

CONSORCIO



ElectroNet Ltda.



SUBCONTRATISTAS

CESI



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

“ESTUDIO DE TRANSMISION TRONCAL”

RESPUESTA A OBSERVACIONES AL INFORME 3

12 DE OCTUBRE DE 2010

INTRODUCCIÓN

En el presente Informe el Consorcio SYNEX-ELECTRONET-MERCADOS ENERGÉTICOS-QUANTUM, en adelante el Consultor, analiza y responde la totalidad de las observaciones realizadas al Informe N° 3 por el Comité, participantes y usuarios e instituciones interesadas en el Estudio de Transmisión Troncal.

Para hacer el texto auto soportante, se ha reproducido cada observación, señalando para cada una quien la efectúa, el capítulo observado y número de página, la observación, la propuesta de quien efectúa la observación y la respuesta del Consultor a la observación y a la propuesta.

Observaciones al informe 3 – Respuestas del Consultor

N°	Empresa	Identificación	Observación	Propuesta	Respuesta
1	CDEC-SIC	<p>4.1 Criterios básicos para la definición de límites operacionales de los tramos de transmisión.</p> <p>Pág. 111</p>	<p>Se observa que el criterio elegido para la condición de despacho y demanda en que se realizan los estudios eléctricos pueden llevar a seleccionar un caso de alto flujo pero baja demanda. En general, los casos en que se dan las mayores restricciones de transmisión ocurren en demanda alta.</p> <p>Por otra parte, se deb tener presente que cuando se selecciona un flujo de 5% de probabilidad de excedencia, no necesariamente se está eligiendo el mayor flujo.</p>	<p>La condición de despacho para la cual estimamos se debiera determinar los máximos flujos, corresponde en general a aquella más exigente desde el punto de vista de tensión, por lo cual el despacho a elegir de los resultados del modelo no debiera ser función de la probabilidad de excedencia, sino del valor más alto de flujo transitado por la línea, y de altos consumos de reactivos en la zona, lo que a su vez tiende a coincidir con la condición de demanda alta.</p>	<p>El Consultor concuerda en general con lo indicado y contempló ese criterio para la selección de los estudios más relevantes. Sin perjuicio de lo anterior, cabe señalar que, dado que las necesidades de reforzar tramos del sistema troncal se detectan a través de las transmisiones máximas que se prevén, en muchas ocasiones éstas no coinciden con el bloque de demanda máxima.</p>
2	CDEC-SIC	<p>4.2 Límites operacionales para los tramos 4.2.1. Escenario CNE</p> <p>Pág. 114</p>	<p>No se encuentra en los anexos los estudios que demuestren que se pueden transmitir flujos de 800 y 1000 MW para el tramo Maitencillo – Cardones con 5 y 7 circuitos, respectivamente.</p>	<p>Se solicita verificar la factibilidad de alcanzar las transmisiones señaladas.</p>	<p>Las soluciones adoptadas en definitiva son con un menor número de circuitos de mayor capacidad. Se incluirán las verificaciones pendientes.</p>

3	CDEC-SIC	<p>5 Evaluación Económica de los Planes de Expansión</p> <p>5.5 Zona Norte entre Nogales/Polpaico y Cardones</p> <p>Pag.125</p>	<p>No se incluyen en este capítulo los resultados obtenidos en la evaluación económica de los tramos recomendados al norte de la subestación Pan de Azúcar.</p> <p>Por otro lado, los beneficios mostrados para el caso de la línea Maitencillo – Cardones no demuestran que sea conveniente incluir el proyecto Pan de Azúcar – Maitencillo, cuando ya se ha construido la línea Maitencillo - Cardones.</p>	<p>Se solicita indicar los resultados obtenidos en la evaluación económica de los tramos recomendados al norte de la subestación Pan de Azúcar.</p> <p>Para el caso del tramo Cardones-Maitencillo se solicita indicar los beneficios obtenidos para años anteriores al 2018.</p> <p>Se sugiere evaluar Pan de Azúcar – Maitencillo, considerando construida la línea Maitencillo – Cardones.</p>	<p>Cardones-Maitencillo: para el escenario CNE está en la página 125. En los escenarios alternativos la necesidad es evidente al observar los flujos. En todo caso se agregarán las evaluaciones.</p> <p>Pan de Azúcar-Maitencillo está evaluada con Cardones-Maitencillo ya ampliada, pero no se incorporó en el informe. Se agregará</p>
4	CDEC-SIC	<p>5 Evaluación Económica de los Planes de Expansión</p> <p>5.5 Zona Norte entre Nogales/Polpaico y Cardones</p> <p>Pag.125</p>	<p>En la Tabla que resume la “Solución 500 kV hasta Pan de Azúcar”, para la primera “Línea Maitencillo – Cardones 2x220 kV”, se indica como año de entrada el 2016, sin embargo, el informe indica que desde la subestación P. de Azucar al norte las obras se justifican a partir del 2018.</p> <p>Además, en la misma tabla anterior se señala la Transformación a 500 kV de la línea Polpaico-Nogales 2x500 kV, sin embargo, se debe tener presente que el actual proyecto 2x220 kV estaría diseñado para ser transformable a 1x500 kV.</p> <p>En este mismo cuadro no se entiende la nota “En la línea de 500 kV se incluye inversión de 2 trafos en P.Azúcar”</p>	<p>Corregir la fecha de entrada del primer tramo Maitencillo – Cardones 2x220, la que entendemos debería ser 2018 en vez de 2016.</p> <p>Respecto a la Transformación a 2x500 kV de la línea Polpaico-Nogales, se solicita confirmar si se incluyen los costos adicionales que implicaría transformar a 2x500 kV.</p> <p>En el mismo cuadro, para mayor claridad, se sugiere revisar la nota y/o agregar la fecha en que se debería materializar la energización en 500 kV del tramo Nogales-Pan de Azúcar.</p>	<p>Maitencillo-Cardones: se corregirá la fecha en la tabla.</p> <p>Polpaico-Nogales: se construye una línea nueva 2*500 kV. La línea existente no se transforma pues no puede ser sacada de servicio para realizar ese cambio.</p> <p>Se eliminará la nota y aclarará lo de la transformación.</p>

5	CDEC-SIC	<p>5 Evaluación Económica de los Planes de Expansión</p> <p>5.5 Zona Norte entre Nogales/Polpaico y Cardones</p> <p>Pag.126, 127 y 128</p>	<p>Respecto de los cuadros que presentan el cálculo del valor presente de las alternativas evaluadas, entendemos que el objetivo sería sólo comparar las alternativas propuestas hasta Pan de Azúcar, sin embargo no se indican resultados que demuestren que estas alternativas por si sola son convenientes.</p>	<p>Mostrar el resultado de las alternativas propuestas respecto de la situación sin proyecto.</p>	<p>Se realizó el análisis en las primeras etapas del estudio. No se han incluido pues, por los niveles de transmisión, su justificación es evidente.</p>
---	----------	--	--	---	--

6	CDEC-SIC	<p>5 Evaluación Económica de los Planes de Expansión</p> <p>5.6 Sistema Charrúa-Ancoa-Alto Jahuel</p> <p>Pag.130</p>	<p>Si bien, modificar la política de gestión del embalse para las situaciones con y sin proyecto, sería en rigor la mejor solución teórica cuando los proyectos que se evalúan son de gran envergadura como es el caso del Sistema Charrúa-Ancoa-Alto Jahuel, cuando se utiliza esta metodología hay que tener presente que, por la complejidad de los modelos que se utilizan, se podrían estar introduciendo otros efectos indeseados en las evaluaciones, difíciles de explicar.</p> <p>Estos efectos podrían estar inmersos en los resultados que se entregan en la Tabla para el “3er circ Charrúa-Ancoa, 4to cir Jahuel-Ancoa, 4to trafo Charr500/220”, particularmente en la columna beneficio, donde aparecen montos muy relevantes entre los años 2011 al 2015, período en el cual las obras aún no entran en operación, pero que se podrían explicar por la mayor o menor utilización de agua de los embalses en el caso con proyecto.</p>	<p>Al respecto, por una parte solicitamos entregar los valores de costos del sistema para cada caso, es decir para las simulaciones con y sin proyecto y confirmar si los resultados obtenidos son consistentes con el comportamiento de los embalses en cada caso evaluado.</p>	<p>Se informarán los costos anuales, aunque no aporta información adicional relevante.</p> <p>Estamos de acuerdo en la dificultad de interpretar estos resultados, pero la línea en análisis tiene un efecto importante en la operación del Laja. Por este motivo se ha aplicado en el análisis de este tramo.</p>
---	----------	--	--	--	--

7	CDEC-SIC	<p>5 Evaluación Económica de los Planes de Expansión</p> <p>5.6 Sistema Charrúa-Ancoa-Alto Jahuel</p> <p>Pag.130, 131 y 132.</p>	<p>Para el “Escenario CNE” se considera que el proyecto para el sistema Charrúa – Ancoa Alto Jahuel se justifica a partir de 2023 por la entrada en operación de las centrales de Energía Austral. Al evaluar el adelanto, se concluye que la obra debe construirse en forma inmediata.</p> <p>Se observa que la conveniencia de la construcción de una línea para la entrada de una central en el año 2023 debería ser evaluada en el próximo ETT. Por lo tanto, no convendría concluir el adelanto de una obra que podría no justificarse por sí misma.</p>	<p>Evaluar con otro criterio este proyecto.</p>	<p>El análisis está hecho para el escenario de expansión de generación CNE, y en ese contexto se analiza el adelanto.</p> <p>En todo caso los ahorros de operación del anticipo (indicados en la tabla) comparados con la inversión completa (agregando la anualidad hasta 2025) hacen económico realizar la obra, independiente de su justificación a partir de 2023.</p>
8	CDEC-SIC	<p>5 Evaluación Económica de los Planes de Expansión</p> <p>5.6 Sistema Charrúa-Ancoa-Alto Jahuel</p> <p>Pag. 132.</p>	<p>La evaluación económica no incluye los beneficios anteriores a 2016.</p>	<p>Se solicita incluir los beneficios anteriores a 2016.</p>	<p>No se incluyeron en la tabla por error, pero están incorporados al valor presente. Se incluirán.</p>

9	CDEC-SIC	<p>5 Evaluación Económica de los Planes de Expansión</p> <p>5.8 Tramo Cardones - Maitencillo</p> <p>Pag. 135.</p>	<p>Se indica que el repotenciamiento de la línea Maitencillo – Cardones 1x220 kV más la instalación del CER en Cardones permitiría llegar a 400 MW de capacidad.</p> <p>Se observa que sin repotenciamiento, la capacidad N-1 por límite térmico sería de $197*2=394$ MW, el cual teóricamente podría ser alcanzado con una adecuada compensación de reactivos.</p>	<p>Se solicita aclarar la contribución del repotenciamiento de la línea en el corto plazo.</p> <p>En la misma página, se solicita explicar la estimación del tiempo de salida de la línea Maitencillo – Cardones 1x220 kV durante los trabajos de repotenciamiento.</p>	<p>El límite de verano que impone el conductor de la línea sin repotenciamiento es 332 MW. Repotenciamiento y CER suben a 400 MW todo el año. El aumento del límite en verano justifica las obras señaladas.</p> <p>Para realizar el repotenciamiento se desconecta la línea 8 horas cada fin de semana por 12 semanas. Para tomar en cuenta estas desconexiones, en el modelo se sacó la línea un mes completo (diciembre).</p>
10	CDEC-SIC	<p>5 Evaluación Económica de los Planes de Expansión</p> <p>5.10 Polpaico – Lo Aguirre – Alto Jahuel</p> <p>Pag.139</p>	<p>En la Conclusión sobre el tramo Alto Jahuel Polpaico se indica que su construcción se justifica “en el año 2012 en el escenario CNE”, sin embargo de acuerdo al análisis previo entendemos debería ser el año 2021.</p>	<p>Se solicita corregir si corresponde.</p>	<p>Se corregirá en el Informe Final.</p>
11	CDEC-SIC	<p>5 Evaluación Económica de los Planes de Expansión</p> <p>5.11 Transformador Ancoa 500/220</p> <p>Pag.140</p>	<p>La conclusión para el tramo Ancoa 500/220 es “Poner en servicio un segundo transformador Ancoa 500/220 en enero de 2015”. Sin embargo esto estaría sujeto a que se construyan las centrales proyectadas.</p>	<p>Se solicita incorporar el condicionamiento señalado en la conclusión.</p>	<p>Está dicho. En el Informe Final se agregará en la conclusión.</p>

12	CDEC-SIC	<p>5 Evaluación Económica de los Planes de Expansión</p> <p>5.12 Tramos Charrúa-Mulchén y Mulchén-Cautín</p> <p>Pag.141</p>	<p>En los resultados de beneficio económico para los Tramos Charrúa-Mulchén y Mulchén-Cautín, aparecen beneficios negativos desde los años 2023 al 2025.</p> <p>Entendemos que en este caso no fue necesario modificar la política de gestión del embalse para las situaciones con y sin proyecto, por lo que no resulta fácil explicar por qué en el caso con proyecto vs. sin proyecto los resultados para dichos años son negativos.</p>	<p>Solicitamos revisar y/o explicar los beneficios resultantes y mostrar los resultados de costo para el sistema en los casos con y sin proyecto y no sólo sus diferencias.</p>	<p>En el Informe Final se mostrarán los costos anuales de operación.</p>
13	CDEC-SIC	<p>5 Evaluación Económica de los Planes de Expansión</p> <p>5.12 Tramo Cautín-Ciruelos</p> <p>Pag.143</p>	<p>En los resultados de beneficio económico para el Tramo Cautín-Ciruelos, también aparecen beneficios negativos desde los años 2023 al 2025, que en este caso, si no fue necesario modificar la política de gestión del embalse para las situaciones con y sin proyecto, no resultan fáciles de explicar.</p> <p>Por otra parte, aparece como solución un cambio de conductor entre Loncoche y Ciruelos.</p>	<p>Solicitamos revisar y/o explicar los beneficios resultantes y mostrar los resultados de costo para el sistema en los casos con y sin proyecto y no sólo sus diferencias.</p> <p>Además, se solicita indicar si se analizó la factibilidad técnica del cambio de conductor.</p>	<p>En el Informe Final se mostrarán los costos anuales de operación.</p> <p>Se analizará el cambio de conductor considerando plazos menores para su ejecución</p>

14	CDEC-SIC	<p>5 Evaluación Económica de los Planes de Expansión</p> <p>5.16 Proyecto Conexión Colbún-Ancoa</p> <p>Pag.149</p>	<p>Respecto del Proyecto Conexión Colbún-Ancoa se concluye que “es altamente conveniente realizar esta conexión en 2012 y desconectarla una vez que entre en servicio el tercer circuito Ancoa-Alto Jahuel.”</p> <p>La conveniencia de la desconexión el 2013 se demuestra al calcular los mayores costos del sistema producto de la operación del sistema 220 kV en paralelo con el sistema de 500 kV, sin embargo, no queda clara la razón conceptual de los mayores costos, es decir, si se debe factores como las pérdidas de transmisión o mayores limitaciones de transmisión.</p>	<p>Se solicita indicar las modificaciones a los límites de transmisión que se realizaron a las modelaciones con y sin el proyecto, que dieron como resultado el costo adicional del sistema manteniendo la conexión Colbún-Ancoa a partir del 2013.</p>	<p>El tramo 220 kV se operó sin limitación, considerando que el tramo en 500 kV impondría la limitación, lo cual es efectivo. Con el tercer circuito Ancoa Alto Jahuel el tramo en 500 kV no queda limitado. Los flujos por 220 KV incrementan las pérdidas, lo que justifica desconectarlo. Se verificará en el informe.</p> <p>Al operar ambos tramos en paralelo, la limitación la impone el tramo de 500 kV, fijada en 1635 MW. Con el tercer circuito Ancoa - Alto Jahuel el tramo en 500 kV no queda limitado (límite sube a 2170). Si se mantiene el anillo cerrado, los flujos por 220 KV incrementan las pérdidas, lo que justifica desconectarlo.</p>
----	----------	--	--	---	---

15	CDEC-SIC	<p>6 Obras del plan de expansión recomendado</p> <p>6.3 Obras a ejecutar o iniciar en el cuatrienio 2011 – 2014 y su clasificación, según los escenarios estudiados</p> <p>Pags 151 al 153.</p>	<p>En el cuadro con las obras recomendadas se indica el factor determinante o causante de la obra recomendada.</p> <p>Al respecto, no queda claro si esto corresponde a un condicionamiento para la ejecución de la obra. Por ejemplo, en el caso de la Instalación de segundo transformador Ancoa 500/220 se señala que el causante son las “Nuevas Centrales”. Se entendería entonces que esta obra quedaría supeditada al desarrollo efectivo de estas nuevas centrales.</p> <p>Sin embargo, en otros casos se indica que el causante es “Por generación”, de lo que se podría entender que la obra no está supeditada al desarrollo efectivo de alguna central.</p>	<p>Se solicita dejar establecido con claridad en la columna “Causante de la inversión” cuando las obras están supeditadas a desarrollos efectivos de centrales generadoras o de proyectos de consumos.</p>	<p>Se indicará en el Informe Final, cuando la relación sea clara.</p>
16	CDEC-SIC	Anexo N°8	<p>No quedan claras las condiciones en que se confeccionaron las curvas P-V, por ejemplo, si está aplicada o no la contingencia.</p> <p>Además, no queda claro cómo se relacionan los datos obtenidos en los gráficos y tablas de flujo de potencia con los resultados mostrados en las tablas de resumen de límites de transmisión.</p>	<p>Se solicita explicar con mayor detalle el procesamiento de los datos.</p>	<p>Las curvas P-V se determinaron incluyendo la contingencia. En el Informe final se explicará en mayor detalle el procesamiento de los datos y el criterio utilizado para estimar el valor límite utilizado.</p>

17	CDEC-SING	<p>Título 2. Antecedentes de Escenarios de Generación y Demanda;</p> <p>Subtítulo 2.2. Extensión del Escenario de Generación CNE hasta 2025;</p> <p>Página 6.</p>	<p>Respecto a la definición de la expansión de las centrales generadoras para el periodo 2020-2025, la información proporcionada por el Consultor (incluyendo la información del Anexo 2. Títulos 4, 5 y 6), no permite revisar si las obras de generación propuestas son resultado de un análisis que considere criterios de optimalidad.</p> <p>En este sentido, información sobre el análisis para la definición de las fechas de puesta en servicio, periodo de evaluación de rentabilidad, análisis de adaptación del plan propuesto, precio de potencia de punta, no se encuentran en el Informe y/o sus anexos.</p>	<p>Se solicita aclarar si los escenarios de generación propuestos son resultado de un análisis de adaptación óptima a la demanda.</p> <p>Dependiendo de la respuesta a consulta del párrafo anterior, se solicita al Consultor poner a disposición la información necesaria asociada a los análisis para la determinación de la expansión de la generación.</p>	<p>Los planes de expansión de los escenarios alternativos 1 y 2 consideran una adaptación aproximada a la demanda. El criterio es una rentabilidad de 9% de las unidades térmicas nuevas, el que se verifica a través del margen operacional de las centrales. Las salidas de las simulaciones (resultados SDDP) incluirán una planillas donde se muestran estos márgenes.</p>
18	CDEC-SING	<p>Título 2. Antecedentes de Escenarios de Generación y Demanda;</p> <p>Subtítulo 2.3. Escenarios de Generación Alternativos;</p> <p>Numeral 2.3.1. Escenario CNE;</p> <p>Páginas 6 y 7.</p>	<p>1) En el segundo párrafo del numeral termina con "...en el período 2015-2030."</p> <p>2) El gráfico no tiene numeración, tampoco unidades.</p> <p>3) En el gráfico, "Costo marginal de energía en Crucero escenario CNE", se observa que los costos marginales de Crucero desde el año 2020 en adelante superan los 90 US\$/MWh, incluso alcanza los 120 US\$/MWh los años 2023, 2024 y 2025. Al respecto, en el Informe no se explica a qué se debe dicha alza de costos del nudo Crucero.</p>	<p>1) En el segundo párrafo del numeral debe decir "...en el período 2015-2025"</p> <p>2) Incluir numeración al gráfico y las unidades.</p> <p>3) Se solicita explicar la naturaleza del alza de costos marginales esperada para el período entre el 2020 y el 2025 del Escenario CNE en el nudo Crucero.</p>	<p>1) Se corregirá en el Informe Final. Debe decir 2015-2020</p> <p>2) Se agregará unidades</p> <p>3) El alza de los costos marginales se explica por el aumento del precio del carbón.</p>

