CONSORCIO









SUBCONTRATISTAS







COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

"ESTUDIO DE TRANSMISION TRONCAL"

INFORME 1

METODOLOGÍA, CRITERIOS PARTICULARES E ÍTEMES DE COSTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL VATT Y DETERMINACIÓN DE LAS INSTALACIONES TRONCALES EN EL SIC Y EN EL SING

12 ABRIL 2010

INDICE

1.	INTRODUCCION	1
2.	DEFINICIONES Y OTRAS CONSIDERACIONES	2
	DETERMINACIÓN DEL AVI	
	3.1 DETERMINACIÓN DEL VALOR DE INVERSIÓN (VI), EXCLUIDAS	
	SERVIDUMBRES	
	3.1.1 PROCEDIMIENTO GENERAL	
	3.1.2 INVENTARIOS	
	3.1.3 COSTOS UNITARIOS	
	3.1.4 Valorización de las instalaciones	
	3.3 Valor de servidumbres	
	3.4 Cálculo del AVI	
4.	DETERMINACIÓN DEL COMA DE LOS SISTEMAS TRONCALES	
	4.1 METODOLOGÍA Y CRITERIOS	
	4.1.1 PROCEDIMIENTO GENERAL PARA EL CÁLCULO DEL	
	COMA. 32	
	4.1.2 DIMENSIONAMIENTO DEL PERSONAL DE LA	
	ORGANIZACIÓN	.33
	4.1.3 DIMENSIONAMIENTO DE LOS RECURSOS DIRECTOS	
	PARA OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACIÓN	.43
	4.1.4 COSTOS UNITARIOS	
	4.1.5 VALORIZACIÓN DEL COMA	
	4.1.6 ASIGNACIÓN DEL COMA A TRAMOS	
	4.2 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS DEL COMA	
	4.2.1 Administración	
	4.2.2 Operación	
	4.2.3 Mantenimiento	
5.	MODELAMIENTO DEL VATT Y ELABORACIÓN DE FÓRMULAS DE	
	NDEXACIÓN APLICABLES AL VATT	
	5.1 MODELAMIENTO	
	5.2 INDEXACIÓN	
6.	DETERMINACIÓN DE LAS INSTALACIONES QUE CONFORMAN EL ST	
		. 59
	6.1 ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LAS DISPOSICIONES DE LA	
	LEY ELÉCTRICA SOBRE DEFINICIÓN DE INSTALACIONES	
	TRONCALES (ART. 74).	. 59
	6.3.1. Resultados del SING	
	6.3.2. Resultados SIC	

6.4. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE INSTALACIONES	
TRONCALES	136
6.4.1. Sistema Interconectado del Norte Grande	136
6.4.2. Sistema Interconectado Central	136
6.5 ÁREA DE INFLUENCIA COMÚN EN EL SING Y EN EL SIC	137
ANEXO 1: CLASIFICACIÓN DE CARGOS DE LA CTT	138
ANEXO 2: SING – DATOS BÁSICOS PARA LA SIMULACIÓN DE LA	
OPERACIÓN	139
ANEXO 3: SIC – DATOS BÁSICOS PARA LA SIMULACIÓN DE LA	
OPERACIÓN	151
ANEXO 4: DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN DE LA	
OPERACIÓN	180

ESTUDIO DE TRANSMISIÓN TRONCAL INFORME N° 1

METODOLOGÍA, CRITERIOS PARTICULARES E ÍTEMES DE COSTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL VATT Y DETERMINACIÓN DE LAS INSTALACIONES TRONCALES EN EL SIC Y EN EL SING

1. INTRODUCCION

Este primer informe se presenta en el contexto del estudio "Estudio de Transmisión Troncal", en adelante ETT, que el Consorcio SYNEX-ELECTRONET-MERCADOS-QUANTUM, en adelante el Consultor, desarrolla de conformidad a lo establecido en el DFL N° 4 de 2006, en adelante Ley General de Servicios Eléctricos o ley eléctrica. De acuerdo con las Bases Técnicas del estudio, en adelante las Bases, este informe debe contener la metodología, criterios particulares e ítems de costo a considerar en el cálculo del Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT). Además, y según lo planteado por el Consultor en su propuesta de servicios, este informe contiene la metodología y criterios para establecer las instalaciones que forman parte del sistema troncal de transmisión (STT), aplicando lo dispuesto en el artículo 74 de la ley eléctrica, y los resultados obtenidos en este análisis.

La metodología, criterios particulares e ítems de costo para la determinación del VATT, han sido elaborados por el Consultor considerando lo que señala la ley, las Bases, su propuesta técnica, el contrato del estudio y su experiencia. Cuando ha sido necesario, la metodología y los criterios expresados en las Bases y en la propuesta técnica se han adaptado conforme a la revisión de la información recibida de las Direcciones de Peajes de los CDEC-SIC y CDEC-SING, de acuerdo con el Anexo 2 de las Bases.

El presente informe ha sido organizado en 6 capítulos, incluida esta introducción. El Capítulo 2 contiene las definiciones que se aplicarán en el cálculo del VATT. El capítulo 3 trata la metodología, criterios particulares e ítems de costos que el Consultor utilizará en el cálculo del VI. En el capitulo 4 se incluye la metodología, criterios particulares e ítems de costo para el cálculo del COMA. El capítulo 5 incluye la metodología que el Consultor aplicará para determinar el VATT y sus fórmulas de indexación. Finalmente, el capítulo 6 presenta la metodología, criterios y resultados del análisis para la determinación de las instalaciones que conformarán el STT para el período 2011-2014.

2. DEFINICIONES Y OTRAS CONSIDERACIONES

Valor Anual de la Transmisión por Tramo (VATT)

El Valor Anual de la Transmisión por Tramo – VATT – es la suma de la anualidad del valor de Inversión del tramo respectivo (V.I.) más los Costos anuales de Operación, Mantenimiento y Administración del mismo tramo (COMA).

Anualidad del Valor de Inversión

La anualidad del Valor de Inversión de un tramo es la suma de las anualidades del valor de inversión de cada instalación que componen el tramo más la anualidad de la servidumbre correspondiente al tramo valorizado.

Valor de Inversión de las instalaciones de un tramo.

El valor de Inversión o V.I. de las instalaciones de un tramo existente en el sistema troncal, es la suma de los costos de adquisición e instalación de sus componentes, de acuerdo con valores o precios de mercado observados al 31 de diciembre de 2009.

La anualidad obtenida (AVI) se expresa en dólares norteamericanos, de acuerdo a la tasa de cambio promedio del dólar observado del mes de diciembre de 2009.

Costos de Operación Mantenimiento y Administración

El COMA corresponde a los costos anuales de la operación, el mantenimiento y la administración de los elementos del tramo respectivo. Esta anualidad se expresa en dólares norteamericanos según la tasa de cambio promedio del dólar observado del mes de diciembre de 2009.

Los costos de Mantenimiento son los costos eficientes requeridos para mantener las instalaciones del tramo en condiciones de uso tales que los componentes de cada tramo cumplan con las condiciones de calidad y seguridad establecidas en la ley eléctrica y los reglamentos vigentes. Los costos incluyen costos de mantenimientos anuales, así como de mantenimientos de mayor periodicidad, anualizados

Los costos de Operación son los costos anuales requeridos para operar en forma eficiente las instalaciones del tramo en estudio en las condiciones de calidad y seguridad de servicio establecidas en las normas legales y reglamentarias vigentes.

Los costos de Administración son los mínimos costos anuales requeridos para las labores de administración, facturación y cobranza necesarias para realizar la gestión de la empresa dedicada a la operación y mantenimiento del conjunto de tramos en estudio.

Los costos de Mantenimiento, los de Operación y los de Administración pueden estar constituidos por gastos y/o por los costos anualizados de eventual infraestructura asociada a estas labores.

Normas legales:

De acuerdo con lo establecido en las bases técnicas, el Consultor tendrá presente, al menos, las siguientes disposiciones legales y reglamentarias con el objeto que, tanto la operación de los tramos del sistema troncal como el mantenimiento de las instalaciones que lo conforman, cumplan las condiciones de calidad y seguridad de servicio requeridas:

- a) DFL N°4
- b) Norma Chilena NSEG N°5/71
- d) Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Octubre 2009 y sus modificaciones.
- e) D.S. 327 (en lo que sea aplicable).

Economías de Escala:

Se aplicarán las economías que sean identificables con motivo de la administración conjunta de todos los tramos del sistema troncal.

Normativa de seguridad:

El cumplimiento de las normas básicas de prevención de riesgos será considerado como una condición fundamental para todas y cada una de las actividades propias de la operación, el mantenimiento y la administración de la empresa, lo que incluye la difusión y aplicación de las normas de Prevención de Riesgos y el funcionamiento de los Comités Paritarios que correspondan.

Normas de Higiene en el Trabajo y de Medio Ambiente

3. DETERMINACIÓN DEL AVI

3.1 DETERMINACIÓN DEL VALOR DE INVERSIÓN (VI), EXCLUIDAS SERVIDUMBRES

3.1.1 PROCEDIMIENTO GENERAL

El proceso de determinación del V.I. consistirá en:

- Identificar y analizar las instalaciones que componen cada tramo, tanto en forma directa como compartida.
- Elaborar los respectivos inventarios, desglosando sus componentes según el detalle que más adelante se indica.
- Establecer el precio unitario de cada componente o elemento.
- Valorizar los inventarios.

Los componentes de las instalaciones se valorizarán conforme sus costos puestos y habilitados en el terreno, de acuerdo a sus costos de adquisición y a los costos de las tareas propias del proyecto completo desarrolladas para habilitar el tramo.

En el caso de instalaciones troncales existentes resultantes de obras nuevas decretadas por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y que aún se encuentren dentro de los cinco periodos tarifarios en que rige el VATT se utilizará el VATT licitado, debidamente actualizado de la forma que señalan las bases del estudio, y no se calculará el V.I.

Respecto de las instalaciones que se identifiquen como pertenecientes al sistema troncal inicial pero que fueron objeto de las ampliaciones a que hace referencia el artículo 94° de la Ley se determinará el V.I. de la obra ampliada como una obra en sí misma, dándoles el mismo tratamiento de las demás instalaciones troncales iniciales.

No obstante se considerará, de manera separada al V.I. señalado precedentemente, un V.I. de labores de ampliación asociado a los costos propios de tareas de esa índole, tales como los correspondientes a tareas de desmontaje, faenas en instalaciones energizadas, construcción de variantes provisorias, etc., no considerados en el V.I. original de dichas instalaciones. Los recursos a considerar para estas labores serán los mínimos necesarios para construir las obras de ampliación cumpliendo con todas las disposiciones de seguridad y calidad de servicio y demás normativas vigentes.

La valorización de estas labores de ampliación considerará los precios vigentes al momento de adjudicación de las licitaciones de ampliación actualizados por IPC a la fecha de referencia de este Estudio. Se solicitará al CDEC la documentación correspondiente a los pagos efectivamente realizados a fin de cumplimentar la ampliación, determinando a partir de su análisis (si la documentación es suficientemente detallada). Si del análisis se advierte que no se respetó en las labores de ampliación a los recursos mínimos necesarios, se aplicará un modelo de cálculo adecuado para determinar los gastos realizados que deberán restarse. El resultado del proceso será el V.I. de las labores de ampliación.

Se solicitará al CDEC el estado de recuperación de los valores de inversión obtenido por la propietaria desde el momento de entrar la obra en servicio.

Al V.I. de las labores de ampliación resultante se le descontará el monto recuperado hasta la fecha de término de vigencia del Decreto N° 207 de 2007 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el cual será estimado a partir de dicho V.I. y de la vida útil de las ampliaciones correspondientes. El V.I. resultante, una vez descontado el monto recuperado, será anualizado para ser recuperado en los 4 años del cuatrienio tarifario a que se refiere el Estudio (2011-2014).

3.1.2 INVENTARIOS

Para llegar a inventarios finales suficientemente detallados de cada instalación se verificarán y validarán, a través de los mecanismos de muestreo y/o relevamiento físico que más adelante se detallan, los inventarios presentados por las empresas propietarias de instalaciones de transmisión, los que serán luego complementados y/o corregidos, si corresponde, de acuerdo a lo observado.

En primer lugar se procederá a la determinación de la parte del V.I. correspondiente a todas las obras, instalaciones y bienes físicos destinados a transmisión de electricidad propios de cada tramo.

Seguidamente se incorporará al valor determinado anteriormente la parte correspondiente de las instalaciones (patios, subestaciones y centros de operación zonal, etc.) de uso compartido, de acuerdo con los criterios de asignación más adelante detallados, y finalmente la cuota correspondiente al uso del suelo, gastos e indemnizaciones pagadas para el establecimiento de los bienes físicos y al costo de las servidumbres.

La información a preparar incluirá al menos lo siguiente:

El nombre del tramo, la asignación de un código de identificación, la identificación del propietario y una enumeración detallada de sus componentes, especificando, cuando corresponda, capacidades nominales de potencia activa o reactiva, corrientes nominales, límites térmicos, tensiones nominales de operación y un diagrama unilineal monofásico simplificado.

En el caso de obras civiles asociadas a tramos de subestaciones se especificará adicionalmente al menos el material constructivo, la superficie construida y la superficie del recinto ocupado por la subestación.

En caso de tramos de líneas de transmisión se consignará al menos la capacidad de transporte con sol a la temperatura máxima propia de la zona geográfica, la longitud, tipo y sección del conductor, el cable de guardia (continuo o discontinuo), el tipo de vínculo de comunicaciones para protecciones, el número de estructuras y su vano medio, los tipos de estructuras (anclaje, suspensión y otros) con su descripción y material constructivo y detalles de la franja de servidumbre.

Para mayor claridad los tramos podrán clasificarse por tipos conforme a su denominación (de línea o de transformación).

Metodología

A continuación se efectúa una descripción detallada de la metodología a utilizar:

a. En primer lugar se procederá a revisar, identificar y validar los inventarios presentados por las empresas propietarias de los distintos tramos del Sistema Troncal en estudio, con el grado de desagregación de sus componentes o elementos acorde a la importancia o peso que por su valor económico tengan en el conjunto analizado.

El procedimiento de validación consistirá en la inspección en el terreno de una muestra representativa de las instalaciones en estudio, agrupadas por niveles de voltaje y por tipo de soluciones constructivas.

Dado que el Consultor en oportunidad del ETT 2006 ya ha visitado, tomando debida nota de su equipamiento, una parte importante de las instalaciones que aún forman parte del STT, se han considerado representativas y se han seleccionado para visitar o revisitar aquellas instalaciones de mayor importancia económica (500 kV) o caracterizadas por:

- a) Tratarse de instalaciones nuevas o que importan una renovación tecnológica en materia de control, protección y comunicaciones.
- b) Ser semejantes a otras al punto de resultar típicas en relación al conjunto.
- c) Merecer una consideración especial por la presencia de características únicas (compensación serie, equipamientos de monitoreo, control y protección atípicos, etc.).

Las instalaciones que en principio se visitarán son:

Líneas

- Líneas de 500 kV Ancoa-Alto Jahuel y Alto Jahuel-Polpaico, con el fin de realizar una oportuna verificación de los elementos mencionados en inventario.
- Línea Maitencillo Pan de Azúcar.

Subestaciones

- S/E Cardones, por haber recibido una importante renovación tecnológica, poder ser considerada un modelo característico de las SS/EE de 220 kV de Transelec e incluir además instalaciones de la CTNC.
- S/E Maitencillo, por haberse instalado en la misma un nuevo paño para la CTNC.
- S/E Pan de Azúcar, por ser sede del COZ norte.
- S/E Nogales, por ser una S/E seccionadora nueva, con disposición atípica para el STT (esquema de interruptor y medio) e incorporar un sistema de controles de bahía de acuerdo a IEC 61850.

- S/E Polpaico, por haberse realizado en la misma una importante ampliación (500 kV), incluyendo la instalación de automatismos de renovada tecnología y presentar interesantes modificaciones en el patio de 220 kV.
- SS/EE Alto Jahuel y Ancoa, por su importancia económica merecen una renovada visita a sus instalaciones.
- S/E Charrúa, para ver la ampliación de la barra 220 kV Sección 3.
- b. A continuación se complementarán los citados inventarios, corregidos de ser el caso a nivel de equipos mayores y primarios, con todos los dispositivos de montaje, puesta a tierra, conexionado, etc., necesarios para su correcto funcionamiento, sobre la base de esquemas de instalación típicos representativos de las distintas tecnologías y/o modalidades constructivas relevadas, según se describe más adelante.

Cabe destacar al respecto que a diferencia de lo ocurrido en 2006, la información recibida para este estudio por parte de la propietaria del grueso del STT (Transelec), incorpora un detalle muy completo tanto de los elementos estructurales (marcos de líneas y de barras) de los patios y de los soportes de aparatos de las SS/EE como de las estructuras de las líneas, incluyendo sus respectivas fundaciones y sus correspondientes referencias a planos.

Líneas de transmisión

Para valorizar las líneas de transmisión correspondientes a cada tramo se hará un inventario completo que contemple todos sus elementos.

La información de Transelec ha sido recibida agrupada en veintiséis (26) directorios, cada uno de los cuales incluye cuatro archivos (Clasificación de Estructuras, Formulario Descriptivo, Lamina Clave y Secuencia de Estructuras) conteniendo la descripción básica de una línea: longitud, capacidad de transmisión en condiciones normales, conductores de energía e hilos de guarda, conjuntos de accesorios y aislación, amortiguadores (o separadores amortiguantes, en el caso de haces de conductores), cómputo de estructuras soporte por tipo (con su nomenclatura y dibujo de silueta), cantidad de fundaciones (diferenciadas en directas e indirectas), dispositivos de balizamiento diurno y detalles del trazado. La información precisa además el plano de diseño de cada torre.

Se considerarán:

1. Materiales

A. Estructuras

I. Estructuras en sí, incluyendo barras de fundación.

La información recibida incorpora un paquete (L-29, Cubicación Líneas SIC) conteniendo un documento único en el que se detalla el peso de cada tipo de estructura y extensión, discriminado en perfiles, chapas de unión y barras de fundación o perfiles de espera, cuando corresponde, pernos, tuercas y arandelas (estimado en un 5,5% del anterior) y cincado (estimado en un 4% de los perfiles).

Para comprobar la exactitud de esta información se cotejarán los datos de cubicación recibidos con la información gráfica de referencia y se complementará este análisis con una comparación con lo elaborado por el Consultor en el ETT anterior para determinar si existen inconsistencias y profundizar el análisis.

II. Tirantes con sus accesorios (preformados, etc.).

Estos elementos se incorporarán al inventario según detalles constructivos de planos validados con observaciones realizadas in-situ.

III. Fundaciones

Transelec ha informado el volumen de excavación, peso total de armadura, volumen de hormigón discriminado según su clasificación (H25, H17 y H10), metros cuadrados de moldaje utilizados y volumen de relleno compactado ejecutado para la cimentación correspondiente a cada tipo de estructura.

Toda esta información está discriminada por tipo de suelo, según la clasificación suministrada en el archivo Tipos de Suelo, y en el archivo Secuencia de Estructuras de cada línea cada estructura (piquete) tiene asignado el tipo de suelo que le corresponde.

Para validar el inventario se verificará que los datos de los planos hayan sido pasados a los cómputos con rigurosa exactitud, de manera que las cantidades informadas de hormigón, armadura, etc., como incorporadas a las obra sean las correctas y, al igual que para los pesos de las estructuras, se agregará un análisis de consistencia con los resultados del ETT anterior.

