

SYNEX
Ingenieros Consultores

CESI

ElectroNet Ltda.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

***“ESTUDIO DE TRANSMISION TRONCAL PARA
ESCENARIOS DE EXPANSION DE LA GENERACION Y DE INTERCONEXIONES CON OTROS
SISTEMAS ELECTRICOS”***

RESPUESTA A OBSERVACIONES AL INFORME 4

12 de SETIEMBRE 2006

INDICE

1	INTRODUCCIÓN.....	3
2	COMITÉ.....	4
3	TRANSELEC.....	12
4	ENDESA.....	46
5	CHILECTRA.....	51
6	AES GENER.....	61
7	GUACOLDA.....	69

1 INTRODUCCIÓN

En el presente Informe el Consorcio SYNEX-CESI-ELECTRONET, en adelante el Consultor, analiza y responde la totalidad de las observaciones realizadas al Informe N° 4, por el Comité y por algunas de las empresas participantes en el Estudio de Transmisión Troncal.

Para hacer el texto auto soportante, se ha reproducido cada observación, señalando para cada una 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.

2 COMITÉ

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
<p>1 - Antecedentes de Escenarios de Generación y Demanda</p> <p>2.2 Previsión y Representación de la Demanda; pág. 33</p>	<p>El consultor plantea que consideró la previsión de demanda del Informe Técnico de Precios de Nudo de Abril de 2006 y la distribución por barra y las curvas de duración determinadas por la Dirección de Peajes del CDEC-SIC en los términos establecidos en el Anexo N° 8 de las Bases.</p>	<p>Se requiere que el consultor explique por qué no utilizó íntegramente la previsión de demanda establecida en el Anexo N° 8 de las Bases.</p>	<p>El Consultor rectifica lo indicado en el texto del Informe. En el presente estudio efectivamente se utilizó la previsión de demandas preparada por la Dirección de Peajes del CDEC-SIC.</p> <p>En efecto, con motivo de la modificación de los Escenarios de Expansión de la Generación para el SIC ocurrida en Mayo, y la adopción del Plan de Obras del Informe Técnico de Precios de Nudo de Abril de 2006, el Consultor solicitó a la Dirección de Peajes del CDEC – SIC la revisión de la Previsión de Demandas para hacerla concordante con la del Informe Técnico y la del Plan de Obras. La revisión realizada no originó ningún cambio en la Previsión original.</p> <p>En todo caso, al inicio del estudio, la previsión original del Anexo 8 experimentó 4 revisiones que fueron informadas directamente por la Dirección de Peajes al Consultor.</p>
<p>2 - Antecedentes de Escenarios de Generación y Demanda</p> <p>2.2 Previsión y Representación de la Demanda; pág. 33</p>	<p>El consultor no presenta una descripción detallada de la composición de demanda de energía y potencia considerada, su nivel actual y proyectado por barra en el horizonte del estudio, y los bloques de demanda utilizados, según se indica en la sección “Presentación de la Demanda”, del punto 2 de la Parte IV (Resultados del ETT) de las Bases.</p>	<p>El consultor debe incluir la descripción detallada de la composición de demanda de energía y potencia considerada, su nivel actual y proyectado por barra en el horizonte del estudio, y los bloques de demanda utilizados.</p>	<p>Se incorporará un Anexo con la previsión informada por la Dirección de Peajes del CDEC – SIC, en conformidad con el Informe del Anexo 8 de las Bases Técnicas de la Licitación.</p> <p>La previsión mencionada presenta la demanda desagregada por tipo de consumo, residencial e industrial, geográficamente distribuida en 311 barras, y modelada en curvas de duración de 5 bloques de demanda para los años 2006 a 2016 ambos inclusive.</p> <p>La previsión alternativa tiene la misma desagregación de la previsión base.</p> <p>El Consultor utilizó en sus estudios una curva de duración de 4 bloques, en la cual el bloque de demanda mínima es igual a la suma de los bloques 4 y 5 de la representación del CDEC – SIC.</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
			A juicio del Consultor esta forma de representación de la demanda permite analizar el comportamiento técnico y económico del sistema eléctrico y obtener resultados con la precisión requerida en estudios de planificación.
<p>3 - Diagnóstico del Sistema de Transmisión Troncal y Formulación de Planes de Expansión</p> <p>3.3.2 Análisis de la Factibilidad Técnica y Determinación de Capacidades Máximas de Transmisión, pág. 77</p>	<p>En las Bases Técnicas, Parte III, Punto 6, letra a, número 9, se especifica que el consultor debe utilizar como parte de las hipótesis comunes las exigencias de calidad y seguridad establecidas en la normativa en vigencia a la fecha del estudio conforme a lo establecido en el Anexo 7.</p>	<p>El consultor debe explicar cuáles fueron los criterios utilizados para la verificación del cumplimiento de la NT según se indica en el anexo 7 de las Bases. En particular no se aprecia la demostración que los planes de expansión cumplan con las tareas mínimas a realizar indicadas en el anexo 7 de las Bases.</p>	<p>En el estado de avance del estudio a la fecha del Informe de Avance 4, se verificaron solamente aquellos aspectos de la NT que podían influir en el diseño de las alternativas. El Informe definitivo de esta etapa contendrá el análisis completo del cumplimiento de la NT de la solución recomendada.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se han realizado los estudios de pequeña señal que han permitido identificar los “Modos Propios de Oscilación” del SIC y del SING. Sobre la base de estos resultados se definieron la ubicación y los ajustes para los recursos estabilizantes. Las verificaciones a través de simulaciones en el tiempo (estudios dinámicos) han demostrado los beneficios aportados por los estabilizadores en condiciones post-falla, cumpliendo con los requisitos de la Norma Técnica en cuanto a los amortiguamientos de las oscilaciones de potencia eléctrica. Las Figuras 1, 2 y 3 del Anexo que se incluye en estas respuestas ilustran los resultados obtenidos en este análisis. Ver también la respuesta a la observación N° 7 de TRANSELEC.</p>
<p>4 - Obras a Ejecutar e Iniciar en el Cuatrienio 2007-2010</p> <p>7. Cuadro Plan de Desarrollo Preliminar, pág. 135</p>	<p>El consultor propone un proyecto donde secciona y amplía una línea adicional (línea 220 kV Lo Aguirre – Cerro Navia de Transelec) y la convierte en una línea troncal.</p>	<p>El consultor debe aclarar el tratamiento y la valorización que se le dará a la línea 220 kV Lo Aguirre – Cerro Navia en cuanto a su traspaso desde línea adicional a línea troncal.</p>	<p>La planificación de la expansión del sistema troncal de transmisión, requiere de la optimización de los recursos de transmisión disponibles en el sistema eléctrico. En la medida que las opciones disponibles para realizar las expansiones lo permiten, la expansión se realiza en lo posible respetando la clasificación de las instalaciones existentes en el sistema eléctrico. Sin embargo, cuando existen opciones con clara ventaja económica, dicha planificación debería realizarse con abstracción de las clasificaciones de las instalaciones bajo análisis. Tal es el caso del apoyo requerido por la subestación troncal Cerro Navia ubicada en la zona poniente de Santiago, para el cual la utilización, en algunas de las alternativas estudiadas, de la actual línea adicional Rapel-Cerro Navia en su</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
			<p>último tramo (del orden del 15 al 20% de su longitud total), permite materializar dicho apoyo conectando dicha subestación con la propuesta subestación Lo Aguirre, con claras ventajas de costo frente a la alternativa de construir nuevas líneas. Estas últimas tendrían que considerar el uso de cables subterráneos por las dificultades de acceso.</p> <p>En opinión del Consultor, el tratamiento formal para reclasificar el tramo de instalación adicional en análisis como instalación troncal debería seguir el siguiente procedimiento:</p> <ul style="list-style-type: none"> i) Se reclasifica el tramo de línea de propiedad de Transelec como instalación troncal. ii) Como instalación troncal, se modifica bajo el concepto de “ampliación de obra existente”, radicando la obligación de esta ampliación en Transelec. iii) La valorización de la línea ampliada debe considerar la adición de: a) el valor de la línea actual (para lo cual debe practicarse la valorización de su inventario utilizando los mismos criterios y valores unitarios del estudio del VATT del STT del SIC), y b) el valor de las inversiones asociadas a la ampliación de la capacidad de la línea, deducido el valor de los materiales que se recuperen, si los hubiere. iv) El tramo de línea así valorizado pasa a ser pagado por los usuarios del STT. v) La porción de línea no transformada sigue siendo línea adicional, pagada por los usuarios de esa línea. <p>Una situación especial se presenta con los paños de línea: Los dos paños de línea que actualmente conectan la línea Rapel-Cerro Navia en esta última Subestación, pasan a ser troncales, y aparecen dos paños de línea con la calificación de adicionales, en la subestación Lo Aguirre. Estos últimos deben ser pagados</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
			como instalación adicional, por quienes actualmente utilizan los mencionados paños de Cerro Navia. La situación especial se produce por el hecho que los paños de Lo Aguirre podrían resultar con diferente valorización que los paños de Cerro Navia y, en el caso que esta diferencia fuera en el sentido de ser más caros los de Lo Aguirre, los usuarios de ellos como instalación adicional podrían objetar el hacerse cargo del mayor costo. Sin embargo, también se presenta el hecho de que dichos usuarios se beneficiarán de tener una línea adicional más corta, y consecuentemente con un peaje menor.
5 - Obras a Ejecutar e Iniciar en el Cuatrienio 2007-2010 Página 134	El consultor debió establecer los VI referenciales de las soluciones propuestas y sus respectivas fórmulas de indexación, según se indica en la letra d del punto 8 de la Parte III de las Bases.	El consultor debe establecer los VI referenciales y las fórmulas de indexación de las obras del plan de obras propuesto preliminar.	Se incluirán en el Informe Final.
6 - Obras a Ejecutar e Iniciar en el Cuatrienio 2007-2010 Página 134	El consultor no indica a modo referencial cuáles proyectos, obras nuevas o ampliaciones, en términos de su inclusión en los planes de expansión obedece exclusivamente a razones de seguridad global de operación o no, según se indica en la letra d del punto 8 de la Parte III de las Bases.	El consultor debe indicar si alguno de los proyectos del plan de expansión obedece exclusivamente a razones de seguridad global de operación.	Se harán las precisiones indicadas, entendiendo por obras que obedecen a la necesidad de garantizar la seguridad global de la operación a aquellas necesarias para evitar una pérdida de servicio generalizada en el SIC o en zonas extensas del mismo, ante la ocurrencia de fallas de severidad 1 a 7.
7 - Obras a Ejecutar e Iniciar en el Cuatrienio 2007-2010 Página 134	En el párrafo “Planes de Expansión”, del punto 2 de la Parte IV (Resultados del ETT) de las Bases, se especifica que el consultor debió presentar los planes de expansión en la forma de un cronograma de inversiones para el horizonte de estudio. El plan identificará el cronograma de entrada de proyectos de transmisión troncal y el cronograma de entrada resultante para los proyectos respectivos. Para	El consultor debe presentar todos los antecedentes que faltan y que se encuentran especificados en las Bases.	En el Informe Final se entregarán los antecedentes que faltan: <ul style="list-style-type: none"> - Cronograma de inversiones para los Planes de Expansión en el horizonte de estudio. - Cronograma de entrada en servicio de los proyectos de transmisión troncal. - Cronograma de entrada en servicio resultante para los proyectos que forman el Plan. - Valor total actualizado de cada plan de expansión, con detalle del valor presente de inversión, operación, falla, costos fijos y valores residuales. - Especificaciones técnicas y de costos para cada

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
	<p>cada plan de expansión se debió presentar el valor actualizado del plan, identificando el valor presente de inversión, el de operación, el de falla, los costos fijos y valores residuales. Para cada proyecto de transmisión y generación se debieron presentar sus especificaciones técnicas y de costos. Además, para cada plan de expansión se debió presentar los valores resultantes para las variables económicas, esto es, costos marginales de energía por barra, costo total de operación mensuales.</p>		<p>proyecto de transmisión.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Valores de costos marginales de energía por barra y costo total de operación mensuales.
<p>8 - Obras a Ejecutar o Iniciar en el Cuatrienio 2007-2010</p> <p>Página 134</p>	<p>En el párrafo “Otros Contenidos del Informe”, del punto 2 de la Parte IV (Resultados del ETT) de las Bases, se especifica que todos los resultados deben ser verificables y reproducibles. Esto no se cumple en el Informe N°4 ya que no se incluyen en el informe y anexo la información necesaria. Por ejemplo: la información detallada de los datos utilizados en la modelación SDDP para cada escenario, en las bases de datos DigSilent no contiene información de los proyectos evaluados, variables resultantes de los análisis efectuados para calificar el cumplimiento de la exigencia de calidad y seguridad de servicio (flujos de potencia activa y reactiva, variación de tensión, excursiones de frecuencia), etc.</p>	<p>El consultor debe presentar todos los antecedentes que faltan y que se encuentran especificados en las Bases.</p>	<p>En el Informe Final se entregarán los antecedentes especificados en las Bases.</p>
<p>9 - Capítulos 7 y 8</p>	<p>Los resultados deben ser coherentes en</p>	<p>Se solicita que el Consultor incluya un</p>	<p>En el Informe Final se incluirá el resumen ejecutivo y se</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
Páginas 134 y 136 respectivamente	cada capítulo, es decir, que todas las obras que el consultor recomienda como parte de su plan y que estén en el detalle descrito en los capítulos 7 y 8. Por ejemplo entre otras: la construcción de la S/E Tinguiririca	resumen ejecutivo y que verifique que los resultados sean coherentes en cada capítulo, es decir, que todas las obras que recomendaron como parte de su plan estén en el detalle descrito en los capítulos 7 y 8.	verificará la coherencia solicitada.
10 - Obras a Ejecutar e Iniciar en el Cuatrienio 2007-2010 7. Tabla Plan de desarrollo preliminar. Página 140	En la parte III punto 6 apartado c) 12 de las bases de licitación se establece: “Los planes de expansión resultantes deberán acompañar un análisis de todas las hipótesis y supuestos empleados, debiendo indicarse los rangos bajos los cuales los resultados y conclusiones del estudio mantienen su validez.”	El consultor debe indicar los rangos bajo los cuales el plan de expansión propuesto mantiene su validez y, específicamente se solicita que en la tabla del capítulo 7 donde se entrega el plan de desarrollo preliminar del sistema de transmisión troncal, en la columna decisión de iniciar la obras, en particular cuando el consultor define esta decisión como inmediata, se explicita él o los proyectos de generación que dan origen a las ampliaciones del STT, toda vez que muchas de estas obras de transmisión son dependientes del plan de obras de generación.	Efectivamente, como señala el Comité, un gran número de obras de expansión del STT recomendadas por el Consultor están originadas en la materialización de los escenarios de expansión de la generación considerados en el ETT. En este sentido, junto con la recomendación de las nuevas obras de expansión y de ampliación de capacidad de las instalaciones existentes, el consultor señalará aquellas que se originan en los proyectos de generación y aquellas que son independientes de dichos proyectos.
11 - Obras a Ejecutar e Iniciar en el Cuatrienio 2007-2010 7. Observación general del Capítulo. Páginas 135-138. Sensibilidad respecto a fechas de entrada en operación de centrales.	Las Bases de licitación establecen en la parte III punto 6 apartado c) 12: “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.”	El consultor deberá presentar las sensibilidades correspondientes.	En el Informe Final se presentarán las sensibilidades, según lo especificado en las Bases Técnicas.
12 - Obras a Ejecutar o Iniciar en el Cuatrienio 2007-2010.	El Consultor no proporciona un grado de detalle adecuado de las especificaciones técnicas de de los	El Consultor deberá proporcionar con mayor grado de detalle las correspondientes especificaciones	En el Informe Final se presentarán las especificaciones, según lo señalado en las Bases Técnicas.

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
<p>7. Observación general del Capítulo. Páginas 140-142.</p> <p>Especificaciones Técnicas de los proyectos.</p>	<p>proyectos planteados.</p> <p>En la parte III, punto 3, número 6 de las bases de licitación se establece:</p> <p><i>“... en la definición de los proyectos de transmisión técnicamente factibles de los planes de expansión, estos proyectos “deben caracterizarse en términos de sus especificaciones técnicas, costos de inversión “</i></p>	<p>técnicas para los proyectos planteados, que permitan verificar las características y alcance de cada uno de estos.</p>	
<p>13 - Evaluación Económica de los Planes de Expansión</p> <p>4. Observación general del Capítulo. Páginas 90-135.</p> <p>Factibilidad técnica y sobrecostos de ejecución de cada proyecto.</p>	<p>El Consultor no detalla el estudio de factibilidad técnica-económica de los proyectos de ampliación que consideran indisponibilidad de instalaciones existentes durante una parte de su plazo de ejecución, describiendo la operación del sistema durante dichos lapsos desde un punto de vista técnico y económico</p>	<p>El consultor debe indicar la factibilidad de los proyectos de ampliación que consideran indisponibilidad de instalaciones existentes durante una parte de su plazo de ejecución, describiendo la operación del sistema durante dichos lapsos desde un punto de vista físico y económico. Entre otros aspectos debe detallar los sobrecostos operacionales que consideró en su evaluación asociados a la ejecución de cada proyecto. Además debe precisar si los costos considerados incluyen aquellos que se derivan del reemplazo de equipos excedidos en su capacidad a causa de los nuevos proyectos.</p>	<p>Los sobrecostos operacionales que origina la indisponibilidad de aquellas instalaciones que se amplían o transforman han sido considerados en los costos de operación y falla. En el Informe Final se explicitarán esos costos y se describirá la operación del sistema desde un punto de vista físico y económico.</p>
<p>Anexo C</p> <p>Página 264</p>	<p>En anexo C el consultor detalla la modelación realizada con el modelo SDDP, sin embargo no proporciona los resultados obtenidos.</p>	<p>A objeto de dar cumplimiento a lo establecido en las bases de licitación del ETT, en cuanto a que los resultados y productos entregados por el consultor deben permitir reproducir y verificar íntegra y completamente los estudios encargados, se solicita la entrega de todos los resultados de las simulaciones tales como: flujos por línea para las</p>	<p>En el Informe Final se incluirán los archivos de salida de las simulaciones correspondientes al Plan de Expansión recomendado.</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
		distintas condiciones, costos marginales por barra, despachos de centrales, ingresos tarifarios en todos los tramos del STT, etc.	
Anexo D. Aplicación Norma técnica. Observación general del Anexo. Páginas 273-302.		Antecedentes de resultados obtenidos. El Consultor detalla la aplicación de la Norma Técnica, sin embargo no proporciona antecedentes que respalden el cumplimiento de la norma.	En el Informe Final se entregarán todos los antecedentes que respaldan el cumplimiento de la norma técnica.