19	CDEC-SING	<p>Título 2. Antecedentes de Escenarios de Generación y Demanda;</p> <p>Subtítulo 2.3. Escenarios de Generación Alternativos;</p> <p>Numeral 2.3.3. Escenario Alternativo 1;</p> <p>Página 8.</p>	<p>1) El gráfico no tiene numeración, tampoco unidades.</p> <p>2) En el gráfico, “Costo marginal de energía en Crucero escenario Alternativo 1”, se observa que los costos marginales de Crucero desde el año 2019 en adelante superan los 100 US\$/MWh. Al respecto, en el Informe no se explica a qué se debe dicha alza de costos del nudo Crucero.</p>	<p>1) Incluir numeración al gráfico y las unidades.</p> <p>2) Se solicita explicar la naturaleza del alza de costos marginales esperada para el período entre el 2020 y el 2025 del Escenario CNE en el nudo Crucero.</p>	<p>1) Se agregará unidades en el Informe Final.</p> <p>2) El alza de los costos marginales se explica por el aumento del precio del carbón.</p>
20	CDEC-SING	<p>Título 2. Antecedentes de Escenarios de Generación y Demanda;</p> <p>Subtítulo 2.3. Escenarios de Generación Alternativos;</p> <p>Numeral 2.3.4. Escenario Alternativo 2;</p> <p>Página 8.</p>	<p>1) El gráfico no tiene numeración, tampoco unidades.</p> <p>2) En el gráfico, “Costo marginal de energía en Crucero escenario Alternativo 2”, se observa que los costos marginales de Crucero desde el año 2018 en adelante superan los 100 US\$/MWh. Al respecto, en el Informe no se explica a qué se debe dicha alza de costos del nudo Crucero.</p>	<p>1) Incluir numeración al gráfico y las unidades.</p> <p>2) Se solicita explicar la naturaleza del alza de costos marginales esperada para el período entre el 2020 y el 2025 del Escenario CNE en el nudo Crucero.</p>	<p>1) Se agregará unidades en el Informe Final</p> <p>2) El alza de los costos marginales se explica por el aumento del precio del carbón.</p>

21	CDEC-SING	<p>Título 2. Antecedentes de Escenarios de Generación y Demanda;</p> <p>Subtítulo 2.3. Escenarios de Generación Alternativos;</p> <p>Numeral 2.3.3. Escenario Alternativo 1;</p> <p>Numeral 2.3.4. Escenario Alternativo 2;</p> <p>Página 8.</p>	<p>Se observa de los gráficos de costos marginales de los escenarios alternativos 1 y 2, que hay diferencias en los valores entre los años 2011 y 2017, lo cual no guarda relación con los supuestos que consideran a dichos escenarios idénticos hasta el año 2017.</p>	<p>Se solicita explicar las diferencias de costos entre los años 2011 y 2017, entre los escenarios alternativos 1 y 2.</p>	<p>Los costos marginales son prácticamente iguales hasta 2015. Se producen diferencias entre 2016 y 2020 en Crucero pues en un escenario las primeras unidades se instalan en Mejillones y en el otro se instalan en Tarapacá.</p>
----	-----------	--	--	--	--

22	CDEC-SING	<p>Título 2. Antecedentes de Escenarios de Generación y Demanda;</p> <p>Subtítulo 2.3. Escenarios de Generación Alternativos;</p> <p>Numeral 2.3.5. Planes de expansión de la generación.</p> <p>Página 9.</p>	<p>Los escenarios de generación no reflejan variaciones importantes uno de otro. Se espera que éstos sean un aporte para prever distintos escenarios futuros. El adelantar o atrasar una central a carbón respecto de otra central a carbón, en el largo plazo conduce a la misma solución de transmisión para el sistema, y a precios similares.</p> <p>En ese sentido, no se ha considerado por ejemplo que existen zonas saturadas ambientalmente como Tocopilla y Mejillones, en donde un escenario podría ser la prohibición de más centrales a carbón en las cercanías de estas zonas. Otro escenario relevante es el mayor desarrollo de ERNC, tal como lo hace ver el IPN preliminar de Octubre 2010 donde se consideran 400MW de generación geotérmica y 90MW de eólica.</p> <p>Por otro lado, se prevé que la central Salta dejará de inyectar generación al SING alrededor del año 2013, por lo tanto un escenario esencial sería la consideración de esta restricción.</p>	<p>Se solicita se consideren escenarios con diferencias relevantes, con el fin de que sean un real aporte para la toma de decisiones en las futuras revisiones anuales.</p> <p>Un escenario que no debe omitirse es la consideración de que la central Salta no se encuentra inyectando al SING a partir del año 2013, para lo cual se solicita se incluya esta restricción en el caso base.</p>	<p>Se analizará en el Informe Final la situación sin Salta, sólo en el caso CNE.</p>
----	-----------	--	--	--	--

23	CDEC-SING	<p>Título 3. Diagnóstico del Sistema de Transmisión Troncal (STT) y Formulación de Planes de Expansión;</p> <p>Subtítulo 3.4. Formulación de Planes de Expansión Escenario CNE;</p> <p>Página 11.</p>	<p>En el tercer párrafo se presenta el proyecto de interconexión de las barras de 220 kV Chacaya y Atacama, como un caso de planificación con abstracción de las clasificaciones de las instalaciones, donde existe una clara ventaja económica, indicando que disminuye los costos de abastecimiento, redistribuye las transmisiones por ciertos tramos del sistema troncal.</p> <p>Sin embargo, en el Informe y/o Anexos, no se encuentra análisis o evaluación alguna asociada al proyecto, que fundamente el valor de recomendar dicha interconexión y sus efectos en el sistema eléctrico.</p>	<p>Se solicita entregar la información resultante del análisis y evaluación que fundamente la recomendación de interconectar las barras en 220 kV de Chacaya y Atacama.</p> <p>Lo anterior es información relevante para el análisis y revisión de los resultados obtenidos, dado que dicho proyecto condiciona las transferencias por tramos que el Consultor definió como troncales en el informe N° 1 del presente Estudio.</p>	<p>Se analizará en el Informe Final la expansión sin la conexión entre Chacaya y Atacama.</p>
----	-----------	---	---	--	---

24	CDEC-SING	<p>Título 3. Diagnóstico del Sistema de Transmisión Troncal (STT) y Formulación de Planes de Expansión;</p> <p>Subtítulo 3.4. Formulación de Planes de Expansión Escenario CNE;</p> <p>Numeral 3.4.3. Tramo Crucero – Encuentro;</p> <p>Numeral 3.4.4. Tramo Atacama – Encuentro;</p> <p>Páginas 15 y 16.</p>	<p>El análisis indicado basa su fundamento en la entrada en servicio de la línea Atacama – Chacaya en 2015, recomendada por el Consultor, proyecto que no ha sido informado por alguno de los propietarios de dichas subestaciones; tampoco se extrae del Informe y/o Anexos análisis alguno de la conveniencia de dicha interconexión.</p>	<p>Se recomienda realizar los análisis sin la línea Atacama – Chacaya en 2015, y dejar su interconexión como un escenario alternativo.</p>	Idem 23
----	-----------	---	---	--	---------

25	CDEC-SING	<p>Título 3. Diagnóstico del Sistema de Transmisión Troncal (STT) y Formulación de Planes de Expansión;</p> <p>Subtítulo 3.5. Formulación de Planes de Expansión Escenario Alternativo 1;</p> <p>Numeral 3.5.3. Tramo Crucero – Encuentro;</p> <p>Numeral 3.5.4. Tramo Atacama – Encuentro;</p> <p>Páginas 20 y 21.</p>	<p>El análisis indicado basa su fundamento en la entrada en servicio de la línea Atacama – Chacaya en 2015, recomendada por el Consultor, proyecto que no ha sido informado por alguno de los propietarios de dichas subestaciones; tampoco se extrae del Informe y/o Anexos análisis alguno de la conveniencia de dicha interconexión.</p>	<p>Se recomienda realizar los análisis sin la línea Atacama – Chacaya en 2015, y dejar su interconexión como un escenario alternativo.</p>	<p>Idem 23 para escenario alternativo 1</p>
----	-----------	---	---	--	---

26	CDEC-SING	<p>Título 3. Diagnóstico del Sistema de Transmisión Troncal (STT) y Formulación de Planes de Expansión;</p> <p>Subtítulo 3.6. Formulación de Planes de Expansión Escenario Alternativo 2;</p> <p>Numeral 3.6.4. Tramo Atacama – Encuentro;</p> <p>Página 26.</p>	<p>El análisis indicado basa su fundamento en la entrada en servicio de la línea Atacama – Chacaya en 2015, recomendada por el Consultor, proyecto que no ha sido informado por alguno de los propietarios de dichas subestaciones; tampoco se extrae del Informe y/o Anexos análisis alguno de la conveniencia de dicha interconexión.</p>	<p>Se recomienda realizar los análisis sin la línea Atacama – Chacaya en 2015, y dejar su interconexión como un escenario alternativo.</p>	<p>Idem 23 para escenario alternativo 2</p>
----	-----------	--	---	--	---

27	CDEC-SING	<p>Título 4. Análisis de Factibilidad Técnica de las Alternativas y Determinación de Límites de Transmisión por Tramo;</p> <p>Subtítulo 4.2. Límites Operacionales Determinados para los Tramos;</p> <p>Página 28.</p>	<p>En el segundo párrafo, y respecto a los límites operacionales de transferencias de las líneas Crucero – Lagunas y Encuentro – Collahuasi, se indica que “...El Consultor determinó para este caso la conveniencia de ampliar las líneas adicionales en vez de las líneas troncales...”</p> <p>Sin embargo, no existe en el Informe y/o Anexos, el análisis y evaluación que fundamente dicha afirmación y consecuente criterio para expandir el sistema de transmisión del SING.</p>	<p>Se solicita entregar los análisis y evaluación respectiva, que fundamenten la conveniencia de ampliar las líneas adicionales en vez de las líneas troncales.</p>	<p>Como criterio general, y dado que el estudio se refiere a determinar las ampliaciones necesarias en el Sistema Troncal de Transmisión, el Consultor consideró que si se detectaban sobrecargas en líneas no troncales, ocasionadas por altos flujos en las líneas troncales, los refuerzos de dichas instalaciones no troncales serían de responsabilidad del propietario de dicha instalación, y que no correspondía solucionar dichas sobrecargas con inversiones en el sistema troncal.</p> <p>En el caso citado, hay dos soluciones para evitar la sobrecarga en la línea Encuentro – Collahuasi:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ampliar Crucero – Lagunas, lo cual implica de todas maneras ampliar Lagunas – Collahuasi. - ampliar Encuentro – Collahuasi. <p>Esta última opción es más económica, independientemente de la clasificación, troncal o no troncal, de las líneas involucradas.</p>
----	-----------	--	---	---	---

28	CDEC-SING	<p>Título 4. Análisis de Factibilidad Técnica de las Alternativas y Determinación de Límites de Transmisión por Tramo;</p> <p>Subtítulo 4.2. Límites Operacionales Determinados para los Tramos;</p> <p>Páginas 28 y 29.</p>	<p>Para el tramo Tarapacá – Lagunas 220kV se considera en el horizonte de estudio la construcción de 2 líneas de transmisión adicionales de doble circuito cada una, lo que completa un total de 6 circuitos en el tramo al año 2025.</p> <p>Es importante destacar que la adición de una línea tras otra para un mismo tramo trae dos posibles y probables consecuencias:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Se subutiliza la capacidad de estas líneas, ya que a mayor número de circuitos en paralelo, la capacidad del tramo será cada vez menor que la simple multiplicación de capacidad por el número de circuitos. <p>Este tipo de proyectos son poco sustentables ambientalmente, ya que implica imponer servidumbre para dos franjas extras a la que actualmente existe.</p>	<p>El Consultor debe evaluar proyectos de mayor capacidad inicial tal que en lo posible sean suficientes hasta el final del período, como por ejemplo la construcción de una línea de 4 conductores por fase y la repotenciación de la línea existente, no solo por ser éste un proyecto más sustentable, sino también porque con las transferencias que se proyectan, debiera ser un proyecto de menor costo que el propuesto por el Consultor.</p> <p>Por lo tanto se solicita sean considerados proyectos de mayor capacidad, teniendo en cuenta aspectos económicos y de sustentabilidad.</p>	<p>La expansión del tramo Tarapacá – Lagunas 220 kV ha quedado condicionada a la instalación de nueva capacidad de generación cerca de la S/E Tarapacá. La decisión de la capacidad de línea a instalar debería adoptarse una vez que se confirme la instalación de dicha capacidad de generación, considerando en su momento las posibilidades de su expansión.</p>
29	CDEC-SING	<p>Título 5. Evaluación Económica de los Planes de Expansión;</p> <p>Subtítulo 5.5. Tramo Crucero - Lagunas;</p> <p>Página 32.</p>	<p>En el segundo párrafo se dice, “El análisis indica que resulta más eficiente, desde el punto de vista de aprovechar mejor las capacidades de las ampliaciones, empezar realizando ampliaciones al tramo Encuentro – Collahuasi y después realizar una al tramo Crucero.”</p> <p>Sin embargo, no existe en el Informe y/o Anexos, el análisis y evaluación que fundamente dicha afirmación y consecuente criterio para expandir el sistema de transmisión del SING.</p>	<p>Se solicita entregar los análisis que indican el eficiente resultado de ampliar el tramo Encuentro – Collahuasi.</p> <p>Lo anterior tiene relevancia dado que dicho proyecto compite directamente con ampliaciones en el tramo Crucero – Lagunas 220 kV, definido como troncal en el Informe N°1 del presente Estudio.</p>	<p>Ver 27</p>

30	CDEC-SING	Anexo 9. Salidas SDDP.	<p>De acuerdo a las planillas de generación del SING entregadas por el Consultor, se observa el despacho de la central Salta en todo el periodo de análisis (2011 - 2025) en los 3 escenarios evaluados.</p> <p>Sin embargo, hoy en día, no existe la certeza de contar en el largo plazo con la disponibilidad de dicha central para ser utilizada en el SING.</p>	<p>Se solicita al Consultor, modelar un Caso sin la central Salta para los tres escenarios analizados, esto dado que la disponibilidad de dicha central es un factor relevante en los resultados de despacho económico y consecuente distribución de flujos de potencia en el sistema de transmisión del SING.</p>	Idem 22
31	CDEC-SING	<p>Anexo 2. Extensión de la Expansión de la Generación hasta 2025.</p> <p>Título 6. Expansión de la generación 2021 – 2025.</p> <p>Páginas 9 y 10.</p>	<p>Los costos marginales proyectados en la barra Crucero difieren los primeros años de los costos proyectados en el IPN de Abril de 2010 (con el cual el Consultor realizó el caso base). A modo de ejemplo, para el año 2013 en el IPN de Abril de 2010 se proyecta un costo marginal promedio en la barra Crucero 220kV de 62,1 US\$/MWh, mientras que el Consultor considera un costo de 70,3 US\$/MWh.</p>	<p>Dado que se toma el caso base del IPN de Abril de 2010, los costos marginales debieran reflejar valores similares a los que obtiene la CNE. Se solicita revisar y corregir esta diferencia.</p>	<p>Las bases usadas no son exactamente las mismas de las CNE:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se ha reducido la potencia máxima en un 7% para tomar en cuenta la reserva rodante. La CNE no toma en cuenta esta exigencia - Se ha utilizado el programa de mantenimiento del CDEC-SING, que difiere del definido por la CNE (en fecha y duración)

32	CDEC-SING	<p>Anexo 5. SING – Proyección y Representación de la demanda.</p> <p>Título 5. Proyección de demandas escenarios alternativos 1 y 2.</p> <p>Páginas 8 y 9.</p>	<p>Se presenta una proyección realizada por el Consultor de la demanda máxima de proyectos mineros, sin indicar la fuente de dichas proyecciones.</p> <p>De hecho se indica sin otro detalle, que se realiza una “proyección individual en función de proyectos de expansión conocidos”.</p> <p>Asimismo, en el cuadro de página 9 se indica las demandas en GWh por barra hasta el año 2025, las cuales al comparar con demanda del Escenario CNE, presenta un crecimiento de 4 puntos porcentuales por debajo en periodo 2020 – 2025.</p> <p>Escenario CNE 2025: 30020 GWh Escenarios 1 y 2 2025: 25533 GWh</p>	<p>Se solicita al Consultar entregar la fuente de información de las proyecciones de demanda para los escenarios alternativos 1 y 2.</p> <p>Se solicita fundamentar las diferencias en el crecimiento de demanda de los escenarios alternativos 1 y 2 respecto al escenario CNE.</p>	<p>En el anexo 5 se indican las demandas anuales por barra (GWh/año) para el escenario base y los escenarios alternativos.</p> <p>En el mismo anexo se explica la diferencia entre ambas proyecciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> - La CNE proyecta tasas de crecimiento para todos los consumos - La demanda alternativa mantiene las demandas CNE para las distribuidoras y clientes menores, pero para los grandes consumos mineros considera solamente algunos crecimientos discretos asociados a expansiones de producción específicas (que se indican en el mismo anexo)
33	CDEC-SING	<p>Anexo 9. Salidas SDDP.</p>	<p>De acuerdo a las planillas de generación del SING entregadas por el Consultor, se observa el despacho de la central Salta en todo el periodo de análisis (2011 - 2025) en los 3 escenarios evaluados.</p> <p>Sin embargo, hoy en día, no existe la certeza de contar en el largo plazo con la disponibilidad de dicha central para ser utilizada en el SING.</p>	<p>Se solicita al Consultor, modelar un Caso sin la central Salta para los tres escenarios analizados, esto dado que la disponibilidad de dicha central es un factor relevante en los resultados de despacho económico y consecuente distribución de flujos de potencia en el sistema de transmisión del SING.</p>	<p>Idem 22</p>

34	Codelco	5 Evaluación económica de los planes de expansión 5.5 Tramo Crucero - Lagunas	<p>La incorporación como parte del STT del tramo Crucero – Lagunas responde a calificar también como parte de STT a la línea Tarapacá – Lagunas, situación ya fue observada por Codelco en el Informe 1.</p> <p>Tal como se señala en las Conclusiones de este punto, la decisión de ampliar el tramo Crucero-Lagunas está ligada a las proyecciones de crecimiento de un consumo específico para el período 2017 – 2019, por lo que debe ser reestudiado en el año 2014. Por esta razón se propone excluir proyectos de expansión en este tramo para el presente informe.</p>	<p>Incluir el texto en la Conclusión del Tramo: <i>“El Consultor no considera necesario desarrollar proyectos de ampliación en este tramo, ya que los principales requerimientos de flujo en esta línea están ligados al incremento efectivo de consumo en Collahuasi, por lo que esta situación podrá reestudiarse en el año 2014.”</i></p>	<p>En el Informe Final se incluirá un texto aclaratorio en el informe.</p>
35	Codelco	<p>2 ANTECEDENTES DE ESCENARIOS DE GENERACIÓN Y DEMANDA</p> <p>2.3 ESCENARIOS DE GENERACIÓN ALTERNATIVOS</p> <p>2.3.2 Proyectos para definir escenarios alternativos</p>	<p>Se dice: “Agregar la demanda de alguno de los proyectos mineros en la zona norte del SIC, que se encuentran en estudio, sin modificar el nivel global de demanda del SIC.”</p> <p>Se considera que puesto que la demanda de la zona norte del SIC define la expansión de los sistemas de transmisión al norte de Quillota, se sugiere no limitarse a considerar sólo algunos de los proyectos mineros e incorporar el detalle del análisis respecto de cuáles proyectos se consideraron.</p>	<p>Se propone incorporar un estudio de proyección de demanda detallado para la zona norte del SIC, identificando los proyectos mineros que incluyó la CNE en su proyección de demanda y otros proyectos mineros que se conozcan en la zona, clasificándolos según su estado de avance.</p>	<p>En el consultor ha elegido algunos de los proyectos que conocidos como probables desarrollos en la zona norte.</p> <p>Se indicarán los proyectos específicos incluidos en el escenario CNE y alternativos.</p>

36	Codelco	6 OBRAS DEL PLAN DE EXPANSIÓN RECOMENDADO Pagina 149	En el punto 5.16 se concluye que la conexión Colbún-Ancoa es altamente conveniente, sin embargo no hay mención a esta obra en el Capítulo 6 “Obras del Plan de Expansión Recomendado”	Incluir la conexión Colbún-Ancoa como expansión recomendada.	Se incluirá en el cuadro de recomendaciones
37	Colbún	2.3 Escenarios de Generación Alternativos 2.3.5 Planes de expansión definidos Página 19	La central Los Hierros se conecta a la línea de 220 kV Loma Alta – Pehuenche por lo tanto su nudo de conexión es Ancoa 220 kV y no Itahue 154 kV	Poner como nudo de conexión de la central Los Hierros el nudo Ancoa 220 kV	Se asignará a Ancoa 220 kV. En todo caso por su tamaño no tiene efecto en las decisiones del ETT.
38	Colbún	2.3 Escenarios de Generación Alternativos 2.3.5 Planes de expansión definidos Página 19	La central Neltume aparece conectada a la S/E Cautin 220 kV en circunstancias que está bastante más al sur.	Poner como nudo de conexión de la central Neltume el nudo Valdivia 220 kV	De acuerdo con información del Consultor, el proyecto Neltume se conectaría a una nueva subestación ubicada entre Cautín y Ciruelos, en un punto cercano a Loncoche. Dado que Loncoche se ubica 27 km al norte de la Subestación Ciruelos, el Consultor considerará en el informe final que esta última subestación sería el punto de conexión de este proyecto.