IV. Puesta a tierra.

Transelec ha informado para cada tipo de estructura el detalle de su correspondiente puesta a tierra, discriminada por resistividad del suelo y en el archivo Secuencia de Estructuras de cada línea cada estructura (piquete) tiene asignado una descripción del tipo de suelo que le corresponde.

El inventario se conformará traspasando estos datos a los cómputos con rigurosa exactitud.

B. Conductores de energía

Los conductores (de aluminio, aleación de aluminio, aluminio acero y cobre) están perfectamente especificados en los documentos de cada línea, tanto en tipo como en cantidad. A la longitud informada de cada tramo se adicionará un 2% en concepto de catenaria, puentes y retazos.

Se agregará un ítem específico con la cubicación de los manguitos de empalme a compresión y los manguitos de reparación. Para determinar la cantidad de empalmes se tendrá en cuenta el largo habitual de las bobinas según información de los fabricantes y un 20% adicional por eventuales roturas en los alambres de los conductores durante las operaciones de tendido.

C. Cables de guardia

La longitud de los cables de guardia que surja de computar la longitud de cada tramo se incrementará en un 2%, según lo indicado en el punto anterior.

La cubicación incluirá herrajes y elementos de conexión a las torres.

D. Aislación

La información recibida es precisa y coherente. Los aisladores aptos para neblina se valorizarán teniendo en cuenta esa característica.

E. Ferretería

Se validará la información recibida.

En la valorización de los accesorios de anclaje se incluirán los herrajes necesarios para formar la cadena y los empalmes a compresión y demás elementos componentes de los cuellos muertos (placas de compresión). En las cadenas de suspensión se tendrán en cuenta los herrajes, las morsas de suspensión y las correspondientes varillas preformadas.

F. Fittings (separadores y amortiguadores)

Se valorizará la información recibida y verificada en las visitas.

G. Otros materiales de línea (balizas, mallas antitrepado).

En las visitas a las líneas se verificará en lo posible la presencia de dispositivos antitrepado, defensas contra aves, defensas contra vandalismo, etc., para su posterior valorización.

2. Transporte de materiales a obra

El costo del transporte de los materiales a obra se calculará en base a su peso, incrementado con el de su embalaje, cuando corresponda, y a la distancia desde el punto de suministro (el puerto más próximo, para materiales importados, y Santiago para el resto), con la sola excepción del hormigón para las fundaciones en zonas de fácil acceso, que se supondrá elaborado y suministrado localmente.

3. Montaje

Para el cálculo del costo de la mano de obra y de los equipos necesarios para la correcta terminación de cada línea se seguirá la práctica habitual en empresas constructoras, esto es, cuantificar la secuencia ordenada de tareas necesarias para la completa ejecución de las obras, de manera de tener una base cierta que permita

presupuestarlas asignando a cada una de dichas tareas el personal y el equipamiento que cada una precisa.

Desglosado así el trabajo, las distintas tareas se computarán con los rendimientos habituales en estos tipos de construcciones, afectados por un porcentaje que tenga en cuenta los tiempos muertos previsibles, en especial en aquellos lugares con dificultades de acceso.

Se controlará además que los resultados finales sean coherentes con la información de costos de obra totales que se hayan obtenido de las encuestas a empresas contratistas de obras.

Se tendrá en cuenta, como tarea adicional en los casos en que se requiera, la construcción de caminos de acceso.

Costos de impacto ambiental

Se considerarán los gastos asociados a la preparación y tramitación de los Estudios de Impacto Ambiental, participación ciudadana y preparación de los addenda a los EIA que hayan sido realizados por el propietario de la obra de acuerdo con la Ley de Bases del Medio Ambiente, al valor informado por éste.

Subestaciones

Para subestaciones se utilizará una metodología de diseños típicos elaborados, según sea la información disponible, en base a información recibida y verificada en el terreno, a información relevada in situ, a planos de obras homólogas ocultas, de existir, o, en última instancia, a la experiencia del Consultor.

La información de Transelec ha sido recibida agrupada en veinticuatro (24) directorios, detallando pormenorizadamente los equipos instalados en las distintas subestaciones.

Cada subestación está descrita en una planilla de cálculo con las siguientes hojas: Formulario descriptivo, Equipos primarios, Comunes de subestación, Servicios internos, Sistema de iluminación de playa e Instalaciones comunes de patio (barras, acoplamiento y medición).

Las estructuras y fundaciones de marcos de barras y de líneas, listadas con los equipos primarios, están descriptas, junto con las de los soportes de aparatos, en el paquete denominado S-28, Cubicaciones, con un detalle equivalente al suministrado para líneas en el paquete L-29 arriba mencionado, sólo que en este caso para cada estructura de 220 kV se han informado tres variantes según sea su ubicación geográfica (Norte, Centro o Sur).

Respecto de las fundaciones no hay referencias al tipo de suelo, por lo que de no conseguir información más precisa se considerarán los suelos correspondientes a las estructuras finales de las líneas vinculadas.

Para validar la información recibida se utilizará la misma metodología descrita para las estructuras y fundaciones de líneas, utilizando cuando sea necesario el plano referenciado en la documentación recibida., el que de no haber sido incluido en la documentación obrante en el CDEC será oportunamente solicitado a las propietarias.

En el documento S-25 recibido se incluyen las especificaciones generales de los equipos mayores, las que serán comprobadas y tenidas en cuenta en su valorización, junto con las especificaciones antisísmicas (ETG-DISEÑO SÍSMICO).

Con el objeto de aclarar algunas imprecisiones detectadas en la documentación recibida, tal como algunas relativas a estructuras (en su peso no se ha considerado el de pernos, tuercas y golillas), fundaciones (no hay referencias a los distintos suelos), movimiento de suelos y compactación, servicios auxiliares, etc., se solicitarán a las propietarias aclaraciones y/o mayores precisiones, y en especial a la CTNC, cuya información adolece de una considerable falta de detalle.

En esas solicitudes se requerirán además precisiones respecto de las pruebas de recepción y puesta en marcha industrial de las instalaciones, pruebas que habitualmente se realizan con presencia de técnicos especializados de las empresas proveedoras. De no obtener respuesta se asumirá un costo de personal especializado y de valijas de ensayo calculado a partir de los honorarios o costos horarios y tiempos de ejecución de los ensayos que el Consultor estime adecuados.

Las indeterminaciones que queden serán salvadas cruzando los datos recibidos con la información gráfica de que se disponga y concurriendo al terreno para verificar el equipamiento in-situ.

Etapas del proceso

La metodología a aplicar prevé las siguientes etapas:

- Verificar, a partir del esquema unilineal actualizado del STT, los unilineales de las distintas SS/EE, de manera de poder determinar con exactitud los equipos mayores y primarios y los paños de distinto tipo a valorizar.
- Clasificar los patios de las SS/EE, en función de la época en que fueron proyectadas y de los proyectos de los que formaron parte, en grupos de características técnicas o constructivas similares.
- **3.** Descomponer cada S/E en:
 - **A.** Equipos mayores (transformadores, reactores, CC/EE y CER y condensadores serie) completos con sus accesorios de montaje, conexionado de alta tensión y conexionado de tierra.
 - **B.** Patios, clasificados por nivel de tensión.
 - **C.** Instalaciones comunes de S/E, a saber:
 - I. Terrenos ocupados por las SS/EE:
 - i. Terreno en sí, exceptuando superficie de patios.
 - ii. Accesos.

- II. Edificios de control:
 - i. Obra civil con sus correspondientes instalaciones.
 - ii. Sistemas de aire acondicionado, cuando corresponda.
 - iii. Sistemas de detección de incendios, cuando corresponda.
- **III.** Sistemas de adquisición de datos (SCADA).
- IV. Sistemas de comunicaciones:
 - i. Onda portadora.
 - ii. Microondas, incluyendo cables coaxiales, torres, guías de onda y antenas.
 - iii. UHF y VHF
 - iv. Fibra óptica
- V. Servicios auxiliares de uso común:
 - Cableados de poder en media tensión para alimentación de los transformadores de SS/AA, sea desde paños de SS/AA propios, sea desde fuentes externas.
 - ii. Celdas de maniobra en media tensión, con sus correspondientes equipos de protección y medición.
 - iii. Transformadores de servicios auxiliares, con sus correspondientes protecciones.
 - iv. Grupos generadores de emergencia, con sus correspondientes protecciones y automatismos
 - v. Baterías y cargadores.
 - vi. Inversores.
 - vii. Tableros generales de servicios auxiliares de baja tensión en corriente alterna y continua.
 - viii. Instalaciones de aire comprimido, cuando corresponda.
- VI. Calles internas.
- VII. Iluminación vial.
- **VIII.** Cercos perimetrales de seguridad.
- **4.** Descomponer a su vez los distintos patios en:
 - **A.** Paños, clasificados según función:
 - i. Conexión de transformador.
 - ii. Conexión de línea.
 - iii. Conexión de reactor.
 - iv. Conexión de equipos de compensación reactiva (shunt o CER).
 - v. Seccionamiento de barras.
 - vi. Transferencia.
 - vii. Interruptor central en diagonales
 - **B.** Equipos primarios comunes de patio completos con sus accesorios de montaje:
 - I. Transformadores de potencial.
 - II. Desconectadores de puesta a tierra.
 - **III.** Aisladores pedestal.
 - **C.** Instalaciones comunes de patio, a saber:

I. Barras colectoras:

- i. Conductores, con sus elementos de sujeción y anclaje.
- ii. Aislación y ferretería.
- iii. Separadores de haces de conductores, cuando corresponda.
- II. Cables de guardia.
- **III.** Estructuras de marcos de barras con sus respectivas fundaciones y conexiones a tierra.
- IV. Malla de puesta a tierra.
- V. Canaletas y ductos de cables.
- VI. Edificios de control, cuando corresponda.
- **VII.** Equipos de aire acondicionado para edificios de control de patios, cuando corresponda.
- **VIII.** Sistemas de detección de incendios para edificios de control de patios, cuando corresponda.
- **IX.** Tableros de comando de edificios de control de patios, incluyendo equipos de sincronización, cuando corresponda.
- **X.** Servicios auxiliares de patio (cuando no fueren comunes a toda la S/E), según lo descrito para SS/AA de SS/EE.
- XI. Terreno.
- **XII.** Recubrimiento del terreno (material de relleno de 15 cm de espesor).
- XIII. Caminos internos.
- **XIV.** Iluminación de patio, incluyendo iluminación de emergencia y de seguridad.
- **XV.** Instalaciones especiales de patio (aire comprimido, etc.) cuando corresponda.
- **XVI.** Unidades terminales remotas (RTU) para uso exclusivo del patio.

5. Descomponer a su vez cada paño en:

- **A.** Equipos primarios completos con sus accesorios de montaje:
 - **I.** Interruptores.
 - **II.** Desconectadores, desconectadores de puesta a tierra y desconectadores con puesta a tierra.
 - **III.** Transformadores de corriente.
 - IV. Transformadores de potencial.
 - **V.** Pararrayos.
 - **VI.** Trampas de onda.
 - **VII.** Condensadores de acoplamiento.
 - VIII. Aisladores pedestal.

B. Instalaciones comunes de paño, a saber:

I. Cableado de interconexión en alta tensión entre aparatos entre sí y a barras:

- i. Conductores (caños y/o cables).
- ii. Aisladores.
- iii. Conectores.
- iv. Ferretería.
- v. Espaciadores, cuando corresponda.
- **II.** Casetas de control, cuando corresponda.
- **III.** Tableros de control en edificios o casetas:
 - Tableros de control local, incluyendo esquemas mímicos y paneles de alarmas e instrumentos de medición cuando corresponda.
 - ii. Tableros de protecciones.
 - iii. Tablero de relés auxiliares.
 - iv. Armarios repartidores de cables.

Se considerarán tableros típicos a los que se agregarán los relés auxiliares y los equipos de protección, medición y alarma existentes según el inventario verificado y/o elaborado al efecto.

- IV. Tableros típicos de distribución de SS/AA en ca y cc.
- V. Estructuras de marcos de líneas y transformadores con sus respectivas fundaciones y conexiones a tierra.

El costo de estos marcos, cuando fueren compartidos por varios paños, será prorrateado entre los mismos por partes iguales.

6. Diseñar para cada equipo mayor valorizado según sus datos específicos (marca, modelo y características técnicas relevantes) un esquema de montaje típico, incluyendo conectores, cableado de control y puesta a tierra, aplicable a todos los equipos homólogos y cuyo costo se sumará al de los equipos en sí.

Cada conjunto de montaje de equipo mayor así completado constituirá un módulo típico para el armado de SS/EE.

Los equipos mayores incluyen:

A. Bancos de autotransformadores monofásicos 500/220 kV

Para estos equipos el esquema de montaje se elaborará considerando conjuntos de siete unidades y dividiendo luego la unidad de reserva (con su conexionado de conmutación: torres de soporte con elementos aislantes, conductores y accesorios de cabecera necesarios) entre los dos bancos.

Se incluirán las bases de hormigón de los equipos, los fosos recolectores de aceite, la parte proporcional de fosos separadores agua - aceite, los muros cortafuego, los soportes y accesorios de montaje, el conexionado de alta tensión, el conexionado para la formación de los neutros en 500 kV y 220 kV y del triangulo en media tensión, el conexionado de puesta a tierra, el sistema contra incendio y el equipamiento de transferencia del

autotransformador de reserva, computando torres, aisladores y accesorios, puesta a tierra y montaje.

Se incluirá en el costo de los transformadores el de las protecciones propias (relés Buchholz, de sobrepresión, de nivel de aceite, de imagen térmica, termómetros, válvulas, equipos de monitoreo de aceite y corriente de fuga de bushings, transformadores de corriente de bushings, etc.) y el de los elementos de montaje típicos.

Se computarán por separado:

- **I.** Tableros de protecciones.
- II. Tableros de relés auxiliares.
- **III.** Armarios repartidores de cables.
- IV. Tableros de control del RBC, incluyendo reguladores automáticos de tensión.

B. Reactores

Se considerarán los mismos accesorios citados para los autotransformadores, excepto los RBC.

Bancos de reactores monofásicos de 500 kV

Para el típico de montaje de estos equipos se adoptarán, por su similitud, los mismos elementos considerados para los bancos de autransformadores, con excepción del conexionado para conmutación de unidades, exclusivo de los transformadores.

Reactores trifásicos de 500 kV

La información para elaborar los típicos de montaje de los reactores trifásicos de 500 kV se obtendrá de los planos y las visitas a las instalaciones, y se incluirán en la cubicación las fundaciones de sus correspondientes reactores de neutro.

III. Reactores trifásicos de 220 kV

El montaje de estos reactores se modelará en forma similar al de los de 500 kV.

C. Condensadores shunt

Los montajes de los bancos de compensación estáticos (CCEE) serán elaborados a partir de datos obtenidos en las visitas a efectuar a las distintas SS/EE.

Para su valorización se tendrán en cuenta:

- I. Interruptores.
- **II.** Desconectadores.
- **III.** Transformadores de corriente entre centros estrella aislados.

- **IV.** Aisladores pedestal, con sus correspondientes estructuras de soporte, fundaciones, conectores de alta tensión y puesta a tierra.
- **V.** Cables de poder de alta o media tensión, según corresponda, con sus correspondientes mufas.
- VI. Bases aislantes.
- VII. Reactancias de inserción con núcleo en aire, cuando corresponda.
- VIII. Fusibles de protección.
- IX. Resistencias de descarga.
- X. Caños y/o cables de interconexión.

D. Compensadores estáticos de reactivo (CER)

Para su valorización se tendrán en cuenta:

- I. El equipo de compensación de reactivo en sí, con todos sus accesorios (transformadores de medida, armarios de control y protección, etc.
- II. Interruptores.
- III. Desconectadores.
- IV. Conexionado de alta tensión, incluyendo conductores, aislación, ferretería, etc.
- V. Conexionado de control y protección.
- VI. Conexionado de puesta a tierra.

E. Equipos de compensación serie

Para su valorización se tendrá en cuenta:

- I. La plataforma de compensación en sí con todos sus accesorios (plataforma aislante, transformadores de medida, armarios de control y protección, conexionado de control en fibra óptica, sistemas de refrigeración, etc.
- II. Interruptor de by pass con sus accesorios de montaje.
- **III.** Desconectadores de interconexión con sus accesorios de montaje.
- IV. Conexionado de alta tensión, incluyendo conductores, aislación, ferretería, etc.
- V. Conexionado de puesta a tierra.

El modelado del montaje de las plataformas se efectuará en base a lo relevado in situ y a los planos de la empresa proveedora ALSTOM (hoy AREVA) de que se disponga.

Para la valorización de las fundaciones se verificará la información suministrada por la propietaria.

7. Diseñar para cada equipo primario valorizado según sus datos específicos (marca, modelo y características técnicas relevantes) un esquema de montaje típico, incluyendo conexionado de alta tensión, cableado de control y conexionado de

puesta a tierra, aplicable a todos los equipos homólogos y cuyo costo se sumará al de los equipos en sí.

Cada conjunto de montaje de equipo primario así completado constituirá un módulo típico para el armado de patios y paños.

Dentro de este grupo se incluyen los interruptores, desconectadores, transformadores de medida, pararrayos, aisladores pedestal, trampas de onda y condensadores de acoplamiento.

El diseño de sus montajes típicos incluirá:

- **A.** Estructuras de soporte.
- **B.** Fundaciones, incluyendo elementos de anclaje.
- C. Accesorios de montaje:
 - **I.** Cajas de conjunción o agrupamiento con sus correspondientes borneras para transformadores de medida y desconectadores.
 - **II.** Dispositivos de protección secundaria de transformadores de potencial (interruptores termomagnéticos o guardamotores con contactos auxiliares).
 - **III.** Contadores de descargas y medidores de corriente residual para descargadores.
 - **IV.** Conduit de acero galvanizado y/o de PVC a canaletas de cables, con sus accesorios.
 - V. Varios (bulonería, herrajes, etc.).
- **D.** Conexionado de alta tensión: conectores, espaciadores, anillos de guardia y patines de conexión para desconectadores tipo pantógrafo, etc.
- **E.** Cableado de baja tensión de poder y de control desde las borneras propias de los equipos hasta los correspondientes tableros de control, comando y protección.
- **F.** Conexionado de los aparatos y de sus soportes a la malla de tierra, considerando cables y soldaduras.

Para cada equipo primario se considerará en su respectivo esquema de montaje un conjunto de cables multipolares típico, con una longitud media hasta sus tableros de control a estimar según las dimensiones del patio correspondiente.

Los esquemas de montaje típicos de los distintos equipos primarios se agruparán por niveles de tensión.

Cada conjunto de montaje de equipo primario así completado constituirá un módulo típico para el armado de patios y paños.

8. Diseñar para las instalaciones comunes que lo permitan, tanto de paño como de patio como de S/E, esquemas típicos que incluyan todos sus elementos asociados.

Cada instalación común así completada, ajustada en sus dimensiones al paño, patio o S/E a que se aplique, constituirá un módulo típico para su armado.

A. Instalaciones comunes de paño

I. Tableros de control en edificios o casetas:

Se considerarán armarios metálicos típicos incluyendo cableado interno, canaletas plásticas, borneras, etc.

II. Tableros de distribución de SS/AA en ca y cc:

Se considerarán armarios idénticos a los anteriores a los que agregará una cantidad estimada de interruptores termomagnéticos por paño.

