

**OBSERVACIONES DE TRANSELEC
AL INFORME N°4 PRELIMINAR DEL ESTUDIO DE TRANSMISIÓN TRONCAL**

Informe Consultor N° 4 Capítulo Observado N°	Subtítulo y Número de página	Observación	Propuesta
Capítulo 1 Antecedentes de los proyectos de transmisión	1.2 Proyectos de Transmisión Preparados por el Consultor Páginas 15 en adelante	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. En particular, los presupuestos presentados a partir de la página 16 no incluyen los costos de ingeniería y gastos generales.	Se solicita al Consultor incluir todos los antecedentes necesarios para reproducir el cálculo.
Capítulo 1 Antecedentes de los proyectos de transmisión	1.2 Proyectos de Transmisión Preparados por el Consultor Páginas 15 y 16	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.	Se solicita al Consultor incluir el respaldo de dicho estudio de mercado.
Capítulo N°3	Todo el capítulo	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 Asimismo, en aquellos casos en que la intervención en instalaciones existentes implica el redespacho de las centrales generadoras con un incremento de los costos operacionales del sistema, tampoco se han considerado dichos mayores costos en la evaluación económica de la alternativa en estudio.	En la evaluación de las alternativas de desarrollo del sistema troncal, 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 eventuales mayores costos operacionales que el sistema pueda incurrir durante la ejecución de los trabajos.

Informe Consultor Nº 4 Capítulo Observado Nº	Subtítulo y Número de página	Observación	Propuesta
Capítulo 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>	<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.</p>
Capítulo 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 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>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 corresponda aplicar a cada zona.</p>

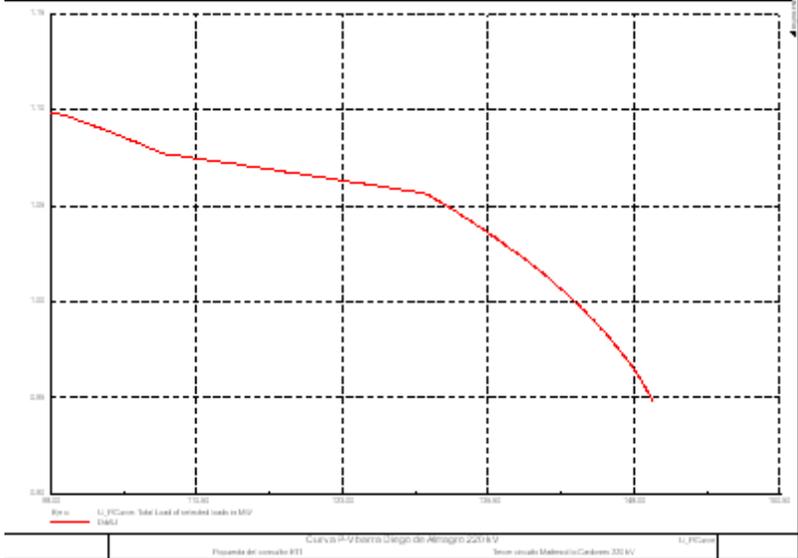
Informe Consultor Nº 4 Capítulo Observado Nº	Subtítulo y Número de página	Observación	Propuesta
Capítulo 3	Todo el capítulo	<p><u>Selección de las condiciones críticas:</u></p> <p>En los análisis sólo se consideran las demandas máximas representativas del bloque 1, que no siempre reflejan las exigencias 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 período 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 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>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>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>
Capítulo 3	Todo el capítulo	<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 aumen-</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>

Informe Consultor Nº 4 Capítulo Observado Nº	Subtítulo y Número de página	Observación	Propuesta
		<p>tan 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 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>	
Capitulo 5: Sensibilidad del Plan de Expansión de la Transmisión al crecimiento de la demanda	Todo el capítulo	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.	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 (potencia, porcentuales) que tienen los nodos afectados del troncal por la sensibilidad.
Capitulo 5: Sensibilidad del Plan de Expansión de la Transmisión al crecimiento de la demanda	Todo el capítulo	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 un 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.	Indicar cuales 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.