39	Colbún	<p>4 Analisis de Factibilidad técnica de las alternativas y determinación de límites de transmisión por tramo</p> <p>4.2 Límites operacionales determinados para los tramos</p> <p>Página 115</p>	<p>En las tablas 4.2.1.2, 4.2.2.2 y 4.2.3.2 en las columnas asociadas a los límites de los tramos Charrúa-Ancoa y Ancoa-Alto Jahuel no son claras ya que al observar las tablas se ve que las ampliaciones indicadas en las filas producen modificaciones en la capacidad de los tramos indicados en las columnas. Sin embargo, las capacidades indicadas corresponden al total de las modificaciones de capacidad en una fecha determinada.</p> <p>Por ejemplo, en la tabla 4.2.1.2 el aumento a 2600 MW y 3400 MW en el tramo los tramos Charrúa-Ancoa y Ancoa-Alto Jahuel pareciera estar asignada a la ampliación Lo Aguirre-Rapel en lugar de al tercer y cuarto circuitos de 500 kV de estos tramos respectivamente. Esto ocurre porque Lo Aguirre Rapel es la última modificación de Julio de 2016 indicada en la tabla. Esto induce a confusión en la interpretación de la tabla</p> <p>Algo similar ocurre en las otras tablas indicadas.</p>	<p>Corregir o explicar bien como deben interpretarse los valores de la tabla.</p>	<p>Efectivamente, en el caso de varias obras que se supusieron que entraban en servicio en la misma fecha, en dichas tablas se indicaron los límites correspondientes en la última fila.</p> <p>En el Informe final se explicará de mejor forma la interpretación y aplicación de los valores de las tablas .</p>
----	--------	---	--	---	---

40	Colbún	<p>5 Evaluación Económica de los Planes de Expansión</p> <p>5.4 Presupuesto de las Alternativas de Expansión</p> <p>Página 123</p>	<p>No se adjunta detalle de los presupuestos de inversión de los proyectos analizados</p>	<p>Adjuntar anexo con detalle del costo de inversión de cada proyecto analizado.</p>	<p>Se agregará anexo con presupuestos</p>
41	Colbún	<p>5 evaluación económica de los planes de expansión</p> <p>5.5 Zona norte entre Nogales/Polpaico y Cardones</p> <p>Página 125</p>	<p>En el capítulo 3 del informe el consultor describe las ampliaciones y expansiones de esta zona tanto en 220 kV y 500 kV.</p> <p>En este punto 5.4 no se muestra la justificación económica que las fechas de ampliaciones y expansiones de los distintos tramos sean efectivamente los que propone el consultor en el capítulo 3. Concordamos con el consultor que en esta zona las ampliaciones necesarias deben evaluarse como un paquete para ver la conveniencia de un desarrollo en 220 kV o 500 kV, pero es necesario justificar en cada caso, en anexo, las fechas de puesta en servicio de las distintas nuevas obras, ya que la diferencia en el VAN para el escenario CNE entre ambos tipos de desarrollos es de sólo aproximadamente US\$ 4 millones en un total de US\$ 9.640 millones (que está dentro del error de cálculo de los modelos de simulación). Algo parecido ocurre para los escenarios alternativos 1 y 2.</p>	<p>Incluir anexo con la justificación económica de las fechas óptimas de puesta en servicio de las distintas ampliaciones necesarias para desarrollos en 220 kV o 500 kV, para cada escenario analizado.</p>	<p>La información del beneficio anual de cada expansión, comparada con el VATT permite determinar la fecha óptima de puesta en servicio</p> <p>En el caso de la Zona Norte, los límites de transmisión que determinan la necesidad de ampliación están muy condicionados por la estabilidad de tensión. Ello establece una fuerte interdependencia entre las capacidades y ampliaciones de los distintos tramos. Así es como, ampliaciones en tramos más al norte no tienen el efecto requerido de aumento de capacidad si no van acompañadas contemporáneamente con ampliaciones en los tramos aguas arriba. Por esta razón, la evaluación se ha realizado para el proyecto como un conjunto.</p>

42	Colbún	<p>5 Evaluación económica de los planes de expansión</p> <p>5.6 Sistema Charrúa-Ancoa-Alto Jahuel</p> <p>Página 130</p>	<p>Para el escenario CNE el consultor señala que se requiere un circuito adicional de 500 kV entre Charrúa-Ancoa-Alto Jahuel y un nuevo transformador en Charrúa 500/220 kV para el 2023.</p> <p>Luego el consultor hace un análisis de adelantar estas inversiones al año 2016 y ello le resulta conveniente. Esto quiere decir que inicialmente el óptimo económico es poner en servicio estas obras el año 2016 y no el 2023.</p> <p>Además en la tabla de la página 130, si en ella se evalúan los efectos del adelanto de estas obras desde el 2023 al 2016, en la columna beneficio debieran ser nulos los años 2010 al 2015 y 2023 al 2025.</p> <p>De la misma forma, en la tabla de la página 131 correspondiente a los resultados del escenario alternativo 1, la columna beneficio debiera tener nulos los años 2010 al 2015.</p>	<p>Explicar por qué no considera desde el inicio las obras el 2016 y corregir las tablas indicadas.</p>	Idem 7
----	--------	---	---	---	--------

43	Colbún	<p>6 Obras del Plan de Expansión Recomendado 6.3 Obras a ejecutar o iniciar en el cuatrienio 2011 – 2014 y su clasificación, según los escenarios estudiados</p> <p>Página 151</p>	<p>En la ninguna de las tablas aparece el proyecto de unión de las subestaciones Colbún y Ancoa como proyecto de ampliación para entrar en servicio el año 2012 y ser ejecutado por Colbún.</p>	<p>Incorporar en las tres tablas el proyecto de unión de las centrales Colbún y Ancoa como obra de ampliación a ejecutar por Colbún S.A.</p>	Idem 36
44	Colbún	<p>6 Obras del Plan de Expansión Recomendado 6.3 Obras a ejecutar o iniciar en el cuatrienio 2011 – 2014 y su clasificación, según los escenarios estudiados</p> <p>Página 151</p>	<p>En el capítulo 3 del informe el consultor considera el seccionamiento de la S/E Ciruelos en todos los escenarios, sin embargo esta obra no está considerada en las tablas del punto 6.3.</p> <p>Dado que Colbún y Transelec tienen un acuerdo de ampliación de la S/E Ciruelos por la incorporación de la central San Pedro, situación informada por Transelec, que no incluye la barra de transferencia, la incorporación de la barra de transferencia a la subestación debería ser considerada como una ampliación troncal, ya que ello es necesario para cumplir con la Norma Técnica.</p>		<p>Se considerará la ampliación de la S/E Ciruelos en la tabla de obras recomendadas.</p>

45	Colbún	<p>2.- Subestaciones Escenario CNE</p> <p>2.11. Ampliación subestación Ancoa 500/220 kV</p> <p>2.11.4. Características técnicas especificadas de las obras</p> <p>Página 64.</p>	<p>Respecto a la conexión de la subestaciones Ancoa y Colbún en el año 2012, la descripción de las obras parece corresponder a la unión de los patios de 220 kV de ambas subestaciones mediante dos paños seccionadores en la S/E Ancoa, más espacio para otro futuro, y dos paños seccionadores en la S/E Colbún. Es decir, al parecer la propuesta no considera la unión de ambas subestaciones mediante una línea, sino más bien consistiría en una extensión de la barra de la S/E Ancoa hasta la S/E Colbún.</p> <p>Esta descripción de las obras, no corresponde al proyecto presentado por Colbún y no es factible. Tampoco refleja el valor de inversión presentado.</p> <p>En efecto, la propuesta no considera que el espacio disponible no permite instalar los cinco paños nuevos propuestos y que la configuración en anillo de la S/E Colbun no permite una unión con características como la propuesta por el consultor. La única alternativa de conexión a la subestación Ancoa es hacerlo a la sección de barra N° 2 del paño de la línea que viene desde Itahue, ya que los paños ex Machicura, ex Charrúa 1 y Charrúa 2 están reservados para desarrollos futuros de otras empresas y no están disponibles. Por lo anterior, el proyecto propuesto por el consultor necesariamente implicaría extender el patio de 220 kV de la subestación Ancoa hacia terrenos de Colbún y obstruir el camino de acceso a la presa y a la casa de máquinas de la central Colbún lo que lo hace infactible.</p> <p>Así, debido al espacio disponible la única forma de conectar ambas subestaciones es a través de una línea de simple circuito subterránea, también debido a limitaciones de espacio disponible para</p>	<p>Mantener la proposición de Colbún de conectar ambas subestaciones mediante una línea de simple circuito subterránea, con paños de llegada en ambos extremos; es decir, un paño conectado al anillo existente en la S/E Colbún, un paño conectado a una de las barras de 220kV disponibles en la S/E Ancoa y una línea de simple circuito subterránea uniendo ambos paños.</p> <p>Lo anterior implica corregir el costo de inversión a unos US\$ 4,5 millones.</p>	<p>En el informe se incluirá y recomendará la solución propuesta por Colbún S.A.</p>
----	--------	--	---	--	--

45 cont	Colbún	.	<p>hace infactible.</p> <p>Así, debido al espacio disponible la única forma de conectar ambas subestaciones es a través de una línea de simple circuito subterránea, también debido a limitaciones de espacio disponible para instalar estructuras, con un paño en cada extremo, que corresponde al proyecto presentado por Colbún</p> <p>En la presentación de Colbún de este proyecto al consultor se describía las características de éste, así como la inversión estimada asociada.</p>		
46	Comité	Punto 7, página 154	En el punto 8, letra c) del numeral 6 de la Parte III de las Bases, se solicita al Consultor efectuar los análisis del nivel de cortocircuitos en el sistema y su evolución en el período de estudio, dentro las exigencias para calificar el cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio.	El consultor debe incluir en el Informe los estudios de cortocircuitos para el horizonte de estudio, en el SIC y SING.	Se incluirán en el Informe Final.
47	Comité	Punto 6.3, página 151	En el punto 2, sección Planes de Expansión, de la Parte IV de las Bases, se solicita al Consultor que para cada escenario presente los planes de expansión en la forma de un cronograma de inversiones para el horizonte de estudio. Esto lo solicita para la entrada de los proyectos de transmisión troncal y para el cronograma resultante para los proyectos que constituyen el escenario de expansión respectivo.	El consultor debe incluir los cronogramas de inversiones del plan de expansión para cada escenario, según lo especifican las Bases del Estudio.	En el informe final se incluirán los cronogramas de inversiones para las líneas y subestaciones incorporadas en plan de expansión recomendado.

48	Comité	Capítulo 3, página 22 y siguientes	<p>En el informe no se realiza un análisis explícito del cumplimiento del criterio N-1 o superior, para todos los tramos del sistema de transmisión troncal. En particular no se presenta el análisis para las instalaciones de transformación pertenecientes al sistema troncal. En el punto 9, letra a) del numeral 6 de la Parte III de las Bases, se solicita al Consultor efectuar los estudios de expansión conforme a lo indicado en el Anexo 6 de las mismas Bases.</p>	<p>El consultor debe incluir un análisis explícito de la aplicación del criterio N-1 o superior para todos los tramos del sistema troncal, en particular para las instalaciones troncales de transformación.</p>	<p>El Art 5-8 de la NT establece: “En el caso de subestaciones eléctricas pertenecientes al Sistema de Transmisión, los propietarios de transformadores deberán disponer reservas o respaldos, propios o de terceros, energizados o desenergizados, tal que su disponibilidad asegure el cumplimiento de lo indicado en el 5.5 y 5.6 de la presente NT, justificándose la desconexión automática y/o manual de carga cuando ésta sea la solución óptima en términos técnicos y económicos, siempre y cuando dichas reservas y respaldos estén operativos antes de 96 horas contadas desde el inicio de la indisponibilidad que se debe corregir. Lo anterior es sin perjuicio de los estándares de calidad de suministro que se establezcan en la reglamentación vigente”.</p> <p>La condición establecida en este artículo se cumple en todas las subestaciones 500/220 kV.</p> <p>Por otra parte, las fallas en transformadores son detectables en forma incipiente a través de la acumulación de gases, verificación que forma parte de las rutinas habituales de mantenimiento. En caso de detectarse esta situación, ello permite reemplazar la fase que presenta la anomalía por la fase de repuesto en forma programada y sin que ello implique pérdida de consumo.</p> <p>En todo caso, el Consultor ha determinado las limitaciones de transmisión por estos transformadores de manera que en caso de ocurrir contingencias externas que impliquen un aumento de la transferencia por ellos, dicho aumento no exceda la capacidad nominal de los equipos, de acuerdo con lo establecido en el Art 5-6 de la NT.</p>
----	--------	------------------------------------	---	--	---

48 cont	Comité				Asimismo, la DO y el CDC, según corresponda, coordinarán la operación de las instalaciones del SI de modo que se asegure en todo momento lo señalado en el inciso anterior, debiendo aplicar un Criterio N-1, en todas aquellas instalaciones del Sistema de Transmisión que permitan dar cumplimiento a las exigencias de SyCS establecidas en la presente NT."
49	Comité	Punto 7, página 154	En el informe no se encuentra el cálculo de los índices de continuidad FMIK y TTIK para los planes de expansión resultantes. En el punto 9, letra a) del numeral 6 de la Parte III de las Bases, se solicita al Consultor efectuar los estudios de expansión conforme a lo indicado en el Anexo 6 de las mismas Bases.	El consultor debe incluir el cálculo de los índices de continuidad FMIK y TTIK.	Se incluirá
50	Comité	Punto 6, página 149 y siguientes	En el punto 11, letra c) del numeral 6 de la Parte III de las Bases, se solicita al consultor el análisis de todas las hipótesis y supuestos empleados, sus rangos de validez, y sensibilidades mínimas a realizar, lo que no se encuentra explícito en el informe.	El consultor debe incorporar el análisis de los rangos de validez de los resultados y conclusiones del estudio y realizar las sensibilidades solicitadas en las Bases.	En el informe final el Consultor entregará las recomendaciones de obras para el período 2011-2014 que conduzcan a minimizar el riesgo de iniciar cada obra ante la ocurrencia de escenarios distintos a aquel para el cual la obra resulta óptima. Además hará el esfuerzo de identificar la variable (central o consumo) que resulta determinante para que el proyecto recomendado deba iniciarse.
51	Comité	Anexos 7, Descripción de los proyectos del SIC y del SING	En el punto 2, sección Proyectos de Transmisión Considerados, de la Parte IV de las Bases, se solicita al consultor el detalle de la valorización de los proyectos, incluyendo los costos unitarios considerados, lo que no aparece en los respectivos Anexos del informe.	El consultor debe incorporar un desglose de detalle de la valorización de los proyectos, con los costos unitarios considerados.	Idem 40

52	Comité	Anexo 6, SIC – Representación del Sistema de Transmisión, página 4	En el diagrama unilineal del SIC de la página 4 falta incluir la barra Temuco 220 kV, que se conecta hacia la barra Charrúa 220 kV y la barra Cautín 220 kV, mediante líneas de 220 kV.	Se solicita al consultor corregir el diagrama unilineal simplificado, incorporando la barra Temuco 220 kV.	Todos los diagramas unilineales que se muestran en el Informe persiguen mostrar únicamente las instalaciones troncales que están representadas en el modelo de despacho o que se verán afectadas por ampliaciones del sistema troncal. El diagrama corresponde a la representación simplificada del sistema eléctrico en el modelo SDDP que no incluye la barra Temuco 220 kV
53	Comité	Plan de Expansión del SING, Punto 3.2. Modelos y Representación del SING, página 10	El consultor no analiza la equivalencia de utilizar el modelo SDDP en reemplazo del Plexus (programa utilizado hoy por el CDEC-SING), dado que el SDDP no utiliza un análisis combinatorio de los distintos estados de disponibilidad de las centrales térmicas, lo que es relevante al momento de efectuar los estudios eléctricos por cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.	Se solicita al consultor incorporar un análisis de equivalencia entre los modelos SDDP y Plexus para poder utilizar el primero en los estudios de expansión del sistema troncal del SING.	El modelo SDDP y el modelo Plexos realizan un despacho económico del sistema térmico, multimodal y utilizan un modelo de flujo de potencia DC con pérdidas. Tanto el SDDP como Plexos permiten realizar sorteo aleatorio sobre la disponibilidad de las unidades térmicas. Sin embargo esta opción no se ha utilizado en este estudio. Los casos a seleccionar para estudios eléctricos son elegidos considerando fallas intempestivas de unidades en condiciones en que están en operación, por lo que no son interesantes situaciones en que la unidad a analizar no está disponible. Por otra parte, considerando el tamaño y estructura del SING, es fácil determinar los casos relevantes a analizar

54	Comité	6.4 RECOMENDACIÓN DE OBRAS A INICIAR EN EL CUADRIENIO 2011-2014 Parte SIC Página 154	<p>Las Bases de licitación establecen en el último párrafo del numeral 11, letra c) del Capítulo 6 referente a Planes de Expansión de la Parte III: “Asimismo deberán efectuarse sensibilidades respecto de las fechas de entrada en operación de los proyectos que configuran los escenarios de expansión, en relación con aquellos desarrollos de transmisión generales o locales que resultan más sensibles a las fechas señaladas”.</p> <p>En ese sentido, el consultor no declara en su recomendación de Obras a iniciar en el cuatrienio 2011-2014 que con sus recomendaciones quedan levantadas todas las congestiones actualmente existentes.</p>	<p>El consultor debiese declarar cuales son las obras que levantan todas las restricciones del SI actuales realizando un análisis de sensibilidad respecto a posibles atrasos en la ejecución de éstas.</p>	<p>La fecha de puesta en servicio de las ampliaciones del Sistema Troncal se determinan con un criterio económico (cumpliendo los criterios de seguridad) y no buscando levantar “todas” las restricciones. En consecuencia se levantan solamente aquellas que es económico hacerlo.</p> <p>Los plazos de construcción han tenido en cuenta la complejidad observada en la tramitación de la autorización ambiental y la obtención de las concesiones. En este sentido se minimiza la posibilidad de que las obras recomendadas experimenten atrasos.</p>
----	--------	---	---	---	---