3 TRANSELEC

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
<p>1 - Capítulo 1 Antecedentes de los proyectos de transmisión</p> <p>1.2 Proyectos de Transmisión Preparados por el Consultor Páginas 15 en adelante</p>	<p>El Consultor no entrega detalle de como calculó el valor de inversión de los proyectos preparados por el consultor. Las Bases Técnicas señalan que los proyectos deberán ser valorados por el Consultor en términos de lo establecido en la Parte II de las Bases.</p> <p>En particular, los presupuestos presentados a partir de la página 16 no incluyen los costos de ingeniería y gastos generales.</p>	<p>Se solicita al Consultor incluir todos los antecedentes necesarios para reproducir el cálculo.</p>	<p>En el Informe Final se incluirán todas las partidas de costo consideradas en el cálculo del presupuesto de las obras.</p>
<p>2 - Capítulo 1 Antecedentes de los proyectos de transmisión</p> <p>1.2 Proyectos de Transmisión Preparados por el Consultor Páginas 15 y 16</p>	<p>El Consultor señala que los valores de las servidumbres de las líneas de transmisión así como los valores de los terrenos de las nuevas subestaciones fueron calculados mediante un estudio de mercado encargado a un especialista del área.</p>	<p>Se solicita al Consultor incluir el respaldo de dicho estudio de mercado.</p>	<p>En el Informe Final se incluirá el respaldo del especialista que calculó las servidumbres de líneas de transmisión y de los valores de terrenos de las nuevas subestaciones.</p>
<p>3 - Capítulo N°3 Todo el capítulo</p>	<p>En aquellos proyectos donde el Consultor contempla el refuerzo o reemplazo de instalaciones de transmisión existentes, no ha incorporado en la evaluación económica los costos correspondientes a la indemnización que le corresponde al propietario de la instalación intervenida, cuando dicha instalación o parte de ella es reemplazada o retirada de servicio. Además, no se incluyeron las indemnizaciones a los propietarios de los predios donde se tienen constituidas las servidumbre y se realizaran los trabajos de ampliación</p> <p>Asimismo, en aquellos casos en que la intervención en instalaciones existentes implica el redespacho de las centrales generadoras con un incremento de los costos</p>	<p>En la evaluación de las alternativas de desarrollo del sistema troncal, deben incorporarse los costos correspondientes a las indemnizaciones a los propietarios de las instalaciones intervenidas cuando su instalación o parte de ella es reemplazada por el proyecto de expansión, indemnizaciones a los propietarios de los predios donde se realizan los trabajos de ampliación, y los eventuales mayores costos operacionales que el sistema pueda incurrir durante la ejecución de los</p>	<p>En el Informe Final se explicitará el costo de las indemnizaciones por servidumbres adicionales a los propietarios de los predios sirvientes.</p> <p>En relación con las indemnizaciones a los propietarios de las instalaciones que se modifican planteadas por Transelec, el Consultor estima que en el contexto del DFL 1/82 no corresponde una indemnización propiamente tal. La ley establece la obligatoriedad del propietario de ampliar una instalación existente cuando así se aprueba como resultado del ETT. El peaje que</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
	operacionales del sistema, tampoco se han considerado dichos mayores costos en la evaluación económica de la alternativa en estudio.	trabajos.	<p>corresponde recibir al propietario de la instalación modificada se compone del AVI + COMA de la instalación original mas el AVI + COMA de la ampliación, deducido de su valor el valor de los equipos y materiales recuperados, si lo hubiere.</p> <p>En relación con los sobrecostos operacionales, ellos están incorporados en el costo total de operación determinado por el modelo SDDP y se explicitarán en el Informe Final.</p>
4 - Capitulo 3 Página 53 y 58	<p>El Consultor contempla el “Refuerzo o reemplazo de las líneas 2x220 kV Rapel – Cerro Navia en el tramo de 16 km Lo Aguirre – Cerro Navia, para una capacidad de 1200 MVA/circuito”. Esta línea de propiedad de Transelec es una línea adicional que se propone transformarla en troncal.</p> <p>Dado el diseño de las torres y conductor de la línea 220 kV Rapel - Cerro Navia existente, para alcanzar la capacidad proyectada de 1200 MVA/circuito, necesariamente se debe reemplazar torres y conductor del tramo. Sin embargo, en la evaluación económica de la alternativa no se han contemplado ni el mayor costo operacional ni la correspondiente indemnización al propietario de la línea que se ampliaría.</p>	En la evaluación de esta alternativa deben incorporarse los costos correspondientes a las indemnizaciones a los propietarios de la instalaciones intervenidas cuando su instalación o parte de ella es reemplazada por el proyecto de expansión, indemnizaciones a los propietarios de los predios donde se realizan los trabajos de ampliación, y los mayores costos operacionales en que el sistema incurrirá durante la ejecución de los trabajos.	Ver respuesta a la observación N° 3, anterior.
5 - Capitulo 3 Todo el capítulo	<p><u>Temperatura ambiente:</u></p> <p>Sólo hay análisis de capacidad de líneas a 25°C y en algunos casos a 30°C. A temperaturas mayores se reduce drásticamente la capacidad.</p> <p>Producto del periodo estival ciertas zonas del país presentan su máxima demanda coincidente con las máximas</p>	<p>Señalar el criterio de selección de temperatura ambiente con el cual se estudia cada uno de los proyectos del plan de obras.</p> <p>Reevaluar el plan de obras propuesto por el consultor considerando las condiciones de temperatura que</p>	El Consultor utilizó como criterio general de planificación para definir las capacidades de las líneas, una temperatura ambiente de 25°C con sol. Las capacidades de transmisión de cada tramo del sistema para definir las ampliaciones necesarias fueron determinadas considerando la seguridad ante fallas, determinada con el criterio n-1 ajustado, y las

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
	<p>temperaturas, tal situación es típica de la zona entre Alto Jahuel y Charrúa por la actividad hortofrutícola.</p> <p>¿Cuál es el análisis que realiza el consultor por zona de consumo?</p> <p>¿Cuál es el análisis que realiza el consultor para asegurar el abastecimiento de los consumos en horas de alta demanda y altas temperaturas asegurando el cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y calidad de Servicio (NTSyCS)?</p> <p>La NTSyCS exige cumplimiento de estándares en todas las condiciones, desde la demanda mínima a la máxima anual, en horas de temperaturas máximas e incluso durante mantenimientos de instalaciones.</p>	<p>corresponda aplicar a cada zona.</p>	<p>posibilidades de aplicación de esquemas de reconfiguración topológica, y esquemas DAC y DAG.</p> <p>El mantenimiento de unidades generadoras está considerado en los despachos realizados con el Modelo SDDP, con los cuales se determinaron los límites anteriores. El mantenimiento de instalaciones de transmisión es típicamente un problema de la operación diaria.</p> <p>El Consultor considera que si por razones excepcionales de mantenimientos, temperaturas locales o eventos especiales que aumenten la demanda se hace necesario que el despacho limite ciertas transmisiones y por lo tanto encarezca la operación, ello no significa que se esté transgrediendo las disposiciones de la NT, por el contrario, se están preservando las condiciones de seguridad exigidas por ella.</p>
<p>6 - Capítulo 3</p> <p>Todo el capítulo</p>	<p><u>Selección de las condiciones críticas:</u></p> <p>En los análisis sólo se consideran las demandas máximas representativas del bloque 1, que no siempre reflejan las exigencias máximas en el sistema de transmisión debido a:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. La estadística de la explotación demuestra que en horario fuera de punta se han presentado demandas máximas en pleno periodo estival (Enero – Marzo). 2. Registros históricos disponibles (Dirección Meteorológica de Chile) muestran que las temperaturas medias en verano sobrepasan los 30°C con sol. 3. Las demandas máximas zonales no son coincidentes con la demanda máxima del sistema 4. Para determinar las obras de una zona se debe 	<p>Señalar el criterio de selección de las condiciones críticas con el cual se estudia cada uno de los proyectos del plan de obras.</p> <p>Reevaluar el plan de obras propuesto por el consultor considerando las condiciones críticas para cada proyecto.</p>	<p>El criterio de selección de las condiciones críticas con el cual se estudió y dimensionó cada uno de los proyectos del plan de obras correspondió a niveles de transmisión cuya probabilidad de ser excedido es del orden de 5% o menos en algunos casos. La selección con este criterio es entonces independiente del bloque de consumo y depende solamente del valor de la transmisión.</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
	<p>considerar el factor de diversidad de los consumos para dicha zona en caso contrario no se está analizando la condición más exigente por zona.</p> <p>Ejemplo de lo antes expuesto es el área entre Alto Jahuel y Charrúa por la actividad hortofrutícola, similar situación se estaría presentando en la zona metropolitana por el mayor uso de aire acondicionado coincidente con las altas temperaturas.</p>		
<p>7 - Capítulo 3</p> <p>Todo el capítulo</p>	<p><u>Limitaciones de transferencia por línea de transmisión:</u></p> <p>Debido a que no están los flujos de potencia de los casos bases, no es posible verificar si se cumplen suficientemente las restricciones sistémicas (regulación de tensión, respuesta ante contingencias, balance de potencia reactiva, etc.). Se debe tener presente que en líneas largas no siempre es posible alcanzar la transferencia máxima según la capacidad térmica de los conductores.</p> <p>Como ejemplo, en la tabla de la página 79 se señala una transferencia máxima n287/s320 en las líneas Pan de Azúcar – Los Vilos. Por lo tanto si tenemos una transferencia de 287 MW en el tramo y un nivel de carga de 600 MW en la zona Norte, ante una falla en una de estas líneas los requerimientos de potencia reactiva aumentan en el primer instante en 200 MVar en la zona norte y más de 250 MVar en el SIC, al respecto cabe la pregunta: ¿Como se puede cumplir la NTSyCS con los recursos existente?</p> <p>No se analiza el aumento de 1400 a 1690 MW de Ancoa 500 kV al norte, establecido por razones dinámicas en el CDEC-SIC y tampoco el aumento de 1300 a 1500 MW en el tramo Charrúa – Ancoa. Con transferencias mayores a las consideradas en su diseño, en caso de falla en una línea se</p>	<p>Incorporar los flujos de potencia de los casos bases.</p> <p>El consultor debe respetar los límites de transmisión operacionales establecidos por el CDEC-SIC, y los límites térmicos de las instalaciones de transmisión en cumplimiento de la NTSyCS.</p> <p>Reevaluar el plan de obras propuesto por el consultor considerando las limitaciones operacionales y térmicas de las instalaciones de transmisión troncal existentes.</p>	<p>No todos los límites de transmisión operacionales aplicados actualmente por el CDEC-SIC son aplicables en este estudio por las razones siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> - La extensión del sistema de transmisión de 500 kV hasta Polpaico modifica los límites dinámicos actuales. - Las exigencias de factor de potencia que deben presentar los consumos y los sistemas de subtransmisión que se conectan al STT no están aún vigentes y su efecto no está reflejado en los límites actuales. - Los límites actuales no consideran la utilización de recursos establecidos en la NT, tales como EDAC y EDAG, que aumentan los límites dinámicos de transmisión. <p>En el ejemplo referente a las líneas Pan de Azúcar – Los Vilos, una vez incorporados en el modelo los recursos estabilizantes (PSS) de acuerdo a los resultados del análisis Modal, se han efectuado las verificaciones siguiendo los requerimientos de la Norma. Para el escenario 0906B4S19, que presenta una transferencia de 287 MW hacia el norte (se trata de una condición de mínima carga)</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
	<p>pueden producir sobrecargas de los conductores, de transformadores de corriente y de la compensación serie.</p> <p>Especialmente en el sistema de 500 kV, pero también en otros tramos del sistema troncal no se cumplen las exigencias de la Norma Técnica, sobre todo el artículo 5-5.</p>		<p>sobre el corredor 220 kV Pan de Azúcar – Los Vilos, se han aplicado las fallas de severidad 4 y 5. Los resultados muestran la factibilidad de la transferencia declarada, soportada con DAC en el caso de falla sobre 1 circuito del corredor Pan de Azúcar-Los Vilos. Es claro que en este ámbito se verifica la factibilidad de este límite. La implementación de los recursos estabilizantes así como las acciones de control necesarias en cada caso deben ser definidas a través de estudios especiales de mayor detalle, orientados al diseño de estos sistemas de control. Ver en el ANEXO las figuras 7 a 10 y Tabla 2 con los resultados de esta verificación. Otras verificaciones de tipo estático, curvas U-Q, han relevado los márgenes de potencia reactiva que presentan las barras de 220 kV en la zona Norte del SIC en las particulares condiciones de transferencia Los Vilos → Pan de Azúcar 287 MW. Los resultados obtenidos muestran un margen aceptable de potencia reactiva en la zona, ver figura 11 del Anexo. Se reporta también la situación en contingencia, donde se observa que el margen de potencia reactiva ha disminuido en modo significativo, sin embargo se presenta aún estable, ver figura 12 del Anexo.</p>
<p>8 - Capítulo 5: Sensibilidad del Plan de Expansión de la Transmisión al crecimiento de la</p>	<p>El Consultor colocó un cuadro comparativo entre la Demanda Alternativa y Demanda Base. No se incorporó información que permita concluir que se utilizó el Anexo N° 8 en el cálculo de la sensibilidad.</p>	<p>Explicar la utilización de los antecedentes del Anexo N° 8 en términos de escenarios de sensibilidad de la demanda. Además, indicar los cambios en demanda</p>	<p>Se incorporará una comparación más detallada entre ambas demandas en el Informe Final.</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
<p>demanda</p> <p>Todo el capítulo</p>		<p>(potencia, porcentuales) que tienen los nodos afectados del troncal por la sensibilidad.</p>	
<p>9 - Capítulo 5: Sensibilidad del Plan de Expansión de la Transmisión al crecimiento de la demanda</p> <p>Todo el capítulo</p>	<p>No se observa el efecto de grandes proyectos mineros en la zona norte del SIC como es el caso del Proyecto Pascua Lama de 140 MW que se encuentra en desarrollo y que se conectará a través de una subestación seccionadora (6 paños, incluidos paños de Pascua Lama) en el sector de Punta Colorada del tramo 220 kV Pan de Azúcar – Maitencillo, a 88 km de la S/E Pan de Azúcar y 109 km de la S/E Maitencillo.</p>	<p>Indicar cuáles son las obras del plan de expansión que permiten la conexión del proyecto minero Pascua Lama 140 MW (en construcción) y su impacto en los tramos del sistema troncal en la zona norte del SIC.</p>	<p>Esta nueva subestación no fue informada al Consultor dentro de las obras en construcción y decididas, por lo que no ha sido considerada. Los efectos de esta subestación deberán ser evaluados dentro del proceso de revisiones anuales que debe hacerse de este estudio de acuerdo con la Ley.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, en el análisis de los efectos de una mayor demanda en el Plan de Expansión se determinará el efecto de estos proyectos en las obras propuestas en el Plan de Expansión del STT.</p>
<p>10 - Capítulo 5: Sensibilidad del Plan de Expansión de la Transmisión al crecimiento de la demanda</p> <p>Todo el capítulo</p>	<p>El Consultor a partir de los cambios en la demanda modifica el plan de obras de generación y analiza los efectos sobre las instalaciones de transmisión.</p>	<p>Indicar cuáles son las obras que permiten abastecer la demanda con proyectos mineros, con y sin modificar los escenarios de generación.</p> <p>Además, señalar el efecto de la postergación en la entrada en servicio o del mantenimiento de las centrales a carbón en Pan de Azúcar I y II sobre el plan de expansión de transmisión en el norte del SIC.</p>	<p>Sin perjuicio del análisis a incorporar en el Informe Final, se puede indicar que la postergación de los proyectos térmicos Pan de Azúcar I y II evita las ampliaciones de capacidad de transmisión en 220 kV entre Nogales y Pan de Azúcar previstas para Febrero de 2013, al disminuir drásticamente los excedentes de estas centrales que se transmiten desde Pan de Azúcar hacia Nogales.</p> <p>El mantenimiento de estas unidades no provoca exigencias adicionales sobre el sistema de transmisión en el horizonte del estudio. Por el contrario, disminuyen los excedentes en el sentido norte → sur que son los que requieren nuevas inversiones para ser evacuados.</p> <p>En relación con el efecto previsto de los</p>