B. Instalaciones comunes de patio

- I. Mallas de tierra: se considerarán, a falta de información más precisa, cuadrículas de paso típico (10 x 10 m) ajustadas a cada patio en función de sus dimensiones. Los cómputos incluirán los cables, las cargas y moldes para soldaduras.
- II. Alumbrado de patios: se definirán, a falta de información más precisa, cantidades típicas de proyectores por m² de patio, a partir de las cuales se establecerán la cantidad de soportes (sobre marcos o estructuras especiales), de cables de alimentación, de cajas de derivación y de armarios de distribución a considerar.
- III. Canaletas de cables y ductos: los canales se valorizarán por metro lineal, incluyendo el costo de escalerillas o soportes y el de su puesta a tierra, clasificándolos por sus dimensiones en un número suficiente de canaletas típicas y, en el caso de cruces bajo caminos y accesos, por la carga que deben soportar.

Su longitud se determinará de planos.

- IV. Cierros eléctricos: se definirán cercos típicos, los que se ajustarán por unidad de longitud a lo relevado de los planos de planta de las distintas SS/EE.
- V. Servicios auxiliares: su análisis se dividirá en dos etapas:
 - Alimentación a partir del suministro en 13,8 kV hasta los armarios de ca.

Para esta parte se utilizará la información relevada a partir de los esquemas unifilares de servicios auxiliares, planos de proyecto y documentos de información complementaria que se reciban.

ii. Equipamiento de los armarios de ca y cc. Para esta parte se diseñarán esquemas típicos que definan el equipamiento necesario, con la posibilidad de modificarlos de acuerdo a los datos específicos que se puedan obtener de los planos unilineales, cuando los haya.

C. Instalaciones comunes de S/E

- I. Cierros perimetrales de seguridad: se definirán cercos típicos y se los ajustará por unidad de longitud a lo relevado de los planos de planta de las distintas SS/EE.
- II. İluminación de calles: vale lo dicho para la de patios, es decir que a partir de los planos detallados de los que se disponga se determinará una cantidad típica de luminarias y accesorios, a ajustar después a las características de cada SS/EE.
- III. Servicios auxiliares: vale lo dicho para los de patios, con la salvedad de que para casos más complejos, como Alto Jahuel, el análisis incluirá los elementos existentes de alto costo, tales como transformadores 66/13,2 kV con su respectivo equipamiento de maniobra.
- 9. Completar la tarea de cubicación, una vez actualizado el listado de equipos mayores y primarios y elaborados los esquemas típicos de montaje, con la de instalaciones no tipificables (instalaciones tales como caminos internos, barras colectoras, etc., que no permiten, por su natural diversidad, una tipificación como la indicada en el punto anterior) específicas de cada paño, patio o S/E.
 - Para su cómputo se recurrirá a los planos de planta existentes, estimándolas en los casos de SS/EE para las que no se disponga de tal documentación.
- 10. Reconstruir con los equipos mayores y primarios y con los módulos típicos diseñados, combinados por paños y por patios de cada tensión, el inventario completo de las SS/EE del STT a valorizar.

Fuentes de información

Para la cubicación de las SS/EE, incluyendo módulos típicos, se emplearán las siguientes fuentes de información, listadas en orden de preferencia:

- 1. Listas de materiales recibidas, con las siguientes particularidades:
 - a) Equipos mayores y primarios:
 - Se utilizará la información recibida contrastada con los esquemas unilineales de cada S/E.
 - b) Equipos de medición, protección y control:
 - Se utilizará la información recibida contrastada con los esquemas unilineales de cada S/E y con los relevamientos in situ.
- 2. Cubicación de planos recibidos. Para este fin se considerarán como equivalentes las instalaciones homólogas de las distintas SS/EE, vale decir que se considerará suficiente contar con la información de un tipo de instalación de una S/E para tipificarla para el resto, con las salvedades ya expuestas de contemporaneidad en el diseño de las mismas.
- **3.** Relevamientos in situ, en oportunidad del muestreo realizado para la validación de los inventarios y/o planos recibidos.

- **4.** Solicitudes de información adicional a los propietarios.
- **5.** Anteproyecto ad-hoc a realizar por el Consultor, en base a condiciones climáticas, de suelos, etc., estimadas al efecto.

3.1.3 COSTOS UNITARIOS

Para la valorización del inventario se efectuará un estudio de valores de mercado de costos unitarios, para lo cual, se solicitará cotización informativa a empresas de amplia experiencia en sistemas de transmisión y que hayan realizado suministros y obras en Chile. Dichas cotizaciones serán solicitadas dentro del proceso de este estudio. Los costos unitarios a incluir en el VI, se respaldarán mediante la presentación de todas las propuestas recibidas, incluidas aquéllas no consideradas en el cálculo.

Al efecto se distinguirá:

- Costos de equipos y materiales importados,
- Costos de equipos y materiales nacionales, y
- Costos unitarios o porcentuales de otros componentes del VI, tales como ingeniería, construcción, montaje, inspección, gastos generales del Contratista y del Propietario y otros.

Tanto para los componentes nacionales e importados, los precios unitarios de los equipos mayores y primarios, así como los de la aislación de las líneas, se solicitarán cotizaciones que tengan en consideración las normas de aplicación chilenas, en especial las sísmicas, y con las especificaciones suministradas al Consultor por los Propietarios en sus inventarios y verificadas por muestreo en el terreno.

En relación con la consideración de economías de escala en la adquisición de equipos y materiales, las Bases establecen que el Consultor el Consultor ha considerado analizar los descuentos por volumen asociados a la adquisición de equipos y materiales para las SS/EE y líneas agrupadas según la época en que fueron desarrollados los proyectos.

En la metodología de estimar los costos de equipamiento mediante cotizaciones con proveedores se espera que el costo de los componentes resultantes de esta investigación de mercado presente desviaciones en la cotización que será evaluada por el Proveedor en el momento de presentar una oferta real.

Las razones principales pueden tener origen en la cantidad real de los componentes solicitados en la oferta, el lapso de tiempo transcurrido entre dos evaluaciones, la política de posición/precio del mercado real del Proveedor en el momento de la oferta, incluyendo su sensibilidad respecto de las condiciones de competencia.

3.1.3.1 Costos unitarios de equipos y materiales importados

Las características físicas y técnicas de los componentes, a los efectos del estudio de mercado para determinar sus costos, de acuerdo con lo señalado en la ley y en las Bases Técnicas, se indican en el cuadro siguiente:

EQUIPOS MAYORES	(Tran	sformadore	s y reactores)								
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y TÉCNICAS	BIL kVc	Tensiones kV	Regulación de tensión	Fr	ecue Hz	ncia	Capacid MVA	ad Fases I N"	Refrigeración Tipo	Grupo de conexión	Accesorios
Transformadores	Χ	Χ	X		Χ		Х	Χ	X	Χ	Χ
Autotransformadores	Χ	Χ	X		Χ		Х	Χ	Χ	Χ	Χ
Reactores	X X				Χ		X X	X		X	
EQUIPOS MAYORES	(Com	pensadores)								
CARACTERÍSTICAS	BIL	Tensión		a (Capa	cidad	Fases	Reactancia	Inductancia	Corriente	Accesorios
FÍSICAS Y TÉCNICAS	kVcr	kV	Hz	MVAr			N"	Ohm	mH	A	
Compensación shunt	Χ	Х	X	X		<					Χ
Compensación	Х	Х	X				Χ		X	X	Χ
estática de reactivos											
(CER)					(
Compensación serie	Χ	Х	Х				Х	Χ		X	Х
EQUIPOS PRIMARIO	S (Equ	uipos de ma	niobra)								
CARACTERÍSTICAS	BIL	Tensión	Frecuencia	In	lcc	Tecn	ología	Accionamien	to Comando		
FÍSICAS Y TÉCNICAS	kVcr	kV	Hz	Α	kΑ				(uni/tri)		
Interruptores	Χ	Х	X	Χ	Χ		X	Χ	X		
Desconectadotes	Χ	X	X	Χ	Χ		Χ	Χ			
Desconectadotes	X	X	Χ		Χ		Χ	X			
c/puesta a tierra				Χ							
Desconectadores de	Χ	X	X		Χ			Χ			
puesta a tierra											

NOTA: Las capacidades del los equipos se especificarán de acuerdo a la información suministrada por sus Propietarios y verificada en el terreno.

EQUIPOS PRIMARIOS (Equipos medición y protección) BIL Tensión Frecuencia					lcc	Tecnología I	lelación	Prestación y	Prestación	Corriente		
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y TÉCNICAS	kVcr	kV	Hz	In A	kA			clase de precisión de arrollamientos		de descarga kA		
Transformadores de corriente	Х	Χ	Χ	Х	Χ	X	Χ		X			
Transformadores de potencial	Χ	Χ	X	^		X	Χ	X				
Pararrayos	Х	Χ	X			Χ				Χ		
EQUIPOS PRIMARIOS (Comunicaciones) BIL Tensión Frecuencia loc Capacidad Ancho de Inductano												
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y TÉCNICAS	kVcr	kV	Hz	In A	kA	pF	banda kHz	ia mH				
Capacitores de acoplamiento	Х	X	X			Χ	X					
Trampas de onda			Χ	Χ	X			Χ				
EQUIPOS PRIMARIOS (Varios) BIL Tensión Frecuencia Icc Carga de rotura Material Material N° y sección de kVcr kV Hz kA a flexión de del conductores												
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y TÉCNICAS	K V CI	N.V	112	In A	ĸΑ	kN	aislació		N° x mm2			
Aisladores pedestal Cables de poder	X X	X X	X X	X	Х	Χ	Х	X	X			
oubles de podei	,,			^	^		^	^	^			

A continuación se presenta la metodología y los criterios a seguir para determinar los costos unitarios de equipos y materiales importados.

En base al inventario que detalla los equipos y materiales asociados a los tramos del Sistema Troncal en estudio, se determinan los ítems y la cantidad correspondiente de los componentes o elementos a importar con el detalle de desagregación necesario. Además de estos equipos y materiales, se consideran los equipos e instrumentos

especiales utilizados en la operación y mantenimiento de las instalaciones, tales como instrumentos para medir la aislación, instrumentos de termografía y analizadores de gases.

Se hará una investigación del Mercado Internacional para individualizar los tipos de productos capaces de cumplir tales características y con los estándares de calidad de la normativa internacional. En el caso que existan equipos, materiales u otros componentes con características físicas y técnicas que no tengan vigencia o no existan en el mercado, se identificará un componente alternativo técnicamente comparable y que tenga niveles de calidad similares.

Los componentes se valorizarán al precio de adquisición CIF (costo transporte internacional, seguros y otros que corresponda) en puerto chileno. A este precio se le agregará posteriormente los costos de desaduanamiento e internación, flete, almacenamiento, y otros para tener los equipos en obra.

El estudio de mercado proporcionará en lo posible la información sobre la política de los precios de la sociedad proveedora. Al respeto, se formularán también preguntas orientadas a evidenciar los aspectos contractuales ligados a la provisión, como por ejemplo la modalidad de pagos, garantías, cláusulas penales por retardos en la consigna, tipo de orden (cerrada o abierta), carta de fianza.

3.1.3.2 Costos unitarios de equipos y materiales nacionales

Para obtener el costo de los equipos y materiales nacionales se tomará contacto con los proveedores mayoristas, a quienes se les solicitará una cotización por una cantidad determinada de cada material específico basado en los mismos proyectos considerados para cotizar equipos importados.

Una vez recibidas las cotizaciones o informaciones según corresponda, y habida verificación de los estándares de calidad, especificaciones técnicas y normas chilenas involucradas, se contrastarán entre ellas para determinar su validez y excluir las que eventualmente se alejen significativamente del costo medio o del costo antes conocido por el consultor. Entre las cotizaciones restantes se usará un promedio entre las dos mas bajas. En caso de no contar con suficientes cotizaciones, se revisarán la(s) cotización(es) recibida(s) y se usará el valor más adecuado que quede disponible para estos efectos.

En caso de requerirse, el Consultor consultará valores de materiales efectivamente adquiridos recientemente para proyectos similares, los que se entregarán como respaldo para los costos que se determinen para este estudio.

3.1.3.3 Costos unitarios de otros componentes del VI

Además de los costos unitarios de equipos y materiales importados y nacionales, el VI requiere de otros componentes de costos asociados a la habilitación de las obras en terreno.

Se tomará contacto con empresas de construcción para determinar el costo de construcción de obras e instalaciones de transmisión. Se solicitará a estas empresas

valores de mano de obra directa, supervisión, horas de maquinaria, costo de hormigón, costo de montaje de estructura metálica. Generalmente estas empresas acostumbran entregar estos valores en rangos, de manera de no revelar información confidencial de dichas empresas. Adicionalmente, y con el objeto de conocer la estructura de los costos totales, se les solicitará información sobre rangos típicos de gastos generales y utilidades incluidos en los costos de construcción. Estas componentes son muy sensibles para las empresas constructoras y solo se espera estimar rangos usuales para tales variables.

Una vez recibidas las cotizaciones o informaciones según corresponda, se contrastarán entre ellas para determinar su validez y excluir las que eventualmente se alejen excesivamente del costo medio o de los costos que resultan de la experiencia del Consultor. Entre las cotizaciones restantes se usará un promedio entre las dos mas bajas. En caso de no haber recibido suficientes cotizaciones como para proceder de esta manera, se revisarán la(s) cotización(es) recibida(s) y se usará el valor más adecuado que quede disponible para estos efectos.

En relación con los costos de ingeniería, que incluyen tanto la ingeniería básica y confección de los pliegos de llamado a licitación para la construcción de la obra como la ingeniería de detalle del Contratista, se determinará el costo de la ingeniería para proyectos típicos como un monto base por proyecto más un monto por tipo de instalación de acuerdo a la tipología que se indica a continuación:

- Monto base de proyectos de subestaciones
- Paño de línea 220 kV (convencional e interruptor y medio)
- Paño de línea 500 kV (convencional e interruptor y medio)
- Transformador 220 kV (convencional e interruptor y medio)
- Banco de transformadores 220 kV (convencional e interruptor y medio)
- Banco de transformadores 500 kV (convencional e interruptor y medio)
- Paño interruptor de transferencia
- Paño interruptor de acoplamiento o seccionador
- Monto base de proyectos de líneas de 220 kV
- Monto base de proyectos de líneas de 500 kV
- Monto por km de línea

Estos costos se expresarán eventualmente como porcentajes, para ser aplicados a las obras bajo análisis.

Adicionalmente, se considerarán los costos de ingeniería, construcción y montaje utilizados en licitaciones de construcción de instalaciones similares, ejecutadas dentro de los últimos tres años.

Los costos de ingeniería considerarán todas las materias necesarias para desarrollar los estudios y el proyecto. Estas materias serán al menos las siguientes:

- estudios de terreno
- estudios sistémicos

- estudios de Impacto ambiental
- estudios de servidumbres
- ingeniería básica
- ingeniería de detalles
- bases de licitación
- presupuesto

Dentro de esto, el monto base de ingeniería considerará: diagrama unilineal, disposición de equipos, malla de puesta a tierra, cálculo de cortocircuitos, aislación, alumbrado, servicios auxiliares, mecánica de suelos, resistividad del terreno, topografía, sala eléctrica, canaletas de patio, estructuras, fundaciones, especificaciones de equipos y materiales, etc.

En lo particular por paño o instalación se incluye principalmente control y alambrado y protecciones.

En cuanto al monto base de líneas incluye los estudios generales, diseño de aislación, estructuras y fundaciones, mecánica de suelos, resistividad de terreno, trazado, detalles de cadenas, especificaciones de materiales, etc.

En el costo por kilómetro se incluye topografía, perfil y localización de estructuras, tabla de tensado.

El Consultor tiene considerado calcular los costos de ingeniería para diversos tipos de instalaciones. Sobre estos presupuestos se harán ajustes con relación a la cantidad de paños y otras instalaciones particulares, partiendo de un presupuesto de una instalación similar.

Para los costos de construcción, montaje e inspección se procederá en forma similar.

Los gastos generales incluirán los gastos generales de la construcción y del dueño en forma separada.

3.1.4 Valorización de las instalaciones

3.1.4.1 Componentes electromecánicos

Conforme su naturaleza, los componentes de cada tramo se clasificarán en importados y nacionales. Para valorizar cada uno de estos componentes se detallará su valor según el siguiente desglose:

- Costos de ingeniería, conceptual, básica y de detalle
- Costo de estudios ambientales
- Costo de mitigaciones ambientales
- Gestión de obtención de concesiones eléctricas
- Costo de materiales
 - Precio de adquisición (CIF o FOB, en el caso de materiales importados)
 - o Costo de transporte marítimo, cuando corresponda (precios FOB)
 - Seguros marítimos, cuando corresponda (precios FOB)
 - Costo de internación (materiales importados)
 - Flete y costo de almacén de equipos y repuestos

- o Flete a obra
- Mano de obra y equipos asociados a la instalación o construcción
- Costos de puesta en servicio
- Inspección técnica (del proyecto de ingeniería, construcción, seguridad y medio ambiente)
- Otros gastos asociados a la habilitación y/o reposición de componentes
- Imprevistos
- Intereses durante la construcción
- Gastos generales
- Impuestos
- Bienes intangibles
- Capital de explotación

Durante el desarrollo de los trabajos se propondrá, de ser necesario, la exclusión de algunos de estos ítems y/o la inclusión de otros adicionales o bien una clasificación distinta, lo que se justificará tanto en los informes como en los cuadros de resultados.

Obras civiles

Las obras civiles serán valorizadas en función de la información existente en los planos que se reciban complementada con la relevada in-situ.

La valorización se hará según el desglose básico que se indica:

- Costo del proyecto de arquitectura
- Costo de ingeniería
- Construcción
 - o Materiales
 - Mano de Obra
- Inspección técnica del proyecto de ingeniería, construcción y seguridad
- Imprevistos
- Intereses durante la construcción
- Gastos varios de habilitación
- Gastos generales
- Impuestos
- Bienes intangibles
- Capital de explotación

Las obras civiles asociadas a tramos de subestaciones se detallarán según el siguiente desglose básico:

- Superficie construida
- Superficie de patios de alta tensión
- Materiales constructivos

La valorización se hará para edificaciones según la superficie cubierta y para el resto de las obras por unidad de medida, en base a los siguientes costos unitarios:

Edificaciones:

- Edificios en hormigón [m²]
- Edificios en albañilería [m²]

Otras obras:

- Movimiento de tierra masivo: [m³]
- Excavaciones manuales [m³]
- Hormigón [m³]
- Rellenos compactados [m³]
- Gravilla [m²]
- Montaje [hh]
- Cercos eléctricos [ml]
- Cercos perimetrales de seguridad [ml]
- Acero para estructuras livianas, instalado [kg]
- Transporte terrestre [t.km]
- Instalación de faena y limpieza final (Gl.)

Fletes

Los fletes se determinarán para cada obra considerando las distancias a los puertos correspondientes según la localización de cada una.

Ajuste de protecciones

Para el cálculo de la mano de obra de ajuste de las protecciones de línea se considerará un monto global que tenga en cuenta los estudios de coordinación y determinación de parámetros conjuntos de las protecciones principal y de respaldo.

Costos de ingeniería

La determinación del costo de la ingeniería, tanto básica como de detalle, se basará en la información disponible de licitaciones y construcción de instalaciones similares de los últimos años o en antecedentes estadísticos nacionales e internacionales obtenidos por medio de encuestas a empresas especializadas en proyectos de esta naturaleza.