55	Comité	2.3 Escenarios de Generación Alternativos.	Las Bases de licitación establecen respecto de los análisis de escenarios a considerar la posibilidad de evaluar las interconexiones de sistemas. Dentro de los escenarios utilizados no han sido considerada opciones de interconexión.	El consultor debe explicitar las razones de no haber considerado la alternativa de interconexión SIC-SING como una posibilidad de expansión troncal así como y los escenarios de expansión de la generación asociadas a esta posibilidad.	<p>Las disposiciones del DFL4 relativas a los Estudios de Transmisión Troncal, se refieren en varios artículos (por ejemplo artículos 84 y 86) a que el ETT se realiza en cada sistema interconectado. De la misma forma las bases técnicas señalan que el ETT se realiza en cada sistema eléctrico SIC y SING.</p> <p>Para la realización del estudio de expansión del sistema troncal en cada sistema eléctrico, la norma legal señala (Artículo 84°) que este debe hacerse para distintos escenarios de expansión de la generación y de interconexiones con otros sistemas eléctricos. Estos escenarios constituyen un antecedente para planificar la expansión de las instalaciones de transmisión troncal en cada sistema eléctrico, en tanto la instalación de centrales generadoras y de proyectos de interconexión impacta la capacidad de transmisión de las instalaciones troncales, pero no para que se analice o evalúe dichas obras de generación o interconexiones y se emitan conclusiones o recomendaciones sobre su realización.</p> <p>Los escenarios base del SIC y del SING no consideraron la existencia de proyectos interconexión en desarrollo entre ambos sistemas. Para la expansión de los escenarios base en el período 2021-2025 y para los escenarios alternativos no existían proyectos de interconexión informados como proyectos en desarrollo por los participantes.</p>
----	--------	--	--	---	--

56	Comité	3.1 Diagnóstico del Sistema de Transmisión Troncal y Formulación de Planes de Expansión, Generalidades Informe 3 SING, Página 10.	Se alude la utilización de la valorización de energía embalsada, para el caso del SING no tiene sentido.	El consultor debe corregir este párrafo de tal forma de eliminar esta inconsistencia.	Se corregirá
57	Comité	6.3 Obras a Ejecutar o iniciar en el Cuadrienio 2011-2014 y su clasificación, según los escenarios estudiados.	Se detectó la utilización del plazo de 5 años en lo relacionado con obras asociadas a líneas de transmisión. En el caso de tendidos de segundos circuitos sobre estructuras existentes este plazo resulta excesivo, toda vez que las servidumbres ya están establecidas y las estructuras montadas, por tanto el plazo sólo debe considerar el tiempo asociado a las eventuales negociaciones con los propietarios para acceder a los terrenos de las obras y al montaje del segundo circuito, y el plazo asociado a la construcción de los paños de conexión a las respectivas subestaciones.	El consultor debe corregir los plazos considerando esta observación.	Se considerarán plazos menores para segundos circuitos y cambio de conductor: total dos años entre licitación (medio año), negociación con los propietarios (medio año) y trabajo propiamente tal (un año).
58	Comité	6.3 Obras a Ejecutar o iniciar en el Cuadrienio 2011-2014 y su clasificación, según los escenarios estudiados.	En los cuadros de las obras recomendadas para ser iniciadas en el cuadrienio 2011-2014, se indica la fecha más pronta de puesta en servicio entre otros antecedentes, sin embargo resulta necesario que en estos cuadros se incorporé adicionalmente las fechas en que se “requiere” la obra recomendada, fecha esta última no necesariamente coincidente con la “fecha más pronta de puesta en servicio”.	Se le solicita al consultor incluir el concepto “fecha en que se requiere la obra”.	La fecha de incorporación de una obra recomendada debe ser factible, dados los plazos de construcción. Con las simulaciones ya realizadas en el transcurso del estudio se incluirán en el informe recomendaciones en relación con aquellas obras en que sea evidente el beneficio de anticiparlas de ser ello posible.

59	Enami	2 ANTECEDENT ES DE ESCENARIOS DE GENERACIÓN Y DEMANDA Página 8 y ANEXO N° 1 SIC Página 1	En la previsión de demandas se ha considerado la información contenida en el Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo de abril 2010.	Se sugiere reemplazar esta proyección por la contenida en el Informe Técnico Preliminar de Precios de Nudo de octubre de 2010, por ser más actualizada. Este informe fue paralelo al ETT luego se justifica que se use la misma información.	Las bases del ETT indican que el escenario base corresponde al Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo de abril 2010. Considerar la información del Informe Preliminar de octubre 2010 significaría repetir completo el estudio en unos 10 días, lo cual no es posible.
60	Enami	2 ANTECEDENT ES DE ESCENARIOS DE GENERACIÓN Y DEMANDA Página 9 y ANEXO N° 1 SIC Página 5	El Plan de Obras está basado en el Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo de abril 2010, considerando Hidroaysén por etapas, proyecto que aún no cuenta con los permisos ambientales.	Se recomienda usar la información del informe preliminar de Precios de Nudo de octubre 2010, que considera los próximos 10 años sólo una de las centrales de Hidroaysén y considerar otras unidades hidroeléctricas; a carbón o ERNC, y desarrollo de sistemas de transmisión introduciendo competencia.	Idem 59

61	Enami	<p>2 ANTECEDENTES DE ESCENARIOS DE GENERACIÓN Y DEMANDA</p> <p>2.2 EXTENSIÓN DEL ESCENARIO DE GENERACIÓN CNE HASTA 2025</p> <p>Página 10</p>	<p>Se establece que “Las fechas de puesta en servicio de los nuevos proyectos se determinaron de manera de mantener un costo marginal promedio de la energía de 80 US\$/MWh, valor similar al resultante para los últimos años del Plan de Obras de la CNE.”</p> <p>Se solicita aclarar la justificación económica para mantener el precio indicado y la metodología seguida en esta materia no se atiene a lo que establece la Ley.</p>	<p>La metodología seguida de mantener un costo marginal, basado en centrales a carbón y desarrollar solo centrales hidroeléctricas, implica una tasa de descuento muy superior a la de 10 % fijada en la Ley. Se recomienda utilizar un plan que se elabore a partir de los costos de inversión de las centrales hidroeléctricas incluidas en él, considerando la tasa de 10% mencionada. La fecha de entrada de cada una de las nuevas centrales se seleccionaría de modo de obtener el mínimo costo presente a una tasa del 10%. Lo anterior conduciría a que las centrales hidroeléctricas deberían entrar en operación antes de lo indicado en el informe, y por tanto los costos marginales serían más bajos.</p> <p>Se estima conveniente verificar la fecha de puesta en servicio de las centrales hidroeléctricas con el fin de comprobar, como ocurrirá, que al adelantarla el costo presente de inversión operación y falla disminuirá. Lo anterior con el objeto de ajustar en mejor forma el estudio a lo establecido en la Ley.</p>	<p>La idea es realizar la extensión del plan de expansión de la CNE de 2021 a 2025 con el mismo criterio con el cual la CNE definió la expansión hasta 2020. La CNE ha definido la expansión hasta 2020, de acuerdo a lo indicado en el ITDPN de abril 2010, con el criterio de mínimo costo presente con una tasa de descuento de 10%. El resultado es un costo marginal más o menos estable del orden de 80 US\$/MWh y sin unidades térmicas.</p> <p>El costo marginal del período 2015-2020 queda, por lo tanto, determinado por el costo de desarrollo de los proyectos hidroeléctricos incluidos en él. El criterio utilizado para la expansión 2021-2025 cumpliría, en consecuencia, con la misma función objetivo usada por la CNE.</p>
----	-------	--	--	--	--

62	Enami	<p>2 ANTECEDENTES DE ESCENARIOS DE GENERACIÓN Y DEMANDA</p> <p>2.3 ESCENARIOS DE GENERACIÓN ALTERNATIVOS</p> <p>2.3.1 Escenario CNE</p> <p>Página 13</p>	<p>Se menciona que: “Se deduce que los costos marginales de la expansión de generación CNE sustentan los costos de desarrollo de los proyectos hidroeléctricos incorporados en ella (en particular los costos de desarrollo de las centrales de Aysén). Estos precios son del orden de 80-85 US\$/MWh en Quillota y 95-100 US\$/MWh en Cardones.”</p> <p>Se mantiene la definición de un plan de expansión sobre la base de obtener costos marginales similares a los costos de desarrollo en base a carbón, lo cual no se ajusta precisamente a la Ley.</p>	Idem anterior.	De acuerdo a la ley el desarrollo de la generación es el resultado de la interacción libre de la oferta y la demanda. Lo que ha hecho el consultor para establecer extensión del escenario CNE y la definición de los escenarios alternativos es usar lo que se ha observado como criterio de inversión en generación por parte de los inversionistas. Al respecto, se ha observado en el mercado eléctrico chileno que los proyectos hidroeléctricos son tomadores de precios y éstos corresponden a la tecnología termoeléctrica más económica para generación en base.
----	-------	--	--	----------------	---

63	Enami	<p>2 ANTECEDENTES DE ESCENARIOS DE GENERACIÓN Y DEMANDA</p> <p>2.3 ESCENARIOS DE GENERACIÓN ALTERNATIVOS</p> <p>2.3.2 Proyectos para definir escenarios alternativos</p> <p>Página 14</p>	<p>Se dice: “Agregar la demanda de alguno de los proyectos mineros en la zona norte del SIC, que se encuentran en estudio, sin modificar el nivel global de demanda del SIC.”</p> <p>Se considera que puesto que la demanda al norte del SIC define la expansión de los sistemas de transmisión al norte de Quillota, no parece adecuado limitarse a indicar algunos de los proyectos mineros.</p>	<p>Se estima conveniente proyectar la demanda detalladamente, sobre todo en la zona norte del SIC, identificando los proyectos mineros que incluyó la CNE en su proyección de demanda, e identificar todos los proyectos mineros que se conocen al norte del SIC, de acuerdo a su etapa de ejecución; estudio de impacto ambiental; Ingeniería de detalles construcción; etc.; e incluir el consumo de los proyectos factibles de poner en servicio.</p>	<p>El consultor incorporó los proyectos mineros que consideró con mayor probabilidad de ser realizados: Cerro Casale (Cardones y Carrera Pinto) y El Morro (Maitencillo), adicionales a los incluidos por la CNE (Pascua Lama y Caserones), pero manteniendo la demanda global del SIC</p>
64	Enami	<p>GENERACIÓN Y DEMANDA</p> <p>2.3 ESCENARIOS DE GENERACIÓN ALTERNATIVOS</p> <p>2.3.3 Escenario Alternativo 1</p> <p>Página 15</p>	<p>Se indica: “Al no existir desarrollos térmicos, los precios estarían determinados por el costo de desarrollo de centrales hidroeléctricas, al igual que en el Escenario CNE. En consecuencia, las fechas de incorporación de nuevas centrales se determinan con el objeto de mantener costos marginales similares a los del Escenario CNE.”</p> <p>Se mantiene la definición de un plan de expansión sobre la base de obtener costos marginales similares a los costos de desarrollo en base a carbón, lo cual no se ajusta precisamente a la Ley.</p>	<p>Idem primer comentario propuesto.</p>	<p>Idem 61</p>

65	Enami	<p>GENERACIÓN Y DEMANDA</p> <p>2.3 ESCENARIOS DE GENERACIÓN ALTERNATIVOS</p> <p>2.3.4 Escenario Alternativo 2</p> <p>Página 15</p>	<p>Se indica: “El desarrollo de unidades térmicas en el norte en este escenario, requiere que los costos marginales sean tales que remuneren adecuadamente a dichas unidades. Para que esto ocurra, los costos marginales de energía en la subestación Castilla deben ser del orden 90- 100 US\$/MWh en el período 2015-2020 (precio FOB del carbón pasa de 111 a 134 US\$/ton).”</p>	<p>Idem primer comentario propuesto.</p>	<p>La expansión se realiza con un criterio económico. Las unidades térmicas incluidas en la expansión deben tener una rentabilidad de 9%, real, después de impuestos, sobre activos, cuando venden energía y potencia firme en el mercado spot. Las centrales hidroeléctricas que se instalen deben rentarse con estos precios. En caso contrario se construirían más unidades térmicas.</p>
66	Enami?	<p>ANEXO N° 9 VERIFICACIÓN CUMPLIMIENTO NORMA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO SIC</p> <p>Página 2</p>	<p>Es necesario estudiar la aplicación del criterio N-1 en transformación.</p>	<p>Se recomienda este estudio para ajustarse al artículo 5.8 de la NT S y C S.</p>	<p>Ver respuesta a observación n° 48</p>
67	Endesa	<p>2. Antecedentes escenarios generación y demanda.</p> <p>2.3.3 Escenario alternativo 1.</p> <p>Página 14.</p>	<p>Se considera proyectos mineros que agregan 400 MW a la demanda y no se indica las fechas en que se incorporan y los escalones de demanda hasta alcanzar el total de 400 MW. El anexo 5 solo muestra el escenario de demanda del caso CNE</p>	<p>Especificar los niveles de demanda en fecha y magnitud hasta alcanzar los 400 MW.</p>	<p>En el anexo 5 se incluyó la demanda anual por barra tanto del escenario CNE como de los escenarios alternativos.</p>

68	Endesa	2. Antecedentes escenarios generación y demanda. 2.3.3 Escenario alternativo 2 Página 15.	Se considera proyectos mineros que agregan 400 MW a la demanda y no se indica las fechas en que se incorporan y los escalones de demanda hasta alcanzar el total de 400 MW. El anexo 5 solo muestra el escenario de demanda del caso CNE	Especificar los niveles de demanda en fecha y magnitud hasta alcanzar los 400 MW.	Idem 67
69	Endesa	3. Flujos proyectados por el STT y formulación de Planes de Expansión. 3.3 Escenario CNE. Proyectos del Consultor. Páginas 24 a 104	El consultor no incorpora en su análisis, los tramos troncales de 220 kV comprendidos entre las SS/EE Alto Jahuel, Chena, C. Navia y Polpaico.	Se solicita incorporar el análisis de estos tramos.	Se incluirán las curvas con los flujos proyectados.
70	Endesa	3. Flujos proyectados por el STT y formulación de Planes de Expansión. 3.3 Escenario CNE. Proyectos del Consultor. Páginas 24 a 58	El Consultor plantea desarrollos de transmisión resultantes y no clarifica como se llegó a esas opciones. Es decir, no especifica contra que otros posibles proyectos alternativos han competido y como se ha llegado a definir las capacidades de líneas (MVA), tipo y cantidad de conductores, % de compensación serie, tamaño de transformadores, etc. Por ejemplo, plantea la necesidad de transmitir 1100 MVA hacia Pan de Azúcar y en la S/E Pan de Azúcar define transformación 2*750 MVA.	El Consultor debe explicitar como llega a la definición de las instalaciones que plantea para definir sus proyectos y como ha optimizado el tamaño de los mismos.	Se incorporará la información de las alternativas que fueron desechadas en los análisis técnicos y económicos y los criterios utilizados para seleccionar las obras planteadas. En todo caso, cabe señalar que todos los proyectos recomendados, necesariamente requieren de un proceso de optimización en la etapa de ingeniería de detalle.

71	Endesa	3. Flujos proyectados por el STT y formulación de Planes de Expansión. 3.3 Escenario CNE. Proyectos del Consultor. Página 24 a 58	El consultor plantea en un escenario un desarrollo en 500 kV entre Polpaico y Pan de Azúcar. Sin embargo no clarifica por qué en el tramo Polpaico-Nogales no considera la transformación a 500 kV de la línea de 1.600 MVA Polpaico-Nogales 220 kV.	Se solicita al consultor que explique y explicité las evaluaciones técnicas y económicas que le han llevado a no considerar la transformación a 500 kV del tramo Polpaico-Nogales 220 kV, 1.600 MVA.	Transformar la línea significa desconectarla por un período largo, lo cual no es posible sin afectar el abastecimiento de la zona norte del SIC. Hay que alargar las cadenas y reconfigurar los conductores. Para esto hay que construir previamente una línea de al menos un circuito de 500 kV al lado (la que seguramente sería en torre de doble circuito) y mientras se transforma la línea de 220 kV a 500 kV se perdería el criterio N-1, por lo que la línea de 500 kV debería ser de doble circuito de inmediato, con lo cual ya no se justifica transformar la línea de 220 kV, la cual siempre será útil como está.
72	Endesa	4. Análisis de Factibilidad Técnica de las Alternativas y Determinación de Límites de Transmisión por Tramos. Tablas para los distintos escenarios. Páginas 114 a 121.	Se observa una falta de claridad en cuanto a qué límites son los vigentes tanto al inicio como con las ampliaciones a medida que se van incorporando nuevas obras. Por ejemplo hay tablas que tienen los valores iniciales y otras no. Se hace muy necesario tener claro cuales son los límites de transmisión a medida que el sistema se expande como para poder efectuar el análisis adecuado de las propuestas del consultor y verificar los incrementos de capacidad necesarios. A modo de ejemplo, la tabla 4.2.1.2 no tiene los límites iniciales y no se indica los incrementos en ellos con la incorporación de las primeras 3 obras indicadas que se encuentran en construcción.	Se solicita al consultor completar dichas tablas especificando claramente los límites iniciales y como van cambiando los límites de transmisión a medida que se incorporan nuevas instalaciones.	ver respuesta a observaciones N° 39 y 114

73	Endesa	4. Análisis de Factibilidad Técnica de las Alternativas y Determinación de Límites de Transmisión por Tramos.	<p>Dentro de los análisis realizados por el consultor, se ha considerado el efecto de los equipos asociados al proyecto en ejecución de compensación reactiva en las subestaciones Cerro Navia y Polpaico que contemplan:</p> <p>a) Banco de Condensadores de 100 MVar en S/E Polpaico (oct-10).</p> <p>b) Equipo STATCOM +140/-65 MVar en S/E Cerro Navia (feb-11).</p> <p>c) Equipo SVC (CER) de +100/-60 MVar en S/E Polpaico (ene-11).</p> <p>Estos equipos, cuya instalación se encuentra en plena ejecución y término, permiten elevar la capacidad de transmisión del tramo de 500 kV al norte de S/E Ancoa hasta aproximadamente 1.610 MVA.</p> <p>Lo anterior ha sido contemplado por el consultor cada vez que los análisis asociados a este estudio requieren fijar límites de capacidad para este tramo troncal. Sin embargo, en el análisis de capacidad de transmisión que se resume en las tablas, no se explicita la mayor capacidad que hacen estos equipos al sistema de 500 kV Ancoa al Norte, en circunstancia que en los estudios sí se utiliza este incremento de capacidad.</p>	<p>Se solicita al consultor que, por coherencia, dado el uso que hace de estas instalaciones y su incidencia en los límites de capacidad de transmisión del tramo Ancoa al Norte, considere la valorización de esta compensación reactiva asociándola a los tramos troncales Ancoa-A. Jahuel 500 kV y Ancoa-Polpaico 500 kV, debido a que en la capacidad de 1.610 MVA que ha considerado el consultor durante todo el proceso de los estudios, se han internalizado estos equipos que aportan a la capacidad de transferencia y estabilidad del sistema. Consecuentemente, estas instalaciones deben ser valorizadas e incorporadas al VATT.</p> <p>Por tanto, por coherencia tarifaria, se debe considerar estas instalaciones como una expansión del troncal y por lo tanto su inversión como un incremento del VATT a partir de su puesta en servicio. Lo anterior, bajo el mismo criterio que el Consultor utilizó para incorporar el tramo de 220 kV Colbún-Candelaria.</p>	<p>En el informe 2 del presente estudio, correspondiente a la valorización de instalaciones existentes, el Consultor, interpretando las bases técnicas, valorizó las instalaciones existentes al 31 de Diciembre de 2009. Posteriormente, respondiendo a una observación del Comité, el Consultor incorporó en el Informe 2 definitivo la valorización de las obras en construcción que entran en servicio en el transcurso del 2010. De acuerdo con la información proporcionada por la Dirección de Peajes del CDEC-SIC, las obras de compensación reactiva que se comentan, con excepción del banco de condensadores de 100 MVar de la SE Polpaico, tenían prevista su puesta en servicio en el 2011, no procediendo, entonces, su valorización en el presente ETT. En el Informe Final se incluirá el VATT de dichos condensadores, asignados a los tramos troncales de acuerdo con los criterios definidos en el presente estudio.</p> <p>Cabe señalar, en todo caso, que en el ETT se utilizan todos los recursos de transmisión cuya incorporación al sistema eléctrico esté prevista al inicio del estudio, sin que por ello corresponda valorizarlos como instalaciones troncales, puesto que las normas legales solamente se refieren a la valorización de las instalaciones existentes. Por otra parte, las obras de transmisión construidas a partir de un Decreto y cuya incorporación se produce entre dos ETT, tuenen definida la forma de incorporar su VATT hasta el siguiente estudio. Aquellas obras de transmisión construidas sin Decreto deben esperar hasta el siguiente ETT para ser eventualmente calificadas como troncales y determinado su VATT.</p>
----	--------	---	--	---	--

