahue	92,0%	94,0%	96,0%	98,0%	100,0%	100,0%	100,0%																																																																																																														
Línea de Transmisión	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026																																																																																																														
1x154 kV Itahue - Maule	13,0%	15,0%	17,0%	19,0%	21,0%	23,0%	25,0%																																																																																																														
1x66 kV San Rafael - Itahue 66 kV	94,0%	95,0%	96,0%	97,0%	98,0%	99,0%	100,0%																																																																																																														
1x66 kV Tap Villa Prat - Itahue	92,0%	94,0%	96,0%	98,0%	100,0%	100,0%	100,0%																																																																																																														
64	GRUPO SAESA	APÉNDICE-V—DIAGNÓSTICO-DEL-SISTEMA-DE-TRANSMISIÓN-ZONAL 1.5.1 TRANSFORMADORES AT/MT	Ante varios proyectos de aumentos de potencia AT/MT en la zona, al entrar el nuevo transformador, el "antiguo" no sufre aumento en su nivel de cargabilidad en el resto del horizonte de análisis, lo cual es contraproducente ya que la demanda que sigue abastecida desde estos transformadores igual sufre un crecimiento al menos vegetativo.	Ajustar proyecciones de demanda.	En varios transformadores se asume que la entrada del nuevo transformador toma las nuevas cargas vegetativas, en virtud de las inversiones a nivel de distribución para el adecuamiento de las cargas y el aprovechamiento de la capacidad disponible en las SS/EE.																																																																																																																
65	GRUPO SAESA	APÉNDICE-V—DIAGNÓSTICO-DEL-SISTEMA-DE-TRANSMISIÓN-ZONAL 1.5.1 TRANSFORMADORES AT/MT	No se considera en los análisis proyecto de aumento de potencia en SE San Gregorio, transformador 20 MVA.	Considerar en la proyección de demanda que el proyecto fue adjudicado en su tercer llamado.	Se ha considerado en el reemplazo del transformador SAN GREGORIO 66/13.2 kV 5 MVA, a partir del año 2022.																																																																																																																

66	GRUPO SAESA	APÉNDICE-V—DIAGNÓSTICO-DEL-SISTEMA-DE-TRANSMISIÓN-ZONAL 1.5.1 TRANSFORMADORES AT/MT	No se considera en los análisis la entrada en operación de SE El Ruil, transformador 30 MVA, el cual debería descargar las subestaciones cercanas, zona urbana de Talca.	Ajustar proyecciones de demanda con el proyecto en servicio.	Se acoge la observación para descarga de la S/E Talca en la S/E El Ruil.																																																																																																										
67	GRUPO SAESA	APÉNDICE-V—DIAGNÓSTICO-DEL-SISTEMA-DE-TRANSMISIÓN-ZONAL 1.5.1 TRANSFORMADORES AT/MT 1.5.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	Asociado al subsistema San Vicente de Tagua Tagua hacia la costa, abastecido desde SE Malloa Nueva y San Fernando a través de SE La Ronda, se presentan altos niveles de carga en el tramo La Ronda - San Vicente de T.T., los cuales deberían ser solucionados con la ejecución del proyecto N nueva LTx La Esperanza el Manzano, sin embargo, ha sido declarado desierto en su primer llamado. Ante la posibilidad de una nueva declaración desierta, es necesario la aplicación del artículo 102° mediante una obra urgente que solucione los problemas en la zona. Tabla 6-54. Cargabilidad de líneas de transmisión en escenario Verano Día, zona Alto Jahuel - Charrúa. <table border="1"><thead><tr><th>Línea de Transmisión</th><th>2020</th><th>2021</th><th>2022</th><th>2023</th><th>2024</th><th>2025</th><th>2026</th></tr></thead><tbody><tr><td>Línea LV La Ronda - San Vicente</td><td>208,0%</td><td>213,0%</td><td>223,0%</td><td>227,0%</td><td>236,0%</td><td>246,0%</td><td>256,0%</td></tr><tr><td>Línea LV Malloa - San Vte. T.T.</td><td>40,0%</td><td>42,0%</td><td>43,0%</td><td>45,0%</td><td>47,0%</td><td>47,0%</td><td>49,0%</td></tr><tr><td>Línea LV El Manzano - Esperanza</td><td>0,0%</td><td>0,0%</td><td>0,0%</td><td>0,0%</td><td>0,0%</td><td>0,0%</td><td>0,0%</td></tr><tr><td>Línea LV San Vicente Tagua - Las Cabras</td><td>60,0%</td><td>61,0%</td><td>63,0%</td><td>66,0%</td><td>69,0%</td><td>70,0%</td><td>73,0%</td></tr></tbody></table> La aplicación del artículo 102° podría estar asociada a un aumento de potencia de los tramos limitantes de la línea La Ronda - San Vicente de T.T. o un proyecto de similares características al proyecto LTx La Esperanza - El Manzano que brinde una solución de largo plazo.	Línea de Transmisión	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Línea LV La Ronda - San Vicente	208,0%	213,0%	223,0%	227,0%	236,0%	246,0%	256,0%	Línea LV Malloa - San Vte. T.T.	40,0%	42,0%	43,0%	45,0%	47,0%	47,0%	49,0%	Línea LV El Manzano - Esperanza	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	Línea LV San Vicente Tagua - Las Cabras	60,0%	61,0%	63,0%	66,0%	69,0%	70,0%	73,0%	Explicitar alerta, ante una posible segunda declaración desierta en la adjudicación del proyecto LTx La Esperanza - El Manzano, siendo necesaria la aplicación del artículo 102°, mediante una obra urgente en la zona.	Este Coordinador insiste en la necesidad de una nueva licitación para la obra. Sin perjuicio de lo anterior, en caso de declaración desierta, se hace necesaria la aplicación del artículo 102°.																																																																		
Línea de Transmisión	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026																																																																																																								
Línea LV La Ronda - San Vicente	208,0%	213,0%	223,0%	227,0%	236,0%	246,0%	256,0%																																																																																																								
Línea LV Malloa - San Vte. T.T.	40,0%	42,0%	43,0%	45,0%	47,0%	47,0%	49,0%																																																																																																								
Línea LV El Manzano - Esperanza	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%																																																																																																								
Línea LV San Vicente Tagua - Las Cabras	60,0%	61,0%	63,0%	66,0%	69,0%	70,0%	73,0%																																																																																																								
68	GRUPO SAESA	APÉNDICE-V—DIAGNÓSTICO-DEL-SISTEMA-DE-TRANSMISIÓN-ZONAL 1.5.1 TRANSFORMADORES AT/MT 1.5.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	Asociado al punto anterior y la aprobación de la Obra Urgente Nueva SE Fuentecilla, la cual tomaría carga desde SE San Vicente de T.T., a través de una bajada AT/MT desde la línea Malloa Nueva - San Vicente de T.T., estudiar la descarga efectiva de la línea La Ronda - San Vicente de T.T..	Estudiar la influencia de la ejecución de la Obra Urgente SE Fuentecilla sobre los niveles de carga de la línea La Ronda - San Vicente de T.T.	Se evaluarán los niveles de carga durante el Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión.																																																																																																										
69	GRUPO SAESA	APÉNDICE-V—DIAGNÓSTICO-DEL-SISTEMA-DE-TRANSMISIÓN-ZONAL 1.5.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	Ante Fallas de la línea Itahue - Mataquito 2x220 kV, la inyección en 220 kV a la línea costera se realizara a través de la línea Charrúa - Hualqui, produciéndose sobrecargas en esta última, con lo cual, con el fin de privilegiar el abastecimiento del gran concepción será necesario la apertura de la línea Hualqui - Dichato 2x220 kV, perdiéndose las inyecciones 220/66 kV desde la línea costera.	Considerar la iniciativa de proyecto Nueva Línea 2x220 kV Portezuelo - Mataquito con el fin de disponer de un sistema de transmisión costero, robusto y resiliente, ante por ejemplo la falla mencionada o eventos que pudiesen afectar al sistema de transmisión en la zona interior.	Se evaluará su pertinencia durante el Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión.																																																																																																										
70	GRUPO SAESA	APÉNDICE-V—DIAGNÓSTICO-DEL-SISTEMA-DE-TRANSMISIÓN-ZONAL 1.5.1 TRANSFORMADORES AT/MT	Dados los altos niveles de carga en SE La Ronda, se considera necesario un aumento de potencia en la subestación. Tabla 6-49. Cargabilidad de transformadores AT/MT, zona Alto Jahuel - Charrúa. <table border="1"><thead><tr><th>Transformador AT/MT</th><th>2020</th><th>2021</th><th>2022</th><th>2023</th><th>2024</th><th>2025</th><th>2026</th></tr></thead><tbody><tr><td>LA RONDA 66/23-15 kV 13,3 MVA T1</td><td>74,0%</td><td>79,0%</td><td>82,0%</td><td>85,0%</td><td>88,0%</td><td>91,0%</td><td>94,0%</td></tr></tbody></table>	Transformador AT/MT	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	LA RONDA 66/23-15 kV 13,3 MVA T1	74,0%	79,0%	82,0%	85,0%	88,0%	91,0%	94,0%	Considerar iniciativa de aumento de potencia en SE La Ronda.	Este Coordinador ha propuesto la obra Ampliación S/E La Ronda para dar solución a la problemática.																																																																																										
Transformador AT/MT	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026																																																																																																								
LA RONDA 66/23-15 kV 13,3 MVA T1	74,0%	79,0%	82,0%	85,0%	88,0%	91,0%	94,0%																																																																																																								