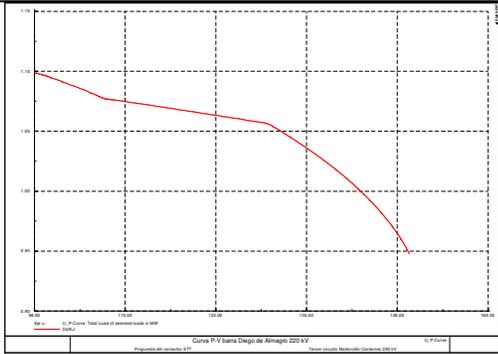
Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
			<p>proyectos mineros Cerro Casale, Pascua – Lama y Andacollo, se puede adelantar que Cerro Casale posiblemente requerirá la construcción de un cuarto circuito de 220 kV entre Maitencillo y Cardones. Por su parte, Pascua Lama podría requerir un tercer circuito de 220 kV entre Pan de Azúcar y la nueva subestación ubicada en el sector de Loma Colorada mencionada por Transelec en su consulta anterior.</p> <p>Respecto de Andacollo, no se prevén modificaciones en el plan de desarrollo previsto para esta zona.</p>
<p>11 - Capitulo 3 b) Zona Itahue – Alto Jahuel Pagina 61 en adelante</p>	<p>Dentro de las Obras Preliminares Propuestas por el Consultor, para ser iniciadas en el cuatrienio 2007-2010, se mencionan los Proyectos “Subestación seccionadora Punta de Cortés 220 kV, energizada en 154 kV” y “Subestación 300 MVA, 220 kV Punta de Cortés completar Barra de 220 kV”, ambas clasificadas como ampliación de obra existente.</p> <p>Para materializar estos proyectos se deberá ampliar el terreno de la actual subestación seccionadora emplazada en Punta de Cortés, ya que no tiene disponibilidad física para agregar nuevas instalaciones.</p> <p>Según la magnitud y complejidad de estos proyectos, se debe considerar un terreno de aproximadamente 2,5 ha, espacio donde se podrá construir un Patio 220 kV, Patio Autotransformadores, Patio 154 kV, Casa de Servicios Generales, Accesos, etc.</p>	<p>El Consultor deberá considerar en el VI referencial, los costos asociados a la ampliación de terreno para la construcción de las obras propuestas en Punta de Cortés.</p>	<p>El presupuesto incorpora este costo pero su monto se explicitará en el Informe Final</p>
<p>12 - Capitulo 3 Capitulo 4 Todo el capítulo</p>	<p>En la valorización que realizó el Consultor para cada una de sus propuestas de las Obras a Ejecutar o Iniciar en el Cuatrienio 2007-2010, se observa que éste no utilizó como referencia los VI de Líneas y Subestaciones calculados INFORME FINAL VALOR ANUAL DE TRANSMISIÓN</p>	<p>El Consultor deberá considerar los VI referenciales con sus respectivos plazos de construcción que a continuación se indican para los distintos proyectos:</p>	<p>El Consultor evaluó los presupuestos de todas las obras de transmisión analizadas en el estudio, considerando como referencia los VI de Líneas y Subestaciones calculados INFORME FINAL VALOR ANUAL DE</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
	<p>POR TRAMO (Corresponde a versiones definitivas de Informes 2 y 3)” del 28 de julio del 2006.</p> <p>Por lo tanto, se observa que los presupuestos para las obras están desvalorizados y que los plazos de construcción no son factibles.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Subestación Nogales 2 x 750 MVA 500/220 KV. <ul style="list-style-type: none"> • Descripción: Construcción de una S/E 2x750 MVA, 500/220 kV, 2 Paños de Línea Nogales – Polpaico 2x500 kV, 4 Paños para seccionar Línea Los Vilos - Quillota 2x220 kV e Instalaciones Comunes asociadas. • Plazo desde fecha adjudicación a puesta en servicio: 36 meses • Valor de Inversión Referencial: Miles de US\$ 60.880. 2. Línea 2x500 kV Nogales – Polpaico y 2 paños 500 kV S/E Polpaico. <ul style="list-style-type: none"> • Plazo desde fecha adjudicación a puesta en servicio: 36 meses • Valor de Inversión: Miles de US\$ 47.120. 3. Ampliación S/E Polpaico 500/220 kV, 2x750 MVA 2° Autotransformador. <ul style="list-style-type: none"> • Plazo desde fecha adjudicación a puesta en servicio: 30 meses • Valor de Inversión: Miles de US\$ 16.187 4. Subestación Lo Aguirre 500/220 KV. <ul style="list-style-type: none"> • Descripción: Construcción S/E 500/220 kV, 750 MVA, 	<p>TRANSMISIÓN POR TRAMO (Corresponde a versiones definitivas de Informes 2 y 3)” del 28 de julio del 2006; en el caso de nuevas líneas se reemplazó las servidumbres de las líneas de referencia por aquellas determinadas en el estudio realizado al efecto. Igual procedimiento se siguió con el valor de terrenos de subestaciones nuevas.</p> <p>En relación con los plazos de construcción, el Consultor entiende que ellos están en algunos casos ajustados, sin embargo, el Consultor los estima factibles de alcanzar a los efectos de permitir la incorporación de las centrales generadoras que originan las obras de transmisión recomendadas.</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
		<p>Seccionamiento Líneas Ancoa - Polpaico 1x500 kV y Rapel – Cerro Navia 2x220 kV, traslado de Reactor trifásico 525 kV 84 MVar y paño asociado desde S/E Polpaico a S/E Lo Aguirre.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Plazo desde fecha adjudicación a puesta en servicio: 30 meses • Valor de Inversión: Miles de US\$ 47.220. <p>5. Línea 220 kV Jahuel – Chena, tramo El Rodeo – Chena, tendido del segundo circuito conductor Greeley.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Descripción: Línea 23 km aprox. • Plazo desde fecha adjudicación a puesta en servicio: 24 meses • Valor de Inversión: Miles de US\$ 3.300. <p>6. Subestación Seccionadora Punta de Cortes 220 kV, energizada en 154 kV.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Descripción: Construcción de Subestación seccionadora 220 kV, energizada en 154 kV. Construcción de Patio 220 kV con paños de Línea, Seccionador, Transferencia 220 kV y arranque líneas de 220 kV para conexión a líneas existentes. • Plazo desde fecha adjudicación a puesta en servicio: 36 meses 	

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
		<ul style="list-style-type: none"> • Valor de Inversión: Miles de US\$ 9.800. <p>7. Subestación 300 MVA, 220/154 kV Punta de Cortes completar barra 220 kV.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Descripción: Construcción de una Patio de 154 kV con 3 paños de Línea 220 kV, 4 paños de línea 154 kV, Transformación, Seccionador y Transferencia 154 kV, Patio de Autotransformadores y Paño Transformación 220 kV • Plazo desde fecha adjudicación a puesta en servicio: 24 meses. • Valor de Inversión: Miles de US\$ 16.937 <p>8. Línea 2x220 kV Punta de Cortés – Tuniche, donde empalman con Líneas Alto Jahuel – Tuniche (ya transformada a 220 kV).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Plazo desde fecha adjudicación a puesta en servicio: 36 meses • Valor de Inversión: Miles de US\$ 5.310 <p>9. S/E Alto Jahuel, conexión a barra de 220 kV de Línea Alto Jahuel – Paine – Punta de Cortés.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Plazo desde fecha adjudicación a puesta en servicio: 16 meses • Valor de Inversión: Miles de US\$ 3.100 	

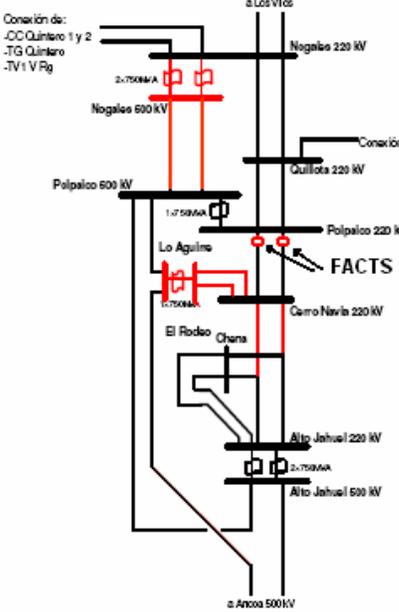
Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
		<p>10.Línea 1x154 kV Punta de Cortes – Tilcoco donde empalma con arranque Tilcoco – Rengo.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Descripción: Línea 18 km aprox. • Plazo desde fecha adjudicación a puesta en servicio: 36 meses • Valor de Inversión: Miles de US\$ 5.400 <p>11.Tercer Circuito de 220 kV Valdivia – Cautin.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Descripción: Línea 160 km aprox. • Plazo desde fecha adjudicación a puesta en servicio: 36 meses • Valor de Inversión: Miles de US\$ 38.935 	
<p>13 - Capitulo 7 Todo el capítulo</p>	<p>No se incluyó la ampliación de 154 a 220 kV de las siguientes líneas:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Punta de Cortes – Tinguririca 2. Tinguririca – Teno 3. Teno – Itahue 	<p>Incorporar las líneas que faltan y su valorización.</p>	<p>Se revisará e incorporarán las obras que falten.</p>
<p>14 - Capitulo 3 y Capitulo 7 Página 42 y Página 140 Respectivamente</p>	<p>La propuesta del consultor de mantener el tramo 220 kV Cardones – Diego de Almagro con las actuales instalaciones de transmisión no satisface la NTSyCS</p>	<p>Incorporar dentro del plan de expansión un CER en la S/E Diego de Almagro y una nueva línea 220 kV en los tramo Cardones – Carrera Pinto y Carrera Pinto – Diego de Almagro.</p> <p>En todo caso, la localización del CER es referencial y es motivo de una optimización que debe ser realizada por el Consultor.</p>	<p>Los estudios del Consultor no demuestran la necesidad de disponer de un segundo circuito ni un CER, considerando una respuesta adecuada de los reguladores de las unidades de Taltal y la adopción de esquemas DAC o DAG en caso de fallas que ocurran con transmisiones de importancia hacia el norte o sur de Carrera Pinto respectivamente. Estas conclusiones se revisarán con el análisis que se hará respecto del costo de combustible de la Central Taltal.</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
	 <p>A modo de ejemplo para graficar lo antes señalado se muestra la curva PV de la barra Diego de Almagro con las obras propuestas por el consultor y con el nivel de demanda actual en las barras de Diego de Almagro al sur, por lo que la curva es conservadora ya que no considera el incremento vegetativo de la demanda.</p> <p>El límite por estabilidad de tensión es de 150 MW, por lo que sería posible abastecer sin contingencia un máximo de 120 MW (considerando el margen de 20% indicado en la NTSyCS) en circunstancia que se requiere abastecer 140 MW, tal como lo señala el estudio del consultor. Por lo tanto, se concluye que las instalaciones disponibles son insuficientes para cumplir la NTSyCS.</p>		
<p>15 - Capitulo 3 Pag. 58</p>	<p><u>Instalación de Conductor Coreopsis en Línea 220 kV El Rodeo – Chena</u></p> <p><u>Aspectos técnicos:</u></p> <p>La Línea 220 kV El Rodeo – Chena ha sido adjudicada recientemente y su diseño considera conductor Greeley y</p>	<p>Mantener las obras que están en ejecución en la línea 220 kV El Rodeo - Chena e instalar el segundo circuito con el conductor diseñado originalmente (Greeley). De esta forma no se deja obsoleta o sin uso la línea en proceso de construcción, lo</p>	<p>El Consultor estudiará el desarrollo de las alternativas de la zona centro, y verificará si es posible evitar el cambio de conductor de la línea El Rodeo-Chena.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior e independientemente de la factibilidad de</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
	<p>capacidad de 260 MVA a 30° con sol.</p> <p>Por su diseño, esta línea no resiste la instalación de conductor Coreopsis tal como propone el consultor. Para poder instalar este conductor, se deben reemplazar todas las estructuras y fundaciones de la línea debido a lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> El peso del conductor Coreopsis es 1,72 veces mayor que el del Greeley por lo que las crucetas de las torres no resisten las nuevas solicitaciones <input type="checkbox"/> El diámetro del conductor Coreopsis es 1,31 veces mayor que el del Greeley por lo que las torres de suspensión no resisten las nuevas solicitaciones <input type="checkbox"/> La Tensión de Rotura de ambos conductores es similar, sin embargo la flecha del Coreopsis es mayor, por lo que a igual condición de instalación del conductor, se tendrán problemas de distancia al suelo. <input type="checkbox"/> En caso de querer mantener la altura de las estructuras, se debe usar una tensión mecánica de tendido mayor. Esto significa que las torres de anclaje no resisten las nuevas solicitaciones. <p>Adicionalmente a esto, el trazado que se está definiendo considera una Franja de Servidumbre para torres con disposición vertical de conductores, por lo que la instalación de conductor Coreopsis en esta línea requeriría además, hacer un nuevo diseño de estructuras.</p> <p><u>Aspectos constructivos:</u></p> <p>Modificar el proyecto en los términos indicados por el consultor requiere presentar un nuevo EIA, desarrollar una nueva ingeniería, bases de licitación, llamado de licitación y adjudicación y la construcción misma, lo que significa un plazo hasta puesta en servicio no inferior a 36 meses.</p>	<p>que ilegal, evitando un perjuicio al proceso de construcción y de licitación que se llevo a cabo.</p>	<p>evitar dicha ampliación, el Consultor considera que es una limitación que encarecerá el desarrollo del STT si una obra licitada y adjudicada por canon no puede posteriormente ser ampliada para evitar inversiones de mayor costo, sobre todo considerando que es posible encontrar soluciones para evitar perjuicios al inversionista.</p> <p>En este sentido, no ha estado en absoluto en las intenciones del Consultor el <i>violar los derechos que tiene Transelec respecto de la obra “Línea de Transmisión 1 x 220 kV El Rodeo-Chena”, adjudicada por Decreto Supremo del Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción (Por orden del Presidente de la República), con fecha 14 de marzo de 2006, después de haber participado en una licitación pública internacional.</i> En efecto, si una obra originalmente construida y operada bajo el sistema de licitación por canon, requiere ser ampliada, ello corresponde a una ampliación de instalación existente, y el propietario debe ampliarla bajo dicho esquema. En ese caso seguirá percibiendo el canon por la instalación original y un AVI + COMA por la ampliación (deducido el valor de equipos y materiales que se recuperan, si los hubiere), como cualquier obra existente que se amplía. Proceder de otra forma, introduciendo limitaciones al ejercicio de las posibilidades de ampliación de obras existentes que el DFL1/82 prevé, sería entorpecer y encarecer el futuro desarrollo del sistema troncal.</p>

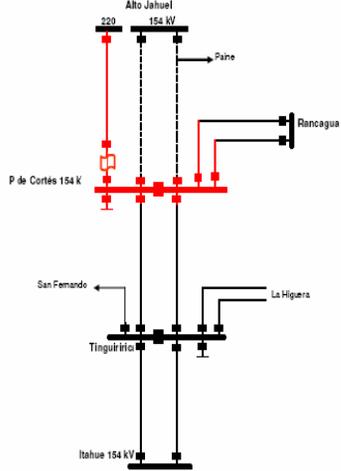
Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
	<p><u>Aspectos legales:</u></p> <p>El Consultor ha propuesto en el Informe N°4 del Estudio de Transmisión Troncal, obras cuya eventual ejecución violarían los derechos que tiene Transelec respecto de la obra “Línea de Transmisión 1 x 220 kV El Rodeo-Chena”, adjudicada por Decreto Supremo del Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción (Por orden del Presidente de la República), con fecha 14 de marzo de 2006, después de haber participado en una licitación pública internacional. En efecto, las obras propuestas por el Consultor se superponen a las que fueron adjudicadas.</p> <p>El ámbito de esta relación entre la autoridad y Transelec constituye un acuerdo de voluntades, que contiene los derechos y obligaciones de las partes, razón por la que no puede ser dejado sin efecto sino es por mutuo acuerdo o por razones de utilidad pública calificada, como tal, por ley. Esta relación no puede verse alterada por decisión de terceros y en el evento que ello ocurriere, además de las sanciones administrativas que procedan, hay que considerar las indemnizaciones de perjuicios que la actuación violatoria cause al titular de un derecho adquirido (titular de una adjudicación de licitación pública internacional). Por otra parte, al tratarse de un proceso reglado, no cabe la posibilidad de alterar las normas sin que esté amparada por otras normas del mismo rango (ley), ya que de otra manera estaríamos frente a una expropiación, cuya ejecución tiene rango constitucional y legal.</p> <p>La existencia de un estudio del sistema de transmisión eléctrica encargado por las mismas autoridades que concretaron la concesión de la línea el Rodeo-Chena debe ser coherente con las líneas existentes y con los planes de expansión en curso. Una modificación que excluya o deje obsoleta o sin uso la línea en proceso de construcción,</p>		

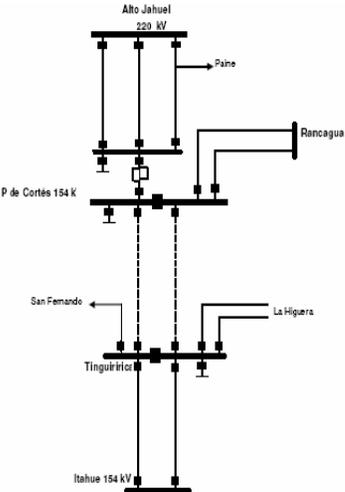
Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
	<p>conlleva un perjuicio no sólo de la inversión realizada, sino que de las legítimas intereses que se encuentran incorporadas al patrimonio de la empresa adjudicataria</p>		
<p>16 - Capitulo 3 Pag. 58</p>	<p><u>Ampliación línea Lo Aguirre – Cerro Navia:</u> <u>Periodo de construcción</u></p> <p>Su capacidad térmica por circuito de la línea Rapel – Cerro Navia en el tramo Lo Aguirre – Cerro Navia es de 166 MW a 30°C con sol. Eso significa que se tendría que aumentar entre 7 u 8 veces su capacidad actual de transporte, para poder realizar esta ampliación es necesario sacar de servicio la línea por periodo de tiempo no inferior a 12 meses en forma permanente.</p> <p>Sacar de servicio la línea Lo Aguirre – Cerro Navia trae consigo el problema de como asegurar las entregas de potencia en Cerro Navia durante un plazo tan largo sin dicha línea, no sólo con el sistema en condiciones normales, sino considerando todas las contingencias que se pueden presentar (indisponibilidad de Nueva Renca, fallas o indisponibilidad de líneas Chena o Polpaico a Cerro Navia, indisponibilidad de un transformador adyacente (Chena o El Salto, etc).</p> <p>Un análisis por capacidad concluye que hacia el año 2009 los requerimientos de potencia en Cerro Navia podrían alcanzar 600 e incluso 700 MW. Con ambas líneas 220 kV en servicio (Polpaico – Cerro Navia y Chena – Cerro Navia) esto a primera vista podría ser factible, ya que a 25°C se pueden transmitir cualquier combinación entre 620 MW desde Polpaico y 400 MW desde Chena. Sin embargo, en la medida que las temperaturas aumentan a 30°C o cerca de 35°C, las transferencias máximas desde Polpaico se reducen a $2*294 \approx 590$ MVA y $2*277 \approx 550$ MVA, respectivamente, y desde Chena a $2*166 \approx 330$ MVA y sólo</p>	<p>Para poder realizar las obras, se propone:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Instalación de equipos FACTS en Polpaico para controlar los flujos desde Polpaico a Cerro Navia. • Ampliar la capacidad del tramo 220 kV Chena – Cerro Navia debido la poca capacidad de las actuales líneas 220 kV Chena – Cerro Navia. • Mantener las obras que están en ejecución en la línea El Rodeo - Chena e instalar el segundo circuito con el conductor diseñado originalmente (Greeley) <p>Se propone modificar el plan del consultor por lo siguiente:</p>	<p>El Consultor está redefiniendo el desarrollo de las alternativas en la zona centro, considerando el uso de transformadores desfasadores para controlar el flujo por la línea Polpaico-Cerro Navia y la utilización de conductores de alta temperatura para aumentar la capacidad de las líneas entre Alto Jahuel, Chena y Cerro Navia.</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
	<p>2*127 ≈ 250 MVA.</p> <p>Por otro lado la operación real no asegura una distribución “óptima” del flujo por ambas líneas ya que esta condicionado a factores externos, tale como la distribución de la generación, demanda, líneas en paralelo (500 y 110 kV), etc, todo esto sin considerar contingencias.</p> <p>Se concluye que solo en la operación sin contingencia existe el riesgo de no poder abastecer la totalidad de la demanda en el periodo de desconexión de la línea Lo Aguirre – Cerro Navia.</p> <p>Considerando además contingencias (señaladas en la NTSyCS) tales como indisponibilidad de Nueva Renca, fallas o indisponibilidad de líneas 220 kV Chena – Cerro Navia o Polpaico - Cerro Navia, indisponibilidad de un transformador adyacente (Chena o El Salto, etc) la operación no es factible lo que compromete a lo menos el abastecimiento a la Zona Metropolitana en su conjunto.</p> <p><u>Configuración final</u></p> <p>Adicionalmente a los problemas del período de construcción, una vez en servicio las líneas ampliadas Lo Aguirre – Cerro Navia, subsistirá el riesgo de sobrecargas en las líneas de Cerro Navia a Chena o Polpaico. La proposición de los Consultores de abrir las líneas en estos casos no es recomendable, porque dejaría el sistema de 110 kV de Chilectra en paralelo con el sistema de 500 kV, sin la protección del anillo de 220 kV, por lo tanto expuesto al impacto de contingencias o cambios de operación en el sistema de 500 kV. Por otra parte, una eventual apertura del sistema de 110 KV implicaría un cambio radical y un deterioro de la seguridad y flexibilidad de operación en el sistema de Chilectra.</p> <p>De todo lo anterior se desprende la necesidad de buscar una</p>	 <p>La secuencia de proyectos:</p> <p>Etapa 1</p> <ul style="list-style-type: none"> - Construir la S/E Lo Aguirre la transformación 500/220 kV y el seccionamiento de la línea 220 kV Rapel – Cerro Navia. - Instalar equipos FACTS en la línea 220 kV Polpaico - Cerro Navia, para poder controlar las transferencias de potencia en esas líneas de acuerdo a su capacidad - Instalar el segundo circuito 	