El análisis de los costos de ingeniería se realizará considerando separadamente los de ingeniería básica y confección de pliegos de llamado a licitación para la construcción de la obra, efectuados por el propietario, y los de ingeniería de detalle de los Contratistas.

Estos costos se determinarán para proyectos típicos como un monto base por proyecto más un monto por tipo de instalación según su tipo.

A continuación se señalan los elementos específicos a considerar en el cálculo de los costos de ingeniería:

a) Líneas

 Ingeniería básica: incluye el desarrollo de los planos básicos de la línea, tales como los de siluetas de estructuras, cálculos básicos, mecánica de suelos y medición de resistividad del terreno, especificaciones de las obras y documentos de licitación.

- Ingeniería básica variable dependiente de la longitud: incluye topografía básica con GPS y localización preliminar de estructuras.
- Ingeniería de detalle base de la línea: incluye detalles tales como cálculo y diseño de las estructuras.
- Ingeniería de detalle por unidad de longitud de la línea: incluye la topografía, la localización de estructuras, el listado de estructuras y la tabla de tensado.

b) Subestaciones

- Ingeniería básica: incluye el desarrollo de los planos básicos de las instalaciones, especificaciones de los equipos y obras y documentos de licitación.
- Ingeniería de detalle base de las instalaciones: incluye planos eléctricos y civiles generales, tales como disposición general, diagramas unilineales, servicios auxiliares, salas de comando, cercos y circulación, mecánica de suelos y resistividad del terreno.
- Ingeniería específica para paños de línea, de seccionador o acoplador y de transformador: incluye el trabajo de ingeniería específico para un paño.

Los primeros dos ítems se aplican por patio o nivel de tensión y último por paño.

Costo financiero

Los intereses durante la construcción representan el costo financiero del capital utilizado durante el período de construcción de una obra, desde el inicio hasta su fecha de puesta en servicio, y se determinan considerando el costo de la deuda adquirida por quien construye la obra asumiendo que al término del período de construcción es entregada "llave en mano" a sus dueños.

Dado que en condiciones de mercado las empresas constructoras participan en un proceso de licitación competitiva, la tasa aplicable debe ser aquella que refleje el costo alternativo de capital presente en el mercado financiero durante dicho período.

Para determinar los costos financieros asociados a cada tramo se elaborarán cronogramas de desembolsos (flujos de pago) de la inversión durante el período de desarrollo de cada proyecto, según se explica más adelante para cada tipo de obra, los que se actualizarán a la fecha de puesta en servicio de cada uno aplicando la tasa antes indicada.

Para todas las obras se considerará que el Contratista programa su logística de manera tal que, teniendo en cuenta los plazos de entrega de los materiales y las fechas de su necesaria disponibilidad en obra, se optimice el flujo de fondos minimizando los costos financieros.

Se tendrán en cuenta además para la elaboración de los flujos de fondos las modalidades habituales de pago para adquisiciones internacionales de equipamiento (anticipos con la orden de compra, plazos de pago a partir de la fecha de aprobación de las facturas, etc.).

a) Líneas

Se analizará el plazo de ejecución de las líneas mayores considerando la experiencia nacional e internacional existente, incluyendo el proceso de ingeniería básica y de redacción de pliegos de licitación, contratación de la obra, ejecución de la ingeniería de detalle y realización de las obras.

Para las líneas menores se considerará el mismo plazo que para las líneas mayores, ya que en general las obras a valorizar han formado parte de proyectos de mayor envergadura y su construcción no ha sido aislada sino conjunta con la del resto de las líneas del respectivo proyecto.

b) Subestaciones

Los plazos a considerar para obras de 500 kV se tomarán de antecedentes de obras reales adaptadas a la realidad nacional, respaldados, por ejemplo, por el proyecto de Ampliación Polpaico 500 kV.

Para tensiones menores el plazo tendrá en cuenta la mayor disponibilidad de equipos y por consiguiente su menor plazo de entrega.

Prorrateo del costo de las instalaciones de uso compartido

En base al estudio del sistema como una unidad se determinarán los límites entre tramos y se identificarán sus propietarios u operadores.

En la misma forma se identificarán las instalaciones de uso compartido, sea entre tramos, sea con los sistemas de transmisión no incluidos en el sistema troncal.

Estas instalaciones compartidas serán valorizadas y su V.I. prorrateado entre tramos según se indica a continuación:

- a. Las instalaciones comunes de subestación serán prorrateadas entre los patios en función de la relación entre el volumen de energía manejado por éstos y volumen de energía total manejado por la subestación. Los volúmenes de energía señalados serán los registrados por el CDEC respectivo para el período de 12 meses anterior a la comunicación de las bases definitivas del Estudio a las que se refiere el Reglamento del Estudio de Transmisión Troncal.
- b. Las instalaciones comunes de subestación dentro de un mismo patio serán prorrateadas de manera proporcional al número de paños del patio correspondiente.
- c. Los sistemas de control de uso compartido se prorratearán a cada paño de subestación que necesariamente haga uso de estos sistemas.
- d. Para el prorrateo de los equipos de compensación de reactivo de determinará si corresponde su asignación a un tramo o a una región.
- e. Finalmente se detallarán los sistemas de comunicaciones utilizados para los siguientes servicios:
 - Telefonía
 - Telecomando de instalaciones remotas
 - Otros servicios

Que se prorratearán con el mismo criterio especificado en c.

Para aquellos tramos conformados por instalaciones pertenecientes a distintos propietarios, sean éstos equipos mayores o instalaciones comunes, los VATT de las instalaciones que componen el tramo se especificarán en forma separada.

De igual forma, en el caso de instalaciones que constituyen límites del sistema troncal en estudio, se aislarán y valorarán separadamente los componentes de estas instalaciones que, conforme las normas aplicables, se consideran topológicamente pertenecientes al sistema troncal en estudio.

Las componentes de instalaciones que se consideran de uso común entre el sistema troncal y otros segmentos del sistema de transmisión se asignarán al sistema troncal en la parte que corresponda conforme los criterios aquí señalados.

En general, dentro de estas instalaciones de uso común se analizarán al menos las siguientes:

- Servicios auxiliares.
- Bancos de baterías.
- Generadores de emergencia
- Sistemas de comunicaciones
- Sistemas de adquisición de datos
- Edificaciones para equipos de control

3.3 Valor de servidumbres

Conforme lo establecido en las bases del estudio respecto de los derechos relacionados con el uso de suelo, los gastos y las indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas por instalaciones habilitadas con posterioridad al 13 de marzo de 2004, se considerará para efectos de incluirlos en el V.I. respectivo el valor efectivamente pagado, indexado al 31 de diciembre de 2009 de acuerdo a la variación que haya experimentado el Índice de Precios al Consumidor (IPC) conforme la fecha en la cual este pago se encuentre acreditado por el propietario del tramo en estudio.

Como valor efectivamente pagado para el establecimiento de las servidumbres de las instalaciones existentes al 13 de marzo de 2004 se considerará el valor que por este concepto se encuentre incorporado en la valorización de las instalaciones empleadas por las Direcciones de Peajes de los CDEC-SIC y CDEC-SING en sus informes vigentes al 6 de mayo de 2002. Estos valores serán indexados al 31 de diciembre de 2009 de acuerdo a la variación que haya experimentado el Índice de Precios al Consumidor (IPC) conforme la fecha a la cual dichos valores se encuentran expresados en los informes referidos. Este mismo criterio se aplicará al valor de uso de los terrenos de las subestaciones, el cual se considerará igual al valor de los terrenos que se consigna en los informes de las Direcciones de Peajes.

Para las instalaciones cuyas servidumbres se hayan constituido, o los terrenos que se hayan adquirido entre el 6 de mayo de 2002 y el 13 de marzo de 2004 sus respectivos propietarios deberán informar el valor efectivamente pagado, el que será indexado al 31

de diciembre de 2009 de acuerdo a la variación que haya experimentado el Índice de Precios al Consumidor (IPC) conforme la fecha en la cual este pago se encuentre acreditado por el propietario del tramo en estudio.

3.4 Cálculo del AVI

Para determinar el AVI de las instalaciones se utilizará la siguiente expresión matemática:

 $A.V.I._{i} = a_{i} . V.I._{i}$

Con $a_i = 1 / [(1/r) \cdot (1 - 1/(1 + r)^{ti})]$

donde:

V.I.;: Valor de inversión del componente "i" del tramo (US\$).

A.V.I.;: Anualidad del valor de inversión del componente "i" del tramo (US\$/año).

ai: Factor de recuperación de capital determinado con tasa de descuento igual a 10% real anual y vida útil igual a "t_i" del componente "i" del tramo.

t_i: Vida útil del componente "i" del tramo (años). El valor a considerar será el especificado más adelante.

r: Tasa de descuento, igual al 10% real anual.

De esta forma, sin considerar el costo de las servidumbres, el A.V.I. del tramo resulta igual a:

A.V.I. instalaciones del tramo (sin costo de servidumbres) = ∑A.V.I._{i.} [US\$/año]

Para cada tramo y para cada componente de instalaciones del tramo, las vidas útiles económicas a considerar en el Estudio serán las siguientes:

a) Líneas Aéreas: 50 años;

b) Equipos Primarios: 40 años;

c) Transformadores: 40 años;

d) Reactores: 40 años;

e) Equipos de Compensación Reactiva: 40 años; y

f) Protecciones Electromecánicas y Electrónicas: 30 años.

El consultor determinará la vida útil económica de los componentes de tramos que no figuren en el listado anterior, considerando, entre otros factores, las características técnicas de cada componente. La vida útil se especificará medida en años y se podrá determinar para cada componente o para grupos de similares características. El consultor justificará plenamente sus análisis y recomendaciones.

Al valor anterior del AVI de instalaciones se sumará el AVI de las servidumbres asociadas a cada componente del tramo, para cuyo cálculo se considerará un plazo de amortización infinito.

El A.V.I. del tramo será expresado en dólares americanos a diciembre de 2009, considerando el valor promedio del dólar observado en ese mes.

4. DETERMINACIÓN DEL COMA DE LOS SISTEMAS TRONCALES

4.1 METODOLOGÍA Y CRITERIOS

4.1.1 PROCEDIMIENTO GENERAL PARA EL CÁLCULO DEL COMA.

El Sistema de Transmisión Troncal, materia de este Estudio, está compuesto de líneas y subestaciones que pertenecen a diferentes empresas cuyo Giro Exclusivo es la transmisión de Energía Eléctrica. El Consultor debe determinar el Valor Anual por Transmisión por Tramos (VATT), en el SING y en el SIC, a las empresas TRANSELEC NORTE, COMPAÑÍA DE TRANSMISIÓN DEL NORTE CHICO (CTNC) y TRANSELEC S.A. Siendo esta última la empresa dueña de la totalidad de las subestaciones troncales en el SIC y del orden del 95% de las líneas de Transmisión Troncales, según la calificación que dichas instalaciones tienen a la fecha de inicio del presente estudio, el Consultor la identifica como una empresa dentro de la cual se encuentran todas las funciones y actividades que se deben ejecutar para desarrollar el giro de transmisión eléctrica.

Por esta razón fundamental, para determinar los costos anuales de operación y mantenimiento, en este estudio se procederá a modelar una empresa organizada para administrar, operar y mantener eficientemente la totalidad de los tramos troncales de los sistemas eléctricos existentes en el SING y SIC, y se tendrá como empresa trasmisora de referencia a TRANSELEC S.A.

Esta empresa que se denominará arbitrariamente como Compañía de Transmisión Troncal (CTT), tendrá como objeto realizar la Operación (explotación) Comercial de todos los tramos que se definan como Troncales dentro del alcance de este estudio.

El dimensionamiento de una empresa como la CTT se hará analizando paralelamente la organización de la empresa TRANSELEC, identificando sus procesos, actividades, tareas y recursos que utiliza actualmente para desarrollar su misión como empresa de transmisión de electricidad.

Este análisis obligará al consultor a investigar todos estos ítemes, poniendo especial énfasis en los recursos utilizados, sean propios o de terceros.

Este mismo análisis se procurará realizar al interior de las empresas TRANSELEC NORTE (SING) y CTNC (SIC) con el objeto de encontrar el Costo Mínimo (o eficiente) para la explotación comercial de los tramos correspondientes a esta empresas.

El Consultor justificará los criterios aplicados producto de su experiencia en el sector eléctrico nacional e internacional.

El COMA de la CTT se calculará como la suma de los costos de Personal, infraestructura, materiales y otros gastos que enfrenta una empresa que realiza la gestión de transmisión troncal de electricidad.

En la determinación del COMA se tomará en cuenta la diversidad geográfica y la longitud del sistema eléctrico. Es así que al visitar las instalaciones el Consultor tomará conocimiento de las diferentes sedes que requieren las actividades de operación, mantenimiento y administración.

Entre los procesos que reflejan la diversidad geográfica, en la identificación de los procesos y sus actividades, se considera a título de ejemplo, el lavado de aislamiento en la zona centro norte y norte, así como los tramos afectados por la contaminación salina e industrial.

Como otra singularidad en el mantenimiento de las líneas de transmisión se incorporará el roce de la faja de servidumbre y podas. De igual forma se respetará lo dispuesto en la norma chilena NSEG 5, siempre y cuando los propietarios de líneas del Sistema de Transmisión Troncal comuniquen esta situación al Consultor.

Las campañas de difusión pública de los riesgos que representa acercarse a las redes de alta tensión, se incorporarán dentro de las materias a coordinar por la entidad de relaciones públicas de la empresa.

En los subcapítulos siguientes se desarrolla la metodología y se describen los criterios para la obtención del COMA, organizándolo en las etapas que se indica:

- a) Dimensionamiento del personal de la CTT, de manera separada para cada una de las actividades que conforman el COMA: Operación, Mantenimiento y Administración.
- b) Determinación de las remuneraciones y de los costos unitarios necesarios para valorizar el personal.
- c) Determinación de los recursos en infraestructura, equipos e insumos que requiere esta compañía, separadamente cuando corresponda, en las actividades básicas del COMA.
- d) Determinación de los costos asignados a infraestructura, equipos e insumos.
- e) Valorización del COMA de la CTT.

4.1.2 DIMENSIONAMIENTO DEL PERSONAL DE LA ORGANIZACIÓN

Esta parte del trabajo consiste en el dimensionamiento de la planta de personal de la CTT necesaria para dar cumplimiento a todas las necesidades tanto operativas como administrativas y directivas.

En este trabajo el Consultor identificará por separado aquellos procesos propios de la operación del sistema y de la planificación de inversiones, que en el caso de la transmisión troncal son total o parcialmente desarrollados por otras entidades como el CDEC o el propio regulador. La inclusión de las distintas unidades de la empresa,

dimensionadas teniendo en cuenta dicha identificación de procesos, será establecida justificadamente en el estudio.

El dimensionamiento de la planta de personal de la CTT se hace considerando separadamente las distintas unidades operativas de la empresa, y aplicando a cada cual un procedimiento específico. Es así como el personal de operación y mantenimiento se dimensiona a partir de los requerimientos dados por las necesidades de operar y mantener las instalaciones eléctricas, mientras que el personal de las unidades centralizadas especiales de empresas de transmisión, tales como Regulación Comercial y Desarrollo, se dimensiona en atención a las necesidades funcionales específicas. Finalmente, el dimensionamiento de la planta administrativa y directiva se establece en función de la CTT resultante.

Por otra parte, inicialmente se hace un dimensionamiento básico de la CTT que es independiente de que el personal sea propio o contratistas. Una vez completado el modelamiento básico, se modela la tercerización de servicios, reduciendo la planta básica en una fracción que representa la parte del trabajo que es posible contratar con empresas externas a la CTT.

Las funciones tercerizadas son establecidas tomando en cuenta la oferta de servicios a lo largo del sistema eléctrico, y sólo en los casos en que exista clara conveniencia de tercerizar, lo que será justificado por el Consultor. Para ello el Consultor analizará la operación y el mantenimiento del sistema troncal, y estudiará las actividades que pudieran ser entregadas a contratistas. La o las empresas contratistas se calificarán en función de su competencia técnica para ejecutar las tareas.

De forma consistente se incorporará a las funciones de la CTT la estructura necesaria para la supervisión y el control de los trabajos ejecutados por terceros.

Es importante destacar que la economía de la tercerización proviene del hecho que los niveles de remuneraciones y de costos unitarios de insumos en estas empresas de menor tamaño son inferiores a los de la CTT, para personal e insumos equivalentes. Lo anterior se fundamenta en el hecho que las encuestas de remuneraciones que hacen las consultoras especializadas, muestran que existe una fuerte correlación entre el tamaño de la empresa (medido en ventas) y las remuneraciones pagadas al personal, siendo estas más altas en empresas con mayores ventas. Asimismo, respecto de la infraestructura administrativa, el Consultor se basa en el hecho que las oficinas generales de las empresas contratistas suelen ubicarse en zonas distintas dentro de la misma ciudad o en ciudades diferentes a las sedes matrices y sucursales de las empresas troncales como la transmisora de referencia. Esto también hace que el costo unitario de esta infraestructura sea menor en las contratistas. Los servicios que se contraten con empresas externas serán todos aquellos que se identifiquen con sus procesos y actividades dentro del desglose que se hace en los puntos siguientes. Entre otros se ahondará en el tratamiento del Mantenimiento, la Vigilancia y la Informática, actividades todas hechas con recursos externos, siempre y cuando no contravengan disposiciones legales y reglamentarias que regulen algunas de estas actividades como la Vigilancia.

A continuación se valoriza la planta de la CTT con su infraestructura asociada de acuerdo con costos unitarios de remuneraciones y de insumos (edificios, amoblado,

equipamiento) obtenidos de fuentes validadas, tales como encuestas o consulta con especialistas, así como de fuentes del propio Consultor. Para la valorización de las empresas tercerizadas se utilizará la información de costos de servicios tercerizados disponible en el mercado, a través de solicitud a las empresas eléctricas que poseen instalaciones de transmisión los antecedentes de la contratación de tales servicios, y de encuestar a las empresas que los proporcionan.

En el caso de servicios tercerizados para los cuales sea imposible obtener el precio de mercado de los mismos, el Consultor evaluará la tercerización a través de la modelación de empresas tercerizadas, con una metodología similar a la usada para la modelación de la CTT, lo que se explica más adelante en el informe.

4.1.2.1 Operación y Mantenimiento de Líneas y Subestaciones

4.1.2.1.1 Determinación del personal para la Operación

El dimensionamiento del personal para la operación del conjunto de tramos en estudio consulta lo siguiente:

- Para analizar las necesidades de personal para la Operación Técnica del Sistema de Transmisión Troncal se tendrán presente todos los tramos que en definitiva conformen este sistema y su distribución territorial.
- Con este catastro y su dispersión territorial se agruparán los tramos según su ubicación física limitando su alcance según la cantidad de paños y kilómetros de líneas, tanto de 220 como 500kV. En esta agrupación se tendrá presente el número y ubicación de cada uno de los paños de transformación determinados en este estudio.
- En cada subestación troncal se identificarán las maniobras que deben ser ejecutadas por personal en el sitio y cuáles pueden ser hechas a distancia, por medio de control asistido por telemando centralizado en un Centro de Control Regional o Centro de Control Común para cada uno de los Sistemas Troncales.
- Especial atención se tendrá en los Planes y Programas asignados a cada subestación como parte de su trabajo conjunto o separado del sistema según sean las contingencias del servicio.
- Todo lo anterior permitirá determinar la formación profesional que cada operador debiera poseer, sus calificaciones y desarrollo dentro de su actividad.
- En esta fase del estudio, el Consultor requiere revisar los Planes de Recuperación de Servicio vigentes en el Sistema Troncal y su relación o aplicación conjunta con otros sistemas derivados del troncal como son los sistemas adicionales y los sistemas de subtransmisión. En este mismo orden se ubica el análisis de los procesos de conexión y retiro de servicio de líneas y paños, proceso de solicitudes de desconexión internas o entre empresas que

comparten la misma barra o barras supervisadas por un mismo centro de control y otros procesos cuya autorización requiere de un conocimiento acabado y una supervisión adecuada.