Informe Consultor Nº 4 Capítulo Observado Nº	Subtítulo y Número de página	Observación	Propuesta
Capítulo 5: Sensibilidad del Plan de Expansión de la Transmisión al crecimiento de la demanda	Todo el capítulo	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.	Indicar cuáles son las obras que permiten abastecer la demanda con proyectos mineros, con y sin modificar los escenarios de generación. 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.
Capítulo 3	b) Zona Itahue – Alto Jahuel Pagina 61 en adelante	<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>	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.
Capítulo 3 Capítulo 4	Todo el capítulo	<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 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>	<p>El Consultor deberá considerar los VI referenciales con sus respectivos plazos de construcción que a continuación se indican para los distintos proyectos:</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.

Informe Consultor Nº 4 Capítulo Observado Nº	Subtítulo y Número de página	Observación	Propuesta
			<p>2. Línea 2x500 kV Nogales – Polpaico y 2 paños 500 kV S/E Polpaico.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Plazo desde fecha adjudicación a puesta en servicio: 36 meses • Valor de Inversión: Miles de US\$ 47.120. <p>3. Ampliación S/E Polpaico 500/220 kV, 2x750 MVA 2º Auto-transformador.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Plazo desde fecha adjudicación a puesta en servicio: 30 meses • Valor de Inversión: Miles de US\$ 16.187 <p>4. Subestación Lo Aguirre 500/220 KV.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Descripción: Construcción S/E 500/220 kV, 750 MVA, 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. • 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.

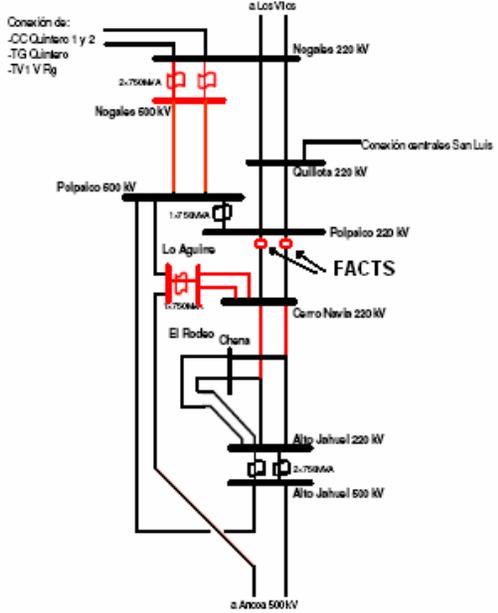
Informe Consultor Nº 4 Capítulo Observado Nº	Subtítulo y Número de página	Observación	Propuesta
			<ul style="list-style-type: none"> • Plazo desde fecha adjudicación a puesta en servicio: 36 meses • Valor de Inversión: Miles de US\$ 9.800. <p>7. Subestación 300 MVA, 220/154 kV Punta de Cortes completar 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 <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 – Cautín.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Descripción: Línea 160 km aprox. • Plazo desde fecha adjudicación a puesta en servicio: 36

Informe Consultor Nº 4 Capítulo Observado Nº	Subtítulo y Número de página	Observación	Propuesta
			meses • Valor de Inversión: Miles de US\$ 38.935
Capítulo 7	Todo el capítulo	No se incluyó la ampliación de 154 a 220 kV de las siguientes líneas: • Punta de Cortes – Tinguririca • Tinguririca – Teno • Teno – Itahue	Incorporar las líneas que faltan y su valorización.
Capítulo 3 y Capítulo 7	Página 42 y Página 140 respectivamente	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>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</p>	Incorporar dentro del plan de expansión un CER en la S/E Diego de Almagro y una nueva línea 220 kV en los tramos Cardones – Carrera Pinto y Carrera Pinto – Diego de Almagro. En todo caso, la localización del CER es referencial y es motivo de una optimización que debe ser realizada por el Consultor.

Informe Consultor Nº 4 Capítulo Observado Nº	Subtítulo y Número de página	Observación	Propuesta
		<p>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>	
Capítulo 3	Pag. 58	<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 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"> ? 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 ? 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 ? 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. ? 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>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 que es ilegal, evitando un perjuicio al proceso de construcción y de licitación que se llevo a cabo.</p>