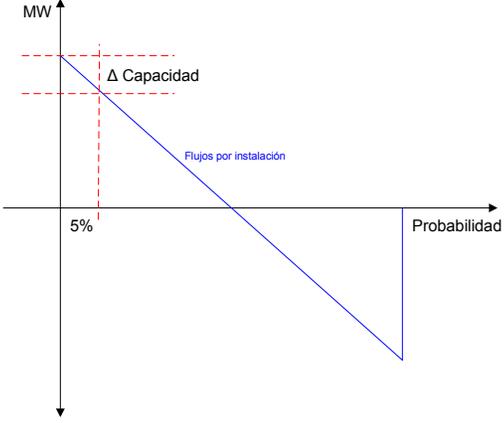
Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
	<p>alternativa que permita materializar en lo esencial la configuración esbozada por los Consultores, resolviendo los impedimentos e inconvenientes descritos.</p> <p><u>Plazos de construcción:</u> Finalmente los plazos de construcción de obras de ampliación señalados por el consultor no son factibles ya que es necesario retirar de servicio las líneas, llevar a acuerdo con propietarios, presentar EIA o DIA según corresponda, preparar la ingeniería, bases de licitación entre otras.</p>	<p>de la línea 220 kV El Rodeo – Chena, con conductor Greeley.</p> <p><u>Etapa 2</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Desconectar las líneas 220 kV Cerro Navia – Chena, para ampliar a una capacidad de a lo menos 500 MW por circuito. <p>(Durante la desconexión de estas líneas, a través de los FACTS la potencia total requerida por Chilectra en Cerro Navia puede ser distribuida convenientemente entre las líneas actuales desde Lo Aguirre y Polpaico, incluso teniendo sólo 3 de los 4 circuitos en servicio).</p> <p><u>Etapa 3</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Desconexión y ampliación de las línea 220 kV Lo Aguirre – Cerro Navia a la capacidad propuesta por el consultor. <p>(Durante la desconexión de estas líneas, a través de los FACTS, la potencia total requerida por Chilectra puede ser distribuida convenientemente entre las líneas desde Chena y Polpaico, incluso teniendo sólo 3 de los 4 circuitos en servicio).</p>	

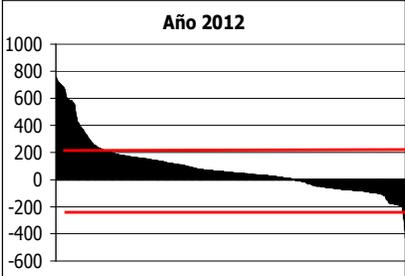
Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
		<p>Este esquema tiene la ventaja de mantener un anillo de 220 kV robusto en torno al sistema de 110 kV de Chilectra.</p> <p>A través de los equipos FACTS se logra un control de los flujos de potencia activa lo que maximiza el uso de instalaciones existentes.</p> <p><u>Plazos mínimos del proyecto:</u></p> <p>4. Tendido segundo circuito línea 220 kV El Rodeo – Chena : Requiere elaborar un DIA. Desde adjudicado al contratista hasta puesta en servicio tiene un plazo mínimo de 24 meses.</p> <p>5. Ampliación línea 2x220 kV Chena – Cerro Navia : Requiere elaborar un EIA. Desde adjudicado al contratista hasta puesta en servicio tiene un mínimo de 24 meses.</p> <p>6. Ampliación línea 2x220 kV Lo Aguirre – Cerro Navia: Requiere elaborar un EIA y solicitud decreto de concesión ya sea para la línea de 500 kV, 220 kV o ambas dependiendo de la localización de la subestación Lo Aguirre. Desde adjudicado al contratista hasta puesta en servicio tiene un</p>	

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
		plazo mínimo de 36 meses.	
<p>17 - Capitulo 3 Capitulo 4 Capitulo 7</p> <p>Pág. 67 Pág. 126 Pág. 135</p>	<p><u>Transformación a 220 kV Sistema 154 kV Alto Jahuel – Rancagua</u></p> <p>La línea 154 kV Alto Jahuel - Rancagua no es transformable a 220 kV sin retirar de servicio ambos circuitos por extensos periodos.</p> <p>Transec tiene un Informe, preparado por la Empresa de Ingeniería, Ingentra sobre un Estudio Preliminar de Transformación a 220 kV de la Línea Itahue – Alto Jahuel (Diciembre 2005). De este Informe, se tiene que desde el vano 323 (aprox. ubicación S/E Punta Cortés) hasta Alto Jahuel hay 104 de 202 vanos en que, aún usando una tensión normal del conductor de 23% UTS, no cumplen distancia mínima al suelo para 220 kV. Esto equivale al 51,5% de la línea.</p> <p>Desde el punto de vista del suministro a la zona de 154 kV comprendida entre Alto Jahuel e Itahue, con el tramo Alto Jahuel – Tuniche fuera de servicio, no es posible alimentar el total de la demanda de la zona exclusivamente desde Itahue dado que en periodos de alta demanda de la zona se sobrepasaría la capacidad del tramo Itahue – San Fernando.</p> <p>La alternativa de variantes de línea se descarta por la extrema dificultad de obtener servidumbres provisionarias ya que la línea 154 kV Itahue – Rancagua tiene por trazado zonas de viñas y de alta actividad hortofrutícola. Esta misma situación se presentó en la obra urgente en el tramo 154 kV Itahue – San Fernando lo que dio lugar a reformular completamente el proyecto evitando sacar de servicio la línea por lo que las estructuras no se pudieron adecuar para 220 kV.</p>	<p>Construir una nueva línea 220 kV Alto Jahuel – Punta de Cortes y una vez energizada en 220 kV, proceder a la transformación de la línea Alto Jahuel – Rancagua 2x154 kV a 2x220 kV.</p> <p>Construir una nueva línea Alto Jahuel – Punta de Cortes 220 kV, lo que modifica las etapas de la siguiente forma:</p> <p>Etapas: Etapa 1: Lo propuesto por consultor Etapa 2: Lo propuesto por consultor Etapa 3: Lo propuesto por consultor Etapa 4: Modificar por:</p>  <p>Para mantener la alimentación a Paine en 154 kV durante el periodo</p>	<p>Lo indicado en relación con la imposibilidad de hacer cambio de aislación para 220 kV en el tramo Alto Jahuel – Tuniche no corresponde al proyecto de transmisión presentado por Transec en el Anexo 10 de las Bases, “Proyectos de transmisión presentados”, información que es posterior a Diciembre 2005, fecha del Informe de Ingentra citado por Transec.</p> <p>En la descripción de dicho proyecto, Transec indica: “La línea Alto Jahuel – Nueva Punta de Cortés circuitos 1 y 2 consideran el cambio de aislación y eventuales refuerzos de estructuras para operar en 220 kV, quedando con una capacidad de 240 MVA por circuito a 30°C con sol”.</p> <p>En el presupuesto de esta obra, Transec indica un costo directo de 25 kUS\$/km y 15 kUS\$/km por concepto de indemnizaciones.</p> <p>Basado en la anterior información, el Consultor mantiene su proyecto de transformación de 154 a 220 kV del tramo Itahue – Alto Jahuel.</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
		<p>de refuerzo se pueden realizar realizan las desconexiones por tramo, es decir, Alto Jahuel – tapoff Paine y tapoff Paine – Punta de Cortes respectivamente.</p> <p>Una vez concluida las obras de ampliación de la línea Alto Jahuel – Punta de Cortes y energizado en 220 kV es posible iniciar las obras de ampliación Punta de Cortes – Tinguririca propuestas por el consultor.</p>  <p>Etapa 5: Lo propuesto por consultor Etapa 6: Lo propuesto por consultor Etapa 7: Lo propuesto por consultor</p>	
18 - Capítulo 3	Se deduce que en los escenarios construidos para las	Se solicita al Consultor aplicar las	El Consultor ha verificado preliminarmente

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
<p>Diagnóstico del Sistema de Transmisión Troncal y Fórmula de Planes de Expansión</p> <p>3.3.2 Análisis de la Factibilidad Técnica y Determinación de Capacidades Máximas de Transmisión Páginas 77 en adelante</p>	<p>alternativas del plan se ha verificado el cumplimiento de los criterios de operación estática y dinámica. Estos últimos sólo para las fallas de severidad 3, queda la duda de qué ocurre con las de otras severidades.</p>	<p>exigencias de la NT de SyCS en cuanto a las severidades empleadas para la expansión (desde la 1 a la 5) para situaciones de operación normal.</p>	<p>para la definición de las obras de los escenarios estudiados, las condiciones de operación estática y dinámica. Estos últimos se han probado para fallas de severidad 3 y 4 según corresponda a líneas de uno o dos circuitos. Las contingencias simples de severidades 1 y 2 son notablemente menos exigentes que las de severidades 3 y 4.</p> <p>Un análisis sistemático de las condiciones de cumplimiento de la NT se realizará para el Plan de Desarrollo óptimo que se recomiende y se harán las complementaciones que se requieran. En caso que ellas sean de gran envergadura, eventualmente podría cambiar el Plan óptimo, pero las verificaciones parciales realizadas a lo largo de la definición de las alternativas permiten prever que ello no ocurrirá.</p>
<p>19 - Capítulo 3 Diagnóstico del Sistema de Transmisión Troncal y Fórmula de Planes de Expansión</p> <p>3.3.2 Análisis de la Factibilidad Técnica y Determinación de Capacidades Máximas de Transmisión Páginas 77 en adelante</p>	<p>No se aprecia que se haya realizado un barrido exhaustivo de todas las posibles contingencias que pueden afectar al sistema. Se comentan en cambio las que aparentemente fueron determinadas como las más severas y se propone para ellas medidas correctivas y preventivas basadas en EDAC y EDAG, poniendo especial énfasis en un tema esencial de la NT que es el criterio N-1.</p>	<p>Se solicita al Consultor indicar de manera explícita en los resultados, el cumplimiento de bandas de tensión, frecuencia, ángulos y amortiguamiento.</p>	<p>Un análisis sistemático de las condiciones de cumplimiento de la NT se realizará para el Plan de Desarrollo óptimo que se recomiende y se harán las complementaciones que se requieran. En caso que ellas sean de gran envergadura, eventualmente podría cambiar el Plan óptimo, pero las verificaciones parciales realizadas a lo largo de la definición de las alternativas permiten prever que ello no ocurrirá.</p>
<p>20 - Capítulo 3</p> <p>3.3.2 Análisis de la factibilidad técnica y determinación de capacidades máximas de</p>	<p>El consultor describe como criterio para “...orientar las condiciones a simular, se seleccionaron condiciones de demanda y despacho que mostraron niveles de transmisión en el tramo en estudio, de probabilidades 5 y 10% de ser excedidas en cada periodo”.</p>	<p>Utilizar como criterio de selección de los casos críticos los flujos máximos del tramo, que se pueden ocurrir de acuerdo a las simulaciones de las distintas condiciones de operación.</p>	<p>El Consultor rectifica lo indicado en el Informe, en el sentido que el criterio de selección de los casos de máxima transmisión correspondió a probabilidades iguales o superiores a 5%, e incluso al valor máximo en algunos casos.</p>

<p>Capítulo Observado y Número de Página</p>	<p>Observación</p>	<p>Propuesta</p>	<p>RESPUESTA DEL CONSULTOR</p>
<p>transmisión Pag. 77</p>	<p>El criterio del consultor tiene como inconveniente que dependiendo de la valores de los flujos esperados o de la forma de la curva de duración con los flujos esperados por tramo (considerando todas las condiciones), se subestima la capacidad de diseño que debe tener la nueva instalación. Por ejemplo:</p>  <p>Mientras más pronunciada la pendiente el Δ Capacidad es más grande por lo que se estaría subestimando el tamaño de la futura instalación.</p> <p>Lo anterior, por ejemplo, se puede ver en el tramo 220 kV Pan de Azúcar – Los Vilos, donde la transmisión máxima es 756 MW y el límite con probabilidad 5% sería de 562 MW (diferencia de 34% respecto de la transmisión máxima).</p> <p>:</p>	<p>Por lo tanto se propone revisar el plan de expansión propuesto considerando este criterio de planificación.</p>	

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR												
	 <table border="1" data-bbox="527 626 890 691"> <thead> <tr> <th>Máxima [MW]</th> <th>Media [MW]</th> <th>Mínima [MW]</th> <th>Factor Carga [%]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>756.1</td> <td>82.7</td> <td>-429.3</td> <td>18.1</td> </tr> </tbody> </table> <p>Utilizar el criterio de excedencia para planificar el desarrollo de la capacidad de transmisión significa introducir una restricción permanente en la forma de abastecer la demanda, si no existen los recursos de generación locales. De existir generación local, esta restricción debe ser evaluada en términos del mayor costo de generación que esto significa</p>	Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]	756.1	82.7	-429.3	18.1						
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]												
756.1	82.7	-429.3	18.1												
<p>21 - Capitulo 3 Pag. 80</p>	<p>El consultor no consideró los límites de capacidad térmica de las instalaciones existentes de 500 kV, tal como se indica a continuación:</p> <p><u>Ancoa – Alto Jahuel N°1:</u> 1544 MW a 25°C con sol 1397 MW a 30°C con sol 1230 MW a 35°C con sol</p> <p><u>Ancoa – Alto Jahuel N°2</u> 1803 MW a 25°C con sol 1517 MW a 30°C con sol 1164 MW a 35°C con sol</p> <p><u>Compensaciones serie:</u> Capacidad nominal de corriente: 1700 Amper</p>	<p>El Consultor debe cumplir la NTSyCS ya que ninguna instalación debe operar sobre su límite de diseño, por lo que debe indicar las obras respectivas para ampliar la capacidad de transporte.</p> <p>El Consultor debe diseñar el sistema para las condiciones de temperatura y transporte más desfavorables, para lo cual debe presentar un análisis fundado de sus consideraciones.</p>	<p>La información oficial que consta en el Anexo 4 “Características de instalaciones existentes”, indica que la línea Polpaico – El Rodeo tiene una capacidad de corriente de 1750 Amp a 30°C con sol, lo que representa una capacidad de 1518 MW en 500 kV. En relación con los condensadores serie, la información del Consultor es la siguiente:</p> <p>Ancoa – Alto Jahuel 500 kV</p> <table border="1" data-bbox="1486 1243 1976 1414"> <thead> <tr> <th></th> <th>kAmp</th> <th>MVA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Condiciones permanentes</td> <td>1,70</td> <td>1472</td> </tr> <tr> <td>Capacidad por 8 horas</td> <td>1,87</td> <td>1619</td> </tr> <tr> <td>Capacidad con sobretensión de 5%</td> <td>1,95</td> <td>1693</td> </tr> </tbody> </table>		kAmp	MVA	Condiciones permanentes	1,70	1472	Capacidad por 8 horas	1,87	1619	Capacidad con sobretensión de 5%	1,95	1693
	kAmp	MVA													
Condiciones permanentes	1,70	1472													
Capacidad por 8 horas	1,87	1619													
Capacidad con sobretensión de 5%	1,95	1693													

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR												
	<p>(aprox. 1470 MVA)</p> <p><u>Línea 220 kV Polpaico – El Rodeo que se energizará en 500 kV.</u></p> <p>Capacidad actual en corriente: 2082 A a 25°C con sol 1554 A a 30°C con sol 1344 A a 35°C con sol</p> <p>Capacidad en 500 kV expresado en MW 1803 MW a 25°C con sol 1346 MW a 30°C con sol 1164 MW a 35°C con sol</p> <p>Cabe señalar que con respecto al horario de demanda máxima de la operación diaria se desprende que el SIC está presentando las máximas demandas durante el día, en los días hábiles. Eso significa que los estudios del bloque 1 se deben analizar con el rango de temperaturas en las tardes de verano entre 30 y 35°C.</p> <p>Para obtener 1690 MW en las líneas de 500 kV el consultor debe indicar las obras que posibilitarían ampliar la capacidad de transporte de las líneas del sistema 500 kV al igual que la capacidad en corriente de las compensaciones serie Charrúa – Ancoa, Ancoa – Alto Jahue y Ancoa – Polpaico.</p> <p>Esto comprende los refuerzos necesarios (capacidad térmica de las líneas, transformadores de corriente, compensación serie), previa verificación que técnicamente es factible, en especial, que no comprometa el comportamiento dinámico del sistema ante fallas internas e incluso externas al sistema de 500 kV. Cabe recordar que la compensación serie fue diseñada, entre otros factores, para limitar las oscilaciones</p>		<p>Charrúa – Ancoa 500 kV</p> <table border="1" data-bbox="1486 418 1976 592"> <thead> <tr> <th></th> <th>kAmp</th> <th>MVA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Condiciones permanentes</td> <td>1,58</td> <td>1368</td> </tr> <tr> <td>Capacidad por 8 horas</td> <td>1,738</td> <td>1505</td> </tr> <tr> <td>Capacidad con sobretensión de 5%</td> <td>1,817</td> <td>1573</td> </tr> </tbody> </table> <p>En relación con las oscilaciones de tensión en la Zona Norte ante fallas en las líneas Ralco – Charrúa, las simulaciones dinámicas realizadas hasta la fecha indican que ellas pueden amortiguarse totalmente por medio de un ajuste adecuado de los sistemas estabilizadores de potencia de las máquinas.</p>		kAmp	MVA	Condiciones permanentes	1,58	1368	Capacidad por 8 horas	1,738	1505	Capacidad con sobretensión de 5%	1,817	1573
	kAmp	MVA													
Condiciones permanentes	1,58	1368													
Capacidad por 8 horas	1,738	1505													
Capacidad con sobretensión de 5%	1,817	1573													