- Para realizar este capítulo del estudio, el Consultor ha preparado una serie de consultas y ha solicitado información a las empresas de transmisión troncales que le permitan conocer con una visión de la empresa, su organización para desarrollar esta actividad.
- En forma paralela, el Consultor ha programado visitas a algunas subestaciones troncales, centros de control existentes y la unidad de control centralizada que la empresa de referencia posee para la supervisión y control general. En estas inspecciones espera conocer en detalle parte de estas actividades y procesos, su complejidad y ámbito de aplicación.
- Para finalizar este análisis y establecer la modelación necesaria, el Consultor hará uso de su experiencia en la operación de tramos de sistemas eléctricos de similar complejidad a los sistemas en estudio.
- El Consultor al concluir este análisis, fundamentará sus conclusiones y expondrá en forma explícita cuáles son las diferencias que puedan existir entre la operación que efectúa la empresa de referencia y el modelo desarrollado.
- Finalmente, en Consultor describirá cómo la organización propuesta y valorizada, permite que la CTT pueda cumplir las estipulaciones contenidas en la Norma de Seguridad y Calidad de Servicio.
- A continuación, desarrollando lo descrito anteriormente, se explica el procedimiento de dimensionamiento del personal directo, para los distintos niveles operativos en que se organiza la CTT.

Dimensionamiento a nivel de Operación Centralizada

En el nivel central, se considerará un Centro de Operación Central (COC) ubicado en la sede central de la CTT que dirigirá y supervisará la operación del sistema troncal actuando a través de los centros zonales y eventualmente las subestaciones troncales.

El personal de este centro de operación se dimensionará de manera de que pueda operar en forma continua (24 horas diarias).

Dimensionamiento a nivel de Centros Zonales

Se considerarán y dimensionarán centros de operación zonales (COZ), dependientes del COC, que permitan agrupar la operación de las subestaciones troncales a lo largo del sistema troncal. El Consultor estudiará el régimen de operación a que estarán

afectos estos centros (operación parcial o continua), teniendo presente en todo momento los conceptos de calidad y seguridad de servicio.

Lo anterior en estricto apego al cumplimiento de la Norma Técnica que define Seguridad de Servicio como la capacidad de respuesta de un sistema eléctrico para soportar contingencias y minimizar las pérdidas de consumo, por medio de respaldos y servicios complementarios. A su vez, la misma norma señala como Calidad de Servicio al atributo del sistema eléctrico determinado conjuntamente por la calidad del producto, la calidad del suministro y la calidad del servicio comercial, entregados a los distintos usuarios y clientes.

Como en estos conceptos está incluido el personal que cumple las normas y procedimientos, anteriormente se ha dicho que el Consultor analizará la distribución geográfica de los centros de operación y explicitará sus conclusiones. En consecuencia, se estudiarán todas y cada una de las Salas de Control, los Centro de Operación Descentralizados y el Centro de Transmisión Central, todas dependencias existentes en el sistema en operación.

Al dimensionar las necesidades de personal, se tendrá en cuenta el cumplimiento de la ley laboral (Código del Trabajo), por lo tanto, el Consultor tendrá presente todas las disposiciones de esta norma legal, especialmente lo relacionado con la jornada de trabajo y el descanso del personal sujeto a regímenes de turnos.

Dimensionamiento del personal de Subestaciones Atendidas en forma permanente

El Consultor identificará las subestaciones troncales que, por razones que fundamentará, requieran ser atendidas en forma permanente con presencia de personal de operación y las dimensionará en consecuencia.

Dimensionamiento del personal de Subestaciones Atendidas en forma parcial

El Consultor identificará las subestaciones troncales que, por razones que fundamentará, requieran ser atendidas en forma parcial, con personal propio o de terceos y las dimensionará en consecuencia.

Dimensionamiento del personal para la supervigilancia de Subestaciones No Atendidas

Para las subestaciones troncales que queden como No Atendidas el Consultor analizará y, según sus conclusiones, valorizará un sistema de supervigilancia complementario al control a distancia.

Para determinar las tareas que se deben realizar en los diferentes centros de operación, el Consultor tendrá presente la información y terminología que utilizan las empresas.

El término Supervigilancia se refiere a la supervisión que incluye la inspección que se efectúa a requerimiento en instalaciones no atendidas con personal.

Dimensionamiento del personal de supervisión central de los procesos y actividades de operación

El Consultor dimensionará una unidad de operaciones que, en el nivel central, tenga a su cargo, entre otras, la supervisión central de los procesos y actividades de la Operación, la Capacitación del Personal de operaciones, la Planificación de la Operación, el Estudio de Procesos y Maniobras para el retiro y reconexión de instalaciones troncales y la Investigación de Anormalidades, sean éstas errores humanos o fallas de equipos o instrucciones externas inadecuadas. En el estudio se identificará la totalidad de las funciones de esta unidad de operación.

En el desarrollo del estudio se propondrá una organización para esta unidad central y la delegación de actividades en las sedes regionales.

Las actividades de esta o estas unidades centralizadas quedarán a la vista en el Informe 2.

4.1.2.1.2 Dimensionamiento del personal para el Mantenimiento de Líneas y Subestaciones

El dimensionamiento del personal de las unidades para el mantenimiento de líneas y subestaciones se efectuará considerando que éste se realiza en instalaciones en operación normal y por consiguiente, con un plan concreto de mantenimiento para cada equipo y línea, respectivamente. Lo anterior es equivalente a un equipo o instalación al cual se le ha aplicado el Plan de Mantenimiento con la rigurosidad propia de un servicio de esta categoría. Para simular esta situación, el Consultor solicitará los programas realmente aplicados a los equipos de S/E troncales y líneas conectadas a estos paños.

Este dimensionamiento considera las siguientes actividades:

En una primera etapa, se analizará la información proporcionada por las empresas y se identificarán los procesos y actividades establecidos para los mantenimientos anuales y plurianuales. En el análisis se considerarán los factores técnicos y de medio ambiente que influyen en un mayor o menor número de ejecución de las actividades. En este análisis el Consultor eliminará las actividades consideradas innecesarias, reducirá aquellas excesivas y agregará aquellas que considere faltantes para el mantenimiento del conjunto de tramos troncales, fundamentando debidamente estos ajustes. Como resultado de este análisis el Consultor obtendrá los programas eficientes de mantenimiento, con identificación con los siguientes niveles:

Mantenimiento Preventivo

- El servicio de mantenimiento preventivo comprende la ejecución de las actividades básicas de mantenimiento que se realizan de acuerdo con un programa anual, para las siguientes instalaciones y equipos:
 - Mantenimiento preventivo de equipos primarios: a efectuarse en las SS/EE Troncales, comprende el mantenimiento preventivo a los paños de conexión de circuitos troncales. Se incluyen los equipos del acoplamiento del enlace OPLAT (trampas de ondas y condensador de acoplamiento), cuando corresponda.
 - Mantenimiento Operacional
 Como parte del Mantenimiento Preventivo de equipos primarios, se realiza una inspección de los equipos con el propósito de detectar, en forma temprana, posibles síntomas de anormalidades.
 - Mantenimiento preventivo de sistemas de control: comprende el mantenimiento preventivo a las protecciones y al control de los paños de conexión de cada circuito troncal en las SS/EE terminales de cada tramo.
 - Mantenimiento preventivo de telecomunicaciones: comprende el mantenimiento preventivo a los equipos de teleprotecciones con sus respectivos soportes de telecomunicaciones, además, cuando corresponda, de los equipos de telecomunicaciones para el soporte de los datos Scada y voz operacional asociados con el control de los paños de conexión en las SS/EE troncales. Esto es, los equipos de sobre Onda Portadora sobre las líneas de alta tensión (OPLAT) en cada circuitos, incluidos los filtros de acoplamiento y los multiplexores (MUX) instalados en las Salas de Telecomunicaciones del propietario de cada S/E Troncal y Casetas de Control correspondiente a cada paño.
 - Mantenimiento preventivo de las Líneas: comprende el mantenimiento preventivo e inspecciones de diagnóstico de cada circuito correspondiente a las líneas troncales.

Mantenimiento Correctivo Programado

- El Mantenimiento Correctivo Programado corresponde, como el término lo indica, a la ejecución programada de las acciones necesarias para corregir las anormalidades detectadas en las instalaciones que no involucran indisponibilidades inmediatas de esas instalaciones. Su fuente de información es el resultado del mantenimiento operacional y del mantenimiento preventivo. Incluye las reparaciones y, si procede, el reemplazo de elementos defectuosos.
- Mantenimiento correctivo no programado y Fallas
 - Comprende las acciones necesarias para recuperar la condición de disponibilidad normal de las instalaciones, cuando ésta se ha perdido

- producto de una falla o por una anormalidad con alta potencialidad de provocar falla.
- El Consultor analizará las disposiciones que se aplican en caso de falla o anormalidad grave. Ante la ocurrencia de una falla o anormalidad importante, se deben iniciar las acciones para dar los avisos y atender la falla de inmediato. El plazo estará condicionado a las características del entorno, la magnitud de la falla y la disponibilidad de recursos materiales.

Como segunda etapa, el Consultor realizará un análisis de los recursos humanos y rendimientos, definiendo los que resulten eficientes para los efectos de obtener un dimensionamiento del personal de mantenimiento directo y de supervisión directa.

Por otra parte, teniendo presente las condiciones de calidad y seguridad de servicio, se tendrá especial cuidado en el estudio de aquellas acciones propias del mantenimiento preventivo y mantenimiento correctivo programado con el objeto de determinar cuáles deben ser realizadas en horas inhábiles. Ello permitirá ponderar el sobre costo que estos trabajos originan.

Dimensionamiento de la unidad técnica especialista para la planificación y control centralizado del mantenimiento

Dentro de la estructura de costos del mantenimiento en general y en atención a las diferentes facetas que esta actividad posee, el Consultor estructurará una unidad técnica que supervise y coordine los procesos y actividades descentralizadas. Esta unidad realiza estudios altamente especializados, que son la base técnica de los trabajos que requiere el mantenimiento de los equipos e instalaciones electromecánicas del sistema troncal de transmisión.

Entre los procesos y actividades que se desarrollan al interior de esta unidad centralizada están la Planificación del Mantenimiento, la Supervisión Técnica de los trabajos y el Control de ellos. Por otra parte, la unidad es responsable de la Capacitación y el Desarrollo del personal destinado al Mantenimiento y de la Calificación Técnica del personal de Contratistas que se utilice para realizar algunos procesos y actividades externalizadas. Esta unidad centralizada debe aprobar la programación de ciertos trabajos que por su complejidad aumentan el riesgo a la estabilidad del sistema debido a las restricciones operativas a que dan lugar. Extraordinariamente dispone que sus especialistas se incorporen en la ejecución de algún proceso o actividad de mantenimiento.

En esta unidad técnica especializada se concentra el apoyo de su especialidad en las diferentes instancias que el funcionamiento de una empresa troncal participa.

Dimensionamiento de las unidades descentralizadas para el mantenimiento de las instalaciones

Teniendo presente que el sistema troncal presenta una amplia cobertura geográfica dentro del país, y con el fin de lograr una gestión eficiente y oportuna de esta

infraestructura, los procesos y actividades de mantenimiento se deberán descentralizar en lo que a ejecución en terreno se refiere. De esta forma, si esta descentralización lo requiere, en las sedes regionales que se recomienden deberá existir la suficiente dotación de personal (junto con los recursos e infraestructura asociados) requerida para la gestión de mantenimiento.

Esta definición da lugar a una distribución en sedes dispuestas a lo largo del sistema de transmisión, y en puntos seleccionados de acuerdo a la cantidad de instalaciones, facilidades de acceso y distancias a recorrer. En este estudio, el Consultor determinará los recursos para cada sede en cantidad y calificación técnica.

Al definir una unidad descentralizada, se establecerá ubicación y recursos requeridos.

4.1.2.2 Dimensionamiento del personal de Administración

En esta etapa del trabajo, el Consultor dimensionará la parte del personal de la CTT dedicada a las labores administrativas regulares semejantes a las de otras empresas que operan en el país, tales como Administración Central, Recursos Humanos, Contabilidad y Finanzas, así como también las labores particulares de una empresa que realiza transmisión troncal y que no forman parte de la Operación y Mantenimiento de las instalaciones, tales como Regulación y Comercial.

Dimensionamiento del personal de funciones especiales

El Consultor dimensionará el personal necesario para realizar las siguientes funciones que son propias de la actividad de transmisión troncal, y que no corresponden a la Operación y Mantenimiento (en adelante O&M) de las líneas y subestaciones:

- Regulación
- Comercial
- Prevención de Riesgos
- Sistemas de información adecuados a la actividad de transmisión troncal
- Medio Ambiente

Se evaluará la necesidad de contar con unidades en cada una de estas funciones y se dimensionará en consecuencia. La evaluación considerará la información proporcionada por la empresa de referencia así como la opinión de actores relevantes tales como otras empresas eléctricas, CNE, SEC, CDEC y otros.

Dimensionamiento del personal directivo y administrativo (D&A)

Este trabajo consiste en el dimensionamiento del siguiente personal:

- Directorio
- Gerencia General (gerente y secretaría ejecutiva).
- Gerencia de Explotación (gerente, secretaria y asesoría técnica)
- Gerencia de Administración y Finanzas (gerente, secretaria y Auditoría)
- Asesoría legal
- Control de Gestión
- Relaciones Públicas
- Informática
- Otros

Respecto del Directorio, el Consultor analizará y justificará su inclusión como costo en el COMA de la CTT y el número de sus integrantes. En este análisis se considerará que el Directorio de una empresa tiene como funciones tanto definir estrategias y planes para su desarrollo y crecimiento como para las políticas de administración y operación de las instalaciones existentes. En el largo plazo, la acción de un directorio en una empresa de transmisión troncal permite mantener grados de eficiencia que de alguna manera van a irse reflejando en el VATT, de ahí la necesidad de incorporar un directorio en el cálculo del COMA. Asimismo, la inclusión o no del resto de las unidades mencionadas anteriormente, y su dimensionamiento, será analizado y debidamente fundamentado en el estudio.

El diseño del personal D&A de la CTT se hará en base al estudio comparado de organizaciones de empresas chilenas semejantes a la empresa modelada. La semejanza se establecerá por materias, por ejemplo, semejanza en el especto tecnológico, en el aspecto comercial, en el aspecto de importancia del servicio prestado.

De preferencia se seleccionarán empresas de tamaño grande, en los rubros eléctricos, telecomunicaciones, transporte, financiero y otros, las que operan tanto en ambientes regulados como altamente competitivos.

Para la elección de este criterio el Consultor ha tenido en cuenta que, en la medida que las empresas transmisoras troncales operan en mercados competitivos, las plantas de personal y los costos de los recursos dimensionados en base a dichas referencias serán tales que la CTT operará como si estuviera inserta en un mercado competitivo, y por lo tanto lo hará a mínimo costo.

4.1.2.3 Estructura de personal de la Compañía de Transmisión Troncal.

Finalmente, el personal total de la CTT se obtendrá agregando el personal determinado en las etapas previas.

El personal se organizará según el arreglo que se muestra en el Anexo (Clasificación de Cargos de la CTT). Esta organización proviene de los sistemas de cuentas de costos de explotación establecidos por la SEC para la información que periódicamente deben entregar las empresas distribuidoras. Se escoge esta estructura de personal por cuanto presenta condiciones adecuadas para expresar con precisión los distintos cargos que resulten del modelamiento, y por cuanto está validada por la autoridad en procesos de tarificación eléctrica.

4.1.3 DIMENSIONAMIENTO DE LOS RECURSOS DIRECTOS PARA OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACIÓN

4.1.3.1 Recursos para Operación

Se dimensionará la totalidad de los recursos de infraestructura, equipamiento, materiales y de servicios requeridos para la operación de las instalaciones de la CTT, considerando la estructura y el personal definido. Estos recursos incluyen:

- Movilización y transporte
- Sistemas SCADA y equipamiento asociado (anualidad equipos, licencias)
- Edificaciones y terrenos de operación no incluidos en el VI (anualidad)
- Operación y mantenimiento de vehículos, equipos, sistemas de telecomunicaciones, instrumentos y mobiliario asignados a la operación
- Materiales para la operación (incluye equipamiento del personal)
- Servicios de electricidad, gas, agua y telecomunicaciones
- Patentes municipales, contribuciones
- Sistemas portátiles de telecomunicaciones
- Equipos, sistemas de telecomunicaciones, instrumentos y mobiliario utilizados en la operación
- Software especializado para la simulación de la operación y análisis de fallas.
- Operación y mantenimiento de edificios y terrenos para la operación
- Recursos de vigilancia
- Seguros

Sobre la base de la información que proporcionen las empresas transmisoras troncales, el Consultor realizará un análisis crítico, empleando su experiencia y efectuando análisis comparativos con lo observado en otras empresas. Como resultado de este análisis se obtendrá las cantidades de recursos en cada uno de los rubros señalados anteriormente. El Consultor evaluará la necesidad de contar con cada recurso y tendrá

presente lo informado por estas empresas a la hora de valorizar los recursos de infraestructura, equipamiento, materiales y servicios requeridos para la operación.

El Consultor considerará los niveles de calidad compatibles con los requerimientos de seguridad y calidad de servicio. Entre estos requisitos se pueden indicar lo siguiente:

- Sistemas SCADA y de comunicaciones asociados, redundantes a nivel de centros y con respaldo entre centros.
- Sistema SCADA con aplicaciones para un Centro de Operación Central del CDEC, del mismo nivel que los del Centro Nacional.
- Sistemas de telecomunicaciones de alta disponibilidad y con servicios de tipo Hot Line redundante para las comunicaciones inter Centros de la CTT y con Centro Nacional y de otras empresas.
- En el software especializado para la simulación de la operación y análisis de fallas, se debe considerar que se cuente con:
 - Herramientas convencionales de análisis de sistema (cortocircuito, flujo de potencia, estabilidad en régimen, etc).
 - · Software de Simulación de Fallas
 - Modelo de Relés de Protección en Sistema Simulado
 - Software de Análisis de Oscilogramas de Relés y Registradores
 - Software de Simulación de Desempeño de la Protección
 - Herramientas de simulación de transitorios
 - Herramientas de simulación dinámica del sistema de potencia

Además, al listado de recursos se deben añadir los siguientes:

- Software especializado para la planificación y para el control post operativo.
- Sistemas de grabación de voz en cada Centro, incluyendo Sistema de Gestión Histórica.

Con respecto a los materiales, el Consultor considerará además todos los elementos menores requeridos para realizar la operación de las instalaciones (pértigas, guantes aislantes, binoculares, linternas de alto poder, etc.)