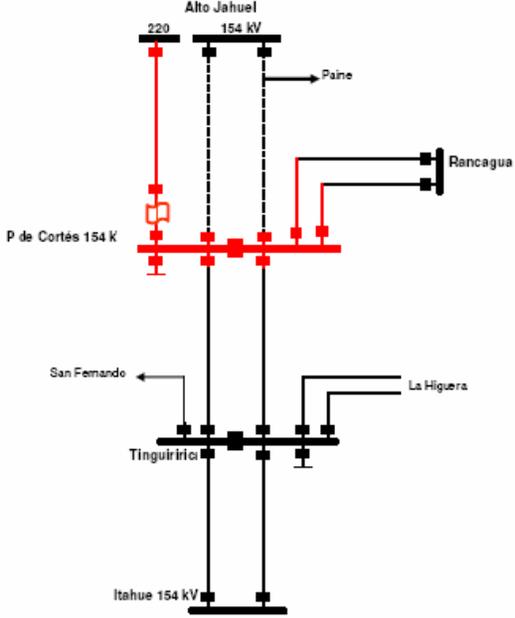
Informe Consultor Nº 4 Capítulo Observado Nº	Subtítulo y Número de página	Observación	Propuesta
		<p>Adicionalmente a esto, el trazado que se está definiendo considera una Franja de Servidumbre para torres con disposición vertical de conductores, por lo que la instalación de conductor Coreopsis en esta 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><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</p>	

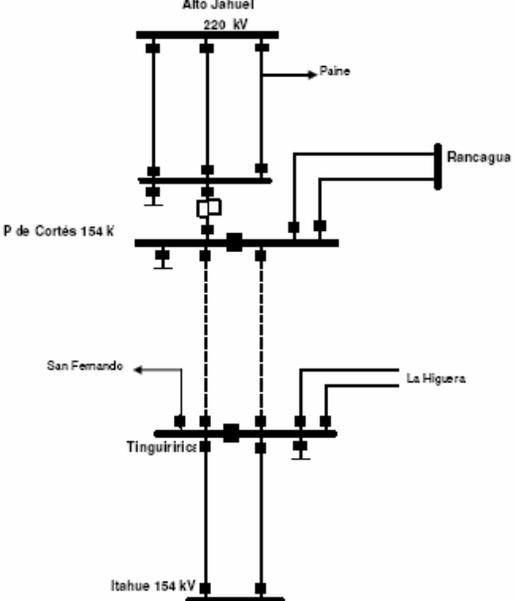
Informe Consultor Nº 4 Capítulo Observado Nº	Subtítulo y Número de página	Observación	Propuesta
		<p>constitucional y legal.</p> <p>La existencia de un estudio del sistema de transmisión eléctrica encargado por las mismas autoridades que concretaron la concesión de la línea el Rodeo–Chena debe ser coherente 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, 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>	
Capitulo 3	Pag. 58	<p><u>Ampliación línea Lo Aguirre – Cerro Navia:</u></p> <p><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 ~ 590 MVA y 2*277 ~ 550 MVA, respectivamente, y desde</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>

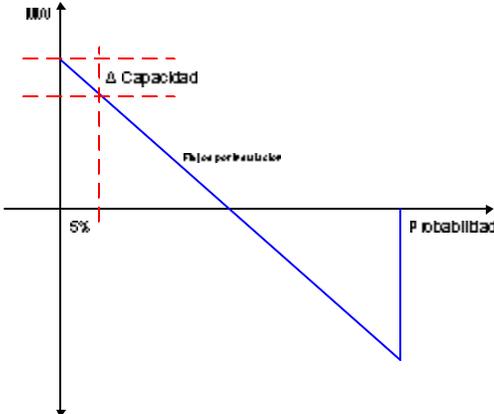
Informe Consultor Nº 4 Capítulo Observado Nº	Subtítulo y Número de página	Observación	Propuesta
		<p>Chena a 2*166 ~ 330 MVA y sólo 2*127 ~ 250 MVA.</p> <p>Por otro lado la operación real no asegura una distribución “óptima” del flujo por ambas líneas ya que esta condicionado a factores externos, tale 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 período 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 alternativa que permita materializar en lo esencial la configuración esbozada por los Consultores, resolviendo los impedimentos e inconvenientes descritos.</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 de la línea 220 kV El Rodeo – Chena, con conductor Greeley. <p>Etapa 2</p> <ul style="list-style-type: none"> • Desconectar las líneas 220 kV Cerro Navia – Chena,