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
	de tensión en la Zona Norte ante fallas en las líneas Ralco – Charrúa.		
22 - Capitulo 4 Pagina 106 en adelante	<p><u>Tasa promedio:</u></p> <p>En la evaluación de la potencia interrumpida y energía no suministrada se aplicaron las tasas promedio y no las tasas de falla que corresponden a cada tramo, además, en varios casos los cálculos se realizaron con transferencias máximas irreales (por ejemplo 197 MW en la línea Diego de Almagro – Carrera Pinto – Cardones).</p> <p>A esto se agrega que sólo se usan las tasas de fallas forzadas. En todos los casos en que una desconexión programada exige generación más cara habría que agregar el mayor costo correspondiente. Esto es especialmente importante en tramos de una línea, pero también puede influir en casos de dos o más líneas en paralelo, en que la desconexión de una de ellas exige generación de mayor costo para reducir las transferencias en el tramo afectado a valores seguros que cumplen la NTSyCS. En el caso de la zona norte del SIC, la relevancia de las desconexiones programadas no es despreciable, considerando que las demandas medias no son muy diferentes de las máximas.</p>	<p>El Consultor debe reflejar en su evaluación la realidad de cada tramo por lo que debe considerar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Factibilidad técnica de transferencia de potencia. • Tasas de falla de cada tramo. • Tasa de desconexiones programadas. 	<p>El Consultor revisará la evaluación realizada en estos tramos.</p>
23 - Capitulo 4 Página 126	<p>El presupuesto realizado por el Consultor no consideró paños de línea 220 KV en la S/E Itahue para la línea Itahue – Tinguiririca energizada en 220 kV.</p>	<p>Incorporar en el presupuesto 2 paños de línea 220 kV en la S/E Itahue.</p>	<p>Se revisará el presupuesto y se agregarán los paños faltantes si es el caso.</p>
24 - Obras a Ejecutar o Iniciar en el Cuatrienio 2007-2010. 7. Todo el capítulo	<p>El Consultor no entrega el detalle de las especificaciones técnicas básicas para cada uno de los proyectos propuestos.</p> <p>En las Bases Técnicas, Parte III, Punto 3, número 6, se establece que en la definición de los proyectos de transmisión técnicamente factibles de los planes de expansión, estos proyectos “deben caracterizarse en</p>	<p>El Consultor deberá presentar la especificación técnica básica para cada uno de los proyectos propuestos, que permitan verificar sus características constructivas.</p>	<p>En el informe final es incorporará la especificación técnica básica de los proyectos propuestos.</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
	<p>términos de sus especificaciones técnicas, costos de inversión, etc”.</p> <p>La especificación técnica básica de cada proyecto es un elemento esencial para la siguiente etapa del proceso de inversiones en el sistema troncal.</p>		
25 - Capitulo 7 Página 134, 135	No se presenta en la tabla la puesta en servicio de la S/E Tinguiririca.	Incorporar la puesta en servicio de la S/E Tinguiririca.	Se revisará la tabla indicada y se completará con las obras faltantes.
26 - Capitulo 7 Página 134, 135	No se presenta en la tabla la puesta en servicio de la energización en 220 kV del tramo Punta de Cortes - Tinguiririca	Incorporar la energización en 220 kV del tramo Punta de Cortés – Tinguiririca.	Se revisará la tabla indicada y se completará con las obras faltantes.
28 - Capitulo 7 Página 134, 135	No se presenta en la tabla la puesta en servicio de la energización en 220 kV del tramo Tinguiririca – Teno	Incorporar la energización en 220 kV del tramo Tinguiririca – Teno.	Se revisará la tabla indicada y se completará con las obras faltantes.
29 - Capitulo 7 Pagina 134, 135	No se presenta en la tabla la puesta en servicio de la energización en 220 kV del tramo Alto Jahuel – Punta de Cortés	Incorporar la energización en 220 kV del tramo Alto Jahuel – Punta de Cortés.	Se revisará la tabla indicada y se completará con las obras faltantes.
30 - Capitulo 7 Página 134, 135, 136	No se presenta en la tabla la ampliación de la línea Lo Aguirre – Cerro Navia, tampoco la clasifica	Incorporar la transformación de la línea 220 kV Lo Aguirre – Cerro Navia y clasificar la obra como ampliación.	Se hará en el Informe Final, en el caso que en definitiva forme parte del Plan de Expansión recomendado.
31 - Capitulo 7 Página 134, 135	No se presenta en la tabla la puesta en servicio de la energización en 220 kV del tramo Teno – Itahue	Incorporar la energización en 220 kV del tramo Teno – Itahue.	Se revisará la tabla indicada y se completará con las obras faltantes.
32 - Capitulo 7 Pág. 140	<p>Para cada Proyecto presentado por el Consultor, se ha detectado que no todos las obras tienen un cuadro de costo particular y detallado con su respectivo desglose de los principales ítems.</p> <p>Hay otras obras que simplemente no tiene un cuadro de costos, por ejemplo S/E Nogales 500 kV.</p>	El Consultor debe incluir los Valores de Inversión detallados de cada Obra propuesta para ser ejecutada en el Cuatrienio 2007-2010.	Se hará en el Informe Final para todas las obras que resulten recomendadas.

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
<p>33 - Capítulo 8</p> <p>Clasificación de las nuevas obras Pág. 142</p>	<p>Subestación Lo Aguirre 500/220 kV, 850 MVA, seccionando líneas Ancoa – Polpaico 1x500 kV y Rapel – Cerro Navia 2x220 kV, traslado reactor desde Polpaico.</p> <p>Esta obra ha sido calificada por el Consultor como una obra nueva.</p> <p>El Art. 71-23 del DFL N° 1 señala: “Se entenderá por nuevas líneas y subestaciones troncales todas aquellas obras calificadas como tales por el estudio de transmisión troncal o por el decreto indicado en el artículo 71-27, en consideración a la magnitud que defina el reglamento, nuevo trazado e <u>independencia respecto de líneas troncales existentes</u>”.</p> <p>Además, De acuerdo a las Bases Técnicas del Estudio “Parte III: Determinación de Planes de Expansión Sistema Troncal”, punto “6. Planes de Expansión”, en la letra d, se especifica que las instalaciones se definen como Obra Nueva en consideración a su trazado, independencia topológica y operativa respecto de las instalaciones existentes del troncal.</p> <p>Claramente la S/E Lo Aguirre proyectada por el Consultor no es independiente respecto de líneas troncales existentes, por cuanto secciona dos líneas existentes: Ancoa-Polpaico 500 KV y Rapel-Cerro Navia 220 KV.</p> <p>El seccionamiento de una línea existente para introducir elementos de corte que permiten interrumpir su continuidad, implica una modificación significativa en activos de propiedad privada, la que no puede ser hecha por un tercero.</p> <p>Además el proyecto contempla el traslado de un reactor en servicio, afectando también activos de propiedad privada.</p>	<p>La subestación Lo Aguirre debe ser clasificada como Ampliación de obra existente, cuyo propietario es Transelec.</p>	<p>El Consultor no concuerda en absoluto con el criterio señalado por Transelec. Una nueva subestación troncal, como sería la subestación Lo Aguirre, es independiente de las líneas de transmisión existentes, sin perjuicio de que líneas existentes deban poder conectarse a ella. El hecho que una línea existente deba seccionarse para conectarse a la nueva subestación no puede ser calificada de “<i>modificación significativa en activos de propiedad privada, la que no puede ser hecha por un tercero</i>”. No está en discusión el hecho que la desconexión de las líneas que se seccionan y su conexión a la nueva subestación, deba ser coordinada con el propietario de dichas líneas, pero ello no significa que por ello la nueva subestación deba ser calificada de ampliación de las instalaciones troncales existentes.</p> <p>El hecho que a la Subestación Lo Aguirre deba trasladarse un reactor actualmente existente en la S/E Polpaico, tampoco permite concluir que la S/E Lo Aguirre sea considerada ampliación de una subestación existente, pues la subestación que se está modificando es la subestación Polpaico al retirársele un reactor. Luego de retirarse dicho reactor por parte de Transelec, a esta empresa, como concesionaria de instalaciones troncales, puede imponérsele la obligación de instalarlo en el extremo Lo Aguirre de la línea existente de su propiedad Ancoa-Lo Aguirre de 500 kV. Para esto último, Transelec puede utilizar la opción de arrendar el terreno y pagar los servicios comunes</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
	<p>Por tal razón la subestación Lo Aguirre debe ser calificada como una obra de Ampliación.</p> <p>Por otra parte, una obra troncal de características muy similares, como lo es la obra “Seccionamiento línea Temuco-Ciruelo y Temuco-Puerto Montt”, fue clasificada por el Ministerio de Economía como ampliación, en el decreto N° 232 del 28 09.04.</p>		<p>necesarios para dicho reactor al propietario de la S/E Lo Aguirre. Esta opción se ha ejercido ejerce de manera generalizada en los sistemas de transmisión del país, y también en los actuales sistemas troncales de transmisión del SIC y del SING, entre empresas propietarias de instalaciones troncales y entre estas y otras empresas eléctricas. Este es el caso, por ejemplo, de la CTNC, propietaria del tramo troncal Maitencillo-Cardones, que posee los paños de conexión de 220 kV en SE Maitencillo y en la S/E Cardones, ambas subestaciones troncales de propiedad de Transelec; y el caso de Transelec, propietaria del tramo troncal del SING Crucero-Encuentro, cuyos paños de conexión en Crucero, siendo de propiedad de Transelec se encuentran en la subestación Crucero de propiedad de Electroandina. A lo largo del SIC, prácticamente la totalidad de las subestaciones troncales de Transelec tienen instaladas en sus patios equipos e instalaciones pertenecientes a empresas propietarias de sistemas de subtransmisión y de sistemas adicionales.</p>
<p>34 - Capítulo 8</p> <p>Clasificación de las nuevas obras Pág. 142</p>	<p>Subestación ubicada en Nogales, seccionando la Línea 2x220 kV Quillota – Los Vilos de propiedad de Transelec.</p> <p>Esta obra ha sido calificada por el Consultor como una obra nueva.</p> <p>El Art. 71-23 del DFL N° 1 señala: “Se entenderá por nuevas líneas y subestaciones troncales todas aquellas obras calificadas como tales por el estudio de transmisión troncal o por el decreto indicado en el artículo 71-27, en consideración a la magnitud que defina el reglamento,</p>	<p>La subestación Nogales debe ser clasificada como Ampliación de obra existente, cuyo propietario es Transelec.</p>	<p>Ver respuesta a observación 33, anterior.</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
	<p>nuevo trazado e <u><i>independencia respecto de líneas troncales existentes</i></u>”.</p> <p>Además, De acuerdo a las Bases Técnicas del Estudio “Parte III: Determinación de Planes de Expansión Sistema Troncal”, punto “6. Planes de Expansión”, en la letra d, se especifica que las instalaciones se definen como Obra Nueva en consideración a su trazado, independencia topológica y operativa respecto de las instalaciones existentes del troncal.</p> <p>Claramente la S/E Nogales proyectada por el Consultor no es independiente respecto de líneas troncales existentes, por cuanto secciona las líneas existentes: Quillota – Los Vilos 220 kV.</p> <p>El seccionamiento de una línea existente para introducir elementos de corte que permiten interrumpir su continuidad, implica una modificación significativa en activos de propiedad privada, la que no puede ser hecha por un tercero.</p> <p>Por tal razón la subestación Nogales debe ser calificada como una obra de Ampliación.</p> <p>Por otra parte, una obra troncal de características muy similares, como lo es la obra “Seccionamiento línea Temuco-Ciruelo y Temuco-Puerto Montt”, fue clasificada por el Ministerio de Economía como ampliación, en el decreto N° 232 del 28 09.04.</p>		
35 - Anexo A Estudios para determinación de capacidades de transmisión por tramo	No se mencionan problemas en el modelo de simulación entregado por el CDEC, por lo que debiera asumirse que el consultor no ha tenido problemas con el modelado de sistemas de control. Sin embargo no queda claro si los problemas de amortiguamiento pobre o negativo que se	Se solicita al Consultor comentar los siguientes aspectos: ¿El amortiguamiento cumple la NTSyCS? ¿Son estables los sistemas de control	Se han detectado algunos problemas con el modelado. En el Anexo se reporta un ejemplo de ello, ver Fig.4. Otros problemas encontrados se refieren a la posibilidad de poder implementar en modo simple dentro de

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
Estudios para determinación de capacidades de transmisión por tramo. Páginas 140 en adelante	mencionan para el sistema sin el esquema de estabilización propuesto pueden tener origen en un modelado deficiente del sistema existente.	de las centrales? y si alguno no lo fueran ¿Cuáles?, ¿Qué modificaciones realizó el consultor? ¿Cuál es el modelo de los sistemas de control de los nuevos generadores que se utilizaron? ¿Cuál es la capacidad de aporte de reactivos de las nuevas centrales que utilizó en sus simulaciones? ¿Cuál fue el modelo de la demanda que utilizó para los estudios dinámicos?	los “FRAMES” de los generadores, los recursos estabilizantes que este Consultor ha adoptado sobre la base de los estudios Modales. Teniendo en cuenta el contexto del estudio (Planificación de Sistema de Transmisión) y el objetivo del análisis específico a realizar, este Consultor ha considerado oportuno el reemplazar con modelos estándar, aquellos existentes en los cuales se detectaron problemas en la respuesta, o problemas en la fase de inicialización o problemas de implementación de las señales estabilizantes. En el Anexo se adjunta la lista de unidades en las cuales se sustituyeron los “FRAMES”, ver Tabla 1. Por otro lado los problemas de amortiguamiento pobre no son debidos a un modelado deficiente del sistema, a menos de aquellos modelos con funcionamiento incorrecto, ya que los modos propios del sistema individualizados en el análisis de pequeña señal, se han podido reproducir a través de las simulaciones en el tiempo como se reporta en el Anexo, ver Fig. 5. En relación a los Amortiguamientos ver Fig. 2 y 3 del Anexo. En relación al modelo de la demanda empleado en las simulaciones de transitorios, se ha mantenido el criterio implementado en la base de datos entregada por la Comisión, ver en Anexo la Fig.6
36 - Anexo A Estudios para determinación de capacidades de transmisión por tramo	Según lo establecido en la NT de SyCS, para evaluar las capacidades de transmisión de circuitos, se han de considerar entre otros factores, fenómenos de estabilidad angular, frecuencia y tensión. Estos, a su vez, deben evaluarse considerando las contingencias indicadas en la	Se solicita al Consultor realizar la evaluación y aplicación de Títulos 5-6, 5-7, 5-8, 5-9, 5-10 y 5-11 en todos los artículos que correspondan. Emplear las exigencias establecidas	El Consultor ha verificado preliminarmente para la definición de las obras de los escenarios estudiados, las condiciones de operación estática y dinámica. Estos últimos se han probado para fallas de severidad 3 y 4

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
Estudios para determinación de capacidades de transmisión por tramo Páginas 140 en adelante	NT de SyCS. Bajo estas premisas, no se aprecia en los desarrollos del consultor, una aplicación de las severidades 1-5. Por otro lado, la NT no menciona la exigencia de fallas trifásicas para determinar límites de transmisión. Adicionalmente, no se menciona si se realizaron evaluaciones para verificar márgenes de estabilidad de tensión y riesgo de colapso.	en la NTSyCS para estimar capacidades de transmisión. Tabulación de exigencias evaluadas según articulados de la NT.	según corresponda a líneas de uno o dos circuitos. Incluso, por economía de tiempo de simulación, en algunos casos se optó por simular fallas trifásicas, lo que es de mayor exigencia que lo establecido en la NT. Las contingencias simples de severidades 1 y 2 son notablemente menos exigentes que las de severidades 3 y 4 y que una falla trifásica. Un análisis sistemático de las condiciones de cumplimiento de la NT se realizará para el Plan de Desarrollo óptimo que se recomiende y se harán las complementaciones que se requieran. En caso que ellas sean de gran envergadura, eventualmente podría cambiar el Plan óptimo, pero las verificaciones parciales realizadas a lo largo de la definición de las alternativas permiten prever que ello no ocurrirá. Un ejemplo de las verificaciones efectuadas se adjunta en el ANEXO (de fig. 7 a 10), ver también la respuesta a la observación 7 precedente.
38 - Anexo A Estudios para determinación de capacidades de transmisión por tramo Estudios para determinación de capacidades de transmisión por tramo páginas 140 en adelante	No se mencionan verificaciones de índices de calidad de servicio (continuidad, niveles de energía no suministrada, etc.).	Se solicita al Consultor realizar la evaluación y aplicación del Título 5-12.	En el Informe Final se entregarán las verificaciones de índices de calidad de servicio para la alternativa recomendada.
39 - Anexo D Detalle de los Estudios Dinámicos	No se aprecia en los desarrollos presentados, una aplicación de la NTSyCS en cuanto a exigencias tanto de régimen permanente como transitorias. En efecto, el consultor sólo	Se solicita al Consultor realizar la evaluación y aplicación de los artículos 5-51, 5-44 y 5-46, entre	Se efectuó un análisis de pequeña señal, estado quasi-estacionario, que permitió individualizar los modos de oscilación

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
Oscilaciones electromecánicas en régimen permanente Páginas 267 en adelante	evaluó niveles de amortiguamiento para escenarios de régimen N y N-1, nada se aprecia en cuanto a amortiguamiento transitorio, sólo de régimen permanente.	otros atingentes.	naturales del sistema. Con estos resultados se definieron la Ubicación y los Ajustes para los recursos estabilizantes, ver en Anexo la Tabla 1 con la lista de unidades equipadas con PSS. Con este modelo se ha procedido a realizar las simulaciones en el tiempo con las perturbaciones al sistema según los requisitos de la Norma. En el Anexo, las figuras 1, 2, 3 y 5 dan muestra de ello.
40 - Capítulo 3 Todo el capítulo	<p>Es un hecho que en la medida que se incrementa el consumo de potencia activa se incrementa en la misma medida el consumo de potencia reactiva</p> <p>Sorprende que el consultor no presente obras que incorporen potencia reactiva, en el extremo norte del SIC y en particular en el entorno a Santiago ya que en esta área su déficit sería aportado por el sistema de 500 kV y con ello se tendrá que disminuir la capacidad de transporte en 500 kV afectando la operación económica del SIC en su conjunto.</p> <p>El diseño del sistema de 500 kV considera la operación del sistema MAIS sobre los reactores para el control de potencia reactiva en contingencia en estas líneas o en el sistema externo. Además, estos equipos proporcionan un importante margen de seguridad para los planes de defensa contra contingencias extremas (título 6-10 de la Norma Técnica). Por estos motivos, estos elementos no pueden ser utilizados para suplir requerimientos de potencia reactiva de los consumos.</p>	El Consultor debe presentar los estudios que demuestran que el sistema opera en cualquier condición de demanda, transporte, generación y contingencia cumpliendo la NTSyCS.	El Consultor ha considerado en sus estudios el cumplimiento de la NT en lo relativo a factor de potencia de los consumos y factor de potencia de los sistemas de subtransmisión en los puntos de conexión con el STT. Con esas consideraciones, no se han detectado problemas de suministro de potencia reactiva. Tampoco se ha considerado como recurso disponible en condiciones de operación normal la utilización del sistema MAIS.
41 - Capítulo 2 2.2 Previsión y Representación de la Demanda; Página 33	El consultor no presenta una descripción detallada de la composición de demanda de energía y potencia considerada, su nivel actual y proyectado por barra en el horizonte del estudio, y los bloques de demanda utilizados, según se indica en la sección “Presentación de la Demanda”, del punto 2 de la Parte IV (Resultados del ETT)	El Consultor debe incluir la descripción detallada de la composición de demanda de energía y potencia considerada, su nivel actual y proyectado por barra en el horizonte del estudio, y los bloques	Se agregará dicho detalle en el Informe Final.