71	GRUPO SAESA	APÉNDICE-V—DIAGNÓSTICO-DEL-SISTEMA-DE-TRANSMISIÓN-ZONAL 1.5.1 TRANSFORMADORES AT/MT	en Tabla siguiente se detalla la cargabilidad de los transformadores de la zona urbana de Rancagua, sin embargo, no queda claro que transformadores descarga el transformador PUNTA DE CORTES 66/25-15,3 kV 30 MVA T1. Tabla 6-49. Cargabilidad de transformadores AT/MT, zona Alto Jahuel - Charrúa. <table border="1"><thead><tr><th>Transformador AT/MT</th><th>2020</th><th>2021</th><th>2022</th><th>2023</th><th>2024</th><th>2025</th><th>2026</th></tr></thead><tbody><tr><td>ALAMEDA 66/15 kV 25 MVA T1</td><td>83,0%</td><td>87,0%</td><td>90,0%</td><td>90,0%</td><td>90,0%</td><td>90,0%</td><td>90,0%</td></tr><tr><td>ALAMEDA 66/15 kV 25 MVA T2</td><td>80,0%</td><td>82,0%</td><td>80,0%</td><td>80,0%</td><td>80,0%</td><td>80,0%</td><td>80,0%</td></tr><tr><td>ALAMEDA 66/15 kV 40 MVA T3</td><td>0,0%</td><td>0,0%</td><td>55,0%</td><td>59,0%</td><td>63,0%</td><td>67,0%</td><td>72,0%</td></tr><tr><td>CACHAPOAL 66/15 kV 25 MVA T1</td><td>72,0%</td><td>75,0%</td><td>78,0%</td><td>80,0%</td><td>83,0%</td><td>86,0%</td><td>89,0%</td></tr><tr><td>CACHAPOAL 66/25 kV 25 MVA T2</td><td>76,0%</td><td>80,0%</td><td>83,0%</td><td>86,0%</td><td>89,0%</td><td>92,0%</td><td>95,0%</td></tr><tr><td>LO MIRANDA 66/24-15 kV 18,7 MVA T1</td><td>47,0%</td><td>49,0%</td><td>51,0%</td><td>52,0%</td><td>54,0%</td><td>55,0%</td><td>57,0%</td></tr><tr><td>LO MIRANDA 66/15 kV 30 MVA T2</td><td>64,0%</td><td>65,0%</td><td>66,0%</td><td>67,0%</td><td>68,0%</td><td>69,0%</td><td>70,0%</td></tr><tr><td>MACCHALI 66/15 kV 30 MVA T1</td><td>64,0%</td><td>67,0%</td><td>69,0%</td><td>71,0%</td><td>73,0%</td><td>75,0%</td><td>77,0%</td></tr><tr><td>PUNTA DE CORTES 66/25-15,3 kV 30 MVA T1</td><td>0,0%</td><td>54,0%</td><td>53,0%</td><td>53,0%</td><td>54,0%</td><td>56,0%</td><td>58,0%</td></tr><tr><td>TUNICHE 66/14,8 kV 30 MVA T1</td><td>57,0%</td><td>60,0%</td><td>62,0%</td><td>65,0%</td><td>67,0%</td><td>70,0%</td><td>73,0%</td></tr></tbody></table> Sin poseer mayores antecedentes, el nuevo transformador PUNTA DE CORTES 66/25-15,3 kV 30 MVA T1, debería descargar SE Cachapoal.	Transformador AT/MT	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	ALAMEDA 66/15 kV 25 MVA T1	83,0%	87,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	ALAMEDA 66/15 kV 25 MVA T2	80,0%	82,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%	ALAMEDA 66/15 kV 40 MVA T3	0,0%	0,0%	55,0%	59,0%	63,0%	67,0%	72,0%	CACHAPOAL 66/15 kV 25 MVA T1	72,0%	75,0%	78,0%	80,0%	83,0%	86,0%	89,0%	CACHAPOAL 66/25 kV 25 MVA T2	76,0%	80,0%	83,0%	86,0%	89,0%	92,0%	95,0%	LO MIRANDA 66/24-15 kV 18,7 MVA T1	47,0%	49,0%	51,0%	52,0%	54,0%	55,0%	57,0%	LO MIRANDA 66/15 kV 30 MVA T2	64,0%	65,0%	66,0%	67,0%	68,0%	69,0%	70,0%	MACCHALI 66/15 kV 30 MVA T1	64,0%	67,0%	69,0%	71,0%	73,0%	75,0%	77,0%	PUNTA DE CORTES 66/25-15,3 kV 30 MVA T1	0,0%	54,0%	53,0%	53,0%	54,0%	56,0%	58,0%	TUNICHE 66/14,8 kV 30 MVA T1	57,0%	60,0%	62,0%	65,0%	67,0%	70,0%	73,0%	Revisar antecedentes y ajustar proyección.	Se asume que el transformador de S/E Punta de Cortes descarga a la S/E Cachapoal. Sin perjuicio de lo anterior, se ha identificado en base a nuestras proyecciones y las de CGE, que es necesario de todas formas un refuerzo en transformación en la S/E Cachapoal.																		
Transformador AT/MT	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026																																																																																																								
ALAMEDA 66/15 kV 25 MVA T1	83,0%	87,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%																																																																																																								
ALAMEDA 66/15 kV 25 MVA T2	80,0%	82,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%																																																																																																								
ALAMEDA 66/15 kV 40 MVA T3	0,0%	0,0%	55,0%	59,0%	63,0%	67,0%	72,0%																																																																																																								
CACHAPOAL 66/15 kV 25 MVA T1	72,0%	75,0%	78,0%	80,0%	83,0%	86,0%	89,0%																																																																																																								
CACHAPOAL 66/25 kV 25 MVA T2	76,0%	80,0%	83,0%	86,0%	89,0%	92,0%	95,0%																																																																																																								
LO MIRANDA 66/24-15 kV 18,7 MVA T1	47,0%	49,0%	51,0%	52,0%	54,0%	55,0%	57,0%																																																																																																								
LO MIRANDA 66/15 kV 30 MVA T2	64,0%	65,0%	66,0%	67,0%	68,0%	69,0%	70,0%																																																																																																								
MACCHALI 66/15 kV 30 MVA T1	64,0%	67,0%	69,0%	71,0%	73,0%	75,0%	77,0%																																																																																																								
PUNTA DE CORTES 66/25-15,3 kV 30 MVA T1	0,0%	54,0%	53,0%	53,0%	54,0%	56,0%	58,0%																																																																																																								
TUNICHE 66/14,8 kV 30 MVA T1	57,0%	60,0%	62,0%	65,0%	67,0%	70,0%	73,0%																																																																																																								
72	GRUPO SAESA	APÉNDICE-V—DIAGNÓSTICO-DEL-SISTEMA-DE-TRANSMISIÓN-ZONAL 1.5.1 TRANSFORMADORES AT/MT	Dados los altos niveles de carga en SE El Maitén, se considera necesario un aumento de potencia en la subestación. Tabla 6-49. Cargabilidad de transformadores AT/MT, zona Alto Jahuel - Charrúa. <table border="1"><thead><tr><th>Transformador AT/MT</th><th>2020</th><th>2021</th><th>2022</th><th>2023</th><th>2024</th><th>2025</th><th>2026</th></tr></thead><tbody><tr><td>EL MAITÉN 66/13,8 kV 10 MVA T1</td><td>80,0%</td><td>85,0%</td><td>88,0%</td><td>92,0%</td><td>95,0%</td><td>98,0%</td><td>102,0%</td></tr></tbody></table>	Transformador AT/MT	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	EL MAITÉN 66/13,8 kV 10 MVA T1	80,0%	85,0%	88,0%	92,0%	95,0%	98,0%	102,0%	Considerar iniciativa de aumento de potencia en SE El Maitén.	Este Coordinador ha propuesto la obra nueva S/E Chihüige para dar solución a la problemática.																																																																																										
Transformador AT/MT	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026																																																																																																								
EL MAITÉN 66/13,8 kV 10 MVA T1	80,0%	85,0%	88,0%	92,0%	95,0%	98,0%	102,0%																																																																																																								
73	GRUPO SAESA	APÉNDICE-V—DIAGNÓSTICO-DEL-SISTEMA-DE-TRANSMISIÓN-ZONAL 1.6 ZONA CHARRÚA - CHILOÉ 1.6.1 TRANSFORMADORES AT/MT Tabla 6-58. Cargabilidad de transformadores AT/MT, zona Charrúa - Chiloé.	En la Tabla 6-58, con la cargabilidad de transformadores AT/MT, zona Charrúa - Chiloé, se observa que para la SE Pichirropulli no se está considerando el CNT de las redes de Distribución en 13,2 kV de la zona. Este cambio de tensión, produce un traspaso de carga desde el transformador Pichirropulli T1 5 MVA 69/13,8 kV al transformador Pichirropulli T2 10 MVA 69/24 kV, quedando sin carga el T1 de la SE Pichirropulli como se observa en las siguientes tablas. <table border="1"><thead><tr><th colspan="2">PORCENTAJES DE CARGA [%]</th><th>S. Nom</th><th>2019</th><th>2020</th><th>2021</th><th>2022</th><th>2023</th><th>2024</th><th>2025</th><th>2026</th></tr></thead><tbody><tr><td rowspan="3">SUBESTACIÓN</td><td>TRANSFORMADOR</td><td>[MVA]</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Pichirropulli</td><td>Pichirropulli T1 5 MVA 69/13,8 kV</td><td>5,0</td><td>26,4%</td><td>0,0%</td><td>0,0%</td><td>0,0%</td><td>0,0%</td><td>0,0%</td><td>0,0%</td></tr><tr><td>Pichirropulli</td><td>Pichirropulli T2 10 MVA 69/24 kV</td><td>10,0</td><td>69,6%</td><td>81,1%</td><td>84,7%</td><td>86,3%</td><td>89,2%</td><td>92,2%</td><td>95,0%</td></tr></tbody></table> <table border="1"><thead><tr><th colspan="2">CONSUMOS</th><th>S. Nom</th><th>2019</th><th>2020</th><th>2021</th><th>2022</th><th>2023</th><th>2024</th><th>2025</th><th>2026</th></tr></thead><tbody><tr><td rowspan="3">SUBESTACIÓN</td><td>TRANSFORMADOR</td><td>[MVA]</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Pichirropulli</td><td>Pichirropulli T1 5 MVA 69/13,8 kV</td><td>5,0</td><td>1,32</td><td>0,00</td><td>0,00</td><td>0,00</td><td>0,00</td><td>0,00</td><td>0,00</td></tr><tr><td>Pichirropulli</td><td>Pichirropulli T2 10 MVA 69/24 kV</td><td>10,0</td><td>6,36</td><td>8,11</td><td>8,47</td><td>8,63</td><td>8,92</td><td>9,22</td><td>9,35</td></tr></tbody></table>	PORCENTAJES DE CARGA [%]		S. Nom	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	SUBESTACIÓN	TRANSFORMADOR	[MVA]									Pichirropulli	Pichirropulli T1 5 MVA 69/13,8 kV	5,0	26,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	Pichirropulli	Pichirropulli T2 10 MVA 69/24 kV	10,0	69,6%	81,1%	84,7%	86,3%	89,2%	92,2%	95,0%	CONSUMOS		S. Nom	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	SUBESTACIÓN	TRANSFORMADOR	[MVA]									Pichirropulli	Pichirropulli T1 5 MVA 69/13,8 kV	5,0	1,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	Pichirropulli	Pichirropulli T2 10 MVA 69/24 kV	10,0	6,36	8,11	8,47	8,63	8,92	9,22	9,35	Se solicita ajustar la proyección de demanda y con ello la cargabilidad de los transformadores Pichirropulli T1 5 MVA 69/13,8 kV y Pichirropulli T2 10 MVA 69/24 kV. Se adjunta documento "CONTRATO Uso instalaciones de DA SESA SOCOEPA V2" compartido por la empresa Dx Saesa (Insumo de Dx)	Se acoge observación y se realizará la revisión pertinente en el Informe Complementario a la Propuesta de Expansión 2021.																						