4.1.3.2 Recursos para Mantenimiento

En el análisis de los recursos para el mantenimiento el Consultor considerará los siguientes rubros:

Equipos normales utilizados en el mantenimiento

- Equipos especiales utilizados en el mantenimiento
- Repuestos no incluidos en el VI
- Materiales (incluye equipamiento del personal)
- Movilización y transporte
- Patentes municipales, contribuciones
- Operación y mantenimiento de vehículos, equipos, sistemas de telecomunicaciones, herramientas, instrumentos y mobiliario asignados al mantenimiento
- Sistemas de telecomunicaciones asociados a los procesos y actividades de mantenimiento
- Herramientas, instrumentos y mobiliario necesarios para las actividades de mantenimiento.
- Edificaciones y terrenos utilizados en las actividades de mantenimiento no incluidos en el VI (anualidad)
- Operación y mantenimiento de las edificaciones y terrenos destinados a la actividad de mantenimiento
- Servicios básicos (electricidad, agua, gas) requeridos para la actividad de mantenimiento
- Recursos de vigilancia
- Seguros

Sobre la base de la información que proporcionen las empresas transmisoras troncales, el Consultor realizará un análisis crítico, empleando su experiencia y efectuando análisis comparativos con lo observado en otras empresas. Como resultado de este análisis se obtendrá las cantidades de recursos en cada uno de los rubros señalados anteriormente.

Para definir los activos de infraestructura necesarios y suficientes, se prestará especial consideración a las características geográficas del país, a los tiempos de indisponibilidad máximos exigidos en la ley y sus reglamentos, por ejemplo, el tiempo máximo para concurrir al lugar de una falla conforme a lo establecido en el DS 327º, en lo que corresponda ser aplicado.

Se tendrán en cuenta en este análisis los aspectos que se detallan en los puntos siguientes:

4.1.3.2.1 Equipos normales destinados al Mantenimiento

Los diferentes equipos de trabajo deben disponer de los instrumentos y equipos necesarios y apropiados para desarrollar los procesos y actividades del mantenimiento.

Además, el Consultor analizará la justificación de que la CTT disponga de maquinaria pesada, estructuras y elementos especiales para enfrentar emergencias que se puedan presentar en el sistema, y recomendará como proceder en consecuencia. Ejemplo de lo anterior son la maquinaria pesada (motoniveladoras, grúas autopropulsadas, camiones multipropósito, etc.) para trabajos pesados, específicamente para faenas en líneas. Por otra parte, de producirse una emergencia en horas inhábiles o en presencia de temporales, sismos u otros, se requerirá este tipo de equipamiento con la prontitud necesaria. Especial cuidado se tendrá en la disponibilidad de contratar servicios externos que presten estos servicios en las emergencias comentadas.

4.1.3.2.2 Equipos especiales destinados al Mantenimiento

En consideración a la variada gama de equipos de transmisión que deben ser atendidos y al desarrollo tecnológico actual, el estudio recomendará algunos elementos especializados y los instrumentos requeridos para los trabajos en las líneas de transmisión, en los equipos primarios de alta tensión en las subestaciones, en los sistemas de control, protecciones, medidas de potencia y energía, equipos de monitoreo, telecomandos y en el sistema SCADA.

En particular, se determinarán los costos del mantenimiento de sistemas de monitoreo y control automático, sistemas de telecomando, protecciones automáticas, sistemas computacionales de control y sistemas de telecomunicaciones.

Teniendo presente el costo y la frecuencia de uso se establecerá la distribución de estos equipos en las diferentes sedes.

Especial atención se dará a los sistemas fundamentales para el servicio como son los sistemas y redes propias de telecomunicaciones, imprescindibles para la operación y control de los sistemas de transmisión y para las comunicaciones por voz entre los centros de operación y los centros de despacho.

Otro rubro de equipos especiales lo constituyen aquellos necesarios para los trabajos en instalaciones energizadas, derivados de los requerimientos de calidad y seguridad de servicio. La pertinencia de estos equipos y del personal especializado que participa en estos trabajos, será evaluada considerando su mayor costo en contraste con la programación de estas actividades en horarios inhábiles.

4.1.3.2.3 Repuestos y equipos redundantes

Dentro del estudio se propondrá el manejo de los repuestos necesarios para la actividad de mantenimiento (centralizado o descentralizado). Se estudiará la situación de los repuestos existentes, determinando la cuantía requerida, su valorización y el control del inventario descentralizado incluyendo el costo de este control.

El inventario de repuestos se calculará considerando un stock de seguridad, constituido por aquellos repuestos necesarios de tener permanentemente para hacer frente a fallas de elementos, y por aquellos repuestos menores de uso frecuente. Los repuestos mayores que se utilizan en mantenimientos mayores programados no constituirán stock, pues su adquisición puede considerarse en la programación del mantenimiento.

En la eventualidad de que la lista de repuestos que entreguen las empresas transmisoras troncales incluya equipos retirados de servicio, estos serán evaluados como un todo, junto con el stock de repuestos, de manera de arribar a un stock de repuestos eficiente.

El estudio abordará la compra o adquisición de repuestos ya sea centralizada o descentralizada y evaluará la probable economía de escala que se podría producir por compras globales.

Se tendrá en cuenta las distancias que se derivan de la particular topología del sistema de transmisión chileno, y los cortos tiempos en que deben realizarse la atención de las fallas, emergencias y anormalidades para poder cumplir con los tiempos de indisponibilidad exigidos en la normativa.

El Consultor analizará las diferentes opciones que permitan lograr la eficiencia requerida en la determinación del COMA.

4.1.3.2.4 Mantenimiento preventivo de periodicidad Plurianual

A partir de la información solicitada a las empresas transmisoras troncales, de la historia de los equipos se obtendrá el plan de mantenimiento vigente. Sobre esta base se estructurará un plan de mantenimiento que considerará mantenimientos anuales y plurianuales durante la vida útil de cada instalación.

4.1.3.3 Recursos para administratición

En el análisis de los recursos para la administración el Consultor considerará los siguientes rubros:

- Edificios y terrenos destinados a la administración no incluidos en el VI (anualidad)
- Mobiliario y equipamiento de oficinas
- Movilización y transporte
- Informática
- Capacitación del personal de la CTT
- Servicios de electricidad, gas, agua y telecomunicaciones

- Patentes municipales, contribuciones
- Operación y mantenimiento de edificios y terrenos administrativos
- Operación y mantenimiento de vehículos y telecomunicaciones administrativos
- Recursos de vigilancia
- Seguros de instalaciones destinadas a las funciones de administración
- Cuotas de participación en el CDEC
- Financiamiento del Estudio de Transmisión Troncal, cada 4 años, además de otros ítemes como memoria anual, auditorías y otros

Sobre la base de la información que proporcionen las empresas transmisoras troncales, el Consultor realizará un análisis crítico, empleando su experiencia, efectuando análisis comparativos y efectuando consultas a especialistas de los rubros. Como resultado de este análisis se obtendrá las cantidades de recursos en cada uno de los rubros señalados anteriormente.

Para dimensionar recursos de infraestructura tales como superficie de oficinas, cantidad y tipo de amoblado y equipamiento de oficinas, comunicaciones, informática de uso personal, energía eléctrica, climatización, y otros, se usarán valores estándares obtenidos de consultas con empresas especialistas en el rubro de las organizaciones industriales, los que serán cotejados con información que dispone el Consultor, ya sea de estudios anteriores o bien de informes presentados por empresas reguladas en otros procesos tarifarios.

En relación con los recursos de vigilancia, se evaluará la necesidad de disponer de vigilantes con o sin armamento por orden de la Autoridad. El Consultor revisará los criterios aplicados al respecto como consecuencia de las disposiciones que regula Carabineros de Chile a través de la O.S. 10.

El Consultor analizará además la situación del alojamiento y servicios del personal de mantenimiento y operación e identificará las ventajas o desventajas de disponer de instalaciones propias para el alojamiento y alimentación del personal.

En relación con las Casas de Huéspedes o Casinos estudiará su actual ubicación, la distancia entre ellos y su real ocupación en relación con los servicios que ofrece el mercado.

En el caso de accidentes, estudiará con antecedentes que aporten las empresas la necesidad de disponer de ambulancia y el apoyo que se obtiene de la red pública de salud.

4.1.4 COSTOS UNITARIOS

El Consultor utilizará un estudio de valores unitarios de mercado para la totalidad de las remuneraciones para valorizar el personal, y hará un estudio de costos unitarios requeridos para valorizar los recursos de equipos, insumos, servicios e infraestructura dimensionados en las etapas anteriores.

En todo el análisis, se considerarán variables cualitativas como la externalización de riesgos asociados a la opción de arriendo (por ejemplo de vehículos), y se evaluará la conveniencia de contratar seguros y registrar el costo correspondiente. Se consultará con empresas eléctricas y de servicios para conocer las prácticas de la industria.

Dependiendo de la oferta y cantidad de información, se considera realizar al menos tres cotizaciones para cada insumo, a fin de obtener una muestra representativa del mercado. Las empresas proveedoras serán escogidas teniendo en consideración la topología del sistema de transmisión troncal.

Los costos cotizados serán anualizados de acuerdo a la vida útil de cada componente y considerando una tasa de descuento de 10% real anual. Adicionalmente, se estudiará la pertinencia de considerar costos a diciembre de 2009 versus el promedio de precios actualizados a esta fecha, de un período histórico razonable, dependiendo de la disponibilidad de información y del ítem de costo en cuestión. Se aplicarán los descuentos que es posible obtener por compras por cantidades como resultado de una eficiente gestión de compra y mantenimiento de inventarios.

A continuación se presenta el detalle de la forma en que se determinarán los valores unitarios de cada uno de los ítemes de costos.

4.1.4.1 Costos de remuneraciones

El Consultor al desarrollar su estudio llegará a un ordenamiento que será respaldado según un análisis formal de evaluación de cargos, mediante una metodología que le permita distinguir los siguientes criterios:

- a) Objetivo y propósito del cargo;
- b) Responsabilidades y funciones principales;
- c) Toma de decisiones sobre manejo de recursos;
- d) Número de personas bajo su supervisión y tipo de cargos;
- e) Requisitos específicos del cargo (formación, especialización y experiencia).

Para efectos de estimar las remuneraciones asociadas a cada cargo, se realizará un proceso de homologación de cada uno de ellos, buscando el mejor ajuste entre las características de los cargos con la información disponible en las encuestas de

remuneraciones de mercado. Producto de esta comparación se determinarán las rentas de mercado asociadas a cada cargo. Para ello:

- Se definirá para cada área de la empresa un mercado específico de comparación, según qué empresas pudieran constituirse en mercado atractivo para los ocupantes de los cargos de dicha área (por ej. Mercado general para cargos de las áreas de administración).
- En relación con las remuneraciones, éstas se expresarán en términos de Remuneración Total Anual Mensualizada, es decir, la suma de todos los componentes de pagos fijos y variables que la persona recibiría en un año, expresado en montos proporcionales mensuales.

El Consultor se encuentra revisando el tipo de estudios de remuneraciones que realizan empresas especializadas de reconocido prestigio. La elección del estudio considerará la cantidad de empresas de tecnología equivalente en la muestra general, tamaño y rubro de las empresas, entre otros.

El análisis de remuneraciones de mercado, sobre la base de la encuesta de remuneraciones, requiere tomar en cuenta, cuando es pertinente, el valor de otros beneficios de cargo de las empresas, que no están incluidos en la remuneración bruta que entrega la encuesta, pero que están mencionados en la propia encuesta. Cuando estos beneficios aparecen como generalizados entre las empresas encuestadas, deben ser evaluados y adicionados a la remuneración bruta para obtener el "costo empresa" (remuneración bruta mensual del cargo más los otros costos asociados que son de cargo de la empresa). Estos beneficios se refieren a aspectos tales como los siguientes:

- Licencias médicas
- Seguros de vida y contra accidentes
- Sistemas de salud
- Seguro de cesantía
- Alimentación
- Movilización

Por su parte, la remuneración bruta mensual corresponderá a la suma de un sueldo base y un conjunto de beneficios adicionales donde y cuando corresponda, dentro de los que se encuentran:

- Gratificaciones
- Asignaciones (responsabilidad, zona, navidad, movilización, vacaciones, etc.)
- Otros ingresos no mensuales
- Bonos por turno y producción

Incentivos anuales mensualizados

El Consultor determinará y fundamentará plenamente estos costos en base al estudio de remuneraciones que adquirirá para efectos de establecer finalmente el costo empresa de remuneraciones a incluir en el COMA.

Los cargos contenidos en la encuesta, que sean utilizados en la determinación de las remuneraciones de mercado para la CTT, serán clasificados según la Clasificación de Cargos que desarrollará el Consultor.

4.1.4.2 Costos de materiales y herramientas de Operación y Mantenimiento

El costeo de materiales y otros elementos necesarios para ejecutar los trabajos de mantenimiento y operación se llevará a cabo teniendo presente los valores más actualizados existentes en el mercado (Estudio de Mercado) y se aplicarán los descuentos que es posible obtener por compras por cantidades como resultado de una eficiente gestión de compra y mantenimiento de inventarios. Para los materiales se considerará la economía de escala de las compras de las empresas. Para los equipos y maquinarias se tomarán en cuenta los precios de licitaciones recientes.

4.1.4.3 Costos de Infraestructura de oficinas, bodegas, talleres, terrenos

Los costos de infraestructura de edificios (oficinas, bodegas y talleres), terrenos, se obtendrán de las siguientes fuentes de información:

- a. Consultas a corredores de propiedades.
- Consultas a asesores inmobiliarios
- c. Publicaciones de ofertas en revistas y diarios

Los costos de las oficinas centrales de la CTT considerarán el sector en que se localizan las oficinas centrales de empresas de tamaño similar a la empres de referencia. El mismo procedimiento aplicará al costeo del COC y los COZ.

Se estudiarán los casos en que la opción de arriendo se considere oportuna, y se analizará su conveniencia frente a la opción de comprar. Para ello, se calcularán los costos anualizados promedio de inversión (entre todas las cotizaciones obtenidas) y se compararán con los valores de arriendo promedio anual del bien en cuestión. Los costos a considerar finalmente a efectos de incluir en el COMA, serán los que resulten económicamente más convenientes entre ambas alternativas, considerando en todo caso las especificaciones técnicas mínimas requeridas.

4.1.4.4 Costos de equipamiento de oficinas y vehículos

Los costos unitarios de los componentes que se indican a continuación serán determinados en base a cotizaciones que se solicitarán a fabricantes o proveedores. En

caso que no se obtenga respuesta oportunamente, el Consultor hará uso de información de costos actualizados de estudios realizados con anterioridad y/o de informes presentados por las empresas en procesos de tarificación.

- Vehículos
- Amoblado de oficina
- Servicios básicos (electricidad, agua, gas)

4.1.4.5 Costos de Ítemes especiales

Para los elementos de costos que se indican a continuación, el Consultor efectuará consultas a empresas especializadas en proyectos en los rubros correspondientes.

- Informática
- Seguros

Para evaluar los costos de informática, el Consultor tendrá en consideración al menos los siguientes componentes de costo: compra de software, mantenimiento de licencias, compra y mantenimiento de hardware, mantenimiento y licencias de sistemas SAP y mantenimiento de redes.

Respecto de la metodología para determinar los costos por seguros, considerará un costo por seguro en subestaciones solamente y se va a calcular un costo por autoseguros razonable.

4.1.5 VALORIZACIÓN DEL COMA

4.1.5.1 Procedimiento General

El COMA se obtiene de la aplicación de los valores unitarios de remuneraciones y costos de equipos, materiales, edificaciones e insumos, a las cantidades dimensionadas. En el proceso de valorización del COMA se realizará el análisis de tercerización de actividades que se describe en el punto siguiente.

4.1.5.2 Análisis de Tercerización

4.1.5.2.1 Actividades tercerizadas

La determinación de los servicios que serán tercerizados en la CTT se hace modificando la CTT básica en el sentido de reemplazar personal propio por personal tercerizado, de acuerdo con los criterios indicados más adelante. Ello se hace restringiendo la solución a aquellas actividades que en principio son tercerizables, independientemente de que sean o no tercerizadas en la empresa de referencia. La determinación de las actividades tercerizadas se hace separadamente para cada una de las zonas en que está organizada la operación y mantenimiento de la CTT. Para ello se tomará en cuenta los siguientes aspectos:

- Se verá la oferta real de servicios tercerizados disponible para la zona respectiva.
- Se determinará la factibilidad técnica real de que las empresas puedan brindar los servicios, considerando el grado de especialización requerido,
- Finalmente, se hará un análisis estratégico en atención a la incidencia que el servicio tercerizado pueda tener en la calidad de servicio resultante. En particular se considerará el mantenimiento de los equipos de control y telecomunicaciones.

En este análisis el Consultor utilizará su experiencia y conocimiento, teniendo también en consideración la política de tercerización de la empresa de referencia.

4.1.5.2.2 Costos de las Actividades tercerizadas

Como se ha mencionado, la economía por este concepto proviene del hecho que la empresa que provee el servicio tercerizado será de menor tamaño que la empresa modelo (medido en ventas), por lo que los niveles de remuneraciones que ella paga son inferiores a los de la empresa contratante (de acuerdo a la práctica de la industria). Asimismo, la empresa tercerizada presenta mayores grados de flexibilidad en sus modalidades de contratación, menores costos de administración y otros.

Por otra parte, el servicio de mantenimiento externo perteneciente a una compañía ajena a la empresa de Transmisión, tiene un menor costo global sumando todas las intervenciones de mantenimiento que se contraten en un año, debido a que cuando no hay actividades programadas por la empresa de transmisión, prestará sus servicios a otras empresas del rubro que hayan contratado sus servicios profesionales. De esta forma el costo de sus recursos se prorrateará entre más acciones de mantenimiento que las requeridas por los equipos del sistema troncal. Al contrario, la empresa de transmisión troncal con personal y recursos propios tendrá que distribuir sus costos entre las acciones de mantenimiento que programe, y el resto del tiempo que quedare disponible durante el periodo anual tendrá que efectuar acciones de mantenimiento sobre otros activos, distintos del troncal, lo cual le significará distribuir sus costos en tareas de menor envergadura técnica que para las cuales está preparada.

En todo caso, el Consultor sostiene que los menores costos unitarios de contratistas no están en todos los elementos, en particular el equipamiento de seguridad de los operarios suele ser del mismo estándar en los dos tipos de empresa, y por lo tanto costar lo mismo.

Para determinar el costo de los servicios tercerizables, el Consultor utilizará la información de costos de servicios proporcionados por las empresas de servicios tercerizados que esté disponible. Para este efecto, se solicitará antecedentes a los participantes en relación con trabajos contratados y realizados por tales empresas, así como antecedentes recabados directamente a estas. Los trabajos tercerizables, específicamente Mantenimiento de Equipos de S/E, Líneas de Transmisión y algunos procesos administrativos (transporte de operadores, aseo y jardines, auditorias, asesorías legales, entre otros), se determinarán en función de las necesidades establecidas en los planes y programas de mantenimiento, obteniéndose de ellos las

tareas específicas a contratar con el proveedor, a quien se le garantizará un mínimo mensual/anual necesario para compensar parte de los tiempos muertos.

4.1.6 ASIGNACIÓN DEL COMA A TRAMOS

Con todos los elementos anteriores, la determinación de los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración del sistema de transmisión troncal se obtiene ponderando y sumando los resultados parciales.

El COMA total y el valor que corresponda a cada tramo serán establecidos en dólares norteamericanos según la tasa de cambio que se establezca para el dólar observado promedio para el mes de diciembre de 2009.