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
	de las Bases.	de demanda utilizados.	
42 - Capítulo 3 3.3.2 Análisis de la Factibilidad Técnica y Determinación de Capacidades Máximas de Transmisión, Página 77	En las Bases Técnicas, Parte III, Punto 6, letra a, número 9, se especifica que el consultor debe utilizar como parte de las hipótesis comunes las exigencias de calidad y seguridad establecidas en la normativa en vigencia a la fecha del estudio conforme a lo establecido en el Anexo 7.	El Consultor debe explicar cuáles fueron los criterios utilizados para la verificación del cumplimiento de la NT según se indica en el anexo 7 de las Bases. En particular no se aprecia la demostración que los planes de expansión cumplan con las tareas mínimas a realizar indicadas en el anexo 7 de las Bases.	La explicación se dará en el Informe Final.
43 - Capítulo 7 Página 134	El consultor debió establecer los VI referenciales de las soluciones propuestas y sus respectivas fórmulas de indexación, según se indica en la letra d del punto 8 de la Parte III de las Bases.	El Consultor debe establecer los VI referenciales y las fórmulas de indexación de las obras del plan de obras propuesto preliminar.	En el Informe Final se incluirán los VI referenciales y las fórmulas de indexación de las obras del plan que se recomiende.
44 - Capítulo 7 Página 134	El consultor no indica a modo referencial cuáles proyectos, obras nuevas o ampliaciones, en términos de su inclusión en los planes de expansión obedece exclusivamente a razones de seguridad global de operación o no, según se indica en la letra d del punto 8 de la Parte III de las Bases.	El Consultor debe indicar si alguno de los proyectos del plan de expansión obedece exclusivamente a razones de seguridad global de operación.	Se agregará dicha información en el Informe Final. Ver respuesta a observación N°6 del Comité
45 - Capítulo 7 Página 134	En el párrafo “Planes de Expansión”, del punto 2 de la Parte IV (Resultados del ETT) de las Bases, se especifica que el consultor debió presentar los planes de expansión en la forma de un cronograma de inversiones para el horizonte de estudio. El plan identificará el cronograma de entrada de proyectos de transmisión troncal y el cronograma de entrada resultante para los proyectos respectivos. Para cada plan de expansión se debió presentar el valor actualizado del plan, identificando el valor presente de inversión, el de operación, el de falla, los costos fijos y valores residuales. Para cada proyecto de transmisión y generación se debieron presentar sus especificaciones técnicas y de costos. Además, para cada plan de expansión se debió presentar los valores resultantes para las variables económicas, esto es,	El Consultor debe presentar todos los antecedentes que faltan y que se encuentran especificados en las Bases.	En el informe final se presentarán todos los antecedentes mencionados.

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
	costos marginales de energía por barra, costo total de operación mensuales.		
46 - Capitulo 7 Obras a Ejecutar e Iniciar en el Cuatrienio 2007-2010 Página 134	En el párrafo “Otros Contenidos del Informe”, del punto 2 de la Parte IV (Resultados del ETT) de las Bases, se especifica que todos los resultados deben ser verificables y reproducibles. Esto no se cumple en el Informe N°4 ya que no se incluyen en el informe y anexo la información necesaria. Por ejemplo: la información detallada de los datos de utilizados en la modelación SDDP para cada escenario, en las bases de datos DigSilent no contiene información de los proyectos evaluados, variables resultantes de los análisis efectuados para calificar el cumplimiento de la exigencia de calidad y seguridad de servicio (flujos de potencia activa y reactiva, variación de tensión, excursiones de frecuencia), etc.	El Consultor debe presentar todos los antecedentes que faltan y que se encuentran especificados en las Bases.	En el informe final se presentarán todos los antecedentes mencionados.

4 ENDESA

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
<p>1 - Evaluación Económica de los Planes de Expansión.</p> <p>4.2.4 Evaluación de alternativas básicas y análisis de resultados. Página 96.</p>	<p>El Consultor plantea que “Para validar el desarrollo de la alternativa mixta, el Consultor requiere completar estudios adicionales para verificar su comportamiento eléctrico.”</p>	<p>El Consultor deberá desarrollar esta alternativa como parte del estudio.</p> <p>Una alternativa mixta como la planteada, debiera resultar más económica y permite un crecimiento del sistema acorde a la entrada en servicio de los nuevos proyectos de generación. Adicionalmente tiene la ventaja de no quedar con un sistema sobredimensionado en caso de no concretarse todos los proyectos de generación.</p>	<p>Considerando las observaciones planteadas por varios participantes, el Consultor está desarrollando un total de cuatro alternativas básicas, algunas de ellas con dos variantes, para el desarrollo del STT en la zona Alto Jahuel – Quillota:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Alternativa 500 kV, que se basa en transmitir en 500 kV el aporte de los proyectos de generación de la III, IV, V y VI Regiones y en el aprovechamiento de las líneas de 500 kV en la zona Alto Jahuel – Polpaico para distribuir estos flujos, desarrollando subestaciones de 500/220 kV en Lo Aguirre y posteriormente en El Rodeo. - Alternativa mixta 500 – 220 kV, que se basa en transmitir en 220 kV el aporte de los proyectos de generación de la III, IV, V y VI Regiones y en aprovechar las líneas de 500 kV en la zona Alto Jahuel – Polpaico para el desarrollo de subestaciones de 500/220 kV en Lo Aguirre para distribuir en la zona los flujos provenientes de dichos desarrollos de generación. - Alternativa 220 kV, que se basa en transmitir en 220 kV el aporte de los proyectos de generación de la III, IV, V y VI Regiones y en desarrollar nuevas líneas de 220 kV entre Polpaico y El Rodeo, para aumentar la capacidad de transmisión entre esos puntos y poder distribuir en la zona los flujos provenientes de esos desarrollos de generación. - Alternativa 220 kV con autotransformadores desfasadores y utilización de conductores de alta temperatura. Esta alternativa se basa en transmitir en 220 kV el aporte de los proyectos de generación de la III, IV, V y VI Regiones y en utilizar autotransformadores desfasadores para controlar los flujos entre Polpaico y Cerro Navia y repotenciar las líneas entre Alto jahuel y Cerro Navia por medio de conductores de alta temperatura.
<p>2 - Evaluación Económica de los Planes de Expansión.</p>	<p>El Consultor no detalla el estudio de factibilidad técnica-económica de los proyectos de ampliación que</p>	<p>El Consultor debe detallar, la forma de ejecutar los proyectos que requieran indisponibilidad de instalaciones en</p>	<p>El Consultor estudió en detalle los períodos en que se requiere dejar indisponibles instalaciones en servicio para proceder a su refuerzo. Las simulaciones de despacho realizadas con el</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
<p>4. Observación general del Capítulo. Páginas 90-135.</p> <p>Factibilidad técnica y sobrecostos de ejecución de cada proyecto.</p>	<p>consideran indisponibilidad de instalaciones existentes durante una parte de su plazo de ejecución, describiendo la operación del sistema durante dichos lapsos desde un punto de vista técnico y económico.</p>	<p>servicio, así como los sobrecostos operacionales que consideró en su evaluación asociados a la construcción de los mencionados proyectos, tales como los costos de operación de plantas operando con combustible alternativo producto de las restricciones de gas. Además debe precisar si los costos considerados incluyen aquellos que se derivan del reemplazo de equipos excedidos en su capacidad a causa de los nuevos proyectos.</p>	<p>modelo SDDP incluyeron estas configuraciones, por lo cual los costos operacionales de estos períodos quedaron reflejados en los costos totales de abastecimiento determinados para las alternativas en que se producían estas indisponibilidades.</p>
<p>3 - Sensibilidad del Plan de Expansión de la Transmisión.</p> <p>5. Observación general del Capítulo. Páginas 135-138.</p> <p>Sensibilidad respecto a fechas de entrada en operación de centrales.</p>	<p>Si bien el Consultor realiza sensibilidad con respecto al crecimiento de la demanda, no lo hace con respecto a las fechas de entrada de centrales que configuran los escenarios de expansión.</p> <p>En la parte III punto 6 apartado c) 12 de las bases de licitación se establece: <i>“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.”</i></p>	<p>En virtud de lo señalado en las bases de licitación, se solicita al consultor realizar las sensibilidades correspondientes.</p>	<p>En el informe final se incluirán las sensibilidades de la fecha de entrada de las obras recomendadas a la fecha de entrada de las centrales de los escenarios de expansión.</p>
<p>4 - Obras a Ejecutar o Iniciar en el Cuatrienio 2007-2010.</p> <p>7. Tabla Plan de Desarrollo Preliminar. Página 140.</p>	<p>El Consultor no indica los rangos bajo los cuales el plan de expansión propuesto mantiene su validez.</p> <p>En la parte III punto 6 apartado c) 12 de las bases de licitación se establece:</p>	<p>El Consultor debe indicar los rangos bajo los cuales el plan de expansión propuesto mantiene su validez e indicar, en la columna decisión de iniciar la obras, las fechas de inicios de los proyectos de generación que dan origen a las ampliaciones del STT, en</p>	<p>Ver respuesta a observación anterior.</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
	<p><i>“Los planes de expansión resultantes deberán acompañar un análisis de todas las hipótesis y supuestos empleados, debiendo indicarse los rangos bajos los cuales los resultados y conclusiones del estudio mantienen su validez.”</i></p>	<p>al caso de que la obra de transmisión correspondiente sea altamente dependiente de algún proyecto de generación en particular.</p>	
<p>5 - Obras a Ejecutar o Iniciar en el Cuatrienio 2007-2010.</p> <p>7. Observación general del Capítulo. Páginas 140-142.</p> <p>Especificaciones Técnicas de los proyectos.</p>	<p>El Consultor no proporciona un grado de detalle adecuado de las especificaciones técnicas de de los proyectos planteados.</p> <p>En la parte III, punto 3, número 6 de las bases de licitación se establece:</p> <p><i>“... en la definición de los proyectos de transmisión técnicamente factibles de los planes de expansión, estos proyectos “deben caracterizarse en términos de sus especificaciones técnicas, costos de inversión “</i></p>	<p>El Consultor deberá proporcionar con mayor grado de detalle las correspondientes especificaciones técnicas para los proyectos planteados, que permitan verificar las características y alcance de cada uno de estos.</p>	<p>Ver repuesta a observación N° 7 del Comité.</p>
<p>6 - Obras a Ejecutar o Iniciar en el Cuatrienio 2007-2010.</p> <p>7. Observación general del Capítulo. Páginas 140-142.</p> <p>Alternativa a obra presentada.</p>	<p>El Consultor plantea como obra de iniciación inmediata con fecha de puesta en servicio marzo del 2010 la subestación Nogales 220/500 kV y la línea Nogales – Polpaico 2x500 kV. Se solicita analizar alternativa de subestación San Luis.</p>	<p>Tal como señala el Consultor en su informe, se requiere un aumento de la capacidad del tramo Quillota – Polpaico con la entrada en servicio de las nuevas centrales desde la 5ª región al norte, sin embargo y producto de que la nueva subestación Quillota carece del espacio necesario para nuevos crecimientos, surge la alternativas de la subestación Nogales planteada por el Consultor.</p> <p>Se requiere analizar la alternativa de ampliación de la actual subestación San Luis, la cual cuenta con el espacio</p>	<p>El Consultor analizará esta alternativa. Sin embargo, la operación en paralelo de líneas de la misma tensión pero distinta capacidad de transmisión como será el caso de esta alternativa, presenta el inconveniente que generalmente la capacidad total queda limitada por las líneas de menor capacidad, desaprovechándose la capacidad nueva que se ha agregado, a menos que se abran líneas para direccionar los flujos o se instalen equipos desfasadores de alta capacidad. Este problema se presentará en la transmisión San Luis – Polpaico, que tendrá en paralelo las líneas San Luis – Quillota – Polpaico. Lo mismo ocurrirá con las líneas Los Vilos – Quillota y Los Vilos San Luis, que será la alternativa para transmitir los excedentes que habrá en Pan de Azúcar sin tener que inyectarlos en Quillota. La única manera de evitar lo anterior es operar en barra separada las nuevas centrales de las antiguas, haciendo llegar a</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
		<p>necesario para nuevos crecimientos. Esta subestación ya tiene conectada una parte importante de la generación del SIC, tiene la ventaja de que se aprovechan instalaciones existentes y se encuentra conectada a las actuales subestaciones Quillota y Agua Santa en 220 KV. Adicionalmente la ubicación permite su interconexión con Polpaico y la llegada de los nuevos circuitos desde Los Vilos, no presentando grandes inconvenientes para el emplazamientos de los nuevos trazados. Finalmente permitiría futuros crecimientos a 500 kV en la medida que siga creciendo el nivel de generación de la zona.</p> <p>Por lo anterior se concluye que la alternativa indicada presenta ventajas a lo propuesto por el Consultor.</p>	<p>esta nueva barra las líneas los Vilos – Quillota, que se transformarían en líneas Los Vilos – San Luis 2. En este caso, esta alternativa sería operativamente similar a la alternativa de la subestación Nogales, habiendo solamente diferencias en las inversiones involucradas. El Consultor realizará la comparación de las inversiones de ambas alternativas en los términos descritos.</p>
<p>Anexo A. Estudios para determinación de capacidades de transmisión por tramo.</p> <p>Observación general del Anexo. Páginas 144-254.</p> <p>Aplicación de fallas trifásicas a instalaciones.</p>	<p>El Consultor aplica falla trifásica a algunas instalaciones como condición de diseño del sistema eléctrico.</p> <p>La Norma Técnica es muy precisa en ello, y no establece la aplicación de fallas trifásicas (Art. 5-37; Art. 1-7).</p>	<p>El Consultor deberá ajustarse a lo establecido en la Norma Técnica.</p>	<p>El Consultor ha verificado preliminarmente para la definición de las obras de los escenarios estudiados, las condiciones de operación estática y dinámica. Estos últimos se han probado para fallas de severidad 3 y 4 según corresponda a líneas de uno o dos circuitos. Incluso, por economía de tiempo de simulación, en algunos casos se optó por simular fallas trifásicas, lo que es de mayor exigencia que lo establecido en la NT. Las contingencias simples de severidades 1 y 2 son notablemente menos exigentes que las de severidades 3 y 4 y que una falla trifásica.</p> <p>Un análisis sistemático de las condiciones de cumplimiento de la NT se realizará para el Plan de Desarrollo óptimo que se recomiende y se harán las complementaciones que se requieran. En caso que ellas sean de gran envergadura, eventualmente podría cambiar el Plan óptimo, pero las verificaciones parciales</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
<p>Anexo C. Simulación de la Operación del SIC y del SING.</p> <p>Observación general del Anexo. Páginas 263-272.</p> <p>Antecedentes de resultados obtenidos.</p>	<p>El Consultor detalla la modelación realizada con el modelo SDDP, sin embargo no proporciona los resultados obtenidos.</p>	<p>A objeto de dar cumplimiento a lo establecido en las bases de licitación del ETT, en cuanto a que los resultados y productos entregados por el consultor deben permitir reproducir y verificar íntegra y completamente los estudios encargados, se solicita al Consultor la entrega de todos los resultados de las simulaciones tales como: flujos por línea para las distintas condiciones, costos marginales por barra, despachos de centrales, ingresos tarifarios en todos los tramos del STT, etc.</p>	<p>realizadas a lo largo de la definición de las alternativas permiten prever que ello no ocurrirá.</p> <p>Se incorporará en el informe final los resultados de la operación del sistema (valores esperados) de generación, flujos por las líneas, ingresos tarifarios, costos marginales.</p>
<p>Anexo D. Aplicación Norma técnica.</p> <p>Observación general del Anexo. Páginas 273-302.</p> <p>Antecedentes de resultados obtenidos.</p>	<p>El Consultor detalla la aplicación de la Norma Técnica, sin embargo no proporciona antecedentes que respalden el cumplimiento de la norma.</p>	<p>Se solicita al Consultor la entrega de todos los antecedentes de flujos de potencia y estudios estáticos y dinámicos que permitan comprobar el cabal cumplimiento de las exigencias de la norma técnica para las soluciones de transmisión propuestas por el consultor y, en particular, para aquellas etapas de desarrollo de la expansión que involucran transformaciones o ampliaciones de obras existentes.</p>	<p>En el informe final se entregarán los antecedentes indicados.</p>