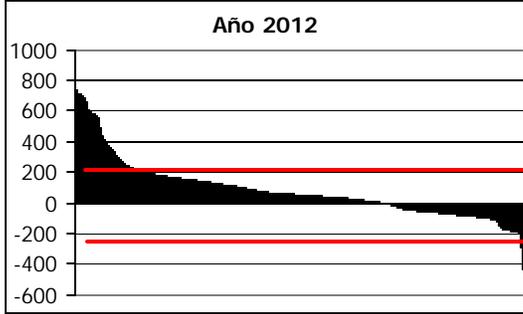
Informe Consultor Nº 4 Capítulo Observado Nº	Subtítulo y Número de página	Observación	Propuesta
		<p><u>Plazos de construcción:</u> Finalmente los plazos de construcción de obras de ampliación señalados por el consultor no son factibles ya que es necesario retirar de servicio las líneas, llevar a acuerdo con propietarios, presentar EIA o DIA según corresponda, preparar la ingeniería, bases de licitación entre otras.</p>	<p>para ampliar a una capacidad de a lo menos 500 MW por circuito.</p> <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>Etapas 3</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Desconexión y ampliación de la 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> <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> <ol style="list-style-type: none"> 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. Ampliación línea 2x220 kV Chena – Cerro Navia : Requiere elaborar un EIA. Desde adjudicado al contratista hasta puesta en servicio

Informe Consultor Nº 4 Capítulo Observado Nº	Subtítulo y Número de página	Observación	Propuesta
			<p>tiene un mínimo de 24 meses.</p> <p>3. 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 plazo mínimo de 36 meses.</p>
<p>Capítulo 3 Capítulo 4 Capítulo 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 – Tuni che 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 provisorias 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</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. Construir una nueva línea Alto Jahuel – Punta de Cortes 220 kV, lo que modifica las etapas de la siguiente forma:</p> <p>Etapas: Etapas 1: Lo propuesto por consultor Etapas 2: Lo propuesto por consultor Etapas 3: Lo propuesto por consultor Etapas 4: Modificar por:</p>

Informe Consultor Nº 4 Capítulo Observado Nº	Subtítulo y Número de página	Observación	Propuesta
		kV.	 <p>Para mantener la alimentación a Paine en 154 kV durante el periodo de refuerzo se pueden realizar las desconexiones por tramo, es decir, Alto Jahuel – tapoff Paine y tapoff Paine – Punta de Cortés respectivamente.</p> <p>Una vez concluida las obras de ampliación de la línea Alto Jahuel – Punta de Cortés y energizado en 220 kV es posible iniciar las obras de ampliación Punta de Cortés – Tinguiririca propuestas por el consultor.</p>

Informe Consultor Nº 4 Capítulo Observado Nº	Subtítulo y Número de página	Observación	Propuesta
			 <p data-bbox="1281 966 1711 1063"> Etapa 5: Lo propuesto por consultor Etapa 6: Lo propuesto por consultor Etapa 7: Lo propuesto por consultor </p>
Capítulo 3 Diagnóstico del Sistema de Transmisión Troncal y Fórmula de Planes de Expansión	3.3.2 Análisis de la Factibilidad Técnica y Determinación de Capacidades Máximas de Transmisión Páginas 77 en adelante	Se deduce que en los escenarios construidos para las 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.	Se solicita al Consultor aplicar las 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.
Capítulo 3 Diagnóstico del Sistema	3.3.2 Análisis de la Factibilidad Técnica y	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	Se solicita al Consultor indicar de manera explícita en los resultados, el cumplimiento de bandas de tensión, frecuencia, ángulos y amortiguamiento.

Informe Consultor Nº 4 Capítulo Observado Nº	Subtítulo y Número de página	Observación	Propuesta
de Transmisión Troncal y Fórmula de Planes de Expansión	Determinación de Capacidades Máximas de Transmisión Páginas 77 en adelante	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.	
Capitulo 3	3.3.2 Análisis de la factibilidad técnica y determinación de capacidades máximas de transmisión Pag. 77	<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>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</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>Por lo tanto se propone revisar el plan de expansión propuesto considerando este criterio de planificación.</p>

Informe Consultor Nº 4 Capítulo Observado Nº	Subtítulo y Número de página	Observación	Propuesta								
		<p>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> <div data-bbox="585 459 1108 773" data-label="Figure">  <table border="1" data-bbox="617 789 1079 862"> <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> </div> <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								
Capítulo 3	Pag. 80	<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>Ancoa – Alto Jahuel N°1: 1544 MW a 25°C con sol 1397 MW a 30°C con sol 1230 MW a 35°C con sol</p> <p>Ancoa – Alto Jahuel N°2 1803 MW a 25°C con sol 1517 MW a 30°C con sol 1164 MW a 35°C con sol</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>								