PORCENTAJES DE CARGA [%]		S. Nom	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026																																																																																																					
SUBESTACIÓN	TRANSFORMADOR	[MVA]																																																																																																													
	Pichirropulli	Pichirropulli T1 5 MVA 69/13,8 kV	5,0	26,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%																																																																																																					
	Pichirropulli	Pichirropulli T2 10 MVA 69/24 kV	10,0	69,6%	81,1%	84,7%	86,3%	89,2%	92,2%	95,0%																																																																																																					
CONSUMOS		S. Nom	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026																																																																																																					
SUBESTACIÓN	TRANSFORMADOR	[MVA]																																																																																																													
	Pichirropulli	Pichirropulli T1 5 MVA 69/13,8 kV	5,0	1,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00																																																																																																					
	Pichirropulli	Pichirropulli T2 10 MVA 69/24 kV	10,0	6,36	8,11	8,47	8,63	8,92	9,22	9,35																																																																																																					
74	GRUPO SAESA	Diagnóstico PET 2021 5.6 Zona Charrúa - Chiloé 5.6.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT Tabla 5-91. Transformadores con altas cargabilidades durante el periodo 2020 - 2026 que sí cuentan con solución, zona Charrúa - Chiloé. APÉNDICE-V—DIAGNÓSTICO-DEL-SISTEMA-DE-TRANSMISIÓN-ZONAL 1.6 ZONA CHARRÚA - CHILOÉ 1.6.1 TRANSFORMADORES AT/MT Tabla 6-58. Cargabilidad de transformadores AT/MT, zona Charrúa - Chiloé.	En la Tabla 5-91, con los transformadores con altas cargabilidades durante el periodo 2020 - 2026 que sí cuentan con solución, zona Charrúa - Chiloé, se observa el transformador de la SE PID-PID 115/69/24/13.8kV 16MVA con una solución en propuesta en 2020 por el Coordinador. Sin embargo, en el proceso de expansión Tx año 2020 se justificó desde el punto de vista de la distribuidora es óptima la ampliación en la SE Dalcahue. Además, según los registros de los medidores de la SE Dalcahue año 2019, ya se realizaron traspasos de carga por Dx entre ambas subestaciones, proyectándose el transformador en la SE de Dalcahue como se muestra en las siguientes tablas. <table border="1"><thead><tr><th colspan="2">PORCENTAJES DE CARGA [%]</th><th>S. Nom</th><th>2019</th><th>2020</th><th>2021</th><th>2022</th><th>2023</th><th>2024</th><th>2025</th><th>2026</th></tr></thead><tbody><tr><td rowspan="3">SUBESTACIÓN</td><td>TRANSFORMADOR</td><td>[MVA]</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Dalcahue</td><td>Dalcahue T1 16 MVA 115/24 kV</td><td>16,0</td><td>79,4%</td><td>71,4%</td><td>76,4%</td><td>78,5%</td><td>82,6%</td><td>85,6%</td><td>88,7%</td></tr><tr><td>Pid Pid</td><td>Pid Pid T1 16 MVA 115/24 kV</td><td>16,0</td><td>49,3%</td><td>51,5%</td><td>53,6%</td><td>55,8%</td><td>57,9%</td><td>60,1%</td><td>62,7%</td></tr></tbody></table> <table border="1"><thead><tr><th colspan="2">CONSUMOS</th><th>S. Nom</th><th>2019</th><th>2020</th><th>2021</th><th>2022</th><th>2023</th><th>2024</th><th>2025</th><th>2026</th></tr></thead><tbody><tr><td rowspan="3">SUBESTACIÓN</td><td>TRANSFORMADOR</td><td>[MVA]</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Dalcahue</td><td>Dalcahue T1 16 MVA 115/24 kV</td><td>16,0</td><td>7,90</td><td>8,24</td><td>8,57</td><td>8,92</td><td>9,26</td><td>9,62</td><td>10,04</td></tr><tr><td>Pid Pid</td><td>Pid Pid T1 16 MVA 115/24 kV</td><td>16,0</td><td>7,90</td><td>8,24</td><td>8,57</td><td>8,92</td><td>9,26</td><td>9,62</td><td>10,04</td></tr></tbody></table>	PORCENTAJES DE CARGA [%]		S. Nom	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	SUBESTACIÓN	TRANSFORMADOR	[MVA]									Dalcahue	Dalcahue T1 16 MVA 115/24 kV	16,0	79,4%	71,4%	76,4%	78,5%	82,6%	85,6%	88,7%	Pid Pid	Pid Pid T1 16 MVA 115/24 kV	16,0	49,3%	51,5%	53,6%	55,8%	57,9%	60,1%	62,7%	CONSUMOS		S. Nom	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	SUBESTACIÓN	TRANSFORMADOR	[MVA]									Dalcahue	Dalcahue T1 16 MVA 115/24 kV	16,0	7,90	8,24	8,57	8,92	9,26	9,62	10,04	Pid Pid	Pid Pid T1 16 MVA 115/24 kV	16,0	7,90	8,24	8,57	8,92	9,26	9,62	10,04	Se solicita ajustar la proyección de demanda y con ello la cargabilidad de los transformadores Dalcahue T1 16 MVA 115/23 kV y Pid Pid T1 16 MVA 115/24 kV.	Se acoge observación y se realizará la revisión pertinente en el Informe Complementario a la Propuesta de Expansión 2021.																						