5 CHILECTRA

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
<p>1 - Observación General</p> <p>Plazos de construcción de obras propuestas por el Consultor</p>	<p>Conforme a lo indicado por el Consultor, en Julio del año 2009 debiera estar en servicio la Nueva S/E Lo Aguirre 500/220 kV y el refuerzo del tramo Lo Aguirre – Cerro Navia 220 kV, de la actual línea Rapel – Cerro Navia 220 kV.</p> <p>Asumiendo que el decreto con las obras de realización inmediata se publica en abril de 2007 y que los resultados de la licitación para la adjudicación se conocen durante julio de 2007, el plazo para la construcción es de 24 meses.</p> <p>De cuerdo a la experiencia de nuestra empresa en refuerzos de líneas en zonas urbanas, los plazos indicados parecen muy ajustados considerando que debe contemplarse actividades como:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Estudio de impacto ambiental - Negociación de permisos y servidumbres - Adquisición de equipos - Obras civiles y obras eléctricas <p>Creemos razonable y necesario estudiar</p>		<p>Ver repuesta a observación N° 1 de ENDESA.</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
	<p>alternativas, ante la probabilidad de que estas obras no se concreten en la fecha requerida.</p> <p>Adicionalmente, consideramos que los costos de este proyecto deben dimensionarse contemplando un plazo reducido de ejecución, con el fin de lograr la puesta en servicio en la fecha que el SIC lo requiere.</p>		
<p>2 - Observación General</p> <p>Factibilidad de construcción de proyectos propuestos</p>	<p>Entendemos que el proyecto de ampliación de capacidad del tramo Lo Aguirre – Cerro Navia 220 kV contempla, a lo largo de toda su extensión, realizar un refuerzo aéreo.</p> <p>Dada que los sectores aledaños a la S/E Cerro Navia constituyen una zona urbana consolidada y densamente poblada, creemos que resulta poco factible realizar un refuerzo aéreo en todo el trazado, ante lo cual es conveniente contemplar que al menos la llegada a la S/E C. Navia debe ser subterránea.</p>		<p>Ver repuesta a observación N° 1 de ENDESA.</p>
<p>3 - Observación General</p> <p>Condiciones operativas para el análisis</p>	<p>Dadas las particularidades de la configuración y operación del sistema de Subtransmisión de Chilectra, resulta especialmente relevante la condición de despacho de la Central Renca que realiza el CDEC. Nuestra experiencia nos indica que la mayor exigencia para el sistema de Chilectra y para las instalaciones troncales aledañas, se presenta cuando la Central Renca se encuentra fuera de servicio.</p>		<p>El Consultor ha simulado la operación económica del sistema en función de la hidrología con los mismos criterios de operación económica empleada por el CDEC para el SIC, que es la establecida en la legislación y la considerada por la CNE para la determinación de los precios de nudo. Tanto la incorporación de nuevas centrales eficientes como las condiciones hidrológicas afectan el despacho de la Central Nueva Renca así como el de todas las centrales térmicas y embalses del SIC.</p> <p>La línea de 110 kV Cerro navia – Renca tiene suficiente capacidad de transmisión en ambos sentidos como para permitir cualquier despacho de la Central Nueva Renca. Los estudios</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
	<p>De la descripción del despacho entregada por el Consultor en su informe, entendemos que se ha utilizado las condiciones de hidrología empleada por el CDEC para el SIC, la cual no recoge la particular influencia de la Central Renca en nuestro Sistema de Subtransmisión. Adicionalmente, dada la incorporación de nuevas centrales eficientes, el despacho de la Central Renca no está garantizado.</p> <p>Por lo tanto, estimamos conveniente incorporar esta variable en sus estudios.</p>		<p>muestran que lo mismo ocurre con la capacidad de transformación de Cerro Navia.</p>
<p>4 - Observación General</p> <p>Condiciones operativas propuestas por el Consultor</p>	<p>El consultor propone que una vez puesta en servicio la nueva S/E Lo Aguirre 500/220 kV, se opere abierta en Cerro Navia, la línea Polpaico – Cerro Navia 220 kV. Entendemos que esta recomendación se origina por el incumplimiento del criterio N-1 en esta instalación.</p> <p>De la misma forma, una vez puesta en servicio la S/E Nogales 500/220 kV y la línea 500 kV Nogales–Polpaico, el Consultor recomienda la operación abierta de la línea Quillota – Nogales 220 kV.</p> <p>No obstante que esta recomendación elimina el problema de la pérdida del N-1, consideramos que esta solución no constituye una práctica de</p>		<p>Esta recomendación se origina en el hecho que en condiciones de alta generación térmica al norte de Santiago, las líneas de 220 kV Polpaico – Cerro Navia y Cerro Navia – Chena se sobrecargan en condición N.</p> <p>Las razones para esta recomendación son las mismas descritas para el caso de la línea de 220 kV Polpaico – Cerro Navia.</p> <p>Sin embargo, el Consultor ha incorporado el análisis de una nueva alternativa que se describe en la respuesta a la Consulta N°1 de ENDESA, que permite direccionar los flujos sin recurrir a la apertura de líneas.</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
	<p>planificación eficiente y que entregue los incentivos económicos correctos. Por esta razón, se deben estudiar soluciones alternativas que permitan continuar utilizando estas instalaciones.</p>		
<p>5 - Observación General</p> <p>Compatibilidad de proyectos propuestos con las Obras Urgentes en desarrollo</p>	<p>El Plan de Obras contempla una línea en 220 kV entre las subestaciones el Rodeo y Chena. El primer circuito, definido como Obra Urgente debe estar en servicio aproximadamente en noviembre de 2008. El segundo circuito, de acuerdo con lo recomendado por el Consultor, se tendería en julio de 2009 y sería de una sección mayor que la del circuito N°1.</p> <p>Consideramos que la propuesta del Consultor, en cuanto a la sección de este segundo circuito de la línea 220 kV El Rodeo – Chena, y la posterior reemplazo del tendido del primer circuito, debe ser compatible con el diseño de las estructuras del proyecto original de esta Obra Urgente.</p>		<p>La propuesta definitiva del Consultor tomará en cuenta lo indicado.</p>
<p>6 - Capitulo 4</p> <p>4.5 PROGRAMA DE REEMPLAZO DE INTERRUPTORES DE PODER EN EL SISTEMA TRONCAL</p> <p>Página 128.</p>	<p>1. En la sección indicada, se señala que en el anexo D del informe se encuentran los resultados del Estudio de cortocircuitos realizado por el Consultor y el plan de reemplazo de los interruptores de las subestaciones troncales. Sin embargo, el anexo D del informe sólo se encuentra el detalle de los estudios dinámicos.</p> <p>El detalle de los resultados del estudio de cortocircuitos sólo se encuentra en los anexos entregados vía CD en</p>	<p>1. Como complemento de los cálculos realizados, incorporar en el cuerpo principal del informe lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Detalle de las consideraciones realizadas por el Consultor, para el cálculo de los cortocircuitos. - Listado con el plan de reemplazo de interruptores de las subestaciones troncales, ordenados de acuerdo al año de reemplazo. 	<p>1.- Se incorporará un plan de reemplazo de interruptores de las subestaciones troncales, ordenados de acuerdo al año de reemplazo.</p> <p>2.- El Consultor considera que la verificación de la capacidad de ruptura de los interruptores de los sistemas de subtransmisión y el plan de reemplazo que pudiera resultar no están dentro de los alcances del ETT. Sin perjuicio de lo anterior, el estudio de cortocircuitos del Plan de Expansión de la Transmisión Troncal recomendado contendrá los antecedentes suficientes para que los interesados lleven a cabo dicha verificación para sus</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
	<p>dependencias de la CNE.</p> <p>2. En el mencionado estudio de Cortocircuitos, para el caso de las instalaciones de Chilectra, conectadas a subestaciones troncales, se incluye los resultados del cálculo de cortocircuitos. Sin embargo, ellos no se comparan con la capacidad de ruptura de los interruptores existentes en las instalaciones de Chilectra, ni se indica el requerimiento de reemplazo que las modificaciones del troncal imponen a estas instalaciones de subtransmisión.</p>	<p>2. Incluir una tabla en la cual se indique los interruptores pertenecientes al Sistema de Subtransmisión de Chilectra, que deben ser reemplazados producto de las modificaciones del Sistema de Transmisión Troncal. Adicionalmente, indicar el año en que se requiere su reemplazo.</p>	<p>instalaciones.</p>
<p>7 - Capítulo 1</p> <p>1.2 PROYECTOS DE TRANSMISIÓN PREPARADOS POR EL CONSULTOR. Páginas 18 a 26.</p>	<p>La descripción de los proyectos propuestos por el Consultor es suficiente para efectos del análisis técnico realizado en los capítulos 3 y 4. Sin embargo, una vez que se ha elegido y recomendado la expansión en un nivel de tensión de 500 kV para la zona central, resulta necesario complementar dicha descripción.</p> <p>Consideramos conveniente resumir cada uno de los proyectos en una sección específica, a fin de centralizar en ella todas las características técnicas de cada uno de los proyectos (por ejemplo, para líneas indicar tensión, sección conductor, tipo conductor, longitud aproximada, capacidad a 30° con Sol, etc.).</p>	<p>Solicitamos incluir anexo con la especificación de cada uno de los proyectos recomendados por el Consultor.</p> <p>Es de especial importancia realizar esto, para aquellos proyectos en que el Consultor recomienda tomar de forma inmediata la decisión de iniciar la obra (en capítulo 7).</p> <p>Adicionalmente, recomendamos incluir en la caracterización técnica de los proyectos, la razón que justifica cada uno de ellos, por ejemplo, seguridad y calidad de servicio con criterio N-1; Confiabilidad; ó Norma Técnica.</p>	<p>El Consultor tiene previsto incluir la información solicitada en el informe final.</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
	<p>Por otro lado, conforme a lo establecido en las bases de licitación (parte III, punto 3, número 6), los proyectos técnicamente factibles de las bases de expansión: “deben caracterizarse en términos de sus especificaciones técnicas, costos de inversión...”</p>		
<p>8 - Capítulo 1</p> <p>1.1 PROYECTOS DE TRANSMISIÓN PRESENTADOS</p> <p>Página 10.</p>	<p>En la sección indicada se describe el proyecto: “Tramo 220 kV El Rodeo-Chena”, presentado por Chilectra para ser incorporado en el Estudio Troncal. En su propuesta original enviada al CDEC-SIC, Chilectra señalaba explícitamente que junto con la instalación de la segunda unidad de 400 MVA a la Subestación Chena, se “normalizaría” el patio de 220 kV a través de la construcción de un esquema de barra principal y de transferencia. Con estas nuevas obras, surge la necesidad de conectar el primer circuito de la Nueva Línea 220kV El Rodeo-Chena (Obra Urgente), a esta futura barra de transferencia.</p> <p>En el Informe de Avance N°4 del ETT, capítulo N°1, sección 1.2, página 23, el Consultor señala que se evaluará el proyecto presentado por Transelec, dado que él no ha desarrollado un proyecto alternativo. Sin embargo, en dicha descripción del proyecto, no se especifica la conexión del primer</p>	<p>Solicitamos al Consultor que, en la especificación del proyecto: “Tendido Segundo Circuito tramo 220 kV El Rodeo – Chena”, se indique explícitamente la necesidad de conectar el primer circuito de esta línea a barras principal y de transferencia de dicha S/E, una vez que Chilectra construya dicho esquema de barras en 220 kV.</p>	<p>El Consultor analizará la situación de la Subestación Chena y emitirá su opinión técnica en el Informe Final.</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
	<p>circuito de la línea 220 kV El Rodeo – Chena a la nueva barra de transferencia que Chilectra construirá, cuando se instale la segunda unidad de 400 MVA en S/E Chena.</p>		
<p>9 - Capítulo 4 4.2 EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS PARA LA ZONA NOGALES PUNTA DE CORTÉS Sección 4.2.1. Página 85.</p>	<p>En el “Plan de Desarrollo Zona Central Alternativa 500 kV” se propone que una vez concluido el refuerzo a 1600 MVA por circuito, del tramo “Lo Aguirre–Cerro Navia 220 kV”, la línea “Polpaico – C. Navia 220 kV”, pasa a operarse abierta en Cerro Navia. Una situación similar se presenta en la línea “Nogales–Quillota 220 kV”.</p> <p>Entendemos que dicha solución se recomienda para evitar las sobrecargas que origina en las líneas de 220 kV, el paralelismo de las nuevas instalaciones troncales de 500 kV.</p> <p>Compartimos la opinión del Consultor, en el sentido que la mejor alternativa es planificar la expansión del SIC en 500 kV, ya que ello permite enfrentar la evolución de este sistema en los años siguientes al periodo de estudio, junto con posibilitar la intervención de las líneas entre Polpaico, Cerro Navia y Chena en 220 kV.</p> <p>No obstante, consideramos que no constituye una práctica de planificación eficiente y que entregue los incentivos económicos correctos, el dejar instalaciones ociosas, por el ingreso de otras nuevas.</p>	<p>Solicitamos incluir como un proyecto adicional del Plan de Expansión en 500 kV, el refuerzo de las líneas Polpaico–C. Navia 220 kV y Nogales–Quillota 220 kV.</p> <p>Para el caso de la línea ubicada entre las subestaciones Polpaico y C. Navia, recomendamos evaluar la posibilidad de realizar el refuerzo empleando conductores de “alta temperatura”, los cuales permiten conservar las actuales estructuras. Lo anterior, sujeto al estado de ellas.</p>	<p>Ver respuesta a Consulta N° 4.</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
<p>10 - Capítulo 7</p> <p>OBRAS A EJECUTAR O INICIAR EN EL CUATRIENIO 2007-2010.</p>	<p>En el capítulo N°7, el Consultor entrega un resumen del conjunto de Obras a Licitar o Iniciar en el Cuatrienio 2007-2010. Además, en su clasificación, sólo indica la fecha de puesta “En servicio” y la “fecha de decisión de iniciar la obra”.</p> <p>Sin embargo, en las bases Técnicas y Administrativas Definitivas para el Desarrollo del ETT (Capítulo II, Parte III, N°5), se establece que en cada obra debe definirse la fecha más pronta para la entrada en operación, completa o en etapas, de cada uno de los proyectos que conforman el conjunto de proyectos finales, la cual deberá ser respaldada por el Consultor mediante la elaboración del cronograma de ejecución del proyecto, incluyendo tanto las actividades de adquisición de equipos e implementación técnica, como aquellas asociadas al cumplimiento de los requisitos administrativos (permisos de construcción, tramitación ambiental, servidumbres, etc).</p> <p>Contar con estos cronogramas permitirá observar y validar los plazos de ejecución de los proyectos propuestos por el Consultor, los cuales en algunos casos son demasiado optimistas y no parecen considerar los tiempos que en la actualidad la empresas deben emplear para materializar este tipo de obras.</p>	<p>Con el objeto de dar cumplimiento a lo establecido en las bases para el desarrollo del ETT, se solicita al consultor incluir los cronogramas de ejecución de cada proyecto propuesto.</p>	<p>En el informe final se incluirán los cronogramas.</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
<p>11 - Otras Observaciones</p> <p>Bases de Datos Para Analizar Estudios Estáticos y Dinámicos Desarrollados por el Consultor</p>	<p>En el conjunto de antecedentes entregados a los participantes, vía CD en dependencias de la CNE y a través del sitio web de esta institución, no se ha incluido las bases de datos elaboradas por el Consultor (DIgSILENT y SDDP).</p> <p>Esta situación hace a los Participantes imposible el desarrollo de sus propios estudios, en el tiempo entregado por la autoridad, para analizar el Informe de Avance N°4 del ETT.</p>	<p>Se solicita al Consultor y a la CNE, hacer entrega de las bases de datos necesarias para validar los resultados obtenidos por el Consultor y cuantificar los efectos locales, de las obras de expansión propuestas.</p>	<p>En el Informe Final se incluirán las bases de datos con excepción de aquella del software DIgSILENT, que ha sido entregada por el CDEC – SIC para fines exclusivos de este estudio y que el Consultor se encuentra inhabilitado para traspasar a terceros.</p>
<p>12 - Otras Observaciones</p> <p>Efecto de Nuevas Instalaciones Troncales en Sistemas de Subtransmisión</p>	<p>A través de sus análisis, el Consultor detecta los efectos de la operación en paralelo de los sistemas de 500 kV y 220 kV, los cuales soluciona recomendando la operación de las líneas Polpaico–Navia 220 kV y Nogales–Quillota 220 kV, abiertas en uno de sus extremos.</p> <p>Si bien el Consultor ha detectado el impacto de las nuevas instalaciones troncales en las troncales existentes, en el informe de avance N°4 no se consigna el desarrollo de este tipo de estudios, para los subsistemas abastecidos desde las instalaciones troncales. Lo anterior indica que no conocemos los efectos en la operación de las instalaciones distintas al troncal.</p> <p>Es importante indicar, que eventualmente, la incorporación de nuevas instalaciones, puede imponer a los subsistemas abastecidos desde el sistema de transmisión troncal,</p>	<p>Solicitamos realizar análisis que permitan detectar los efectos de las nuevas instalaciones del sistema troncal en los subsistemas abastecidos desde ellos.</p> <p>Emplear estos resultados, como dato de entrada para perfeccionar las especificaciones técnicas definitivas, del conjunto de proyectos que integran el plan de expansión recomendado por el Consultor.</p>	<p>Los estudios desarrollados por el Consultor han representado simplificada en el Modelo SDDP y detalladamente en DIgSILENT, el sistema de 110 kV de Chilectra. De esta manera se ha verificado el efecto de las ampliaciones del STT en ese sistema.</p> <p>En todo caso, se ha detectado que la necesidad de algunas ampliaciones de capacidad de transformación en subestaciones de 220/110 kV no son coincidentes con las informadas por Chilectra, lo que es producto de las condiciones de despacho y ubicación geográfica del parque generador de los Escenarios de Expansión de la generación que se han considerado para este estudio.</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
	<p>condiciones de operación infactibles, afectando con ello el patrimonio de estas compañías y la situación de seguridad y calidad de suministro.</p> <p>En particular, Chilectra S.A. ha construido para sus clientes un sistema en anillo en 110 kV y un semi-anillo en 220 kV, que puede sufrir los efectos directos de la operación en paralelo de los sistemas de 500 kV / 220 kV. Con el tiempo disponible para observar el informe de Avance N°4 del ETT, resulta imposible desarrollar estudios que permitan visualizar dichos efectos, especialmente dado que no se ha entregado a los participantes, las bases de datos para los estudios estáticos y dinámicos elaborados por el consultor.</p>		
<p>13 - Otras Observaciones</p> <p>Sensibilización del Plan de expansión propuesto por el Consultor</p>	<p>1. Las Bases Técnicas y Administrativas para el Desarrollo del ETT, en su Capítulo II, Parte III, N°6, establecen que 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>1. Solicitamos al Consultor realizar las sensibilizaciones que corresponda, especialmente con aquellos proyectos cuya recomendación de “fecha de decisión de iniciar la obra” tiene carácter de inmediata.</p>	<p>Las sensibilidades se incluirán en el Informe Final.</p>