Informe Consultor Nº 4 Capítulo Observado Nº	Subtítulo y Número de página	Observación	Propuesta
		<p><u>Compensaciones serie:</u> Capacidad nominal de corriente: 1700 Amper (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 de tensión en la Zona Norte ante fallas en las líneas Ralco – Charrúa.</p>	

Informe Consultor Nº 4 Capítulo Observado Nº	Subtítulo y Número de página	Observación	Propuesta
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> <ol style="list-style-type: none"> 1. Factibilidad técnica de transferencia de potencia. 2. Tasas de falla de cada tramo. 3. Tasa de desconexiones programadas.
Capitulo 4	Página 126	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.	Incorporar en el presupuesto 2 paños de línea 220 kV en la S/E Itahue.
7.- Obras a Ejecutar o Iniciar en el Cuatrienio 2007-2010.	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 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</p>	El Consultor deberá presentar la especificación técnica básica para cada uno de los proyectos propuestos, que permitan verificar sus características constructivas.

Informe Consultor Nº 4 Capítulo Observado Nº	Subtítulo y Número de página	Observación	Propuesta
		sistema troncal.	
Capítulo 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.
Capítulo 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.
Capítulo 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.
Capítulo 7	Página 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.
Capítulo 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.
Capítulo 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.
Capítulo 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.
Capítulo 8	Clasificación de las nuevas obras Pág. 142	<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</p>	La subestación Lo Aguirre debe ser clasificada como Ampliación de obra existente, cuyo propietario es Transec.

Informe Consultor Nº 4 Capítulo Observado Nº	Subtítulo y Número de página	Observación	Propuesta
		<p>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>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 Nº 232 del 28 09.04.</p>	
Capítulo 8	Clasificación de las nuevas obras Pág. 142	<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 Nº 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</p>	La subestación Nogales debe ser clasificada como Ampliación de obra existente, cuyo propietario es Transelec.

Informe Consultor Nº 4 Capítulo Observado Nº	Subtítulo y Número de página	Observación	Propuesta
		<p>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 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 Nº 232 del 28 09.04.</p>	
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 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 mencionan para el sistema sin el esquema de estabilización propuesto pueden tener origen en un modelado deficiente del sistema existente.	Se solicita al Consultor comentar los siguientes aspectos: ¿El amortiguamiento cumple la NTSyCS? ¿Son estables los sistemas de control 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 estu-

Informe Consultor Nº 4 Capítulo Observado Nº	Subtítulo y Número de página	Observación	Propuesta
			dios dinámicos?
Anexo A Estudios para determinación de capacidades de transmisión por tramo	Estudios para determinación de capacidades de transmisión por tramo Páginas 140 en adelante	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 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.	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 en la NTSyCS para estimar capacidades de transmisión. Tabulación de exigencias evaluadas según articulados de la NT.
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.
Anexo D Detalle de los Estudios Dinámicos	Oscilaciones electromecánicas en régimen permanente Páginas 267 en adelante	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 evaluó niveles de amortiguamiento para escenarios de régimen N y N-1, nada se aprecia en cuanto a amortiguamiento transitorio, sólo de régimen permanente.	Se solicita al Consultor realizar la evaluación y aplicación de los artículos 5-51, 5-44 y 5-46, entre otros atingentes.
Capítulo 3	Todo el capítulo	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 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 Consultor debe presentar los estudios que demuestran que el sistema opera en cualquier condición de demanda, transporte, generación y contingencia cumpliendo la NTSyCS.

Informe Consultor Nº 4 Capítulo Observado Nº	Subtítulo y Número de página	Observación	Propuesta
		<p>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>	
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) de las Bases.	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.
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.
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.
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	El Consultor debe indicar si alguno de los proyectos del plan de expansión obedece exclusivamente a razones de seguridad

Informe Consultor Nº 4 Capítulo Observado Nº	Subtítulo y Número de página	Observación	Propuesta
		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.	global de operación.
Capitulo 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, costos marginales de energía por barra, costo total de operación mensuales.	El Consultor debe presentar todos los antecedentes que faltan y que se encuentran especificados en las Bases.
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.