PORCENTAJES DE CARGA [%]		S. Nom	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026																																																																																																					
SUBESTACIÓN	TRANSFORMADOR	[MVA]																																																																																																													
	Dalcahue	Dalcahue T1 16 MVA 115/24 kV	16,0	79,4%	71,4%	76,4%	78,5%	82,6%	85,6%	88,7%																																																																																																					
	Pid Pid	Pid Pid T1 16 MVA 115/24 kV	16,0	49,3%	51,5%	53,6%	55,8%	57,9%	60,1%	62,7%																																																																																																					
CONSUMOS		S. Nom	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026																																																																																																					
SUBESTACIÓN	TRANSFORMADOR	[MVA]																																																																																																													
	Dalcahue	Dalcahue T1 16 MVA 115/24 kV	16,0	7,90	8,24	8,57	8,92	9,26	9,62	10,04																																																																																																					
	Pid Pid	Pid Pid T1 16 MVA 115/24 kV	16,0	7,90	8,24	8,57	8,92	9,26	9,62	10,04																																																																																																					
75	GRUPO SAESA	APÉNDICE-V—DIAGNÓSTICO-DEL-SISTEMA-DE-TRANSMISIÓN-ZONAL 1.6 ZONA CHARRÚA - CHILOÉ 1.6.1 TRANSFORMADORES AT/MT Tabla 6-58. Cargabilidad de transformadores AT/MT, zona Charrúa - Chiloé.	En la Tabla 6-58, con la cargabilidad de transformadores AT/MT, zona Charrúa - Chiloé, no se visualiza el traspaso desde la SE Melipulli de transformador T44 60 MVA 230/24 kV al transformador T1 30 MVA 115/24 kV de la SE Alto Bonito para el año 2020 según lo informado por la Distribuidora de la zona. Este traspaso de 5 MVA aprox. desde el alimentador Tepual de la SE Melipulli hace que incremente la cargabilidad de los transformadores de la SE Alto Bonito como se muestra en las siguientes tablas. Además, según lo informado por la distribuidora, existen facilidades que se conectarían a estas transformadores, 1,6 MVA que se conectarían en el 2020 y 0,5 MVA en el 2021 para el T44 de la SE Melipulli y 1,6 MVA en el 2020 para la SE Alto Bonito por lo que incrementaría aun mas la cargabilidad de ambos transformadores. <table border="1"><thead><tr><th colspan="2">PORCENTAJES DE CARGA [%]</th><th>S. Nom</th><th>2019</th><th>2020</th><th>2021</th><th>2022</th><th>2023</th><th>2024</th><th>2025</th><th>2026</th></tr></thead><tbody><tr><td rowspan="3">SUBESTACIÓN</td><td>TRANSFORMADOR</td><td>[MVA]</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Melipulli</td><td>Melipulli T44 60 MVA 230/24 kV</td><td>60,0</td><td>87,8%</td><td>71,5%</td><td>77,4%</td><td>80,7%</td><td>82,8%</td><td>84,9%</td><td>87,2%</td></tr><tr><td>Alto Bonito</td><td>Alto Bonito T1 30 MVA 115/24 kV</td><td>30,0</td><td>46,1%</td><td>48,0%</td><td>49,0%</td><td>50,0%</td><td>51,0%</td><td>51,6%</td><td>52,1%</td></tr><tr><td>Alto bonito</td><td>Alto Bonito T2 30 MVA 115/24 kV</td><td>30,0</td><td>0,0%</td><td>0,0%</td><td>0,0%</td><td>0,0%</td><td>0,0%</td><td>53,6%</td><td>55,3%</td><td>57,1%</td></tr></tbody></table> <table border="1"><thead><tr><th colspan="2">CONSUMOS</th><th>S. Nom</th><th>2019</th><th>2020</th><th>2021</th><th>2022</th><th>2023</th><th>2024</th><th>2025</th><th>2026</th></tr></thead><tbody><tr><td rowspan="3">SUBESTACIÓN</td><td>TRANSFORMADOR</td><td>[MVA]</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Melipulli</td><td>Melipulli T44 60 MVA 230/24 kV</td><td>60,0</td><td>52,69</td><td>44,10</td><td>46,44</td><td>48,45</td><td>49,67</td><td>50,96</td><td>52,33</td></tr><tr><td>Alto Bonito</td><td>Alto Bonito T1 30 MVA 115/24 kV</td><td>30,0</td><td>19,82</td><td>20,28</td><td>20,11</td><td>20,30</td><td>21,20</td><td>21,58</td><td>21,12</td></tr><tr><td>Alto bonito</td><td>Alto Bonito T2 30 MVA 115/24 kV</td><td>30,0</td><td>0,00</td><td>0,00</td><td>0,00</td><td>0,00</td><td>0,00</td><td>16,08</td><td>16,58</td><td>17,12</td></tr></tbody></table>	PORCENTAJES DE CARGA [%]		S. Nom	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	SUBESTACIÓN	TRANSFORMADOR	[MVA]									Melipulli	Melipulli T44 60 MVA 230/24 kV	60,0	87,8%	71,5%	77,4%	80,7%	82,8%	84,9%	87,2%	Alto Bonito	Alto Bonito T1 30 MVA 115/24 kV	30,0	46,1%	48,0%	49,0%	50,0%	51,0%	51,6%	52,1%	Alto bonito	Alto Bonito T2 30 MVA 115/24 kV	30,0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	53,6%	55,3%	57,1%	CONSUMOS		S. Nom	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	SUBESTACIÓN	TRANSFORMADOR	[MVA]									Melipulli	Melipulli T44 60 MVA 230/24 kV	60,0	52,69	44,10	46,44	48,45	49,67	50,96	52,33	Alto Bonito	Alto Bonito T1 30 MVA 115/24 kV	30,0	19,82	20,28	20,11	20,30	21,20	21,58	21,12	Alto bonito	Alto Bonito T2 30 MVA 115/24 kV	30,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	16,08	16,58	17,12	Se solicita ajustar la proyección de demanda y con ello la cargabilidad de los transformadores T1 y T2 ambos de 30 MVA 115/24 kV en la SE Alto Bonito	Se acoge observación y se realizará la revisión pertinente en el Informe Complementario a la Propuesta de Expansión 2021.
PORCENTAJES DE CARGA [%]		S. Nom	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026																																																																																																					
SUBESTACIÓN	TRANSFORMADOR	[MVA]																																																																																																													
	Melipulli	Melipulli T44 60 MVA 230/24 kV	60,0	87,8%	71,5%	77,4%	80,7%	82,8%	84,9%	87,2%																																																																																																					
	Alto Bonito	Alto Bonito T1 30 MVA 115/24 kV	30,0	46,1%	48,0%	49,0%	50,0%	51,0%	51,6%	52,1%																																																																																																					
Alto bonito	Alto Bonito T2 30 MVA 115/24 kV	30,0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	53,6%	55,3%	57,1%																																																																																																					
CONSUMOS		S. Nom	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026																																																																																																					
SUBESTACIÓN	TRANSFORMADOR	[MVA]																																																																																																													
	Melipulli	Melipulli T44 60 MVA 230/24 kV	60,0	52,69	44,10	46,44	48,45	49,67	50,96	52,33																																																																																																					
	Alto Bonito	Alto Bonito T1 30 MVA 115/24 kV	30,0	19,82	20,28	20,11	20,30	21,20	21,58	21,12																																																																																																					
Alto bonito	Alto Bonito T2 30 MVA 115/24 kV	30,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	16,08	16,58	17,12																																																																																																					
76	GRUPO SAESA	APÉNDICE-V—DIAGNÓSTICO-DEL-SISTEMA-DE-TRANSMISIÓN-ZONAL 1.6 ZONA CHARRÚA - CHILOÉ 1.6.2 TRANSFORMADORES AT/AT Tabla 6-59. Cargabilidad de transformadores AT/AT en escenario Verano Día, zona Charrúa - Chiloé.	En la Tabla 6-59, con la cargabilidad de los transformadores AT/AT en escenario Verano Día, zona Charrúa - Chiloé, se observa que la cargabilidad del transformador Melipulli 60 MVA 220/110 kV (T11) no considera el traspaso desde la SE Melipulli, transformador T44 60 MVA 230/24 kV al transformador T1 30 MVA 115/24 kV de la SE Alto Bonito según lo informado por la Distribuidora de la zona y comentado en la observación precedente. Este traspaso, sumado a que la línea 1x110 kV Empalme - Colaco se considera abierta para la operación del sistema, hacen que el transformador tenga una holgura inferior al 10% en el año 2024, como se muestra en la siguiente figura. 	Se solicita considerar las iniciativas de proyecto del documento "2021-01-06_Diagnóstico Sistema STx_Plan 2021_Coordinador.pdf" compartida en la presentación del Diagnóstico SAESA para atender la cargabilidad del transformador Melipulli 60 MVA 220/110 kV (T11).	Se identifica la necesidad de realizar maniobras operativas tal de abastecer la S/E El Empalme desde S/E Pargua, para así evitar que el transformador 220/110 kV de la S/E Melipulli experimente cargabilidades por sobre el 85% al año 2026. Se identifica que al realizar dicha maniobra el transformador de la S/E Pargua no presenta cargabilidades por sobre el 85% al año 2026.																																																																																																										
77	GRUPO SAESA	APÉNDICE-V—DIAGNÓSTICO-DEL-SISTEMA-DE-TRANSMISIÓN-ZONAL 1.6 ZONA CHARRÚA - CHILOÉ 1.6.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Tablas 6-63, 6-64, 6-65 y 6-66.	En las Tablas 6-63, 6-64, 6-65 y 6-66 se observan los siguientes tramos de línea 2x66 kV Barro Blanco - Purranque C1, 2x66 kV Barro Blanco - Purranque C2, 2x66 kV Río Negro - Purranque C1 y 2x66 kV Río Negro - Purranque C2 para el corredor Melipulli - Pilauco 66 kV, sin embargo no se observan los tramos 2x66 kV Barro Blanco - Río Negro C1 y 2x66 kV Barro Blanco - Río Negro C2.	Se solicita agregar o corregir los nombres de los tramos mencionados de tal modo que se muestre en las tablas 6-63, 6-64, 6-65 y 6-66 los tramos 2x66 kV Barro Blanco - Río Negro C1 y 2x66 kV Barro Blanco - Río Negro C2	Las líneas 2x66 kV Barro Blanco - Purranque C1 y 2x66 kV Barro Blanco - Purranque C2, corresponde a la línea 2x66 kV Barro Blanco - Río Negro.																																																																																																										

78	GRUPO SAESA	APÉNDICE-V—DIAGNÓSTICO-DEL-SISTEMA-DE-TRANSMISIÓN-ZONAL 1.6 ZONA CHARRÚA – CHILOÉ 1.6.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Tablas 6-63, 6-64, 6-65 y 6-66.	En las Tablas 6-63, 6-64, 6-65 y 6-66 se observan los tramos de línea 2x66 kV Llanquihue - Frutillar C1 y 2x66 kV Pto. Varas - Llanquihue C2 con bajo porcentaje de carga en el corredor Melipulli - Pilauco 66 kV, por lo que se entiende que estas líneas estarían fuera de servicio o abiertas en uno de sus extremos. Sin embargo, en operación normal las líneas 2x66 kV Frutillar - Purranque 66 kV C1 y 2x66 kV Frutillar - Purranque 66 kV C2 están abiertas en uno de sus extremos.	Se solicita ajustar las condiciones de operación del corredor Melipulli - Pilauco 66 kV, dejando las líneas 2x66 kV Frutillar - Purranque 66 kV C1 y 2x66 kV Frutillar - Purranque 66 kV C2 abiertas en uno de sus extremos y con ello, ajustar la cargabilidad de las líneas del corredor.	Se considerará para futuros análisis. Sin embargo, cabe indicar que en cualquier caso, dichas líneas no presentan problemas de suficiencia.																																																																																														