74	Endesa	<p>Capítulo 5. Evaluación Económica de Los Planes de Expansión. 5.6 Sistema Charrúa – Ancoa – Alto Jahuel. Páginas 130 a 132.</p>	<p>Para cada escenario se presenta un cuadro de beneficios y costos de la evaluación para un conjunto de obras de este sistema: 3er circuito Charrúa-Ancoa, 4to circuito Jahuel-Ancoa y 4to Transformador Charrúa 500/220.</p> <p>El consultor debe analizar y presentar por separado la evaluación de las obras o al menos cada uno de los tramos involucrados. No es aceptable una recomendación por el conjunto de las obras en una sola opción de proyecto y plazos, sin un análisis individual y de combinaciones.</p>	<p>Analizar y presentar por separado la evaluación de cada proyecto individual o al menos para cada uno de los tramos involucrados, considerando distintas combinaciones y alternativas de cada obra.</p>	<p>En el Informe Final se realizarán evaluaciones separadas.</p>
75	Endesa	<p>Capítulo 5. Evaluación Económica de Los Planes de Expansión. 5.6 Sistema Charrúa – Ancoa – Alto Jahuel. a) escenario CNE Cuadro de beneficios y costos de la evaluación, 3er circuito Charrúa-Ancoa, 4to circuito Jahuel-Ancoa, 4to Transformador Charrúa 500/220. Página 130.</p>	<p>Esta evaluación se analiza como un adelanto de las obras a jul-16, respecto de su ingreso “requerido” (no justificado) el 2023 por conexión de centrales de Energía Austral al sur de Charrúa. Los resultados, al menos en el escenario CNE, parecen del todo extraños, dado que los beneficios considerados por el adelanto, desde el año 2023 al 2016, se concentran en más de un 70% (del VP de los beneficios) durante los años 2010 al 2015, previos a la ampliación misma. Esta distribución de los beneficios parece muy difícil justificarla sólo por las diferencias de costos de operación por mayor embalse o desembalse de recursos hídricos. Lo esperable y natural sería que la mayor parte de los beneficios del adelanto se concentraran en los años en que efectivamente se verifica este adelanto, es decir, en el período 2016 - 2022.</p>	<p>Se solicita revisar esta evaluación y entregar un mayor detalle de la misma.</p>	<p>Ver respuesta a observación nº 7</p>

76	Endesa	<p>Capítulo 5. Evaluación Económica de Los Planes de Expansión. 5.6 Sistema Charrúa – Ancoa – Alto Jahuel. b) y c) escenarios alternativos 1 y 2. Cuadros de beneficios y costos de la evaluación, 3er circuito Charrúa-Ancoa, 4to circuito Jahuel-Ancoa, 4to Transformador Charrúa 500/220. Páginas 131 a 132.</p>	<p>Esta evaluación se analiza como un adelanto de las obras a jul-16, respecto de su ingreso “requerido” (no justificado) el 2023 por conexión de centrales de Energía Austral al sur de Charrúa. Se señala como parte de la justificación de este adelanto, el hecho que en estos escenarios se incorporan las centrales Maqueo y Neltume. Estas centrales se incorporan en el año 2017 ó 2019 dependiendo de la central y del escenario. Sin embargo, se analiza sólo el adelanto al año 2016, cuando lo lógico sería realizar además el análisis del adelanto para distintas fechas coincidentes con el ingreso de las centrales, es decir, la evaluación de estas obras en distintas fechas entre el año 2017 y 2019.</p>	<p>Se solicita entregar un mayor detalle de la evaluación y realizar los análisis en forma consistente con las fechas de ingreso de las centrales Maqueo y Neltume en cada escenario.</p>	<p>Ver respuesta a observación N°7</p>
77	Endesa	<p>Capítulo 5. Evaluación Económica de Los Planes de Expansión. 5.16 Proyecto Conexión Colbún-Ancoa. Páginas 147-148.</p>	<p>El cuadro de evaluación de este proyecto incluye como costo la inversión <u>total</u> del enlace y no su VATT (en cuyo cálculo se debería incluir la vida útil residual). Entendemos que este tratamiento se debe a que finalmente se concluye que será utilizada sólo durante un año. Este tratamiento resulta cuestionable desde el punto de vista del resto de las instalaciones y el pago de los usuarios.</p>	<p>Se solicita aclarar la justificación del tratamiento considerado y/o modificarlo utilizando el VATT correspondiente.</p>	<p>Los beneficios del proyecto ocurren en un período limitado. No existen a partir de que se instala el tercer circuito Alto jahuel – Ancoa y la conexión Ancoa – Colbún se abre. Por este motivo se comparan los beneficios con la inversión total.</p>

78	Endesa	Capitulo 5. Evaluación Económica de Los Planes de Expansión. 5.16 Proyecto Conexión Colbún-Ancoa. Páginas 147-148.	El cuadro de evaluación de este proyecto incluye como único costo la inversión del enlace. Sin embargo, se concluye que la utilización de este enlace obliga a la declaración del tramo Candelaria-Colbún como troncal, por lo que el VATT de este tramo debiera ser incorporado como un costo del proyecto, mientras este tramo se encuentre troncalizado por ser consecuencia de la obra.	Se solicita realizar la evaluación incorporando el VATT de la línea Colbún-Candelaria, mientras ésta sea troncalizada.	Idem 14
79	INFORME N°3	Capitulo 5. Evaluación Económica de Los Planes de Expansión. 5.16 Proyecto Conexión Colbún-Ancoa. Páginas 147-148	El cuadro de evaluación de costo por mantener el enlace Colbún cerrado, presenta valores altamente beneficiosos para la apertura de esta unión después de julio 2013. Aún después del año 2020, cuando el propio consultor señala la evidente necesidad de ampliar adicionalmente el tramo Ancoa-Alto Jahuel (4°cto) por ingreso de centrales de Energía Austral (pag. 130, cap. 5.6 a)). Se observa una contradicción o problema en los análisis de ampliación, ya que parece extraño que exista un marcado beneficio de abrir esta unión que entrega mayor capacidad al sistema, particularmente en años que se justifican otras obras por la necesidad de ampliar capacidad. Tampoco se señala si al analizar el costo de la unión cerrada se ha incluido el costo del VATT por troncalización del tramo Candelaria-Colbún.	Se solicita detallar la evaluación aclarando la incorporación del VATT y realizar este análisis con y sin la expansión del sistema Ancoa-Alto Jahuel evaluada en 5.6 (pag. 130-132)	Idem 14

80	Endesa	6 Obras del Plan de Expansión Recomendado. 6.3 Obras a Ejecutar o Iniciar en el Cuatrienio 2011-2014 y su clasificación, según los Escenarios Estudiados. Página 151.	En las tablas que se resumen las expansiones recomendadas para los distintos escenarios, no se indican los valores de inversión y los VATT correspondientes.	Se solicita incorporar en las referidas tablas los valores de Inversión y el VATT correspondiente a cada obra considerada en dichas expansiones.	En el Informe Final se agregarán los VI y el VATT de cada expansión recomendada.
81	Endesa	Anexo 8 (SING) Resumen de resultados de los estudios eléctricos para el SING.	El Anexo sólo muestra los resultados de Flujos de Potencia, siendo que el alcance del servicio especifica estudios de Cortocircuito, Análisis de Estabilidad Transitoria y Estacionaria para los escenarios analizados, en cumplimiento con los requerimientos de Norma Técnica.	El Consultor debe incorporar los resultados de todos los estudios especificados en las Bases.	Se incorporarán resultados de Flujos de Potencia y Cortocircuito, así como análisis de estabilidad Transitoria y Estacionaria para algunos escenarios correspondientes a años de corte que el Consultor considere claves para la verificación del cumplimiento de la NT.
82	Endesa	Anexo 8 (SIC) Resumen de de resultados de los estudios eléctricos para el SIC. Anexo 9 (SIC) Verificación del Cumplimiento de la Norma de Seguridad y Calidad de Servicio.	El Anexo 8 sólo muestra los resultados de Flujos de Potencia y Estabilidad de Tensión para un escenario no definido. El Anexo 9, muestra un análisis modal para un escenario no especificado, sin considerar análisis de contingencias. Por otra parte, este Anexo 9 muestra los modelos de reguladores sin realizar Análisis de Estabilidad Transitoria. El alcance del servicio especifica estudios de Cortocircuito, Análisis de Estabilidad Transitoria y Estacionaria, para los escenarios analizados en cumplimiento con los requerimientos de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.	El Consultor debe incorporar los resultados de todos los estudios especificados en las Bases.	Se incorporarán resultados de Flujos de Potencia y Cortocircuito, así como análisis de estabilidad Transitoria y Estacionaria para algunos escenarios correspondientes a años de corte que el Consultor considere claves para la verificación del cumplimiento de la NT.

83	Escondida	4 Análisis de factibilidad técnica de las alternativas y Determinación de límites de transmisión por tramo: Página 27	<p>El consultor expone:</p> <p>“Para estos fines se desarrollaron estudios de flujos de potencia considerando la topología normal del sistema de transmisión, así como contingencias simples, y estudios de estabilidad transitoria con condiciones iniciales correspondientes a las de Estado Normal.”</p> <p>Observación: El consultor debiese comentar las razones porque no se consideraron las curvas PV en los estudios SING.</p>	<p>Se sugiere determinar los puntos de colapso de tensión para cada escenario estudiado y a partir de estos puntos definir el margen de seguridad de estabilidad de voltaje y por ende el límite de transferencia de potencia a través del tramo en cuestión.</p> <p>¿Qué porcentaje con respecto al punto de colapso para tensiones superiores a 0.93 pu?</p>	Se incorporará al Informe Final el análisis de curvas P-V en los tramos críticos.
84	Escondida	4.1 Criterios básicos para la definición de límites operacionales De los tramos de transmisión: Página 27	El consultor no define un criterio de comparación entre los límites referidos a capacidades térmicas, criterios de simple contingencia, debido a estabilidad de tensión y de pequeña señal.	El consultor debiese analizar los cuatro posibles límites y fijar el de menor valor para cada tramo e incorporarlos a las tablas que siguen desde la página 28 hacia adelante.	<p>En las tablas de límites se indica el menor de los límites determinados por capacidad de conductor, criterios de simple contingencia, y estabilidad de tensión.</p> <p>Definido el menor de los límites anteriores, la verificación por Estabilidad Transitoria, Estacionaria y de Frecuencia determina si es posible mantener ese límite (lo que en general resulta posible). En los casos puntuales en que se detecta el no cumplimiento de lo establecido por la NT se propone una reducción del límite preliminarmente establecido mediante evaluaciones estáticas. En todos los casos, el resultado final es un límite que resulta el menor de los considerados (estáticos y dinámicos), y así quedará reflejado en las correspondientes tablas.</p>

85	Escondida	Estudio de pequeña señal	El consultor no incluye un estudio de pequeña señal como si ha sido considerado en el Informe SIC.	<p>El consultor debe realizar el análisis considerando simple contingencia y calcular el amortiguamiento para cada una de ellas.</p> <p>Es posible que desde este análisis aparezcan expansiones al troncal del SING en lo relativo a la seguridad de suministro.</p>	Se incorporarán resultados de análisis de estabilidad de pequeña señal para contingencias simples en algunos escenarios correspondientes a años de corte que el Consultor considere claves para la verificación del cumplimiento de la NT.
86	Escondida	<p>5 Evaluación económica de los planes de expansión</p> <p>5.4 Tramo Tarapacá - Lagunas</p>	Se está de acuerdo con la propuesta del Consultor de no considerar la expansión del tramo Tarapacá – Lagunas, dado que, además que a nuestro juicio este tramo nunca debió estar considerado como tramo troncal, pues no cumple las condiciones técnicas para así calificarlo, aun no hay decisiones efectivas acerca de la construcción de grandes centrales en el sector de Tarapacá y que según el plan de obras de la CNE la primera central está considerada para el año 2018, debiendo su consideración de tramo troncal y de expansión revisarse en el próximo estudio del STT en 2014 y condicionado a la formalización de la construcción de dichas centrales.	Mantener texto propuesto por Consultor.	El Consultor mantiene las conclusiones sobre la expansión de este tramo.

87	Escondida	5 Evaluación económica de los planes de expansión 5.5 Tramo Crucero - Lagunas	En primer lugar, la inclusión del tramo Crucero – Lagunas como parte del STT es producto de haber calificado en éste a la línea Tarapacá – Lagunas, situación que deberá revisarse en el estudio de 2014. La necesidad de ampliación del tramo Crucero-Lagunas está mayormente influenciada por las proyecciones de crecimiento de uno sólo consumidor y en un horizonte de tiempo (2017 – 2019) el cual permite reestudiarse en el 2014, razón por la cual se debe excluir proyectos de expansión en dicho tramo en el presente informe.	Incluir el texto: <i>“El Consultor no consideró necesario desarrollar proyectos de refuerzo para aumentar las capacidades de transmisión debido a que los principales requerimientos de flujo en esta línea están asociados a un solo consumidor y dado que esta situación podrá reestudiarse en el año 2014.”</i>	El Consultor mantiene las conclusiones sobre la expansión de este tramo.
88	Guacolda	Página 3. Punto 1.1. Proyectos de Transmisión en Ejecución	Los proyectos de construcción barra de transferencia 220 kV en S/E Cardones (Decreto Supremo N° 259/2008) y construcción Línea Nogales Polpaico 2x220 kV (Decreto Supremo N° 282 y 118/2007) previstos para el 13 de Julio y 30 de agosto 2010 respectivamente, aún no entran en servicio.	El consultor debe verificar efectos del atraso de estas obras en los resultados del estudio.	El atraso no afectaría las decisiones de ampliación que se realizan en años posteriores.
89	Guacolda	Página 14. Punto 2.3.2. Proyectos para definir escenarios alternativos.	Se dice que ENDESA no ha informado que haya realizado la transformación para usar GNL en Taltal, sin embargo durante el mes de agosto 2010 ha realizado pruebas con dicho combustible en esa central. Pese a esto, ninguno de los escenarios alternativos analizados por el Consultor considera la posibilidad de simular Taltal con GNL.	En al menos uno de los escenarios alternativos, el Consultor debe analizar la central Taltal usando GNL.	El escenario CNE considera la central Taltal en ciclo cerrado utilizando GNL Los costos fijos de regasificación y el take-or-pay de la compra de gas hacen, en general, poco atractivo el uso de GNL en turbinas a gas de ciclo abierto.

90	Guacolda	Punto 3.	<p>En la simulación y proyección de flujos del sistema no se indica la forma en que se simuló la operación en paralelo de los sistemas de 500 kV proyectados al norte de Polpaico con los sistemas de 220 kV existentes.</p> <p>Entre otros elementos, falta aclarar si se evitan los paralelismos operando los tramos de 220 kV abiertos, o si se mantienen los paralelismos y se considera redistribución de flujos frente a fallas.</p>	El Consultor debe dedicar una sección a especificar la metodología y criterios empleados en la simulación de la operación futura del sistema.	Los estudios consideraron las líneas de 220 kV existentes operando en paralelo con las ampliaciones recomendadas. Se verificó que esta operación era factible en condiciones normales y en condiciones de falla de uno de los circuitos existentes o uno de los circuitos recomendados de mayor capacidad, al no ocurrir sobrecargas de los circuitos que permanecen en servicio después de la desconexión en condiciones de transferencia máxima conjunta.
91	Guacolda	Puntos 3.3.1.4, Página 31	En el punto "Proyectos del Consultor" se menciona una eventual operación de la zona al norte de Cardones con criterio n-1 con el despacho de Central Taltal. Pero queda la duda si este criterio fue efectivamente empleado por el Consultor tanto en la simulación de la operación del sistema como en las condiciones gatillantes de nuevas inversiones.	Se solicita que el Consultor aclare los criterios empleados. En caso que el Consultor esté empleando este criterio de operación n-1, debe verificar sus resultados ya que esta interpretación del criterio n-1 no está de acuerdo a la normativa vigente.	<p>De acuerdo a lo instruido por el Comité al Consultor, en los estudios de planificación del sistema troncal no se puede utilizar recursos propios de la operación de corto plazo, tales como DAC, DAG o RAG. Bajo esta hipótesis, la ampliación de la línea de simple circuito Cardones-Diego de Almagro debía evaluarse considerando flujo cercano a cero en el tramo para evitar pérdida de consumo ante simple contingencia en transmisión, lo que determinó la conveniencia de su ampliación.</p> <p>En el período anterior a la fecha más próxima de puesta en servicio de las obras recomendadas, se supuso que en la operación de corto plazo se mantenían los criterios de operación actuales.</p>
92	Guacolda	Punto 3.5	En esta sección el Consultor muestra sólo los gráficos de los flujos proyectados del sistema. Sin embargo, se omite cualquier análisis, comentario, descripción o conclusión de los casos estudiados en esta sección.	El Consultor debe completar esta sección de modo de efectuar un mejor análisis de los resultados y casos estudiados.	En el Informe Final se completará el análisis.