El criterio de asignación del COMA es el mismo que el aplicado a la asignación del V.I., esto es, asignación directa de los COMA correspondientes a las "instalaciones directas" del tramo, y prorrateo de los COMA de las instalaciones comunes a varios tramos con el mismo criterio de prorrateo aplicado al VI de esas instalaciones.

El COMA de la oficina central, aquel de los centros de operación central y zonales y el de las sedes de mantenimiento, serán asignados entre tramos de manera proporcional al COMA de las instalaciones directas y comunes soportado por cada uno.

4.2 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS DEL COMA

La estructura de Costos de Administración, Operación y Mantenimiento se presentará con al menos los siguientes ítemes para cada una de las distintas actividades:

4.2.1 Administración

- Costo de personal, desglosando este costo en Personal Directivo, Personal para funciones especiales y personal administrativo propiamente tal.
- Costo de materiales.
- Costos de movilización y transporte asociados a la administración.
- Costos de capacitación, tanto de personal propio de la administración como la gestión centralizada de la capacitación del resto del personal de la CTT.
- Costos de resguardo y vigilancia de las oficinas e instalaciones destinadas a la administración.
- Costos de seguros de instalaciones destinadas a las funciones de administración.
- Impuestos (incluidas las contribuciones, patentes, etc.)
- Costos de operación y mantenimiento de vehículos, telecomunicaciones.
 Asimismo, los costos de operación y mantenimiento de las edificaciones y

terrenos que albergan dichas instalaciones destinadas a las actividades de administración.

- Costos por sistemas de informática (servicios, equipos y espacios físicos).
- Costos de servicios básicos (luz, agua telecomunicaciones) para las actividades de administración.
- Costos de capital de los activos utilizados en actividades de administración correspondientes a vehículos, equipos, telecomunicaciones, sistemas de informática y mobiliario.
- · Costos de capital o arriendo de las edificaciones y terrenos destinados a las actividades de administración.
- Costos asociados al Panel de Expertos, CDEC y otros.
- Costos de administración tercerizados (reemplazan o modifican algunos ítemes)
- Financiamiento del Estudio de Transmisión Troncal, cada 4 años, además de otros ítemes como memoria anual, auditorías y otros.

4.2.2 Operación

- Costo de personal, incluye supervisores, especialistas, despachadores, operadores y personal de apoyo a los procesos de la Operación..
- Costo de materiales, incluye equipamiento del personal.
- Costos de movilización y transporte.
- Costos de resguardo y vigilancia de las líneas y subestaciones, y de las instalaciones destinadas a la operación del sistema de transmisión troncal. Especial atención se pondrá en el análisis de la vigilancia de líneas de transporte.
- Costos de seguros de equipos en subestaciones destinadas a la operación del sistema de transmisión troncal.
- Impuestos contribuciones y patentes municipales.
- Costos de operación y mantenimiento de vehículos, sistemas de telecomunicaciones propios e instrumentos necesarios para las actividades de Operación, las unidades remotas (URT), el equipamiento de los centros de despacho zonales (COZ) y del despacho de transmisión centralizado fundamentalmente Scada. Asimismo, los costos de operación y mantenimiento de las edificaciones y terrenos que albergan dichas instalaciones destinadas a las actividades de operación.
- Costos de los servicios de telecomunicaciones contratados para la transmisión de las señales de supervisión y control del sistema de transmisión.
- Costos de servicios básicos (electricidad, agua, gas).
- Costos de capital de los activos utilizados en actividades de operación correspondientes a vehículos, equipos, sistemas de telecomunicaciones, instrumentos y mobiliario.
- Costo de software especializado destinado a la simulación de la operación y el análisis de fallas.

- · Costos de capital de las edificaciones y terrenos utilizados por la operación.
- Costos de operación tercerizados (reemplazan o modifican algunos ítemes)

4.2.3 Mantenimiento

- Costo de personal, incluyendo ropa de trabajo y elementos de seguridad.
- Costo de Equipos de uso habitual normalizados en las diferentes sedes.
- Costos de equipos especiales de manejo y/o control centralizado
- Costo de Materiales.
- Costos de repuestos utilizados en el mantenimiento mayor programado.
- Costos de movilización: transporte equipos y materiales y desplazamiento del personal.
- Costos de Higiene y Seguridad en el trabajo.
- Costos de seguros de instalaciones destinadas al mantenimiento.
- Costos de operación y mantenimiento de vehículos, equipos, sistemas de telecomunicaciones asociados a las actividades de mantenimiento, herramientas, grupos generadores. Costos de operación y mantenimiento de las edificaciones tales como oficinas, talleres, bodegas y los terrenos que albergan dichas instalaciones.
- Costos de capital de los activos utilizados en actividades de mantenimiento correspondientes a vehículos, maquinaria, equipos, sistemas de telecomunicaciones, mobiliario, herramientas e instrumentos.
- Repuestos y materiales inmovilizados disponibles en almacenes.
- Materiales para atender emergencias o fallas de instalaciones.
- Costos de capital, mantenimiento y resguardo de las edificaciones tales como oficinas, talleres, bodegas y los terrenos que albergan dichas instalaciones.
- Pagos de impuestos asociados a estas actividades como por permisos de circulación de vehículos asignados al mantenimiento, contribuciones territoriales y patentes requeridas para desarrollar los procesos y actividades del mantenimiento de equipos y líneas de transmisión.
- Costos de mantenimiento tercerizados (reemplazan o modifican algunos ítemes)

5. MODELAMIENTO DEL VATT Y ELABORACIÓN DE FÓRMULAS DE INDEXACIÓN APLICABLES AL VATT

Para la determinación del VATT y de las fórmulas de indexación correspondientes, el consultor ha estimado conveniente construir un modelo de cálculo, dado el gran volumen de información a manejar, tanto proveniente de la determinación del VI como de la del COMA.

5.1 MODELAMIENTO

El Consultor elaborará un software que integrará de forma organizada toda la información para el cálculo de los VATT por tramo y sus fórmulas de indexación. Este programa, que operará en ambiente Excel, se desarrollará a partir de la aplicación con que se hizo los cálculos en el ETT 2006, manteniéndose los componentes básicos de valorización de las unidades del sistema eléctrico (planillas de equipos primarios mayores, paños, comunes de patio y comunes de S/E), mejorando la lógica de los cálculos por tramos (prorratas de instalaciones compartidas, concatenamiento de las planillas) y complementando con las componentes que se agregan a los cálculos (VI de obras de ampliación, labores de ampliación de las mismas, etc.).

En relación a los cálculos para las instalaciones existentes, las principales características de este programa serán las siguientes:

- Calculará en forma integral los A.V.I., COMA y VATT a nivel total de cada sistema eléctrico, y a nivel de tramos troncales. Para esto realizará la prorrata de las instalaciones de uso compartido.
- Calculará los coeficientes de las fórmulas de indexación.
- Incorporará la valorización de las Obras Nuevas a través de los VATT establecidos en los decretos de adjudicación, debidamente indexados.
- Llevará a cabo la valorización de las Labores de Ampliación, en conformidad a la información que a los efectos proporcione el CDEC, así como también los descuentos que corresponda por los montos recuperados hasta la fecha de término de la vigencia del decreto Nº 207 de 2007.

Por otra parte, el software permitirá determinar los A.V.I., los COMA y VATT de componentes y obras para el estudio de los Planes de Expansión de los sistemas troncales, así como también los valores referenciales de las obras con que conformen los planes en definitiva propuestos, y sus respectivas fórmulas de indexación.

El programa contará con una interfaz en que se reunirán todos controles, de distintos niveles, que permitan operar el software en forma amigable. Las planillas se presentarán en un formato de fácil lectura, con todos sus componentes debidamente etiquetados, y se elaborará un manual de uso.

5.2 INDEXACIÓN

El objetivo de la indexación de las tarifas es lograr que éstas mantengan, en términos reales, un valor constante en el tiempo.

La indexación de las tarifas consiste en definir un polinomio (llamado fórmula de indexación) que aplicada al valor base de la tarifa permita determinar el valor de ésta en cualquier momento del tiempo. La estructura de la fórmula de indexación que se propone para indexar el AVI y el COMA es un polinomio en que aparezcan los cost driver (índices que producen variaciones en las componentes de costo) de éstos y su peso relativo dentro del costo total.

Para definir las fórmulas de indexación es necesario determinar en primer lugar cuáles son los "cost drivers" relevantes del AVI y del COMA, y luego calcular el peso relativo de éstos dentro de dichos costos.

El procedimiento para determinar el peso relativo de cada cost driver dentro del costo total consistirá en determinar el impacto de una variación del cost driver en el costo total (AVI o COMA). Para efectuar este procedimiento el Consultor actuará sobre los datos de entrada al modelo de valoración económica y verá el efecto que tendrá dicha manipulación en el valor final del AVI y COMA. La aplicación de este procedimiento se efectúa teniendo presente, al estructurar los modelos de costos del AVI y del COMA, efectuar una separación de los componentes de costos en las fracciones correspondientes a cada "cost driver" definido, y llevar esta separación dentro de cada modelo hasta la obtención del AVI y del COMA correspondiente. La experiencia del Consultor en la estructuración de fórmulas de indexación es que resulta conveniente trabajar con varios "cost drivers", los que pueden ser reagrupados, si posteriormente se desea tener un menor número de indexadores.

Se definirá una fórmula de indexación para el AVI y para el COMA, detallándose para cada una de ellas el nombre de cada cost driver, la fuente de emisión de éstos y los valores iniciales (denominados valores base) al 31 de diciembre del 2009.

6. DETERMINACIÓN DE LAS INSTALACIONES QUE CONFORMAN EL STT

6.1 ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LAS DISPOSICIONES DE LA LEY ELÉCTRICA SOBRE DEFINICIÓN DE INSTALACIONES TRONCALES (ART. 74).

El artículo 74 de la Ley Eléctrica establece la definición y los requisitos que deben cumplir las instalaciones que conforman el sistema de transmisión troncal de un sistema eléctrico.

La definición, contenida en el primer inciso del mencionado artículo, señala que "Cada sistema de transmisión troncal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que sean económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo, bajo los diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas."

La definición anterior es muy general, y, de no existir otras condiciones que permitan precisar más concretamente cuales son las instalaciones troncales, ella haría que prácticamente la totalidad de las instalaciones de transmisión del sistema eléctrico deberían ser calificadas de troncales, con la única salvedad de aquellas que fueren económicamente ineficientes o innecesarias. La totalidad de las instalaciones restantes serían necesarias para hacer posible el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo y, consecuentemente, todas ellas deberían ser declaradas troncales. Ciertamente no es ésta la situación buscada por la Ley Eléctrica, pues si así hubiere sido, se tornaría innecesario que la propia ley hubiera distinguido, además de las troncales, a los sistemas de subtransmisión y a los adicionales (inciso segundo del artículo 73° de la ley).

En el curso de la aplicación de las disposiciones que permiten precisar cuales instalaciones son troncales, aquellas que no son calificadas como tal, se entenderá que continúan contribuyendo al abastecimiento de la demanda como parte de un sistema de subtransmisión o de un sistema adicional.

El artículo 74 de la ley General de Servicios Eléctricos establece que las instalaciones pertenecientes a cada uno de los tramos del sistema de transmisión troncal (STT) deben cumplir con los siguientes requisitos:

- a. Mostrar una variabilidad relevante en la magnitud y dirección de los flujos de potencia, como resultado de abastecer en forma óptima una misma configuración de demanda para diferentes escenarios de disponibilidad del parque generador existente, considerando las restricciones impuestas por el cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio, incluyendo situaciones de contingencia y falla.
- b. Tener una tensión nominal igual o mayor a 220 kilovolts.
- c. Que la magnitud de los flujos en estas líneas no esté determinada por el consumo de un número reducido de consumidores.

- d. Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras
- e. Que la línea tenga tramos con flujos bidireccionales relevantes

Finalmente, el inciso tercero de dicho artículo 74, define también como instalaciones troncales aquellas que sean "necesarias" para asegurar la continuidad del STT. Se entiende que esta disposición se aplica cuando las instalaciones que resultan calificadas como troncales como resultado de las condiciones a) a e) constituyen subsistemas aislados entre sí. El Consultor entiende que las instalaciones necesarias no son todas aquellas que topológicamente unen los subsistemas sino que sólo las de mayor nivel de tensión y capacidad.

Los requisitos a) a e) anteriores deben entenderse como condiciones que deben cumplirse en forma copulativa, no habiendo prelación de ninguno de ellos respecto del resto. Siendo copulativas, cualquiera que sea el orden en que ellas se apliquen, se deberá llegar al mismo subconjunto de instalaciones que cumpla todas ellas.

Así, por ejemplo, a partir del subconjunto de instalaciones de transmisión cuya tensión nominal es igual o superior a 220 kilovolts (requisito b.), aquellas que deben ser declaradas troncales serán las que cumplen las 4 condiciones restantes señaladas en las letras a, c, d y e, anteriores.

Por su parte el inciso cuarto del Artículo, indica que el Reglamento deberá precisar los criterios para la aplicación de los requisitos anteriores.

Dado que ese Reglamento no se encuentra disponible, el Consultor ha debido establecer dichos criterios, lo que ha hecho sobre la base del análisis de cada uno de ellos, que se presenta a continuación.

1) Análisis de la condición e):

De las 5 condiciones que deben cumplir las instalaciones troncales (salvo las requeridas por continuidad), se observa que la condición e) utiliza el término tramo como parte constitutiva de una línea, lo cual resulta contradictorio con el hecho que los tramos a que dice relación este Artículo se entienden, según lo establecido en las bases del estudio, constituidos por líneas o transformadores y extremos terminales (paños de interruptor y equipos de subestación).

Sin perjuicio de lo anterior, esta condición, que exige que existan flujos bidireccionales relevantes, puede entenderse de hecho contenida en la condición a), que dispone que el tramo tenga una variabilidad relevante en magnitud y dirección de los flujos de potencia.

La interpretación que hace el Consultor de esta disposición es que el objeto de ella era su aplicación al caso de líneas que tienen conexiones en derivación (en tap-off) para la alimentación de consumos o para recibir inyecciones de centrales, situación que puede dar origen al hecho que una línea presente en un sector (no "tramo") comprendido entre el tap-off y una de las subestaciónes terminales en una línea de doble circuito, por ejemplo, presente bidireccionalidad, en circunstancias que la tranferencia neta en las subestaciones terminales del tramo sea unidireccional.

Ejemplos de estas configuraciones en tap-off de líneas constitutivas del troncal actual existen varios, como son: Canela, Lampa, Chena, Paine, Teno, Barro Blanco.

El caso de Ciruelos, por ejemplo, no se incluye en el grupo anterior por cuanto las líneas Ciruelos - Valdivia y Ciruelos - Cautín, cuentan con sus paños terminales en ambos extremos.

En atención a lo anterior, se entenderá que una línea con tap-offs, que pudiera no satisfacer la condición de bidireccionalidad que exige el requisito a), medidos sus flujos netos en las substaciones terminales, sí podría ser calificada como troncal en virtud de la condición e) si presenta bidireccionalidad en uno de sus sectores. En este caso, toda la línea (hasta sus extremos terminales) debería ser calificada como troncal.

En todo caso esta liberal interpretación también supone que la condición e) se entiende como un complemento de la condición a), para las líneas con tap off, y como una condición redundante de la condición de bidireccionalidad que establece la condición a).

2) Análisis de la condición a):

La condición de bidireccionalidad relevante en los flujos del tramo que establece este requisito se transforma en una condición esencial para el análisis de los tramos del sistema de transmisión susceptibles de ser declarados troncales. Esto es, de la totalidad de los tramos que conforman el sistema de transmisión de un sistema eléctrico, es posible descartar preliminarmente los tramos unidireccionales y los tramos que presenten bidireccionalidad no relevante, antes de continuar con el análisis de las condiciones que establecen las letras c) y d). Los tramos descartados preliminarmente pueden ser más adelante incorporados como tramos troncales si ellos son necesarios para asegurar la continuidad del sistema troncal, según lo dispone el inciso tercero del artículo 74.

La condición establece que los flujos deben presentar una variabilidad relevante tanto en magnitud como en dirección (sentido). La sola condición de variabilidad en la dirección tiene implícita una variación porcentualmente muy relevante en la magnitud de los flujos, aún cuando en términos absolutos (en MW) los flujos en una y otra dirección pueden ser muy poco significativos. Por ello, al exigir copulativamente ambas condiciones, el Consultor entiende que las magnitudes absolutas, en ambos sentidos también deben ser consideradas relevantes.

Por otra parte el flujo en un sentido puede determinar una energía transfererida en ese sentido, integrada en un período de un año por ejemplo, que sea más o menos relevante que la transferida en el sentido opuesto.

En base a los conceptos anteriores, el Consultor ha considerado razonable declarar que se cumple con la condición de variabilidad relevante en magnitud y sentido del flujo cuando en el período de un año, se cumplen al menos una de las tres condiciones siguientes:

• que el tiempo en que se produce reversión respecto de la dirección principal del flujo sea al menos 5% del tiempo total.

- que la energía transferida en el sentido en que se transfiere menor energía sea al menos 10 % de la energía transferida en el sentido opuesto.
- que la potencia (con probabilidad de excedencia superior al 10%) transferida en el sentido en que se transfiere menor potencia sea al menos 10% de la transferida en el sentido opuesto.

3) Análisis de la condición c):

La condición c) señala que la magnitud de los flujos no esté determinada por el consumo de un número reducido de consumidores. En tramos bidireccionales, esta condición implica que el flujo en cualquiera de los sentidos, o en ambos, no esté determinado por un número reducido de consumidores.

Cabría discutir como se aplica la condición a un tramo bidireccional en el que el flujo en uno de los sentidos depende de muchos consumidores, pero no así en el otro sentido. Caben dos posibilidades: a) asumir que la condición aplica a los dos sentidos del flujo, evaluados como un todo, en cuyo caso bastaría que en uno de los sentidos el flujo no dependa de pocos consumidores para que el tramo pueda ser calificado de troncal y b) interpretar que la condición debe ser cumplida por cada uno de los dos sentidos del flujo, en cuyo caso no podría ser calificado de troncal el tramo en cuestión. El Consultor se inclina por interpretar que la posibilidad aplicable es la a).

Cabe señalar que el Consultor interpreta que la ley se refiere, en el caso de clientes o de consumidores finales, a un mismo concepto.

4) Análisis de la condición d):

La condición d) señala que los flujos en las líneas (tramos) no sean atribuibles exclusivamente al consumo de un cliente o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras. En el caso general de tramos bidireccionales, el flujo resulta del balance de generación y consumo en ambos extremos de la línea. Esto es, habiendo generación y consumo en los subsistemas A y B conectados por la línea, se cumple que el flujo irá en la dirección de A a B cuando la generación supere a los consumos en el subsistema A, y tendrá la dirección opuesta en caso contrario. Lo mismo puede decirse del balance generación consumo en el subsistema B. Podemos interpretar entonces que cuando el flujo va desde A a B, es atribuible a las centrales en A (o a los consumos en B) y cuando llega a A desde B, es atribuible a los consumos en A (o a los generadores en B). Entonces, en el caso que en el subsistema A o en el subsistema B o en ambos existan varios consumos o clientes o bien varias centrales generadoras, la aplicación de la condición d) lleva a declarar troncal a la línea que los conecta. Por ejemplo si en el subsistema A existen varios consumos, el flujo en la dirección desde B a A depende de varios consumos y por lo tanto la línea puede ser declarada troncal, aún cuando en A exista una única central a la cual le son atribuibles los flujos en la dirección inversa. La condición d) excluiría como troncal el caso en que en A exista un cliente y una central ya que en ese caso el flujo sería atribuible exclusivamente al único cliente (cuando el consumo excede la inyección) o a la única central (cuando la inyección excede al consumo). Como ejemplo, se da el caso de la línea Laguna - Tarapacá del SING, en la que el flujo desde Laguna a Tarapacá depende de muchos consumos ubicados en Iguique y Arica. Es también el

caso en el SIC de la línea Rapel - Cerro Navia (en el sector Alto Melipilla – Cerro Navia), y de las líneas Charrúa - Hualpén y Charrúa - Lagunillas. Tambíen sería el caso de la línea Candelaria - Maipo - Alto Jahuel, en que si bien el flujo hacia Candelaria depende de pocos consumidores, el flujo desde Candelaria depende de varias centrales (Colbún, Machicura, Chiburgo, Candelaria, Coya y Pangal).