79	GRUPO SAESA	APÉNDICE-V—DIAGNÓSTICO-DEL-SISTEMA-DE-TRANSMISIÓN-ZONAL 1.6 ZONA CHARRÚA – CHILOÉ 1.6.1 TRANSFORMADORES AT/MT Tabla 6-58. Cargabilidad de transformadores AT/MT, zona Charrúa – Chiloé.	En la Tabla 6-58, con la cargabilidad de transformadores AT/MT, zona Charrúa – Chiloé, no figura el Nuevo Transformador en S/E Puerto Montt 220/23 kV 60 MVA con puesta en servicio estimada febrero 2021. Cabe destacar que este transformador toma parte de la carga del transformador Melipulli T33 60 MVA 230/24 kV como se muestra en la siguiente tabla. <table border="1"><thead><tr><th colspan="11">PORCENTAJES DE CARGA [%]</th></tr><tr><th colspan="2">SUBESTACIÓN</th><th>TRANSFORMADOR</th><th>[MVA]</th><th>2019</th><th>2020</th><th>2021</th><th>2022</th><th>2023</th><th>2024</th><th>2025</th><th>2026</th></tr></thead><tbody><tr><td>Melipulli</td><td>Melipulli T33 60 MVA 230/24 kV</td><td></td><td>60,00</td><td>29,1%</td><td>84,9%</td><td>46,2%</td><td>47,8%</td><td>48,9%</td><td>50,1%</td><td>51,3%</td><td>52,6%</td></tr><tr><td>Puerto Montt</td><td>Puerto Montt T1 60 MVA 230/24 kV</td><td></td><td>60,00</td><td>0,0%</td><td>0,0%</td><td>46,2%</td><td>47,8%</td><td>48,9%</td><td>50,1%</td><td>51,3%</td><td>52,6%</td></tr></tbody></table> <table border="1"><thead><tr><th colspan="11">CONSUMOS</th></tr><tr><th colspan="2">SUBESTACIÓN</th><th>TRANSFORMADOR</th><th>[MVA]</th><th>2019</th><th>2020</th><th>2021</th><th>2022</th><th>2023</th><th>2024</th><th>2025</th><th>2026</th></tr></thead><tbody><tr><td>Melipulli</td><td>Melipulli T33 60 MVA 230/24 kV</td><td></td><td>60,0</td><td>47,46</td><td>50,32</td><td>27,75</td><td>28,71</td><td>29,35</td><td>30,04</td><td>30,77</td><td>31,54</td></tr><tr><td>Puerto Montt</td><td>Puerto Montt T1 60 MVA 230/24 kV</td><td></td><td>60,0</td><td>0,00</td><td>0,00</td><td>27,25</td><td>28,71</td><td>29,35</td><td>30,04</td><td>30,77</td><td>31,54</td></tr></tbody></table>	PORCENTAJES DE CARGA [%]											SUBESTACIÓN		TRANSFORMADOR	[MVA]	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Melipulli	Melipulli T33 60 MVA 230/24 kV		60,00	29,1%	84,9%	46,2%	47,8%	48,9%	50,1%	51,3%	52,6%	Puerto Montt	Puerto Montt T1 60 MVA 230/24 kV		60,00	0,0%	0,0%	46,2%	47,8%	48,9%	50,1%	51,3%	52,6%	CONSUMOS											SUBESTACIÓN		TRANSFORMADOR	[MVA]	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Melipulli	Melipulli T33 60 MVA 230/24 kV		60,0	47,46	50,32	27,75	28,71	29,35	30,04	30,77	31,54	Puerto Montt	Puerto Montt T1 60 MVA 230/24 kV		60,0	0,00	0,00	27,25	28,71	29,35	30,04	30,77	31,54	Se solicita incorporar el transformador Puerto Montt T1 60 MVA 230/24 kV a la Tabla 6-58	En la siguiente figura se presenta la proyección para el futuro transformador AT/MT en la S/E Puerto Montt
PORCENTAJES DE CARGA [%]																																																																																																			
SUBESTACIÓN		TRANSFORMADOR	[MVA]	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026																																																																																								
Melipulli	Melipulli T33 60 MVA 230/24 kV		60,00	29,1%	84,9%	46,2%	47,8%	48,9%	50,1%	51,3%	52,6%																																																																																								
Puerto Montt	Puerto Montt T1 60 MVA 230/24 kV		60,00	0,0%	0,0%	46,2%	47,8%	48,9%	50,1%	51,3%	52,6%																																																																																								
CONSUMOS																																																																																																			
SUBESTACIÓN		TRANSFORMADOR	[MVA]	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026																																																																																								
Melipulli	Melipulli T33 60 MVA 230/24 kV		60,0	47,46	50,32	27,75	28,71	29,35	30,04	30,77	31,54																																																																																								
Puerto Montt	Puerto Montt T1 60 MVA 230/24 kV		60,0	0,00	0,00	27,25	28,71	29,35	30,04	30,77	31,54																																																																																								
80	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	Informe de Diagnóstico, Sección 5-1	La Tabla 5-1 indica capacidades de línea considerando 30°C. En el informe que se utilizó para hacer la propuesta de expansión de la transmisión del año 2020 (publicado en enero de 2020 https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/01/Informe-Propuesta-de-Expansión-C3%83n-2020_22.01.2020.pdf), bajo consideraciones aparentemente similares se indican capacidades de transferencia distintas. Por ejemplo, en el informe de diciembre de 2020 se indica que el tramo Los Changos - Cumbre tiene una capacidad de 2037 MVA, mientras que en el informe de enero de 2020 se indica que tiene una capacidad de 1500 MVA. Por su parte, el Coordinador en la programación diaria de la operación considera 1500 MW. Se sugiere revisar si la capacidad de transferencia de 2037 MVA un supuesto correcto. Se sugiere revisar si las diferencias como las indicadas anteriormente se pueden estar produciendo en otros segmentos del sistema. Por otra parte, respecto al caso particular del tramo Los Changos - Cumbre - Nueva Cardones, la versión 003-20 del diagrama unilineal del sistema que publicó el Coordinador el 29 de enero de 2020 indica que la capacidad de transferencia está limitada a 1584,826 MVA por compensación serie. No obstante, de acuerdo a la información disponible en infotécnica, la compensación serie instalada tiene una capacidad de sobrecarga importante (Ver documento "Sistema de transmisión 500 kV Mejillones – Cardones" SCHA-500-E-ES-8024 disponible en la página web de infotécnica). Particularmente, la compensación serie instalada permite capacidad de sobrecarga importante según se indica en la tabla 4, pg 18 del reporte indicado (por ejemplo, se indica: "1.35 PU for 30 min in a 6h period (emergency loading IEL)"). Se sugiere utilizar un criterio que permita aprovechar la capacidad de sobrecarga existente al momento de evaluar el uso del sistema de transmisión.	Revisar y, en caso que corresponda, unificar criterios de capacidad de transferencia de las líneas entre los distintos estudios que publica el Coordinador. Además se sugiere revisar opciones de utilizar al máximo las capacidades de los sistemas de transmisión existentes, teniendo en consideración que existen equipos que permiten capacidades de sobrecarga importantes, como por ejemplo, la compensación serie instalada en Los Changos - Cumbres - Nueva Cardones.	Se acoge la observación y se analizará en el Informe Complementario a la Propuesta del Plan de Expansión de la Transmisión 2021.																																																																																														
81	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	Informe de Diagnóstico, Sección 5.1.3.1	En el reporte publicado no se comenta sobre potenciales congestiones en el tramo Los Changos - Cumbres - Nueva Cardones. En el informe que se utilizó para hacer la propuesta de expansión de la transmisión del año 2020 (publicado en enero de 2020 https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/01/Informe-Propuesta-de-Expansión-C3%83n-2020_22.01.2020.pdf), se indica: "Entre los años 2024 y 2025 se observan leves congestiones puntuales en el sistema de 500 kV entre Cumbre y Los Changos, las cuales se ven aliviadas ante la entrada del proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre en 2030". No queda claro del informe que se publicó en diciembre de 2020 las consideraciones que han cambiado para que el Coordinador no perciba desafíos de congestiones en la zona norte del sistema interconectado nacional previo a la entrada de la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre.	Clarificar el cambio de percepciones del Coordinador en la situación de potenciales congestiones en el sistema.	Las congestiones referidas en el Informe de Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020, corresponden a eventos de baja probabilidad (leves) los cuales se ven influenciados principalmente por proyectos de generación no materializados y el resultado de la cooptimización generación-transmisión realizado año a año el cual depende, entre otras cosas, de las previsiones de demanda localizada. A partir de lo anterior es razonable que si bien el año 2020 se vieron congestiones de baja probabilidad, los análisis del siguiente año puedan demostrar una disminución en esta probabilidad dado por las variables anteriormente descritas. Sin embargo, se analizará la zona con información actualizada en los análisis del Informe Complementario de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021.																																																																																														
82	Acciona Energía Chile Holdings. S.A.	1. Resumen ejecutivo	Los gráficos Figura 1-1 hasta la figura 1-7, solo exponen los costos marginales promedios anuales para hidrología media.	Se solicita incluir en el resumen ejecutivo los gráficos de CMg para hidrología húmeda y para hidrología seca.	La totalidad de gráficas se desprenden de las bases de datos de PLP que serán incluidas oportunamente al Informe de Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021.																																																																																														
83	Acciona Energía Chile Holdings. S.A.	3.2.1 Metodología de previsión de demanda	La proyección de demanda eléctrica, solo considera variables "globales" para estimar la demanda: IMACEC, Población, etc, estableciendo un solo escenario de demanda eléctrica, el que evidentemente se verá muy afectado por el incremento de la demanda por la movilidad eléctrica y la potencial demanda para la implementación de la estrategia de desarrollo del hidrógeno verde en Chile.	Desarrollar escenarios alternativos para la demanda eléctrica, en base a distintos niveles de electrificación de la matriz productiva, por ejemplo considerando niveles bajos/medios/altos de penetración eléctrica en movilidad, procesos industriales y la potencial demanda para la implementación de la estrategia de desarrollo del hidrógeno verde en Chile.	La metodología utilizada por el Coordinador para la previsión de demanda de largo plazo, considera la aplicación de encuestas a los clientes libres y regulados, junto con la utilización de un modelo econométrico, tal como fue explicado en la sección 2.1 (Metodología) del Apéndice II "Previsión de Demanda y Electromovilidad 2020-2040". Adicional a la previsión de demanda antes expuesta, en la misma sección del informe se proyectan las demandas de largo plazo de Electromovilidad en el SEN para los escenarios Base, Optimista y Pesimista. Con respecto a la demanda proyectada asociada a la implementación de la estrategia de hidrógeno verde en el país, está iniciativa se trabajará internamente durante el año 2021 y se presentará en el proceso de Planificación de la Transmisión del año 2022.																																																																																														
84	Acciona Energía Chile Holdings. S.A.	3.1.3.5 Proyectos en etapa de conexión	Solo se incluye proyectos en etapa de conexión avanzada. Sin embargo, esta categorización y definición es extremadamente acotada y restringe un resultado que podría apalancar la necesidad de disponer de nuevas obras de transmisión. A modo de ejemplo, no se considera nuestro proyecto FV Pedro de Valdivia, el cual tiene un grado de avance importante en el proceso de acceso abierto.	Ampliar el criterio de inclusión de proyectos, en un escenario adicional, de tal forma de considerar los proyectos que no solo tengan un informe de aprobación de conexión/definitivo o esté en vías de declararse en construcción.	No se acoge el comentario. El criterio es consistente con lo realizado en años previos y con el grado de avance y concreción que realizan los proyectos que se someten a la etapa de conexión vía Departamento de Acceso Abierto de este Coordinador. Los planes de obras ayudan a vislumbrar otros problemas en la red, los cuales se ubican en esta en relación directa con las intenciones de conexión de los desarrolladores.																																																																																														