93	Guacolda	Página 112. Punto 4.1. Criterios básicos para la definición de límites operacionales de los tramos de transmisión.	Aparece una indefinición en el último párrafo: dice " sea siempre que el flujo pre-falla". Entendemos debiera decir: " sea siempre menor que el flujo pre-falla.	Corregir redacción.	Se corregirá en el Informe Final.
94	Guacolda	Punto 5.	<p>En la descripción y evaluación del proyecto de aumento de capacidad de la línea Maitencillo - Cardones no se especifican las condiciones especiales de los trabajos, tiempos de indisponibilidades del circuito ampliado particularidades y condiciones especiales de operación.</p> <p>Adicionalmente, en la presentación de los resultados no se indica un detalle de los costos por operaciones especiales y restricciones al sistema de transmisión existente.</p>	<p>El Consultor debe dedicar una sección a describir las condiciones especiales de operación, tiempos de indisponibilidad y detalle de los mayores costos de operación de la zona norte del SIC.</p> <p>Adicionalmente, se solicita que el consultor considere en los costos y VI del proyecto la realización de los trabajos, en la medida de lo posible, con la línea en servicio.</p>	<p>Este cambio de conductor se está evaluando para ser realizado en fines de semana con la línea desenergizada.</p> <p>El trabajo demoraría medio año en negociaciones con los propietarios y un año o menos en la ejecución. Esta línea tiene 37 estructuras de anclaje (incluyendo transposiciones), lo que son 36 tramos. Haciendo un tramo por fin de semana, se hace en menos de un año.</p> <p>No se requieren condiciones especiales para el trabajo.</p> <p>La evolución económica considera la línea fuera de servicio un mes completo para representar las 16 horas desconectada cada fin de semana por 36 semanas.</p>

95	Guacolda	Punto 5.5, Página 129. Letra c). Escenario Alternativo 2.	Se dice que se amplía el tramo completo Maitencillo - Cardones, sin embargo dicho tramo aparece en Julio 2016 y la primera fase de Castilla entraría en diciembre de 2013 de acuerdo a la información entregada por el Propietario de Castilla (Pág. 12). Aún cuando dicho proyecto se atrase, este refuerzo podría requerirse antes de Julio 2016.	Se solicita al Consultor verificar los efectos de la puesta en servicio de Central Castilla en la ampliación del tramo Maitencillo – Cardones.	<p>En el escenario alternativo 2 se ha supuesto que la central Castilla entra en operación en 2016. Su incorporación no tiene efecto en la ampliación Castilla-Cardones. Considerando que la instalación de la central no es cierta, la ampliación del tramo Maitencillo-Castilla se ha considerado en la misma oportunidad que el tramo Castilla-Cardones.</p> <p>De acuerdo con instrucciones del Comité, se ha considerado que nuevas líneas de transmisión no pueden ponerse en servicio antes de 5 años en la zona norte y 5,5 años en la zona sur (Ley de Bosque Nativo), considerando el Decreto de Obras Troncales en Junio 2011</p>
96	Guacolda	Punto 5.8, Página 135	Se hace el análisis de una solución de corto plazo para aliviar restricciones de transmisión de la zona Maitencillo – Cardones, pero se omite un estudio análogo para la zona Maitencillo – Pan de Azúcar	El Consultor debe efectuar el análisis de una solución de corto plazo para el tramo Maitencillo – Pan de Azúcar considerando la incorporación de una Unidad 5 de Central Guacolda a comienzos del año 2014 y la no materialización de proyectos mineros Cerro Casale y El Morro.	<p>Las soluciones de corto plazo corresponden a soluciones relativas a la operación del sistema utilizando los recursos que ofrece la Norma Técnica como DAC y DAG.</p> <p>En el caso Maitencillo - Cardones se evaluó la conveniencia de adelantar la instalación del CER respecto de la fecha más próxima en que se podía contar con nuevas líneas de transmisión.</p> <p>En el caso del tramo Maitencillo - Pan de Azúcar en que la solución de largo plazo requiere de la construcción de nuevas líneas, se supuso que en el corto plazo el CDEC podría hacer uso de DAG sobre unidades de Guacolda para aumentar la transmisión hasta el máximo permitido por estabilidad transitoria (estimados en 320/290 MW).</p>

97	Guacolda	Punto 6.3	La obra “Instalación de un CER Cardones -60/+60 MVar” se califica como obra de ampliación de Transelec, sin embargo en el pasado obras similares han sido calificadas como obras nuevas (CER de SE Puerto Montt)	Se debe mantener el criterio empleado anteriormente y considerar esta obra troncal como Obra Nueva.	Se analizará la eventual reclasificación del CER de Cardones.
98	Guacolda	Punto 6.3, Tabla Página 151.	La descripción de la obra número 8 está incompleta e indica: ”kV hasta 2020), incluyendo paños terminales de 220 kV en Nogales y Pan de Azúcar”	Corregir.	Se corregirá en el Informe Final.
99	Guacolda	Punto 6.3	<p>En tablas de Alternativas 1 y 2 se indica una línea Cardones – Diego de Almagro 2x220 kV, pero en la tabla del caso CNE aparece una línea de 1x220 kV.</p> <p>Extraña esta distinción, pues las diferencias de demanda entre los escenarios CNE y Alternativas 1 y 2 se ubican en los consumos de Cerro Casales y El Morro (Cardones y Maitencillo respectivamente), pero no en subestación Diego de Almagro, por lo que no debiese haber diferentes resultados.</p>	El consultor debe verificar esta información y resultados.	En todos los casos se trata de líneas de 2 circuitos. Pero en los escenarios 1 y 2 se tienden los 2 inmediatamente por la demanda del proyecto Cerro Casale (que sólo está en los escenarios alternativos 1 y 2) para estaciones de bombeo desde la Subestación Carrera Pinto.

100	Norvind	Capítulo 6.3, -pag.151.-	<p>Según se indica en los capítulos 3.3.4.3, 3.4.4.2, 3.5.4.4, y relacionados, y de acuerdo a los resultados de las evaluaciones económicas presentadas en el capítulo 5, la “Subestación Seccionadora Pichirropulli”, es un proyecto propuesto por el Consultor, y que resulta recomendado para ser iniciado en el cuatrienio 2011 – 2014 en los tres escenarios estudiados.</p> <p>Sin embargo, no aparece incluido explícitamente en los cuadros del capítulo 6.3 que presentan las obras recomendadas.</p>	<p>Se solicita al Consultor incluir explícitamente la obra de transmisión “Subestación Seccionadora Pichirropulli” en los cuadros que presentan las obras recomendadas para ser iniciadas en el cuatrienio 2011-2014, según los escenarios estudiados, del capítulo 6.3.</p>	<p>Se incluirá en el Informe Final.</p>
-----	---------	-----------------------------	--	--	---

101	Transelec	Título 1.1 Página 4	<p>Dentro del cuadro de obras no troncales se informó en construcción las obras de instalación de equipos SVC (+100/-65 MVar) y Bancos de Condensadores (100 MVar) en la subestación Polpaico y STACOM (+140/-65 MVar) en la subestación Cerro Navia. Cabe destacar que estas obras permiten el aumento de transferencias por el sistema de transmisión 500 kV Ancoa – Alto Jahuel – Polpaico de unos 200 MW, los que fueron utilizados en la simulación de la operación por parte del consultor.</p> <p>El objetivo de estas obras es por un lado aumentar las transferencias por el sistema troncal y por otro proveer los reactivos que requiere este sistema para su adecuado funcionamiento conforme a la Norma Técnica.</p> <p>Dado lo anterior es que estas obras deben ser consideradas como obras del sistema de transmisión troncal por parte del consultor. El banco de condensadores de Polpaico se pondrá en servicio el 21 de noviembre de 2010, mientras que el SVC y STATCOM entrarán en servicio en febrero de 2011.</p>	Se solicita al consultor valorizar estas obras e incluirlas como parte del sistema troncal durante el periodo tarifario 2011-2014.	Ver respuesta a la observación N° 73, efectuada por la ENDESA.
102	Transelec	Titulo 1 Subtítulo 1.1 Página 3	Con fecha 8 de julio de 2010 TRANSELEC envió al CDEC-SIC un cuadro actualizado con las fechas de puesta en servicio con las obras que se encuentran actualmente en ejecución (Carta ON° 022).	Se solicita se considere esta última información en el estudio.	Se revisará la inclusión de esta información en el Informe Final..

103	Transelec	Títulos 2 Subtítulo 2.5 Página 21	<p>El Consultor señala que para los escenarios alternativos 1 y 2, incorporó proyectos mineros de la zona norte, pero manteniendo el nivel de crecimiento global del sistema, por lo que realizó una disminución proporcional en todas las barras del sistema.</p> <p>Esta metodología de abordar el problema va en desmedro del crecimiento residencial, lo que en la práctica no necesariamente es así, ya que los proyectos de este tipo aumentan la demanda del sistema y no por ello provocan una disminución del consumo residencial.</p>	Se propone que al incorporar proyectos mineros futuros, sea descontado sólo del crecimiento industrial, sin alterar el crecimiento residencial del sistema.	La forma correcta de tener en cuenta la evolución del consumo de los sectores industriales, mineros y de otros sectores, es realizar una proyección de demandas de tipo sectorial. Normalmente las proyecciones de demanda en el SIC se han realizado a través de estudios globales, siendo este el caso aplicado por la CNE para la proyección base después de los primeros años, y por el Consultor para la expansión del escenario base hasta el 2025. No está en el alcance del estudio el que el Consultor realice una proyección de demanda de carácter sectorial, estudio que de por sí tiene una envergadura y plazos que no permiten incluirlo en un ETT. Por tal motivo, el Consultor considera válida la forma en que incluyó el efecto de consumos mineros adicionales a los del escenario base en la zona norte del SIC.
104	Transelec	Título 3 Páginas 22-111	<p>El consultor no analizó algunas de las obras presentadas por TRANSELEC como alternativas de expansión en algunos escenarios, por ejemplo entre otros:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aumento de capacidad de Compensación Serie de la línea Charrúa – Ancoa 1 y 2. • Subestación Rahue, seccionamiento circuito expreso Valdivia – Puerto Montt 220 kV. <p>Además, no se observa en el informe un análisis que justifique la decisión de exclusión de estas alternativas de expansión, tal como se señala en las bases.</p>	Se solicita que el Consultor aclare las causas de la no consideración de las obras de expansión propuestas por TRANSELEC en cada uno los escenarios analizados.	Se incluirá en el Informe Final los análisis realizados para estos proyectos.

105	Transelec	Título 3.1 Página 22 Título 5 Página 122 en adelante.	El método de evaluación utilizado para determinar económicamente la necesidad de las obras no se encuentra suficientemente explicado, quedando los cuadros a interpretación sobre qué es lo que se consideró en cada variable, por ejemplo, los ítems de beneficios.	Se solicita profundizar la explicación del método de evaluación al utilizar anualidades de inversión. Además, indicar qué se entiende por beneficios en la evaluación de los proyectos. Además, se solicita estandarizar los periodos de evaluación, en algunos proyectos la evaluación comienza en 2011 y en otros el 2016.	En todos los casos se entiende por beneficio el ahorro en costos de operación y falla resultantes de la realización del proyecto. El valor presente de las anualidades durante el período de evaluación es equivalente a considerar la inversión al instante de puesta en servicio y el valor residual a fines de dicho período.
106	Transelec	Título 3.2 Página 22	Los plazos de construcción se señala que los proyectos pueden estar en servicio en una fecha, no obstante no se indica desde cuando se supone que se inicia el desarrollo de la obras. En esta descripción se debiera tener en cuenta una apertura de los plazos que se van a considerar, cantidad de tiempo para estudios de ingeniería, plazos para permisos ambientales y concesiones, en el caso de líneas los plazos para la obtención de la servidumbre de paso, plazos de construcción y puesta en servicio.	Se solicita colocar una apertura de los plazos considerados para cada etapa de los proyectos.	Se han considerado los siguientes plazos: A) con DIA 4.5 años para líneas sin bosque 5.5 años para líneas con bosque 1.5 años para cambio de conductor o de aislación B) con EIA (ver 127) 5.0 años para líneas sin bosque 6.0 años para líneas con bosque
107	Transelec	Título 3.3.3 Página 42	No se entiende que es lo que genera el flujo indicado en el gráfico de la línea Lo Aguirre – Melipilla y Lo Aguirre – Rapel, que en su conjunto suman 800 MW en dirección hacia Rapel.	Se solicita revisar los resultados de este gráfico y/o explicar las causas de estos flujos. Se solicita eliminar el comentario sobre el no uso del recurso EDAC, o EDAG o ERAG en esta sección.	Los resultados del gráfico de la línea Lo Aguirre – Melipilla y Lo Aguirre – Rapel tienen un máximo coincidente de 449 MW hacia el fin del período. El único comentario en esta sección se refiere al no uso de EDAG en la línea Rapel – Alto Melipilla; a juicio del Consultor este comentario es pertinente y se mantendrá en el informe final.

108	Transelec	Capítulo 3 Página 22 y siguientes	En el informe no se realiza un análisis explícito del cumplimiento del criterio N-1 o superior, para todos los tramos del sistema de transmisión troncal. En particular no se presenta el análisis para las instalaciones de transformación pertenecientes al sistema troncal. En el punto 9, letra a) del numeral 6 de la Parte III de las Bases, se solicita al Consultor efectuar los estudios de expansión conforme a lo indicado en el Anexo 6 de las mismas Bases.	El consultor debe incluir un análisis explícito de la aplicación del criterio N-1 o superior para todos los tramos del sistema troncal, en particular para las instalaciones troncales de transformación.	Ver respuesta a Observación N° 48 del Comité
109	Transelec	Títulos 3 y 6 Subtítulos 3.4 y 6.4 Páginas 58-86 y 152	Para el Escenario alternativo 1, existen inconsistencias entre los planes de obras detallados en el subtítulo 3.4 y el resumen presentado en el título 6.4. Por ejemplo entre otras: <ul style="list-style-type: none"> • Fechas Obra Modificación Línea Maitencillo – Cardones (Jul-2013 vs Ene 2014). • En el resumen del subtítulo 6.4 no aparecen la seccionadora Pichirropulli 220 kV y el tercer transformador 500/220 kV en Alto Jahuel. 	Se solicita revisar la consistencia entre las obras detalladas en el subtítulo 3.4 con las presentadas en el resumen del título 6.4.	Se revisará en el Informe Final..

110	Transelec	Títulos 3 y 6 Subtítulos 3.5 y 6.4 Páginas 87-111 y 153	<p>Para el Escenario alternativo 2, existen varias inconsistencias entre los planes de obras detallados en el subtítulo 3.5 y el resumen presentado en el título 6.4.</p> <p>Por ejemplo entre otras:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fechas Obra Modificación Línea Maitencillo – Cardones (Jul-2013 vs Ene 2014). • En el resumen del subtítulo 6.4 no aparecen la seccionadora Pichirropulli 220 kV y ninguno de los bancos de condensadores estáticos recomendados en el punto 3.5. • En el resumen no se especifica que algunas obras corresponden sólo a tender un circuito, según se muestra en el título 3.5. 	Se solicita revisar la consistencia entre las obras detalladas en el subtítulo 3.5 con las presentadas en el resumen del título 6.4.	Se revisará en el Informe Final..
-----	-----------	---	---	--	-----------------------------------

111	Transelec	Título 4 Subtítulo 4.1 Página 112.	<p>El consultor utiliza el término “criterio n-1 convencional”, y menciona que en ciertas condiciones puede implicar transferencias significativamente mayores.</p> <p>La aplicación de este concepto, con las implicancias que menciona el Consultor, no cumple lo establecido en la NT vigente. Además, este concepto no se define en la normativa vigente.</p>	Se solicita aplicar el “criterio n-1” para la planificación del sistema troncal bajo los términos establecidos en el artículo 5-5 de la NT.	<p>Los primeros dos incisos del Artículo 5-5 establecen que:</p> <p>“La planificación para el desarrollo del SI deberá ser tal que permita conservar los márgenes y reservas operacionales necesarios para garantizar que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SI y puedan provocar la salida incontrolada de las mismas.</p> <p>Para estos efectos, el Estudio de Transmisión Troncal y sus revisiones, a que se refiere la Ley General de Servicios Eléctricos, durante su realización deberá verificar que las alternativas de ampliación recomendadas aseguren el cumplimiento de lo señalado en el inciso anterior, a través de la aplicación del Criterio N-1, en todos los tramos del Sistema de Transmisión Troncal, que permitan dar cumplimiento a las exigencias de SyCS establecidas en la presente NT.”</p> <p>El Consultor ha aplicado estrictamente el criterio de “garantizar que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SI y puedan provocar la salida incontrolada de las mismas.”, complementado con las instrucciones del Comité en el sentido de no considerar en el estudio de planificación la aplicación de medidas como DAC, DAG y RAG ante contingencias simples, que no correspondan a las desconexiones por subfrecuencia o subtensión.</p> <p>En el Informe final se corregirá la redacción observada.</p>
-----	-----------	--	---	---	---

112	Transelec	<p>Titulo 4 Subtítulo 4.1 y 4.2 Páginas 111 – 112</p>	<p>La aplicación del “criterio n-1 ajustado” y la “capacidad de sobrecarga transitoria” son criterios operacionales y no se ajustan a lo establecido en el artículo 5-5 de la NT, el cual señala la aplicación del “criterio n-1” estricto en todos los tramos de transmisión troncal.</p> <p>Tomar decisiones de planificación en base a criterios operacionales es riesgoso, ya que su aplicación dependerá de la disponibilidad de recursos que al momento de requerirlos puede que no estén operativos por orden de merito de despacho, por mantenimiento o por indisponibilidad de combustible; o simplemente porque no existen (no se construyeron o están atrasados). Particularmente el “criterio n-1 ajustado” no es una definición establecida en la NT, como exigencia para la planificación de los Sistemas Interconectados.</p> <p>Además la aplicación de estos criterios operacionales, pueden significar sobrecostos asociados a reserva en giro en las centrales ubicadas aguas abajo de los tramos en estudio, por lo que se deberían incluir en el análisis costo-beneficio de esta alternativa.</p>	<p>Se solicita aplicar el “criterio n-1” para la planificación del sistema troncal bajo los términos establecidos en el artículo 5-5 de la NT.</p>	<p>El Consultor no concuerda con la interpretación de Transelec respecto de la forma de cumplir con lo que establece el Art 5-5, en relación a la aplicación de un criterio n-1 "estricto". Ver respuesta a Observación N °111 anterior.</p>
-----	-----------	---	---	--	--

113	Transelec	<p>Título 4 Subtítulo 4.2 Páginas 112 – 121</p>	<p>El Consultor define las capacidades máximas de los distintos tramos troncales en base a capacidades térmicas de las líneas o límites operacionales calculados caso a caso.</p> <p>Sin embargo, para estas capacidades máximas no se indica si consideran los distintos márgenes seguridad establecidos en la NT:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Margen de Estabilidad Sincrónica (artículo 5-53). • Margen de Estabilidad Oscilatoria (artículo 5-54). • Margen de Estabilidad de Tensión (artículo 5-55). • Margen de Estabilidad de Frecuencia (artículo 5-56). <p>Además, en diciembre de 2010, debería publicarse el procedimiento de Margen de Seguridad Operativa (MSO), que establece un margen de seguridad para la operación de las instalaciones. Los CDEC deberán aplicar dicho procedimiento en la operación futura, lo que establecerá restricciones mayores al sistema de transmisión.</p>	<p>Se solicita al Consultor, realizar una verificación de los márgenes de estabilidad establecidos en la NT, y en caso de no cumplir, restringir la transferencia máxima.</p> <p>Además, se solicita que el Consultor realice una estimación de la aplicación del procedimiento del MSO que se publica a fines del 2010, de manera de representar de mejor manera la operación real de los sistemas luego que comience su aplicación.</p>	<p>Los valores de límites indicados en el Título 4 corresponden esencialmente a los impuestos por las capacidades térmicas de los conductores o por los márgenes de estabilidad de tensión, determinados durante el proceso de comparación de las distintas alternativas de desarrollo de la transmisión que se evaluaron económicamente mediante el modelo de despacho. Como este es un proceso iterativo que comprende un sinnúmero de simulaciones, los límites utilizados fueron determinados con un criterio más bien conservador para garantizar la validez de las soluciones comparadas.</p> <p>Posteriormente, una vez seleccionadas las alternativas más atractivas económicamente, procede realizar la verificación más detallada de los límites aplicables, lo que es el objeto del Título 7.</p> <p>El Consultor concuerda con el concepto que en el nivel de planificación, los límites aplicables deben tener un margen razonable que posteriormente en la operación de corto plazo permita guardar un Margen de Seguridad Operativa, y estima que el desarrollo propuesto es adecuado en ese sentido.</p>
-----	-----------	---	---	---	--

114	Transelec	Título 4 Subtítulo 4.2 Páginas 114-120	<p>Las tablas de límites operacionales no están completas.</p> <p>No se aprecian algunos de los límites iniciales, y tampoco cual será el impacto de cada una de las obras sobre dichos límites.</p>	<p>Se solicita completar las tablas de límites operacionales iniciales para cada uno de los escenarios analizados, e indicar el impacto de cada una de las obras de transmisión sobre dichos límites.</p> <p>Además se solicita explicitar la fuente de la cual se obtuvieron los límites operacionales iniciales.</p>	<p>Los límites operacionales que se utilizaron en el período anterior a la fecha más próxima en que pueden entrar en servicio nuevas líneas de transmisión corresponden a los que utilizan actualmente los CDEC. En relación al impacto que sobre las transmisiones por las líneas actuales tendrían nuevas obras de generación que entren en servicio antes de esta fecha, se consideró que el CDEC podría aplicar medidas operativas como DAG o DAC.</p> <p>Se complementarán las tablas indicando estos valores.</p>
-----	-----------	--	--	--	---