6 AES GENER

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
<p>1 - Antecedentes de escenarios de generación y demanda</p> <p>2.2 Previsión y representación de la demanda. Página 33</p>	<p>El consultor menciona que representó la demanda a través de una curva de duración de 4 bloques, construida a partir de una curva de duración de 5 bloques entregada por el CDEC.</p> <p>Al respecto indicamos que las bases mencionan en Capítulo II, Parte III, Punto 6, c) Elaboración de Planes de Expansión, punto 7, lo siguiente:</p> <p><i>“La previsión de demanda de energía y potencia se modelará considerando curvas de duración de tipo industrial y de crecimiento vegetativo debiendo calificar cada barra de demanda conforme el aporte preponderante de uno u otro tipo de consumo. Se deberá utilizar una desagregación temporal para esta previsión de cinco bloques mensuales de demanda.”</i></p>	<p>Se solicita al consultor que justifique su propuesta de utilizar una distribución de demanda distinta a la elaborada por el CDEC-SIC.</p>	<p>El Consultor no ha modificado la distribución de demanda elaborada por el CDEC-SIC. Solamente ha modificado el número de bloques con que se representa la curva de duración en consideración a que los modelos de simulación de la operación de sistemas con embalses y representación multinodal tienen elevados tiempos de ejecución.</p> <p>Este ahorro de tiempo se ha obtenido sin perder precisión en la representación del sistema pues el bloque 5 (que se fusionó con el bloque 4) es el de menor demanda y tiene un promedio de 75 horas por mes (2.5 horas/día).</p>
<p>2 - Antecedentes de escenarios de generación y demanda</p> <p>2.2 Previsión y representación de la demanda. Página 33</p>	<p>El consultor no presenta mayores antecedentes con respecto a la modelación de la demanda.</p> <p>Al respecto recordamos que las bases mencionan en el Capítulo II, Parte IV, Punto 2, lo siguiente:</p> <p><i>“Descripción detallada de la composición de demanda de energía y potencia considerada, su nivel actual y</i></p>	<p>Se solicita al consultor incluir una descripción detallada de la composición de demanda de energía y potencia considerada, su nivel actual y proyectado por barra en el horizonte del estudio, y los bloques de demanda utilizados.</p>	<p>La demanda utilizada es la del Anexo N° 8 de las Bases. Se incluirá en el informe final.</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
	<i>proyectado por barra en el horizonte del estudio, y los bloques de demanda utilizados.”</i>		
<p>3 - Evaluación económica de los planes de expansión.</p> <p>4.2 Evaluación de las Alternativas para la zona Nogales – Punta de cortes. Pagina 84</p>	<p>El consultor incluye en las alternativas básicas las obras SE Nogales y línea Nogales – Polpaico 500 kV, las que entran en funcionamiento en abril 2010.</p> <p>Sin embargo, la construcción de la línea de 500 kV entre Nogales y Polpaico puede ser pospuesta dependiendo de la puesta en operación del proyecto de generación de Quintero.</p> <p>De acuerdo a lo que indican las bases el Capítulo II, Parte III, Punto 5, letra c), punto 12, el consultor deberá efectuar 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>Se solicita al consultor que entregue sensibilidades respecto de la entrada del tramo Nogales – Polpaico 500 kV en relación a la fecha de puesta en servicio de los proyectos de generación que se conectarían a la subestación Nogales.</p>	<p>Se hará la sensibilidad en el Informe Final.</p>
<p>4 - Evaluación económica de los planes de expansión.</p> <p>4.2.4 Evaluación de las Alternativas Básicas y Análisis de Resultados Página 90</p>	<p>El consultor incorpora la SE Lo Aguirre dentro de los proyectos. Si la razón de este proyecto corresponde el facilitar el retiro de las líneas Polpaico, Cerro Navia y Chena para eventualmente aumentar su capacidad de transporte, el Consultor además debería evaluar económicamente nuevas alternativas, tales como: la construcción de una línea en 220 kV</p>	<p>Se solicita al consultor modelar nuevas alternativas de conexión que no impliquen la construcción de la SE Lo Aguirre.</p>	<p>Dentro de las alternativas preliminares analizadas por el Consultor, se verificó que una solución como la propuesta aporta muy poca capacidad a las necesidades de transmisión del sistema troncal del área centro.</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
	<p>entre el Salto y Los Almendros lo que permite una nueva conexión entre Polpaico y Alto Jahuel. Con esta nueva conexión y con una eventual redistribución de cargas a través del anillo de 110 kV de Chilectra se conseguiría sacar eventualmente una de las líneas anteriores para poder re-potenciarlas sin construir Lo Aguirre.</p>		
<p>5 - Sensibilidad del plan de expansión de la transmisión al crecimiento de la demanda. Página 129.</p>	<p>El consultor sólo presenta sensibilidades con respecto a la demanda.</p> <p>Al respecto mencionamos que las bases indican en Capítulo II, Parte III, Punto 5, letra c), punto 12 lo siguiente:</p> <p><i>“Los planes de expansión resultantes deberán acompañar un análisis de todas las hipótesis y supuestos empleados, debiendo indicarse los rangos bajo los cuales los resultados y conclusiones del estudio mantienen su validez. Como análisis mínimo a efectuar, el Consultor deberá efectuar sensibilidades respecto del crecimiento de la demanda, particularmente en relación con los desarrollos generales o locales que resultan más sensibles respecto de las hipótesis de crecimiento del consumo en los primeros cuatro años del horizonte de planificación. Asimismo, deberán efectuarse sensibilidades respecto de las fechas de entrada en operación de los proyectos que configuran los</i></p>	<p>Se solicita al consultor que:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Indique los rangos de hipótesis y supuestos bajo los cuales los resultados y conclusiones se mantienen válidos. 2. Efectúe sensibilidades con respecto a las fechas de entrada en operación de los proyectos que configuran los escenarios de expansión. 	<p>Las sensibilidades a las fechas de entrada de las centrales de los escenarios de expansión se entregarán en el Informe Final.</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
	<p><i>escenarios de expansión, en relación con aquellos desarrollos de transmisión generales o locales que resultan más sensibles a las fechas señaladas. El Consultor podrá desarrollar otras sensibilidades respecto de la validez de sus resultados, pero lo indicado constituye el ámbito mínimo a desarrollar en el marco del Estudio.”</i></p>		
<p>6 - Análisis de los escenarios alternativos Página 132.</p>	<p>El consultor presenta un análisis de la modificación del plan de expansión del sistema de transmisión troncal en los restantes 3 escenarios de la expansión de la generación.</p>	<p>Se solicita al consultor que explicita los planes de expansión del sistema de transmisión troncal para los restantes tres escenarios de la expansión de la generación.</p>	<p>Se hará en el Informe Final.</p>
<p>7 - Obras a ejecutar e iniciar en el Cuatrienio 2007-2010 Página 134.</p>	<p>El consultor no presenta todos los antecedentes solicitados en las bases en el Capítulo II, Parte IV, Punto 2:</p> <p>En efecto, las bases indican:</p> <p><i>“Para cada plan de expansión se presentará el valor actualizado del plan, identificando el valor presente de inversión, el de operación, el de falla, los costos fijos y valores residuales. Para cada proyecto de transmisión y de generación y transmisión se presentarán sus especificaciones técnicas y de costos.</i></p> <p><i>Para cada plan de expansión y para todo el horizonte de estudio, se presentarán los valores resultantes para las variables físicas, esto es, flujos promedio de potencia activa en</i></p>	<p>Se solicita que el consultor incluya todos los antecedentes solicitados en el Capítulo II, Parte IV, Punto 2, de las bases del estudio.</p>	<p>Se hará en el Informe Final.</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
	<p><i>las líneas existentes y futuras, niveles de utilización y saturaciones, y energías esperadas de falla. También se mostrarán las variables resultantes de los análisis efectuados para calificar el cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio (flujos de potencia activa y reactiva, variación de tensiones, excursiones de frecuencia, etc.).</i></p> <p><i>Para cada plan de expansión se presentarán los valores resultantes para las variables económicas, esto es, costos marginales mensuales de energía por barra, costos totales de operación mensuales.”</i></p>		
<p>8 - Clasificación de las nuevas obras.</p> <p>Página 136.</p>	<p>De acuerdo a las bases en el Capítulo II, Parte III, Punto 5, letra d), se indica:</p> <p><i>En caso que un proyecto de ampliación afecte directa y estructuralmente las instalaciones de más de una empresa, el Consultor, en consideración a su trazado e interdependencia topológica y operativa respecto de las instalaciones existentes del sistema troncal respectivo, deberá asignar la responsabilidad de la ampliación a uno de los operadores de las instalaciones afectadas, debiendo fundamentar adecuadamente tal asignación.</i></p> <p>El consultor menciona el responsable de la ampliación sin entregar mayor justificación.</p>	<p>Se solicita que el consultor aclare si no existe otra empresa involucrada en la ampliación, y si de ser así, indique la justificación de asignar la responsabilidad a dicha empresa.</p> <p>Se solicita además que el consultor agregue en la tabla el VI referencial del tramo y su respectiva fórmula de indexación.</p> <p>Por último se solicita que el consultor explicita en la tabla entregada la calificación de que los proyectos fueron o no incluidos por razones de seguridad global de operación.</p>	<p>En el Informe Final se mencionará la eventual existencia de la circunstancia indicada y se harán las justificaciones del caso que respalden la asignación de responsabilidad que se proponga.</p> <p>El resto de las observaciones ya han sido respondidas en observaciones anteriores, en el sentido que se incorporarán los antecedentes indicados en el Informe Final.</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
	<p>Adicionalmente en el mismo punto de las bases se indica:</p> <p><i>Una vez asignada la responsabilidad de las ampliaciones, el Consultor incorporará el proyecto en el conjunto de tramos del operador respectivo, debiendo establecer el V.I. referencial del tramo resultante, a la fecha de incorporación propuesta para la ampliación, con sus respectivas fórmulas de indexación.</i></p> <p>El consultor no incluye dichos datos en la tabla presentada.</p> <p>Por último las bases indican en este punto lo siguiente.</p> <p><i>“el Consultor deberá calificar los proyectos asociados a obras nuevas o a ampliaciones, en términos de si su inclusión en los planes de expansión obedece exclusivamente a razones de seguridad global de operación del sistema o no”</i></p> <p>Esta calificación de los proyectos tampoco se ve reflejada en la tabla presentada</p>		
<p>Anexo C. Simulación de la operación del SIC y SING.</p> <p>3. Representación del</p>	<p>El consultor indica que modeló la demanda sólo con 38 barras, reduciendo el sistema original de 301 barras entregado por el CDEC. Además indica que incrementó la demanda en</p>	<p>Se solicita al consultor que justifique su decisión de reducir el número de barras del sistema para efectos de modelación y que indique los criterios utilizados para agrupar la demanda.</p>	<p>La reducción del número de barras en el modelo de simulación de la operación tiene por objeto obtener tiempos razonables de ejecución, considerando la gran cantidad de alternativas a simular en los estudios de expansión.</p> <p>Esta reducción corresponde a barras para las cuales la</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
SIC en el modelo SDDP.	<p>un 3% para incluir las pérdidas del sistema que queda sin representar.</p> <p>El consultor no incluye los respaldos de los resultados de las simulaciones como flujos por líneas, costos marginales, despachos de centrales, en las distintas condiciones de operación.</p>	<p>Se solicita al consultor que incluya los respaldos correspondientes que permitan la reproducción y verificación del estudio.</p> <p>Se solicita además que respalde la utilización de un valor de pérdidas de 3% en la representación del sistema reducido a usar en el modelo SDDP.</p>	<p>asignación de su demanda a otras barras no produce ningún efecto en el despacho económico ni un efecto significativo en los flujos por las líneas cuya ampliación se está estudiando. Este hecho se ha comprobado comparando los resultados de los flujos por las líneas resultantes en el SDDP con los correspondientes al modelo DIgSILENT con la representación de todas las barras.</p> <p>Las pérdidas en el SIC son aproximadamente un 4% de las ventas en alta tensión. Las pérdidas calculadas por el SDDP en las líneas allí representadas son algo superiores al 1% (incluyendo el sistema de 110 kV de Chilectra). En consecuencia un 3% aproximadamente corresponde a líneas no representadas en el SDDP</p> <p>Se incorporarán los resultados de la simulación en el Informe Final.</p>
<p>Anexo C. Simulación de la operación del SIC y SING.</p> <p>3.5 Validación del Modelo</p>	<p>El consultor indica que para validar la representación hecha en modelo SDDP compara la generación promedio de las centrales hidroeléctricas con aquella entregada por el modelo PLP usado por el CDEC. Indica que la generación media de las centrales hidroeléctricas del modelo SDDP ha sido sensiblemente similar a la entregada por el modelo PLP.</p> <p>En el último párrafo de este punto indica que realiza una comparación de los flujos de las líneas que entrega al modelo SDDP con los resultados de los flujos de potencia de corriente alterna, dejando el párrafo inconcluso al instante de entregar las conclusiones.</p>	<p>El consultor debe entregar los respaldos respectivos con respecto a las comparaciones realizadas que le permitan justificar la validez del modelo SDDP en relación a este estudio.</p> <p>Debe justificar los criterios utilizados que le permitieron concluir la validez del modelo.</p>	<p>Los modelos SDDP y PLP utilizan la misma metodología de optimización (programación dinámica dual), el mismo esquema de representación de las centrales hidroeléctricas y térmicas y la misma técnica para la representación del sistema de transmisión. Adicionalmente se han usado los mismos parámetros para caracterizar las centrales y la misma serie hidrológica.</p> <p>En consecuencia eventuales diferencias en los resultados entre ambos modelos pueden provenir de dos fuentes:</p> <ul style="list-style-type: none"> - La representación semanal en el PLP versus una representación mensual en el SDDP, lo cual podría afectar la operación de los embalses y los caudales no aprovechados en centrales de pasada. - Una representación detallada de las restricciones de riego en el PLP en comparación con una representación simplificada en el SDDP. <p>Por esta razón la comparación se centró en la generación de las centrales hidroeléctricas entregada por ambos modelos. Se detectaron diferencias de generación en 3 centrales (Cipreses,</p>

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
			<p>Colbún, Rucúe), por lo cual se realizaron ajuste ad-hoc para aproximar los resultados del SDDP a los del PLP.</p> <p>En relación con la representación de la red de transmisión, se comprobó una aproximación suficiente, entre los flujos para algunos despachos específicos del SDDP con los flujos del DIgSILENT para el mismo despacho de generación.</p>

7 GUACOLDA

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR																											
<p>1 - Antecedentes de escenarios de generación y demanda</p> <p>2.1 Escenarios de Generación.</p> <p>Página 34</p>	<p>El consultor señala que los escenarios de expansión del parque generador fueron establecidos por la CNE.</p> <p>Si bien es cierto el informe da cuenta de esta situación, el consultor no puede dejar de reconocer e incorporar en su evaluación la realidad física del abastecimiento de gas al sistema. En efecto a partir del mes de abril de 2006 la central Taltal ha visto interrumpido el suministro de gas en firme para una de sus unidades, llegando durante varios días incluso a 0.</p> <p>En el siguiente cuadro se muestra la disponibilidad mensual promedio de gas de la central Taltal</p> <p style="text-align: center;">Disponibilidad de Gas de Central Taltal 2006</p> <table border="1" data-bbox="327 878 949 1203"> <thead> <tr> <th>Mes</th> <th>Disp. Respecto del Total</th> <th>Disp. Respecto Una unidad</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Enero 2006</td> <td>52%</td> <td>105%</td> </tr> <tr> <td>Febrero 2006</td> <td>47%</td> <td>94%</td> </tr> <tr> <td>Marzo 2006</td> <td>51%</td> <td>102%</td> </tr> <tr> <td>Abril 2006</td> <td>19%</td> <td>37%</td> </tr> <tr> <td>Mayo 2006</td> <td>23%</td> <td>46%</td> </tr> <tr> <td>Junio 2006</td> <td>5%</td> <td>11%</td> </tr> <tr> <td>Julio 2006</td> <td>16%</td> <td>33%</td> </tr> <tr> <td>Agosto 2006</td> <td>14%</td> <td>27%</td> </tr> </tbody> </table>	Mes	Disp. Respecto del Total	Disp. Respecto Una unidad	Enero 2006	52%	105%	Febrero 2006	47%	94%	Marzo 2006	51%	102%	Abril 2006	19%	37%	Mayo 2006	23%	46%	Junio 2006	5%	11%	Julio 2006	16%	33%	Agosto 2006	14%	27%	<p>Se solicita al consultor que incorpore en las bases del estudio la no disponibilidad de gas en firme para la central Taltal, o en subsidio utilizar el valor promedio de los últimos 3 meses (junio-agosto 2006).</p>	<p>En el informe final el Consultor incorporará sensibilidades de las soluciones de ampliación del ST en la zona norte, en relación al precio de combustible en la central Taltal.</p>
Mes	Disp. Respecto del Total	Disp. Respecto Una unidad																												
Enero 2006	52%	105%																												
Febrero 2006	47%	94%																												
Marzo 2006	51%	102%																												
Abril 2006	19%	37%																												
Mayo 2006	23%	46%																												
Junio 2006	5%	11%																												
Julio 2006	16%	33%																												
Agosto 2006	14%	27%																												
<p>2 - Diagnóstico del sistema de transmisión troncal y formulación de planes de expansión</p>	<p>Respecto de la determinación del plan de Expansión óptimo para el tramo Maitencillo-Cardones 220 kV, se debe tener presente la indisponibilidad de gas en central Taltal, situación que evidentemente afectará la conclusión y el resultado de la evaluación.</p>	<p>Considerar la indisponibilidad en el abastecimiento de gas para central Taltal.</p>	<p>Ver respuesta a Consulta 1.</p>																											

Capítulo Observado y Número de Página	Observación	Propuesta	RESPUESTA DEL CONSULTOR
3.3.1.1. Zona Norte, Quillota a Diego de Almagro. Página 41			
3 - Evaluación económica de los planes de expansión. 4.3.4.3 Tramo Cardones-Maitencillo. Página 115.	Respecto de la conclusión que se presente en este numeral, se hace misma observación que en el punto anterior, lo cual adelantará la puesta en servicio del refuerzo del tramo.	Idem al anterior.	Ver respuesta a Consulta 1.
4 - Sensibilidad del plan de expansión de la transmisión al crecimiento de la demanda Sensibilidades Pagina 136	En subsidio de lo solicitado en los puntos anteriores, y dentro de las facultades del consultor, se solicita incorporar la indisponibilidad de gas para central Taltal dentro de las sensibilidades.	Idem al anterior.	Ver respuesta a Consulta 1.
5 - ANEXO A. Estudios para determinación de capacidades de transmisión por tramo Casos de aplicación de DAG o DAC. DAC Norte Página 246	Tanto la aplicación de un esquema DAC al norte de la S/E Quillota o de la S/E Cardones desde la presente fecha, permitirá desde ya aumentar los actuales niveles de transferencias por las líneas que presentan congestión, evitando despachar unidades del alto costo variable (lo que compromete la reserva fría de rápido despacho frente a contingencias) y que encarece el costo de operación del sistema.	Se solicita revisar la aplicación de los DAC, considerando la restricción en el abastecimiento de gas a central Taltal	Ver respuesta a Consulta 1.