85	Acciona Energía Chile Holdings. S.A.	3.1.3.5. Proyectos en etapa de conexión	El plan de obras de generación no incorpora las plantas fotovoltaicas Malgarida I y II de Acciona (190.7 MW), las que actualmente se encuentran en etapa de construcción.	Incorporar en la modelación y análisis del CEN las unidades Plantas Fotovoltaicas Malgarida I y II.	Los proyectos sí están presentes en la base de datos.																																																																																														
86	Acciona Energía Chile Holdings. S.A.	5.1.1. Descripción del sistema	La Tabla 5-1 indica que el tramo 220kV L. Salar-Calama posee una capacidad de 322 MVA a 30°C, sin embargo, este tramo actualmente se encuentra limitado por sus TTCC a una capacidad de 229 MVA.	Se solicita corregir la capacidad del tramo de 322 a 229 MVA debido a la limitación por TTCC, y luego volver a realizar los análisis de cargabilidad.	Se acoge la observación y se analizará en el Informe Complementario a la Propuesta del Plan de Expansión de la Transmisión 2021.																																																																																														
87	Acciona Energía Chile Holdings. S.A.	5.1.2 Antecedentes para el análisis	En las obras de transmisión en construcción no se incluyó el segundo transformador 220/110 [kV] decretado para instalar en SE Calama	Se solicita incluir en la modelación el segundo transformador 220/110 [kV] decretado para SE Calama.	Se acoge la observación y se analizará en el Informe Complementario a la Propuesta del Plan de Expansión de la Transmisión 2021.																																																																																														
88	Acciona Energía Chile Holdings. S.A.	5.1.3 Utilización esperada del sistema de Transmisión	En la figura 5-15 se visualizan congestiones de transmisión en el tramo Parinas - Cumbres 500 [kV], para el periodo 2023-2028 previo al ingreso de sistema HVDC Kimal - Lo Aguirre. En el punto 5.1.3.1 no se comenta dicha situación y no se proponen medidas de mitigación que permitan evitar recortes de generación ERNC durante el periodo 2023-2028.	Se debe estudiar la factibilidad implementar soluciones de transmisión de corto plazo, previas al ingreso del sistema HVDC Kimal - Lo Aguirre, que permitan minimizar el vertimiento de ERNC durante dicho periodo, específicamente para transferencias en dirección Norte -> Sur en el tramo Parinas - Cumbres 500 [kV].	Las congestiones descritas corresponden a eventos de muy baja probabilidad, ya que se gatillan bajo condiciones hidrológicas y de demanda particulares. Sin embargo, se analizará la zona con información actualizada en los análisis del Informe Complementario de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021.																																																																																														
89	Acciona Energía Chile Holdings. S.A.	5.1.5 Diagnóstico de transformadores AT/AT	En el Informe del CEN se indica que no se identifican sobrecargas en transformadores AT/AT en esta zona de estudio, correspondiente al norte grande. Sin embargo, el monto total de potencia de las centrales de generación que inyectan su energía al SEN través del transformador de Calama 220/110/23 kV 150 MVA superan su capacidad ampliamente, por lo que se prevén restricciones en el mencionado transformador.	Se solicita que el CEN proponga adelantar la fecha de puesta en servicio del segundo Transformador de la Subestación Calama 220/110/23 kV-150 MVA, teniendo en cuenta que el existente Transformador N°1 220/110/23 kV-150 MVA presentará importantes restricciones a la producción de las plantas de energía renovables que se encuentran conectadas aguas abajo del mencionado Transformador.	Se acoge la observación y se analizará en el Informe Complementario a la Propuesta del Plan de Expansión de la Transmisión 2021.																																																																																														
90	Acciona Energía Chile Holdings. S.A.	5.2.3 Utilización esperada del sistema de transmisión nacional	En la figura 5-39 y 5-41 se visualizan congestiones de transmisión en los tramos Nva Maitencillo-Nva Pan de Azúcar y Nva Pan de Azúcar - Polpaico 500 [kV], para el periodo 2021-2028 previo al ingreso de sistema HVDC Kimal - Lo Aguirre. En el punto 5.2.3.1 solo se comentan posibles congestiones en el tramo Nva Pan de Azúcar - Polpaico 500 [kV], y se omiten las congestiones del tramo Nva Maitencillo-Nva Pan de Azúcar 500 [kV], y no se mencionan posibles proyectos de transmisión de corto plazo, que permitan mitigar recortes de generación ERNC durante el periodo 2023-2028.	Se debe estudiar la factibilidad de implementar soluciones de transmisión de corto plazo, previas al ingreso del sistema HVDC Kimal - Lo Aguirre, que mitiguen el vertimiento de ERNC durante dicho periodo, específicamente para transferencia en dirección Norte ->Sur, para el tramo Nva Maitencillo - Polpaico 500 [kV]	Las congestiones descritas corresponden a eventos de muy baja probabilidad, ya que se gatillan bajo condiciones hidrológicas y de demanda particulares. Sin embargo, se analizará la zona con información actualizada en los análisis del Informe Complementario de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021.																																																																																														
91	Acciona Energía Chile Holdings. S.A.	5.2.7. Restricciones de operación	No se incluyen en el análisis las restricciones que actualmente se dan presentan en los tramos 2x220 Las Palmas Los Vilos-Nogales y 2x220 Don Héctor-Maitencillo cuando existe alta coincidencia eólica-solar.	Ambas restricciones se han repetido presentado constantemente en los últimos meses, por lo cual debiesen que deben ser incorporadas en el análisis para el Diagnóstico para la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021.	Se acoge la observación y se analizará en el Informe Complementario a la Propuesta del Plan de Expansión de la Transmisión 2021.																																																																																														
92	Acciona Energía Chile Holdings. S.A.	5.3.3. Utilización esperada del sistema de transmisión nacional	La Figura 5-53 analiza la cargabilidad del transformador 220/110kV Agua Santa individualmente, no obstante, la minuta de operación DOP N°01/2019 del Coordinador establece un límite conjunto entre dicho transformador y la línea 1x110kV San Pedro-Quillota.	Analizar la restricción del transformador 220/110kV Agua Santa en conjunto con la línea 1x110kV San Pedro-Quillota en base a la restricción descrita en la minuta.	En el Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021 se incluye sección que analiza lo expuesto por la empresa.																																																																																														
93	Acciona Energía Chile Holdings. S.A.	5.3.7. Restricciones de operación	La Tabla 5-37, primera fila, indica que la PES de la obra "Ampliación de S/E Agua Santa (DE N°418/2017)" es importante para las restricciones operacionales de la Zona Quinta Costa. Pero no se menciona la importancia de la obra "Habilitación del 2do circuito 2x110 San Pedro-Quillota", la cual aparece con fecha de PES en 2025, pese a que no debiese implicar un periodo tan extenso de construcción.	Analizar la importancia de la obra "Habilitación del 2do circuito 2x110 San Pedro-Quillota", y en caso de concluirse su relevancia, sugerir un adelanto en su puesta en servicio. En caso contrario, se solicita entregar más antecedentes que justifiquen la fecha indicada en el informe para la puesta en servicio de la obra.	En el Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021 se incluye sección que analiza lo expuesto por la empresa.																																																																																														
94	Acciona Energía Chile Holdings. S.A.	5.6.3. Utilización esperada del sistema de transmisión nacional	La entrada en operación de la nueva subestación JMA 220kV se modeló en el año 2022, pero en el Informe PNCP de Julio 2020 de la CNE esta obra se indica con puesta en servicio el año 2024.	Se debe considerar retrasar la fecha de puesta en servicio de la SE JMA al año 2024	Se acoge observación y se tendrá en cuenta para futuros análisis dentro del Proceso de Expansión.																																																																																														
95	Acciona Energía Chile Holdings. S.A.	5.6.3. Utilización esperada del sistema de transmisión nacional	El tramo 2x220kV Mulchén-Charrúa se modela con una capacidad de 580 MVA. Sin embargo, el "Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión preliminar 2020" indica que el tramo está limitado por TTCC a una capacidad de 549 MVA.	Se debe corregir la capacidad del tramo 2x220kV Mulchén-Charrúa a una capacidad de 549 MVA y evaluar un posible reemplazo de sus TTCC.	Si bien en el estudio de restricciones en el sistema de transmisión se informa que los TT/CC ubicados en los paños J3 y J23 de la S/E Charrúa limitan la capacidad de la línea, en el diagnóstico no se ha considerado dicha limitación, ya que dichos TT/CC tienen una razón de transformación (2.400-1.200)/5, por lo que se pueden emplear a mayor capacidad y evitar dicha limitación.																																																																																														
96	Acciona Energía Chile Holdings. S.A.	5.6.3. Utilización esperada del sistema de transmisión nacional	El Informe del CEN indica que el tramo 2x220 kV Mulchén-Charrúa presenta restricciones de transmisión previo a la puesta en servicio de los proyectos S/E JMA y la nueva línea 2x500 kV Entre Ríos - Crujeles y 2x500 kV Crujeles - Nueva Pichiripulli energizadas en 220 kV, pero no recomienda ninguna medida operativa para mitigar el impacto de estas restricciones	Se solicita al CEN que proponga y recomiende soluciones operacionales y/o automatismos para las restricciones de transmisión que se presentarán previo a la puesta en servicio de los proyectos S/E JMA y la nueva línea 2x500 kV Entre Ríos - Crujeles y 2x500 kV Crujeles - Nueva Pichiripulli energizadas en 220 kV.	Se analizará la pertinencia de esta observación en el Informe Complementario de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021.																																																																																														

97	Acciona Energía Chile Holdings. S.A.	5.6.3. Utilización esperada del sistema de transmisión nacional	El Informe del CEN identifica congestiones, en el periodo de análisis, en el tramo comprendido entre las subestaciones Cautín y Ciruelos, pero no recomienda soluciones de transmisión que permitan liberar dichas congestiones.	Se solicita que el Informe del CEN recomiende soluciones de transmisión para liberar las restricciones de transmisión observadas entre las subestaciones Cautín y Ciruelos.	Se analizará la pertinencia de esta observación en el Informe Complementario de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021. No obstante lo anterior, es importante destacar que existen obras definidas para la zona que permitirían liberar estas congestiones.