115	Transelec	<p>Título 6.2.1 Página 149 Título 6.2.2 Página 150</p>	<p>Dado lo expresado en la Ley y en las Bases para la realización del Estudio de Transmisión Troncal, las obras nuevas serán clasificadas como tales en consideración a su trazado e independencia topológica y operativa respecto de las instalaciones existentes del sistema troncal, o bien a la magnitud de sus costos de inversión y operación referenciales.</p> <p>Al respecto es necesario tener presente que aquellas obras de un proyecto de expansión que afecten a una instalación existente, ya sea cambiando su topología o su función operacional deben ser clasificadas como obras de ampliación. Desde este punto de vista, se produce un problema con la clasificación de la S/E Seccionadora Lo Aguirre, ya que por su magnitud como proyecto completo es considera Obra Nueva por parte del consultor, siendo que esta obra secciona y afecta líneas existentes de propiedad de Transelec. Dado lo anterior se debe considerar que los paños que seccionarán las líneas afectan a las instalaciones existentes, por lo que éstos deben ser considerados obras de ampliación. De lo contrario se estaría interrumpiendo la continuidad topológica y operativa de las instalaciones de transmisión, afectando además los derechos de propiedad sobre las instalaciones existentes.</p>	<p>Se solicita revisar los criterios de clasificación, de tal forma de subdividir los proyectos de manera que las partes de los proyectos que afecten instalaciones existentes sean consideradas obras de ampliación y las partes que son “nuevas” sean licitadas bajo el esquema de obras nuevas.</p>	<p>En el numeral 6.2 del Informe 3, Criterio de Clasificación de Obras, el Consultor presentó detalladamente los antecedentes y los criterios para establecer la clasificación de las obras de expansión, resultantes del estudio, como obras nuevas u obras de ampliación de instalaciones existentes. Entre los antecedentes el Consultor hizo uso del dictamen del H. Panel de Expertos en la resolución de una controversia de Transelec relativa a la condición copulativa que las bases técnicas deberían dar a la independencia, nuevo trazado y magnitud de las obras, a los efectos de su clasificación, materia sobre la cual dicho Panel señaló <i>"Se aprecia en esta definición legal (se refiere a la señalada en el DFL4 para obras nuevas) que, para la determinación de los proyectos de obras nuevas, el referente principal es la calificación que realice el consultor del Estudio de Transmisión Troncal o la Dirección de Peajes del CDEC y que, a efectos de proceder a dicha calificación, la ley entrega tres factores que se deben ponderar: magnitud, nuevo trazado e independencia. La ponderación de estos factores sólo se podrá apreciar en cada caso. Si los tres factores son o no copulativos no parece ser la cuestión principal. Si lo es el hecho de que la ponderación de los mismos lleve a determinar la concurrencia o no de condiciones competitivas para la ejecución y explotación de un proyecto. En efecto, el objetivo de la Ley al marcar una diferencia para adjudicar uno y otro tipo de obra es, fundamentalmente, permitir que en ciertos casos de expansión del sistema troncal se produzca competencia por ingresar al sistema, sin excluir de la misma al propio operador preexistente"</i></p>
-----	-----------	--	--	--	--

116	Transelec	Título 1.1 Página 4 Título 6.3 Páginas 151-153	<p>Se indica como resultado del estudio del CDEC-SIC que existen tres proyectos condicionales. Uno de estos tres proyectos es el tercer banco de autotransformadores 500/220 kV Charrúa.</p> <p>El tercer banco de autotransformadores 500/220 kV en la subestación Charrúa se encuentra en el decreto 243 como obra de ampliación que debe ser desarrollada por Transelec, la cual se encuentra en proceso de licitación.</p>	Se solicita corregir la información y el análisis que considera el tercer banco de autotransformadores de Charrúa, ya que se encuentra en proceso de licitación.	Se corregirá en el Informe Final.
117	Transelec	Título 6 Página 149 y siguientes	En el punto 11, letra c) del numeral 6 de la Parte III de las Bases, se solicita al consultor el análisis de todas las hipótesis y supuestos empleados, sus rangos de validez, y sensibilidades mínimas a realizar, lo que no se encuentra explícito en el informe.	El consultor debe incorporar el análisis de los rangos de validez de los resultados y conclusiones del estudio y realizar las sensibilidades solicitadas en las Bases.	Ver respuesta a observación 50

118	Transelec	<p>Título 6 Subtítulo 6.3 Páginas 151-153</p>	<p>El Consultor establece plazos de un año para realizar obras de ampliación, el cual no se ajusta a los requerimientos reales para este tipo de obras.</p> <p>Las instalaciones en servicio están sujetas a la coordinación de los CDEC por lo que cualquier desconexión para realizar los trabajos de estas obras pasa por la aprobación de estos.</p> <p>Los criterios para la autorización de su desconexión son, entre otros: operación económica del sistema, seguridad del sistema, etc., los cuales a su vez dependen de las condiciones particulares de la operación futura de los Sistemas Interconectados en el momento de su requerimiento.</p> <p>Particularmente, la ampliación del tramo Lo Aguirre – Cerro Navia 2x220 kV sería de una complejidad importante considerando los altos niveles de demanda futura en S/E Cerro Navia, y por que estos trabajos implicarían la desconexión de central Rapel la cual es un apoyo de potencia activa y reactiva relevante en esta S/E.</p>	<p>Se solicita aumentar los plazos de las ampliaciones de líneas troncales, considerando lo periodos de desconexión.</p>	<p>Ver los plazos de construcción indicados en 106.</p> <p>En el caso de la línea Lo Aguirre – Cerro Navia: se desmontaría la línea existente, para lo cual se construye previamente la subestación Lo Aguirre y las líneas que permiten recibir la energía de Rapel y entregarla en las subestaciones Alto Jahuel y Polpaico.</p>
-----	-----------	---	--	--	--

119	Transelec	Título 6.3 Página 151	En el punto 2, sección Planes de Expansión, de la Parte IV de las Bases, se solicita al Consultor que para cada escenario presente los planes de expansión en la forma de un cronograma de inversiones para el horizonte de estudio. Esto lo solicita para la entrada de los proyectos de transmisión troncal y para el cronograma resultante para los proyectos que constituyen el escenario de expansión respectivo.	El consultor debe incluir los cronogramas de inversiones del plan de expansión para cada escenario, según lo especifican las Bases del Estudio.	Se incluirán los cronogramas en el Informe Final..
120	Transelec	Título 7 Subtítulo 7.1 Página 154	El Consultor señala que realizará una verificación del cumplimiento de las exigencias de la Norma Técnica, sólo en algunos tramos de las obras propuestas en su plan de expansión (aquellos tramos más exigidos). Es necesario verificar cada una de las exigencias de la Norma Técnica en todos los nuevos tramos del sistema troncal propuesto, debido a que su cumplimiento puede imponer nuevas restricciones a la operación de estos.	Se solicita realizar la verificación del cumplimiento de la Norma Técnica para cada uno de los nuevos tramos propuestos en el plan de expansión.	Se incluirá la verificación del cumplimiento de la NT para todos los nuevos tramos propuestos en el plan de expansión que justificadamente, a criterio del Consultor, sometan al sistema eléctrico a condiciones que se encuentran efectivamente en la frontera del cumplimiento de la Norma, o que presenten alguna probabilidad de establecer nuevas restricciones a la operación de dichos tramos.
121	Transelec	Título 7 Página 154	En el punto 8, letra c) del numeral 6 de la Parte III de las Bases, se solicita al Consultor efectuar los análisis del nivel de cortocircuitos en el sistema y su evolución en el período de estudio dentro de las exigencias para calificar el cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio.	El consultor debe incluir en el Informe los estudios de cortocircuitos para el horizonte de estudio, en el SIC y SING.	Se incluirán los estudios de cortocircuitos en el Informe Final..

122	Transelec	Título 7 Página 154	En el punto 9, letra a) del numeral 6 de la Parte III de las Bases, se solicita al Consultor efectuar los estudios de expansión conforme a lo indicado en el Anexo 6 de las mismas Bases. En el informe no se encuentra el cálculo de los índices de continuidad FMIK y TTIK para los planes de expansión resultantes.	El consultor debe incluir el cálculo de los índices de continuidad FMIK y TTIK.	Idem 49.
-----	-----------	------------------------	---	---	----------

123	Transelec	<p>Titulo 7 Subtítulo 7.4 Página 156</p>	<p>Para la verificación del cumplimiento del Margen de Estabilidad Oscilatoria, el Consultor realizó un análisis modal utilizando un margen de seguridad de 5%, sin embargo, para este tipo de verificación, en la NT se establece explícitamente un margen de seguridad del 10% (Artículo 5-54). Considerando lo anterior, el Consultor señala que ha detectado amortiguamientos inferiores a 10% (>7%), por lo que en estos casos no se estaría cumpliendo con la normativa vigente.</p> <p>El factor de amortiguamiento de 5% establecido en el artículo 5-47 esta dentro del subtítulo 5-6 “Estándares de Recuperación Dinámica en Estado Normal y Estado de Alerta”, por lo que este debe ser calculado en base a los resultados de las simulaciones dinámicas de las transferencias por las líneas (tal como señala el artículo 5-47 de la NT), y luego de ocurrida una contingencia simple. En ningún caso esta exigencia se obtiene como resultado de un análisis modal.</p>	<p>Considerar un margen de estabilidad oscilatoria de pequeña señal de 10%, tal como se indica en el artículo 5-54 de la NT.</p> <p>Restringir las transferencias en aquellos casos en que se detectó un margen inferior a 10%.</p> <p>Se solicita verificar la consistencia de todos los resultados presentados por el Consultor aplicando el margen del 10%.</p> <p>Conjuntamente con lo anterior, se solicita realizar la verificación de los estándares de recuperación dinámica (subtitulo 5-6), entre los que está el factor de amortiguamiento del 5%, tal como se señala en los artículos 5-47 y 5-48.</p>	<p>La metodología aplicada realizando el análisis modal del sistema ha permitido individualizar la localización de los recursos estabilizantes y los parámetros para aplicarse a los dispositivos que ofrecen los mayores beneficios. Se ha impuesto en una fase inicial un objetivo modesto, que ha sido del 5 % de relación de amortiguamiento. Los resultados obtenidos, y presentados en forma preliminar, se han logrado con un conjunto mínimo de unidades de generación dotadas de estabilizadores. Como se ha mostrado, el factor de amortiguamiento se encuentra en general por arriba del 7 %, según resulta de los Análisis Modales, valor por encima del objetivo inicial y de los estándares normalmente aceptados en el ámbito internacional.</p> <p>Estos resultados (localización y parámetros de los estabilizadores), una vez implementados en algunos de los escenarios sobre los cuales se realizaron en modo preliminar las simulaciones en el tiempo, han demostrado que los amortiguamientos son superiores al 10 %; ver como ejemplo algunas de las simulaciones reportadas en el capítulo relativo a las verificaciones del Plan de Expansión, o en el capítulo sobre las Oscilaciones Electromecánicas en Estado Permanente. Esto es de esperarse dado que, como se ha mencionado en la metodología del Análisis Modal, se prepara un modelo de red algo simplificado en el que se desprecia la contribución de ciertos controladores, y es así que en general los resultados obtenidos son de carácter conservativo dado que, en el modelo utilizado para las simulaciones en el tiempo,</p>
-----	-----------	--	---	--	--

123 cont	Transelec				<p>todos los controladores se encuentran en servicio, y de ellos se recibe una contribución adicional sobre el amortiguamiento.</p> <p>No obstante, se completará el Análisis Modal en modo más exhaustivo para definir el conjunto de unidades de generación que deben ser equipadas con recursos estabilizantes tal que garanticen un factor de amortiguamiento objetivo, el cual, verificado en las simulaciones en el tiempo (RMS), cumpla con los requisitos de la Normativa.</p> <p>No obstante, debe quedar en claro que el objetivo central de este estudio no es la instalación y coordinación de estabilizadores para la operación del sistema, sino más bien, demostrar que, con las obras propuestas y un cierto parque de equipos de estabilización con sus pertinentes ajustes, se puede asegurar un amortiguamiento como el requerido.</p>
124	Transelec	Anexo 6, SIC – Representación del Sistema de Transmisión Página 4	En el diagrama unilineal del SIC de la página 4, falta incluir la barra Temuco 220 kV, que se conecta hacia la barra Charrúa 220 kV y la barra Cautín 220 kV mediante líneas de 220 kV	Se solicita al consultor corregir el diagrama unilineal simplificado, incorporando la barra Temuco 220 kV.	Ver respuesta a observación N°52

125	Transelec	Anexo 6 Subtítulo 2.2 Página 5	<p>El Consultor señala que utilizó EDAC, EDAG o ERAG para el periodo anterior a junio de 2016 en algunos tramos del sistema troncal.</p> <p>En la NT se señala que para la planificación de los SI, no se deben utilizar este tipo de recursos operacionales (artículo 5-5, modificado por la RE N° 442 del 1 de septiembre de 2010, del Ministerio de Energía).</p> <p>La aplicación del criterio N-1 en los términos que se señala en la NT, podría gatillar la construcción de ciertas obras para una fecha anterior a junio de 2016.</p>	Se solicita aplicar lo establecido en el artículo 5-5 de la NT para todo el periodo de evaluación.	<p>El Consultor había simulado la operación real que haría el CDEC en caso de enfrentar limitaciones que no pueden ser levantadas sino hasta que se ponen en servicio nuevas obras.</p> <p>Sin embargo ante la solicitud de analizar la fecha necesaria de cada obra se ha eliminado de EDAC, EDAG y ERAG en periodos anteriores a junio de 2016.</p>
126	Transelec	Anexos 7, Descripción de los proyectos del SIC y del SING	En el punto 2, sección Proyectos de Transmisión Considerados, de la Parte IV de las Bases, se solicita al consultor el detalle de la valorización de los proyectos, incluyendo los costos unitarios considerados, lo que no aparece en los respectivos Anexos del informe.	El consultor debe incorporar un desglose de detalle de la valorización de los proyectos, con los costos unitarios considerados.	Se incluirán las planillas de presupuestos con el desglose solicitado en las bases, en el Informe Final..

127	Transelec	<p>Anexo 7 Subtítulos y Págs.:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1.1.4, Pág. 5 • 1.2.4, Pág. 6 • 1.4.4, Pág. 9 • 1.5.4, Pág. 11 • 1.8.6, Pág. 17 • 1.9.4, Pág. 18 • 1.12.4, Pág. 23 • 1.15.4, Pág. 27 • 1.16.4, Pág. 28 • 1.18.4, Pág. 31 	<p>El consultor señala que estos proyectos de líneas requieren Declaración de Impacto Ambiental interregional, indicando que los plazos pueden requerir un plazo de 6-8 meses a partir de la presentación en la CONAMA.</p>	<p>Estos proyectos requieren la presentación de un Estudio de Impacto Ambiental interregional, los que tienen plazos de 12 meses a partir de la presentación en la CONAMA.</p> <p>Para el caso del punto 1.4.4 la construcción del circuito adicional (circuito 5 y 6 futuro), requiere un EIA interregional, con plazo de 12 meses a partir de la presentación en la CONAMA.</p>	<p>Algunas líneas pueden requerir de un EIA, pero en general no. Se revisará cuáles pueden requerir EIA y se considerará un plazo de 12 meses para estas líneas. Como esto está en la ruta crítica, el plazo de ejecución de estos proyectos debería aumentar en 4 meses.</p>
-----	-----------	--	---	---	---

128	Transelec	<p>Anexo 7 Subtítulos y Págs.:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1.3.4, Pág. 8 • 1.6.4, Pág. 13 • 1.7.4, Pág. 15 • 1.10.4, Pág. 20 • 1.11.4, Pág. 21 • 1.14.4, Pág. 25 • 1.17.4, Pág. 30 	<p>El consultor señala que estos proyectos de líneas requieren Declaración de Impacto Ambiental regional, indicando que los plazos pueden requerir un plazo de 6-8 meses a partir de la presentación en la CONAMA.</p>	<p>Requieren la presentación de un Estudio de Impacto Ambiental regional, la que tiene plazo 12 meses a partir de la presentación en la CONAMA.</p>	Ver 127
-----	-----------	--	--	---	---------

129	Transelec	<p>Anexo 7 Subtítulos y Págs.:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1.2.5, Pág. 7 • 1.5.5, Pág. 11 • 1.11.5, Pág. 21 • 1.12.5, Pág. 23 • 1.14.5, Pág. 26 • 1.16.5, Pág. 28 • 1.17.5, Pág. 30 	<p>Para el caso de los tres puntos mencionados existen interferencias adicionales a los proyectos.</p>	<p>Para el caso del punto 1.2.5, agregar:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cruce del Río Choapa, por lo que se requiere un diseño de estructuras especiales. • Es necesario realizar una verificación de pertenencias mineras. <p>Para el caso del punto 1.5.5, agregar la existencia de vegetación nativa precordillerana.</p> <p>Para el caso del punto 1.11.5, agregar la existencia de flora nativa (formaciones xerofíticas).</p> <p>Para el caso del punto 1.12.5, agregar que existen cruces por zonas semiurbanas a la salida de S/E Nogales.</p> <p>Para el caso del punto 1.14.5, agregar la probable presencia de comunidad indígena.</p> <p>Para el caso del Punto 1.16.5, agregar la verificación de existencia de pertenencias mineras.</p> <p>Para el caso del punto 1.17.5, agregar que los terrenos al sur de S/E Círuelos pueden no ser los más apropiados para este tipo de obras (pantanosos).</p>	<p>Se incluirá en la descripción y se corregirá el presupuesto en el Informe Final.</p>
-----	-----------	---	--	--	---

130	Transelec	<p>Anexo 7 Subtítulos y Págs.:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1.1.6, Pág. 5 • 1.2.6, Pág. 7 • 1.3.6, Pág. 8 • 1.4.6, Pág. 10 • 1.6.6, Pág. 13 • 1.7.6, Pág. 15 • 1.9.6, Pág. 19 • 1.10.6, Pág. 20 • 1.11.6, Pág. 22 • 1.12.6, Pág. 23 • 1.13.6, Pág. 24 • 1.17.6, Pág. 30 • 1.18.6, Pág. 32 	<p>El consultor señala que los proyectos de línea indicados en estos puntos no cruzan comunidades originarias.</p>	<p>Estos proyectos cruzan sitios prioritarios de conservación de biodiversidad.</p> <p>Además en el punto “comunidades que cruza”, es necesario agregar lo que se indica a continuación:</p> <p>1.2.6, 1.12.6: Existencia de vegetación nativa protegida 1.3.6, 1.4.6, 1.18.6: Existencia de vegetación nativa 1.6.6, 1.7.6 : Desierto florido 1.13.6: Cruza zona de expansión urbana y existen efectos sobre comunidades.</p>	<p>Se agregará en la descripción en el Informe Final.</p>
-----	-----------	--	--	---	---

131	Transelec	<p>Anexo 7 Subtítulos y Págs.:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 2.1,Pág. 35-36 • 2.2,Pág. 37-40 • 2.3,Pág. 40-42 • 2.4,Pág. 42-44 • 2.5,Pág. 44-49 • 2.6,Pág. 49-50 • 2.7,Pág. 51-53 • 2.8,Pág. 53-56 • 2.9,Pág. 56-61 • 2.10,Pág.61-63 • 2.11,Pág. 63-67 • 2.12,Pág. 67-69 • 2.13,Pág. 69-73 • 2.14,Pág. 73-74 • 2.15,Pág. 74-78 • 2.16,Pág. 78-80 • 2.17,Pág. 80-82 	<p>En los puntos que se describen los proyectos en subestaciones no se incluye el ítem de presentación de DIA ante autoridad local o regional.</p>	<p>Incluir en cada punto que se necesita presentación de DIA ante autoridad local o regional, con un plazo de 6 a 8 meses.</p> <p>Para el punto 2.12 correspondiente a S/E Alto Melipilla se necesita presentación de DIA en el caso de estar fuera de los sitios prioritarios “Cordón de Cantillana” y “Lomas Cerro Pelucón”.</p> <p>En el punto 2.16 se necesita presentación de DIA en el caso de estar fuera de los límites de sitios prioritarios de biodiversidad.</p>	<p>Se agregará en la descripción en el Informe Final.</p>
-----	-----------	--	--	--	---

132	Transelec	Anexo 7 Subtítulo 1.11.1 Página 20	<p>El Consultor describe el proyecto Línea Las Palmas – Pan de Azúcar 220 kV con una capacidad de 1.099 MVA y con un conductor 4x ACAR 800 MCM, mientras que en el capítulo 3 del informe, página 24, define las características del mismo proyecto con una capacidad de 1.100 MVA y un conductor 4x ACAR 850 MCM.</p> <p>Además el Proyecto no especifica la compensación serie que recomendó en el capítulo 3.</p>	Se solicita verificar la consistencia entre los proyectos presentados en el capítulo 3 y en el Anexo 7.	Se verificará y corregirá en el Informe Final.
133	Transelec	Anexo 7 Subtítulo 2.1.4 Página 35	La expansión de la subestación Diego de Almagro 220 kV implica cambiar el sistema de control existente y la diferencial de barras.	<p>Se debe incorporar el cambio del sistema de control existente y el cambio de diferencial de las barras.</p> <p>Incorporar la ampliación de servicios auxiliares de C.A. y C.C.</p>	Se considerará en el Informe Final.
134	Transelec	Anexo 7 Subtítulo 2.1.4 Página 36	<p>El consultor señala que las ampliaciones contarán con salas eléctricas que tendrán los siguientes equipos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tableros de distribución de corriente alterna. Se conectarán a los SSAA existentes. • Tableros de distribución de corriente continua. Se conectarán a los SSAA existentes. 	Los SSAA auxiliares de la S/E Diego de Almagro se deben ampliar.	Se considerará en el Informe Final.
135	Transelec	Anexo 7 Subtítulo 2.2.2 Página 37	En el párrafo correspondiente al punto 2.2.3 se indica que la S/E Cardones se ampliará en 8 paños de 220 kV.	Actualmente en la S/E Cardones no existe espacio para 8 paños de 220 kV.	En las descripciones se indican las modificaciones a hacer del camino público y las obras de patio de mufas a realizar. Se verificará nuevamente la posición de las ampliaciones.

136	Transelec	Anexo 7 Subtítulo 2.2.4 Página 38	En el punto 2.2.4, punto 7 correspondiente al año 2018, se indica una modificación del camino existente a Copiapó y minera Candelaria	Se requiere indicar que se necesitan permisos de Vialidad por referirse a un camino nacional que tiene pista de aceleración y desaceleración.	Se incluirá la descripción en el Informe Final.
137	Transelec	Anexo 7 Subtítulo 2.2.4 Página 40	En el punto 2.2.4 punto 7, se indica que las ampliaciones contarán con salas eléctricas que tendrán los siguientes equipos: <ul style="list-style-type: none"> • Tableros de distribución de corriente alterna. Se conectarán a los SSAA existentes. • Tableros de distribución de corriente continua. Se conectarán a los SSAA existentes. 	Se requiere la ampliación de los servicios auxiliares de C.A. y C.C.. y la casa de servicios generales.	Se considerará en el Informe Final.
138	Transelec	Anexo 7 Subtítulo 2.3.3 Página 41	En el punto 2.3.3 referente a las dificultades constructivas en la expansión de la subestación Maitencillo, falta agregar que en el lugar donde se construye la nueva SSEE existe una interferencia con 2 matrices de agua potable que alimenta la localidad de Huasco.	Incorporar en el párrafo de dificultades constructivas la interferencia con las matrices de agua potable hacia Huasco.	La posición de la ampliación de la S/E Maitencillo está a 250 m de la actual S/E, con lo cual no existiría interferencia con la matriz de agua.

139	Transelec	Anexo 7 Subtítulo 2.3.4 Página 41	<p>En el punto 2.3.4 referente a las características técnicas específicas de las obras de ampliación de la subestación Maitencillo se indica que:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se instalan paños con interruptores sólo en el lado de la nueva subestación para la unión de barras • Sólo se hace la unión de las barras principales con interruptores. • La unión de la barra de transferencia se hace sin interruptor. <p>La unión de la barra de transferencia no es posible, por lo que se requiere un segundo paño acoplador.</p>	Se requiere incorporar un segundo paño acoplador en el sector nuevo.	Se analizará para el Informe Final.
140	Transelec	Anexo 7 Subtítulo 2.3.4 Página 41	<p>En el punto 2.3.4 donde se describe el equipamiento por paño de línea en Cardones (circuito N°4 y N°5):</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1 condensador de acoplamiento 245 kV. • 1 Trampa de onda de 1200 A. 	<p>Reemplazar los dos puntos observados con lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 2 condensadores de acoplamiento 245 kV. • 2 Trampas de onda 1200 A. 	<p>En general el concepto utilizado es que todas las obras de líneas en los cuales se tienden los dos circuitos el esquema de OPLAT será intercircuitado, con lo cual se usa 1 trampa de onda y 1 condensador de acoplamiento por circuito.</p> <p>En los proyectos en que se tenderá sólo un circuito se usarán acoplamiento fase-fase, es decir con 2 trampas de onda y 2 condensadores de acoplamiento por circuito.</p>
141	Transelec	Anexo 7 Subtítulo 2.3.4 Página 42	<p>En el punto 2.3.4 donde se describe el equipamiento por paño de línea en Pan de Azúcar (circuito N°3 y N°4):</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1 condensador de acoplamiento 245 kV. • 1 Trampa de onda de 1200 A. • 1 plataforma de compensación serie 	<p>Reemplazar los tres puntos observados con lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 2 condensadores de acoplamiento 245 kV. • 2 Trampas de onda 1200 A. • 3 plataformas de compensación serie (una por fase) 	<p>Ver respuesta 140 para el tema de la OPLAT.</p> <p>En el caso de la compensación serie se considera 1 esquema completo para la línea que incluye la compensación de las 3 fases. No obstante se indicará las 3 plataformas.</p>

142	Transelec	Anexo 7 Subtítulo 2.3.4 Página 42	<p>En el punto 2.3.4 se indica que las ampliaciones contarán con salas eléctricas que tendrán los siguientes equipos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tableros de distribución de corriente alterna. Se conectarán a los SSAA existentes. • Tableros de distribución de corriente continua. Se conectarán a los SSAA existentes. <p>La S/E es nueva por lo que requiere también de nuevos SSAA.</p>	Incorporar construcción de nuevos SSAA de CA y de CC en la nueva subestación.	En las nuevas subestaciones se consideran SSAA completos, en el Informe Final.
143	Transelec	Anexo 7 Subtítulo 2.3.4 Página 42	En la descripción de las características técnicas de las obras no se indica el sistema de enlace entre ambas subestaciones.	Incorporar un enlace de comunicación entre ambas subestaciones	Se incorporará en las descripciones, en el Informe Final.
144	Transelec	Anexo 7 Subtítulo 2.5.4 Página 45	En el punto 2.5.4 correspondiente a las características técnicas específicas de las obras de la subestación 500/220 kV de la S/E Pan de Azúcar, se hace referencia a la ampliación del patio de 220 kV. No aparece la ampliación del sistema de seguridad.	Agregar en la descripción de las obras de ampliación del patio de 220 kV la ampliación del sistema de seguridad.	Se incorporará en las descripciones, en el Informe Final.
145	Transelec	Anexo 7 Subtítulo 2.5.4 Página 46	<p>En el punto 2.5.4 donde se describe el equipamiento del paño de línea de 500 kV en S/E Pan de Azúcar se indica:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1 condensador de acoplamiento 525 kV. • 1 Trampa de onda de 2000 A – 80 kA. 	<p>Reemplazar los dos puntos observados con lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 2 condensadores de acoplamiento 525 kV. • 2 Trampas de onda 2000 A – 80 kA. 	Ver respuesta 140 para el tema de la OPLAT.

146	Transelec	Anexo 7 Subtítulo 2.5.4 Página 46	Para realizar la obra “Subestación Pan de Azucar 500/220 kV” se debe expandir el sistema de microondas Nogales – Pan de Azúcar.	Incorporar la expansión del sistema de microondas Nogales – Pan de Azúcar.	Se analizará la necesidad de expandir el sistema de microondas entre Nogales y Pan de Azucar.
147	Transelec	Anexo 7 Subtítulo 2.5.4 Página 45	En el punto 2.5.4 correspondiente a la obra “Subestación Pan de Azucar 500/220 kV”, no se describen las 7 unidades de 250 MVA cada una para los 2 bancos de autotransformadores 500/220 kV.	Incorporar en la descripción de las características técnicas las 7 unidades de 250 MVA cada una para los 2 bancos de autotransformadores 500/220 kV.	Se incorporará en el Informe Final.
148	Transelec	Anexo 7 Subtítulo 2.5.4 Página 47	En el punto 2.5.4 correspondiente a la obra “Subestación Pan de Azucar 500/220 kV”, donde se describe el equipamiento del paño de línea: <ul style="list-style-type: none"> • 1 condensador de acoplamiento 245 kV. • 1 Trampa de onda de 1200 A. 	Reemplazar los dos puntos observados con lo siguiente: <ul style="list-style-type: none"> • 2 condensadores de acoplamiento 245 kV. • 2 Trampas de onda 1200 A. 	Ver respuesta 140 para el tema de la OPLAT
149	Transelec	Anexo 7 Subtítulo 2.5.4 Página 48	En el punto 2.5.4 correspondiente a la obra “Subestación Pan de Azucar 500/220 kV”, donde se describe las características técnicas específicas de las obras, falta indicar el patio de 66 kV para la conexión de la delta terciaria del banco de autotransformadores.	Incorporar patio de 66 kV para la conexión de la delta terciaria del banco de autotransformadores	Está considerado y descrito el patio de 66 kV para los transformadores de SSAA y la delta terciaria. Se explicará mejor.
150	Transelec	Anexo 7 Subtítulo 2.5.4 Página 48	En el punto 2.5.4 correspondiente a la obra “Subestación Pan de Azucar 500/220 kV”, donde se describe las características técnicas específicas de las obras, no se menciona el equipamiento monopolar para el cambio rápido de la unidad de reserva.	Incorporar el equipamiento monopolar para el cambio rápido de la unidad de reserva	Se considerará en el Informe Final.

151	Transelec	Anexo 7 Subtítulo 2.5.4 Página 49	En el punto 2.5.4 correspondiente a la obra “Subestación Pan de Azucar 500/220 kV”, donde se describe las características técnicas específicas de las obras se requiere un control integrado de control y protecciones.	Incorporar el requerimiento de un sistema integrado de control y protecciones.	En todas las SSEE Nuevas estará considerado un sistema integrado de control y protecciones. Se mencionará en la descripción.
152	Transelec	Anexo 7, página 50	<p>En “Expansión Nogales 2016” se indica que se deben instalar 3 interruptores, y se visten los dos extremos, paños de salida a las Palmas, se presta a confusión si además la línea se extiende hasta Pan de Azúcar. Ya que en la descripción de abajo se habla de los paños Pan de Azúcar 1.</p> <p>Además en las especificaciones particulares del Interruptor de lado barra 1 línea Pan de Azúcar:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se requiere 1 Condensador de acoplamiento 245 KV cuando en realidad se requieren 2 • Se requiere 1 trampas de onda de 1200 A cuando se requieren 2. <p>Además, sobre el interruptor central se solicita el interruptor tanque vivo.</p> <p>Además, en las especificaciones particulares del Interruptor de lado barra 2 línea Pan de Azúcar:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se requiere 1 Condensador de acoplamiento 245 KV cuando en realidad se requieren 2 • Se requiere 1 trampas de onda de 1200 A cuando se requieren 2. 	<p>Se solicita aclarar si es Las Palmas y Pan de Azúcar o solo las Palmas.</p> <p>Cambiar en la descripción del interruptor de Pan de Azúcar 1:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se requieren 2 Condensadores de acoplamiento 245 kV • Se requieren 2 trampas de onda de 1200 A. <p>En el interruptor central, no solicita no especificar el tipo de interruptor, o en su defecto utilizar tanque muerto.</p> <p>Cambiar en la descripción del interruptor de Pan de Azúcar 2:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se requieren 2 Condensadores de acoplamiento 245 kV • Se requieren 2 trampas de onda de 1200 A. 	<p>Se corregirá el texto. La expansión es hacia Pan de Azúcar con línea de 500 kV energizada en 220 kV.</p> <p>El interruptor central también es tanque muerto, siguiendo el mismo tipo de equipamiento existente.</p> <p>Ver respuesta 140 para el tema de la OPLAT.</p>

153	Transelec	Anexo 7, punto 2.7.4 página 51.	<p>Sobre “Ampliación Polpaico 2019”, se indica que se debe ampliar sólo el patio de 500 kV y no el terreno. Se debiera agregar la extensión de la plataforma del patio de 500 kV con la extensión de la barra.</p> <p>Además, se indica la instalación del transformador T3, 750 MVA, con condensadores 3x33 MVar en 66 kV. Lo anterior introduce un riesgo de falla importante en el transformador. Adicional a lo anterior no se indica la unidad de reserva.</p>	<p>Se solicita agregar a la descripción de la extensión del patio de 500 kV, la extensión de la plataforma.</p> <p>Además, no considerar la conexión de los condensadores en el terciario de los transformadores, ya que se agrega el riesgo de falla al equipo. Incluir la unidad de reserva.</p>	<p>Así está considerado. No obstante se indicará mejor en la descripción.</p> <p>La conexión de condensadores en el terciario de 66 kV de los bancos de transformadores monofásicos es un esquema ya probado en subestaciones de transformación del sistema troncal.</p>
154	Transelec	Anexo 7, página 52	<p>En las especificaciones particulares de los dos paños de línea de 500 kV, Pan de Azúcar, circuito N°1 y N° 2 (2019):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se requiere un condensador de acoplamiento 525 KV cuando en realidad se requieren dos • Se requiere una trampa de onda de 2000 A cuando se requieren dos. 	<p>Cambiar en la descripción de los dos paños Pan de Azúcar:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se requieren dos condensadores de acoplamiento 525 kV • Se requieren dos trampas de onda de 2000 A. 	Ver respuesta 140 para el tema de la OPLAT
155	Transelec	Anexo 7, punto 2.8, página 53	El título del punto 2.8 es el mismo del título 2.7 y descripción general.	Se solicita revisar y modificar si es necesario.	El punto 2.7 se eliminará, ya que el que vale es el punto 2.8 que tiene el circuito 3 a Lo Aguirre . Se ajustará la fecha de entrada en servicio de ese circuito.

156	Cerro Casale	3.2 Plazos de Construcción pág. 22 y 23	<p>En este informe del ETT se consideran como fecha más temprana los siguientes plazos de construcción de obras de transmisión:</p> <p>Subestaciones nuevas: enero 2014 Líneas de transmisión en zona Charrúa – Diego de Almagro: julio de 2016 Líneas de transmisión en zona Charrúa – Puerto Montt: enero 2017</p> <p>Al respecto se presentan los siguientes alcances:</p> <p>En el caso de subestaciones en 500 kV el plazo resulta razonable. Sin embargo, a nivel de 220 kV, por ejemplo una nueva subestación seccionadora en 220kV, es suficiente plazo enero 2013.</p> <p>En el caso de líneas de transmisión en la zona Charrúa – Diego de Almagro, el plazo de julio 2016 podría resultar razonable en una parte de dicha zona, por ejemplo entre Charrúa y Nogales, y quizá aceptando un poco de ineficiencia ese plazo podría extenderse hasta Pan de Azúcar.</p> <p>Sin embargo, entre Nogales y Diego de Almagro se enfrentan condiciones totalmente distintas que facilitan en gran medida la construcción de nuevas líneas de transmisión, tal como lo demuestran varias obras construidas recientemente, tanto troncales como adicionales. En esta parte del SIC, Nogales – Diego de Almagro, es más que suficiente considerar como plazo de construcción julio de 2014.</p>	<p>En el caso de subestaciones nuevas Separar los plazos del siguiente modo:</p> <p>En 500 kV: enero 2014 En 220 kV: enero 2013</p> <p>En el caso de líneas de transmisión separar la zona Charrúa – Diego de Almagro en dos partes y con las siguientes fechas más tempranas.</p> <p>Líneas de transmisión en zona Charrúa – Nogales: julio de 2016</p> <p>Líneas de transmisión en zona Nogales – Diego de Almagro: julio de 2014.</p>	<p>Las fechas más tempranas de puesta en servicio de las líneas consideran la recomendación del Comité, que se ha basado en la experiencia reciente de plazos de construcción.</p> <p>Se consideran plazos menores para las subestaciones y para el repotenciamiento de circuitos.</p>
-----	--------------	--	--	--	--

156 cont	Cerro Casale		parte del SIC, Nogales – Diego de Almagro, es más que suficiente considerar como plazo de construcción julio de 2014.		
157	Cerro Casale	Anexo 5 Demanda página 9	<p>Se incluye la demanda del proyecto minero Caserones en la barra 220 kV Maitencillo, lo que es correcto. Sin embargo el ETT supone que Caserones inicia parcialmente sus consumos en 2014 y a plena capacidad hacia el final del horizonte de estudio.</p> <p>De acuerdo a la información pública proporcionada por los propietarios de Caserones, el consumo de energía se iniciará en 2012 en la etapa de puesta en marcha, para alcanzar cerca del 100% del consumo a plena capacidad en 2013. Esto tiene efectos importantes en los planes de expansión de la capacidad de transmisión propuestos en el ETT en el escenario base para la parte norte del SIC.</p>	Considerar en el escenario base del ETT el inicio del consumo del proyecto Caserones en los años 2012 y 2013, tal como ha informado públicamente su propietario.	El consumo de Caserones adoptado considera solamente un pequeño retraso en relación con la información proporcionada por Endesa, suministrador de energía.

158	Cerro Casale	Anexo 5 Demanda pág. 13	<p>En la barra 220 kV de Maitencillo se incluye la demanda de los proyectos mineros Caserones y El Morro, lo que es correcto, sin embargo, en el escenario alternativo 1 y 2 el ETT supone que Caserones inicia muy parcialmente sus consumos en 2012 y a plena capacidad hacia el final del horizonte de estudio. En el caso de El Morro también se observa una postergación de sus niveles de consumo en relación con las estimaciones de sus propietarios.</p> <p>De acuerdo a la información pública proporcionada por los propietarios de Caserones, el consumo de energía se iniciará en 2012 en la etapa de puesta en marcha, para alcanzar cerca del 100% del consumo a plena capacidad en 2013. En el caso de El Morro, en base a información pública se tiene que su operación al 100% de su capacidad se alcanzará a inicios de 2014.</p> <p>Esto tiene efectos importantes en los planes de expansión de la capacidad de transmisión propuestos en el ETT en los escenarios alternativos 1 y 2 para la parte norte del SIC.</p>	<p>Considerar en los escenarios alternativos 1 y 2 del ETT los consumos del proyecto Caserones, en los años 2012 y 2013, en los niveles que ha informado públicamente su propietario.</p> <p>En el caso del proyecto El Morro, se propone considerar su operación a plena capacidad en 2014.</p>	<p>El consumo de Caserones adoptado considera solamente un pequeño retraso en relación con la información proporcionada por Endesa, suministrador de energía.</p> <p>En el caso de El Morro el Consultor considera eventuales atrasos en el consumo.</p>
-----	--------------	-------------------------------	---	--	--

159	Cerro Casale	Anexo 5 Demanda pág. 13	<p>En la barra 220 kV de Cardones se incluye la demanda del proyecto minero Cerro Casale, lo que es correcto, sin embargo el ETT supone que Cerro Casale tendría un consumo muy bajo de energía en 2014 y a plena capacidad recién en 2016.</p> <p>De acuerdo a la información proporcionada por los propietarios de Cerro Casale, el consumo de energía se iniciará en 2013 en la etapa de puesta en marcha, para alcanzar cerca del 70% del consumo a plena capacidad en 2014, y el 100% en 2015.</p> <p>Esto tiene efectos importantes en los planes de expansión de la capacidad de transmisión propuestos en el ETT en los escenarios alternativos 1 y 2 para la parte norte del SIC</p>	<p>Considerar en los escenarios alternativos 1 y 2 del ETT el inicio del consumo del proyecto Cerro Casale en los años 2013 y 2014, tal como ha informado su propietario.</p>	<p>El consultor ha considerado eventuales atrasos en los consumos. En todo caso, por plazos de construcción, no es posible contar con líneas nuevas antes de julio de 2016. En los escenarios alternativos 1 y 2 se repotencia el circuito de Transelec entre Maitencillo y Cardones lo antes posible (2014).</p>
-----	--------------	-------------------------------	---	---	---