98	Acciona Energía Chile Holdings. S.A.	5.6.3. Utilización esperada del sistema de transmisión nacional	Se observa que el tramo 2x220kV Mulchén-Charrúa permanece con harta cargabilidad luego de la puesta en servicio de la SE JMA 220kV (o Nueva Angostura). Sin embargo, en el Apéndice -IV, Figura 6-589, se observa que el tramo 220kV Nueva Angostura-Charrúa posee una capacidad disponible cercana a 100MW.	Se recomienda estudiar la inclusión de dispositivos FACTS que permitan un control en la distribución de flujos entre las subestaciones Mulchén 220kV, Nueva Angostura 220kV y Charrúa 220kV, para optimizar la capacidad de transferencias en sentido sur-norte y aprovechar la capacidad disponible entre Nueva Angostura y Charrúa.	Se analizará la pertinencia de esta observación en el Informe Complementario de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021. No obstante lo anterior, es importante destacar que existen obras definidas para la zona que permitirían liberar estas congestiones.
99	Acciona Energía Chile Holdings. S.A.	General	El CEN debe publicar la Base de Datos en los softwares PLP y DigSilent.	Publicar base de datos.	Junto con el Informe de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021, se publicarán oportunamente las bases de datos asociadas a PLP y DigSilent.
100	CMPC - Bioenergías Forestales SpA	Sección 5.6.3	No se observa el diagnóstico del uso esperado de la línea 1x220 kV Charrúa - Mininco, necesaria para el abastecimiento de las localidades de Laja, San Rosendo, Santa Juana, Angol, Renaico y Negrete en el largo plazo para la evacuación de la generación instalada en el sistema de transmisión zonal, una vez que entren en operación las SSEE Seccionadora Epuleufú y La Señoraza.	Incorporar el diagnóstico de los flujos esperados para la línea 1x220 kV Charrúa - Mininco.	Se incorporará el detalle de esta zona en el Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021.
101	CMPC - Bioenergías Forestales SpA	Sección 5.6.5	No se observa el diagnóstico del futuro uso enmallado de la línea 1x220 kV Charrúa-Mininco con los sistemas de 66kV a través de las SSEE La Señoraza 220/66kV y Epuleufú 220/66kV.	Incorporar el análisis de forma explícita en el informe.	Se incorporará el detalle de esta zona en el Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021.
102	CMPC - Bioenergías Forestales SpA	Sección 5.6.6	El diagnóstico no considera el análisis de seguridad y calidad de servicio de las instalaciones en 66 kV una vez en servicio las SSEE Epuleufú y La Señoraza.	Se sugiere considerar la topología, indisponibilidad por falla y mantenimiento de la línea 1x220 kV Charrúa - Mininco y las plantas industriales conectadas. Se propone analizar la operación de la zona verificando la necesidad de disponer de las siguientes obras adicionales en la línea 1x220 kV Charrúa - Mininco, necesarias para aumentar la confiabilidad, selectividad y flexibilidad operativa: A. Nueva S/E Seccionadora María Dolores 220 kV, agrega mayor seguridad que el actual Tap Off María Dolores, permitiendo un mejor desempeño para control de contingencias y desarrollo de mantenimientos. B. Nueva S/E Seccionadora Santa Fe 22 kV, que permita independizar el abastecimiento de clientes regulados de la operación de las plantas de industriales de celulosa de CMPC. Actualmente, Santa Fe y PRV utilizan sus respectivas barra para transferir energía entre sus procesos.	En relación a los criterios de seguridad empleados para la propuesta de expansión 2020, no se evalúa mejorar la seguridad para la zona indicada.
103	CMPC - Bioenergías Forestales SpA	Sección 5.6.6	El diagnóstico no considera el análisis de seguridad y calidad de servicio de las instalaciones en 66 kV desde S/E Epuleufú 220/66kV incorporando nuevamente la S/E Seccionadora La Invernada 220kV	Se propone analizar la zona operando con la conexión de generación futura y consumos regulados, verificando la necesidad de reponer la S/E Nueva Seccionadora La Invernada en el Plan de Obras.	En relación a los criterios de seguridad empleados para la propuesta de expansión 2020, no se evalúa mejorar la seguridad para la zona indicada. En el Informe Complementario de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021, se evaluarán los beneficios económicos de desarrollar la obra nueva S/E La Invernada.
104	ENGIE Energía Chile S.A.	Sección: 3.1.2 Supuestos y escenarios de largo plazo	En página 14 de 170 se señala para el Caso D: "Se considera limitación en el desarrollo de centrales de Bombeo y de ciclos combinados en base a GNL".	Se solicita aclarar incluir en el texto una fundamentación de la restricción impuesta en el Caso D respecto al desarrollo de centrales a GNL. Indicar si las restricciones de largo plazo que argumentan lo anterior son económicas (lo cual es un contrasentido dado los precios proyectos de costo de inversión y del Henry Hub) u de otra índole.	A través del proceso de definición de escenarios de generación se busca barrer distintas posibilidades de expansión de la matriz. En ese sentido, el escenario D busca estresar al sistema vía introducción de altos niveles de penetración de ERV.
105	ENGIE Energía Chile S.A.	Sección 3.1.3 Resultados	Dado la gran magnitud de proyectos renovables variables, la opción de retiro de centrales carboneras al 2030 y la disminución del aporte de la generación hidroeléctrica debido al Cambio Climático, es necesario analizar en forma particular la necesidad de expansión de la transmisión debido a requerimientos como inercia sistémica y respaldo para la seguridad de la operación.	Incorporar al informe un análisis específico de requerimiento de expansión de la transmisión para mantener los niveles operacionales de inercia sistémica, regulación de frecuencia, seguridad de la operación y partida rápida en caso de Blackout, y frente a evento de baja probabilidad pero con alto impacto, en el marco de desarrollo previsto del sector de generación con una cada vez menor participación de unidades rotatoria convencionales.	El análisis comentado es parte de los chequeos realizados en el procedimiento de definición de planes de obras, explicado en detalle en el Apéndice I del informe de la Propuesta de Expansión.
106	ENGIE Energía Chile S.A.	Sección: 5.1.3 Utilización esperada del Sistema de	En la sección señalada se indican las condiciones de borde utilizadas para la determinación del diagnóstico de sobrecarga en los tramos de transmisión y transformación de la Zona Arica - Diego de Almagro. No se indica si se consideran la potencia de 4GW de posibles proyectos en la zona de la S/E Parinas o los proyectos en la zona de la S/E Roncacho. Tampoco se indica si se consideran proyectos con conexión que se pueda materializar vía el Art. 102.	Incluir un análisis particular de sensibilidad respecto a la eventual necesidad de un Polo de Desarrollo en la zona de S/E Parinas, debido a la gran magnitud de proyectos interesados en una solución de conexión en las zonas aledañas.	La información referida se indica en APÉNDICE I – Informe Plan de Obras 2021 y APÉNDICE II – Previsión de Demanda y Electromovilidad 2020-2040.
107	ENGIE Energía Chile S.A.	Apéndice I	En la página 5 de 55, se indica en el punto de "Precios de Combustibles", que se utilizaron los precios de combustibles fósiles del Informe de Precio de Nudo de la CNE. No se indica si fueron los precios de proceso de Julio 2020 o de Enero 2021 (cuya versión preliminar fue publicada en diciembre 2020).	Indicar cuál proceso de IPN Corto Plazo fue el utilizado para el desarrollo de los distintos escenarios.	Se utiliza el Informe Técnico de Precio de Nudo de Julio 2020.
108	ENGIE Energía Chile S.A.	Apéndice I	En las secciones 3.1 y 3.2 del documento se hace una descripción de la metodología utilizada para la optimización del Plan de Generación y del sistema de transmisión simplificado (LT1 y LT2). A partir del plan de generación óptimo obtenido se identifican en forma posterior los requerimientos de los tramos de transmisión y transformación. En la metodología descrita en el documento no se hace referencia a una comparación entre el plan de generación óptimo (información teórica) y la información de proyectos presentados para evaluación de impacto ambiental o para obtención de terreno de emplazamientos de proyectos futuros (información real). De esta forma se lograría que el plan de generación teórico se enmarque dentro de los potenciales desarrollos de proyectos, con algún grado de certidumbre a ser llevados a cabo por empresas de generación.	Incluir una comparación por zona geográfica entre los resultados del Plan Óptimo de Generación de los modelos LT1 y LT2 versus los MW de proyectos con RCA en aceptadas/tramitación, con disponibilidad de terreno y con disponibilidad o tramitación por algunas de las vías posibles para su solución de conexión de transmisión.	Esta información puede ser derivada de la información contenida en las bases de datos que oportunamente formarán parte de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021.
109	ENGIE Energía Chile S.A.	Apéndice I	En la sección 3.2 se señala que el modelo LT2 toma los resultados del modelo LT1 y suma unas restricciones adicionales respecto a condiciones de operacionales.	Indicar en el texto del informe las condiciones operacionales que se consideran para cada una de las unidades instaladas como para las del Plan de Obra utilizado.	Esta información puede ser derivada de la información contenida en las bases de datos que oportunamente formarán parte de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021, al igual que el Apéndice I del Informe.
110	El Pelicano Solar Company SpA	Documento Principal	Se realizó una búsqueda de la palabra 'vertimiento' sin encontrarse ninguna referencia textual. Es sorprendente que no exista referencia a la cuantificación de vertimientos.	Cuantificar los vertimientos en los subsistemas incluyendo referencias en el reporte principal	Se acoge parcialmente el comentario. Se incluye una cuantificación de vertimiento en la sección 6 del Informe de Propuesta de Expansión de la Transmisión.
111	El Pelicano Solar Company SpA	Documento Principal	Cuán representativos son los escenarios PELP y cuál es su consistencia con las declaraciones en construcción realizadas por los desarrolladores?	Se solicita discusión más detallada de los escenarios PELP y sus resultados, en particular en conexión con los las declaraciones en construcción realizadas en el front-end	No se acoge la observación. La PELP (Planificación Energética de Largo Plazo) forma parte de los desarrollos del Ministerio de Energía, no siendo esta la instancia en la cual este Coordinador se refiera a sus resultados.
112	El Pelicano Solar Company SpA	Documento Principal	Cómo se considera el impacto de la generación distribuida solar y el almacenamiento distribuido sobre la utilización y proyección de requerimientos de Tx? Notar que mercados importantes como California y Australia han visto un desarrollo muy significativo de la Generación Distribuida. Esto puede ser particularmente relevante en el contexto de un aumento de costos de la Tx por obras de infraestructura de Tx de alto costo	Se solicita inclusión de discusión detallada de algún escenario con contribución importante de GxDx y Almacenamiento Dx	Se incluirá en el Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021 la proyección de potencia y energía asociada a PMGD para distintos escenarios. En el marco del Informe Complementario de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021, se realizarán propuestas asociadas en virtud de la proyección de potencia y energía mencionada.
113	El Pelicano Solar Company SpA	Documento Principal	Los escenarios PELP no consideran opciones de Gx edifica offshore (aguas rasas y profundas), que modificarían la estructura y costo del sistema de Tx	Se propone se incluyan esta opción tecnológica en el horizonte 2030+	No se acoge la observación. La PELP (Planificación Energética de Largo Plazo) forma parte de los desarrollos del Ministerio de Energía, no siendo esta la instancia en la cual este Coordinador se refiera a sus resultados.

114	El Pelicano Solar Company SpA	Documento Principal 5.2.3	Reducción sustancial de flujos por LT 500 kV SEN Norte tras entrada de sistema HVDC	Incluir discusión crítica el proyecto HVDC hace sentido vs otras alternativas incluyendo BSS-Tx en el horizonte de tiempo del estudio	Se realiza el análisis de obras complementarias al sistema HVDC Kimal - Lo Aguirre, incluido en el Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021.
115	El Pelicano Solar Company SpA	Documento Principal 5.2.3	Capacidad de la Línea TEN: 1500 MW Aprox. Actual vs 2000+ MW futuro	Confirmar si es posible adelantar 2000+ MW ya que la capacidad de la LT sube (2029) cuando los flujos disminuyen...	Con la puesta en servicio del sistema HVDC Kimal - Lo Aguirre se liberan restricciones de operación que permiten las transferencias de 2.000 MW en el corredor de 500 kv. Finalmente, la incorporación del sistema HVDC permite la evacuación de energía desde S/E Kimal, lo que produce una disminución de las transferencias en el corredor de 500 kv.
116	Interchile S.A.	General	Considerar que la capacidad de la LT Nueva Pan de Azúcar-Polpaico es de 1700 MVA	Considerar las capacidades actuales de Cardones Polpaico y las obras propuestas por Interchile en el plan de expansión 2020, las cuales pueden mejorar escenarios con retraso en Kimal Lo Aguirre.	Se acoge la observación y se analizará en el Informe Complementario a la Propuesta del Plan de Expansión de la Transmisión 2021.
117	Parque Solar Cuz Cuz SpA	Subtítulos 5.1.4; 5.2.4; 5.3.4; 5.4.4; 5.5.4; 5.6.4	En el diagnóstico de transformadores AT/MT de cada zona se indica que existe cierto nivel de sobrecarga al año 2020 y que aumenta en % hacia fines del horizonte de estudio (2026), entregando un listado de subestaciones que presentarán congestión en el periodo 2020-2026. Sin embargo, no queda claro si las subestaciones listadas presentarán sobrecarga en el corto plazo (cercano a 2020) o hacia fines del horizonte de estudio.	Se solicita al Coordinador entregar detalle sobre la fecha en que se estima el inicio de la congestión de cada subestación en el horizonte de estudio, para así poder tener una noción más clara sobre la urgencia que requieren las posibles obras de expansión.	Se incluirá en el Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021 la proyección de potencia y energía asociada a PMGD para distintos escenarios. En el marco del Informe Complementario de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021, se realizarán propuestas asociadas en virtud de la proyección de potencia y energía mencionada.
118	Parque Solar Cuz Cuz SpA	Subtítulos 5.1.9; 5.2.9; 5.3.9; 5.4.9; 5.5.9; 5.6.9	En el análisis de sensibilidad PMGD de cada zona, se entregan observaciones respecto a cambios en los transformadores de las SS/EE que cuentan con PMGD. Sin embargo, no se detalla el motivo de por qué ocurre la posible congestión en la S/E.	Se solicita al Coordinador incluir información en la tabla "sensibilidad PMGD" sobre el motivo de la congestión identificada, aclarando si se debe a aumentos en la demanda local, alta presencia de PMGD, etc.	Se incluirá en el Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021 la proyección de potencia y energía asociada a PMGD para distintos escenarios. En el marco del Informe Complementario de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021, se realizarán propuestas asociadas en virtud de la proyección de potencia y energía mencionada.
119	Parque Solar Cuz Cuz SpA	General	El informe señala congestiones identificadas en ciertas subestaciones para el horizonte de estudio. Del texto se entiende que las congestiones previstas en cada zona se deben a un aumento en la demanda, sin embargo, no se hace una mención específica a posibles congestiones en subestaciones con exceso de oferta de generación PMGD.	Se solicita al Coordinador abordar también la posibilidad de congestión en subestaciones por exceso de oferta de generación PMGD en el análisis, de manera que se pueda concluir de manera explícita si existen o no congestiones en alguna zona ocasionadas por este motivo.	Se incluirá en el Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021 la proyección de potencia y energía asociada a PMGD para distintos escenarios. En el marco del Informe Complementario de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021, se realizarán propuestas asociadas en virtud de la proyección de potencia y energía mencionada.
120	Aes Gener S.A.	Flujo Circuito Parinas-Likanantai 220. Ajuste potencia máxima, página 62 Diagnóstico-PET-2021.pdf.	Capacidad máxima del circuito comprendido entre las S/E Parinas 220 y S/E Likanantai 220 es mayor a las definidas en la licitación de la obra: 660 MVA vs 1700 MVA:  	Ajustar límites máximos N-1	Se acoge comentario para ser incorporados en futuros análisis dentro del Proceso de Planificación.
121	Aes Gener S.A.	Análisis adicional Andes-Likanantai 220, agregar central Andes lib, página 11 Diagnóstico-PET-2021.pdf.	En el escenario evaluado incorporar el proyecto Andes Solar lib declarado en construcción en diciembre 2020.	Actualizar análisis circuitos por impacto en proyecto Andes lib	El proyecto se incluye dentro de los análisis realizados.
122	Aes Gener S.A.	Incorporar nuevo transformador Parinas 220/500, parinas 220/500, página 62 Diagnóstico-PET-2021.pdf.	Incorporar propuesta nuevo transformador 220/500 en Parinas 220 para disminuir cargabilidad y posibilitar el desarrollo del polo eólico de Taltal	Agregar proyecto propuesta expansión 2020	Se acoge la observación y se analizará en el Informe Complementario a la Propuesta del Plan de Expansión de la Transmisión 2021.
123	Aes Gener S.A.	Eólico Campo Lindo, actualizar análisis, página 11 Diagnóstico-PET-2021.pdf.	Incorporar parque eólico Campo Lindo declarado en construcción en 2020	Reevaluar la cargabilidad del tramo Charrúa-Mulchen 220.	El proyecto se incluye dentro de los análisis realizados.
124	Aes Gener S.A.	Los Ángeles-Charrúa, cargabilidad, página 153, APÉNDICE-V—DIAGNÓSTICO-DEL-SISTEMA-DE-TRANSMISIÓN-ZONAL.pdf	Reevaluar propuesta enviada en el plan de expansión 2020 por aumento del conductor de Los Ángeles - Charrúa dado los altos niveles de cargabilidad. 	Reevaluar propuesta enviada en el plan de expansión 2020 por aumento del conductor de Los Ángeles - Charrúa	No se acoge la observación. La congestión visualizada se presenta en escenarios extremos y además es posible realizar medidas operativas en la zona en caso de encontrarse en dicha situación. Adicionalmente, la obra Nueva S/E Seccionadora Epeulefuru permite evitar dicha condición.