Cabe advertir una cierta confusión entre las condiciones c) y d). En efecto, según la condición d), si el flujo en un tramo bidireccional dependiera de la generación de una central y del consumo de un cliente, sería descartable como tramo troncal, pero no así si dependiera de una central y de un grupo reducido de clientes, pues para que pueda ser descartado debe depender del consumo de un solo cliente. Sin embargo, según la condición c) un tramo es descartable si el flujo depende del consumo de un grupo reducido de consumidores (se entiende que consumidor equivale a cliente). Esto llevaría a que por aplicación de la condición c) debe descartarse el caso de tramos bidireccionales en que el flujo dependiera de una central o de un grupo reducido de consumidores, lo que es contradictorio con la condición d) según la cual si el flujo depende de mas de un cliente no puede descartarse.

6.2. ELABORACIÓN DE UNA METODOLOGÍA PARA APLICAR LAS CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS REALIZADO EN 6.1.

Se aplica el siguiente procedimiento secuencial:

- 1) Se evalúan todos los tramos del SING y SIC de tensión nominal igual o superior a 220 kV para analizar si presentan variabilidad relevante en magnitud y dirección.
- 2) Se determinan los tramos que presentan variabilidad relevante en dirección de los flujos. Se dejan aparte, para el análisis de continuidad, los tramos unidireccionales o bidireccionales con poca relevancia.
- 3) A los tramos que presentan variabilidad relevante en dirección del flujo, se les somete al análisis que permite determinar si sus flujos pueden ser atribuidos a las condiciones señaladas en las letras c) o d) del artículo 74 de la ley. Aquellos en que la respuesta es afirmativa se dejan fuera del STT.
- 4) Luego se reanalizan los tramos con flujo bidireccional reservados en el paso 2), a los efectos de aplicar la condición de continuidad señalada en el Artículo 74. Los que son tramos interiores necesarios para asegurar dicha condición se declaran troncales; los demás son descartados.

Para determinar los flujos por cada línea para cada año de estudio se simuló el despacho económico de las centrales de cada sistema, necesario para el abastecimiento de las demandas previstas para cada uno de los años 2011 a 2014.

En el SING, al existir una generación hidroeléctrica muy reducida, la variabilidad hidrológica no es un factor que introduzca variaciones detectables en las líneas de 220 kV. En forma similar, la variación de la demanda a lo largo del día y de los meses tampoco juega un papel relevante en los flujos por dichas líneas, debido al efecto

mayoritario de la demanda minera frente a la demanda de los sectores residencial y comercial. El factor que gobierna las variaciones en la magnitud y la dirección de los flujos es el despacho económico de las unidades térmicas y, por lo tanto, su consumo específico y el costo relativo de los combustibles, su mantenimiento, y en menor medida sus indisponibilidades forzadas.

En el caso del SIC, las variaciones en la magnitud y la dirección de los flujos se deben a la variabilidad diaria y estacional de la demanda, la alta participación hidroeléctrica y su consiguiente variabilidad hidrológica, la existencia de embalses importantes, y la generación térmica necesaria para completar el abastecimiento económico de la demanda.

6.3. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA AL SING Y AL SIC Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

La metodología descrita en 6.2 se aplicó al SIC y al SING mediante una simulación de la operación de ambos sistemas en el período 2011 – 2014, utilizando el modelo SDDP.

Para las simulaciones de la operación del SING se consideraron las bases que se entregan en el Anexo 2 de este informe. Para las simulaciones de la operación del SIC se consideraron las bases que se entregan en el Anexo 3 de este informe.

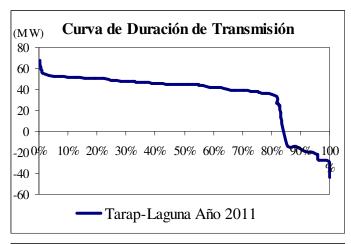
En el Anexo 4 se efectúa una descripción del modelo de operación SDDP.

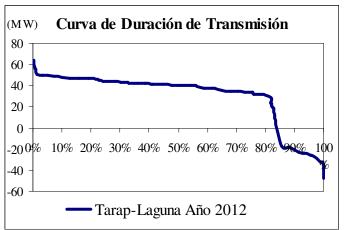
En los puntos siguientes se presentan y comentan los resultados obtenidos en los flujos en las líneas del SING y del SIC.

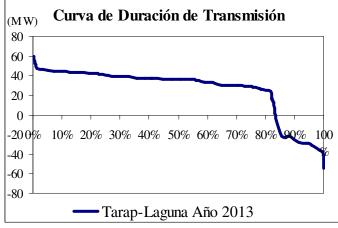
6.3.1. Resultados del SING

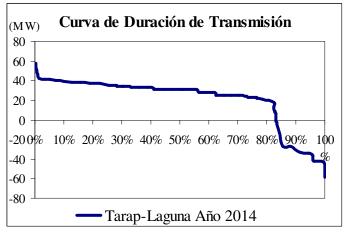
En el caso del SING, los análisis de mayor detalle se han centrado en aquellas líneas que muestran variabilidad en la dirección de los flujos que transitan por ellas.

6.3.1.1. Línea Tarapacá – Lagunas 2x220 kV





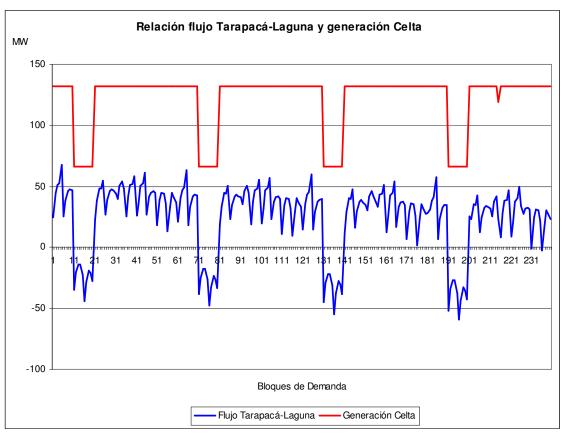




Características Art. 74 Ley Eléctrica	Cumplimiento
a)	SÍ
b)	sí
c)	SÍ
d)	SÍ
e)	no se aplica

Los resultados de la aplicación de la metodología descrita en el punto 6.2 a la línea 2x220 kV Tarapacá – Lagunas muestra que los flujos presentan variabilidad tanto en su magnitud como en su dirección, repitiéndose el mismo patrón en todos los años analizados. La variabilidad en la magnitud de los flujos es producida por la característica mayoritariamente residencial y comercial de la demanda de las ciudades de Arica e lquique, que se alimentan a través de la línea de 220 kV Tarapacá – Los Cóndores – Parinacota. Por su parte, el cambio de dirección ocurre programadamente una vez al año, en ocasión del mantenimiento de la Central Térmica Tarapacá, y por el efecto aleatorio de las indisponibilidades forzadas de la central (7,5%), que no está representado explícitamente. Suponiendo que todas las indisponibilidades involucran la capacidad total de la central, el tiempo acumulado durante el cual se produce inversión del sentido de los flujos por esta línea podría llegar a aumentar en unas 650 horas adicionales.

El gráfico siguiente muestra la generación de la central y los flujos por la línea Tarapacá – Lagunas con los bloques de demanda ordenados cronológicamente. El gráfico muestra los 4 años desde 2011 a 2014. Dado que la demanda mensual está representada por 5 bloques, el número total de bloques es de 240.

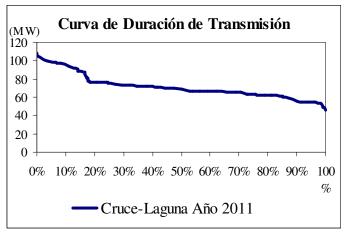


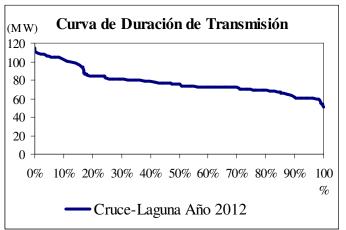
La generación de la central refleja un despacho esencialmente a plena carga y modificaciones por efecto de los cambios en los precios relativos de los combustibles, entrada en servicio de nuevas unidades generadoras, indisponibilidades forzadas parciales y los periodos de mantenimiento anuales.

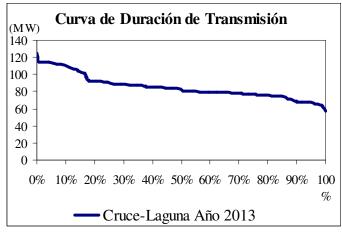
El análisis del gráfico de flujos muestra la variabilidad resultante de las diferencias entre el despacho de la central y la demanda de las subestaciones Cóndores y Parinacota. El cambio de dirección se origina en el mantenimiento programado de la central, y en las indisponibilidades forzadas totales que, como se ha mencionado, no están representadas.

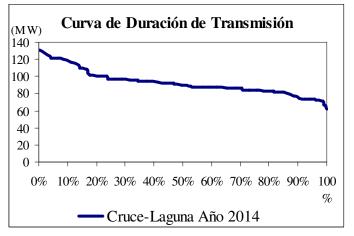
Esta línea cumple con las condiciones copulativas establecidas en el Art. 74 de la Ley y por lo tanto, esta línea forma parte del Sistema Troncal del SING.

6.3.1.2. Línea Crucero - Lagunas 2x220 kV



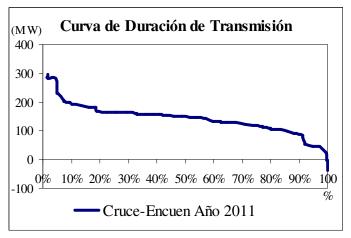


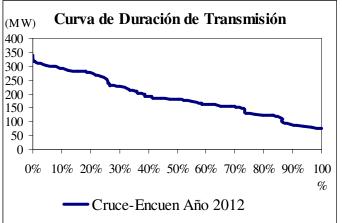


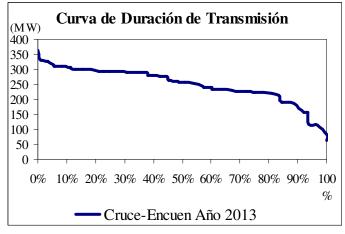


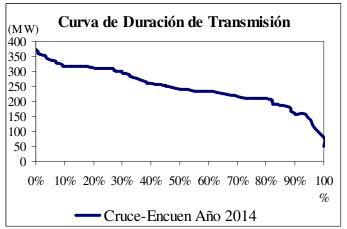
Esta línea presenta flujos unidireccionales en el sentido sur --> norte durante los 4 años de análisis. Consecuentemente, en este primer análisis esta línea no forma parte del Sistema Troncal, sin perjuicio que una vez completado el análisis de todos los tramos, sea necesario incorporarla para dar la necesaria continuidad que debe existir entre todas las instalaciones que en definitiva formen parte del Sistema Troncal del SING.

6.3.1.3. Línea Crucero - Encuentro 220 kV







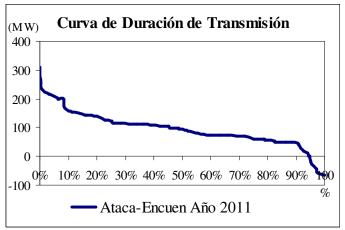


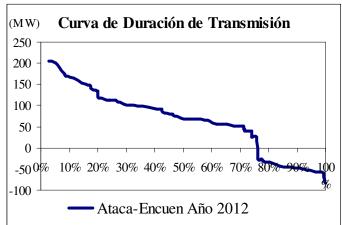
Características Art. 74 Ley Eléctrica	Cumplimiento
a)	no
b)	sí
c)	sí
d)	sí
e)	no aplicable

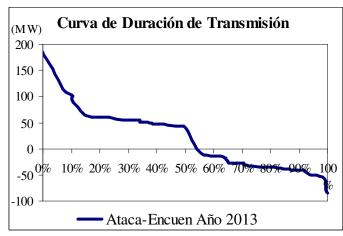
La línea Crucero – Encuentro presenta flujos variables en magnitud pero en dirección permanente desde Crucero hacia Encuentro.

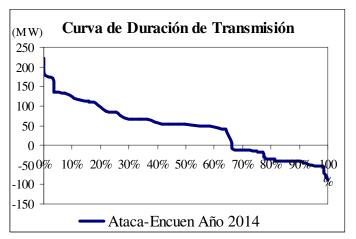
Como en el caso anterior, esta línea no forma parte del Sistema Troncal, sin perjuicio que una vez completado el análisis de todos los tramos, sea necesario incorporarla para dar la necesaria continuidad que debe existir entre todas las instalaciones que en definitiva formen parte del Sistema Troncal del SING.

6.3.1.4. Línea Atacama - Encuentro 2x220 kV





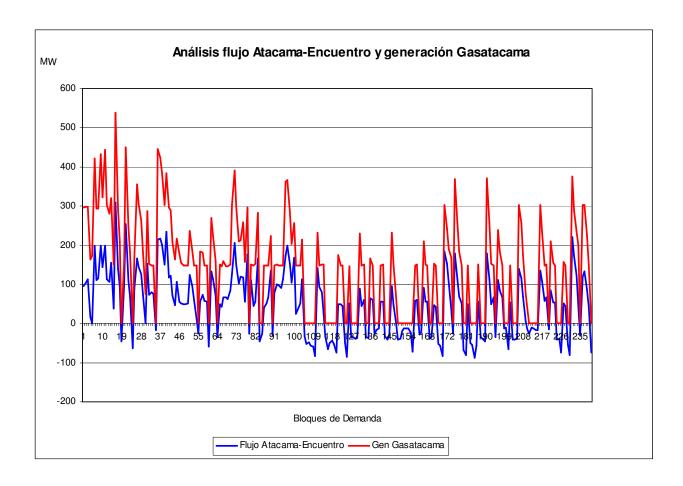




Características Art. 74 Ley Eléctrica	Cumplimiento
a)	sí
b)	sí
c)	sí
d)	sí
e)	no aplicable

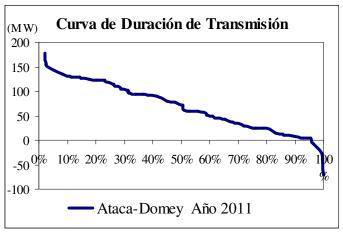
La línea Atacama – Encuentro presenta flujos de magnitud variable y bidireccionales durante todos los años.

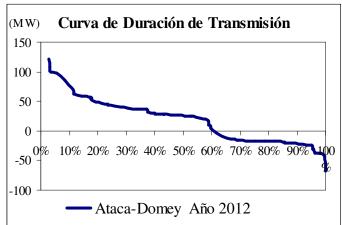
El gráfico siguiente muestra la generación de la Central Atacama y los flujos por la línea Atacama – Encuentro con los bloques mensuales ordenados cronológicamente. Como se ha mencionado, el gráfico muestra 4 años desde 2011 a 2014, con un número total de bloques de 240. Los flujos por la línea de transmisión dependen del efecto neto entre el despacho de la Central Atacama y de los flujos por el anillo Encuentro - Atacama – Domeyko – Nueva Zaldívar – Laberinto – Crucero.

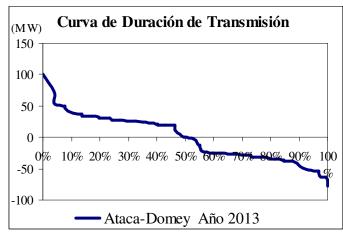


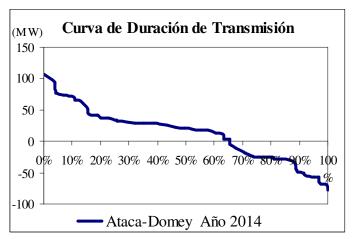
Esta línea cumple con las condiciones copulativas establecidas en el Art. 74 de la Ley y por lo tanto, esta línea forma parte del Sistema Troncal del SING. Además, de acuerdo con lo previsto en el inciso tercero del Art. 74, las líneas Crucero – Encuentro y Crucero – Lagunas deben también formar parte de este Sistema troncal.

6.3.1.5. Línea Atacama - Domeyko 2x220 kV





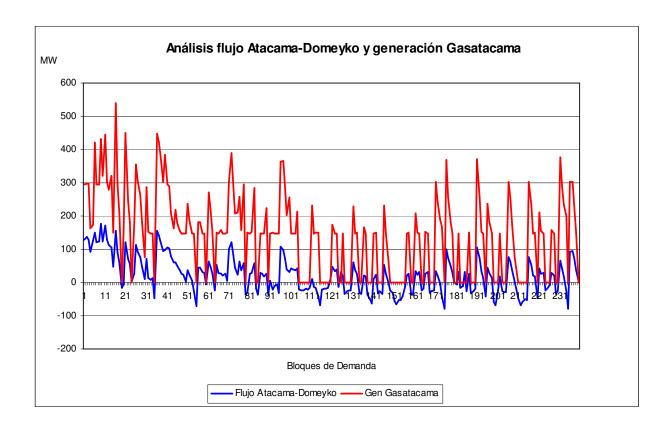




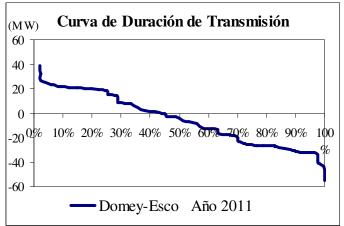
Características Art. 74 Ley Eléctrica	Cumplimiento
a)	SÍ
b)	SÍ
c)	SÍ
d)	SÍ
e)	no aplicable

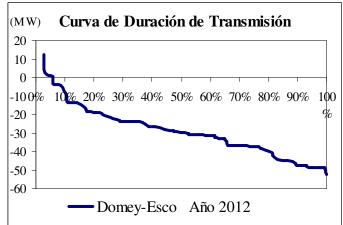
La línea Atacama – Domeyko presenta flujos de magnitud variable y bidireccionales durante todos los años y por lo tanto sería una instalación perteneciente al Sistema Troncal.

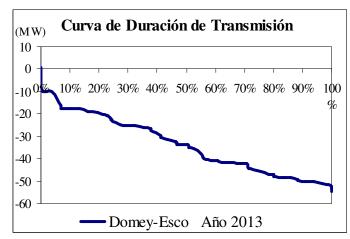
El gráfico siguiente muestra la generación de la Central Atacama y los flujos por la línea Atacama – Domeyko con los bloques mensuales ordenados cronológicamente. Los flujos por la línea de transmisión hacia Domeyko dependen de los consumos de Escondida, Zaldívar y de los flujos por el anillo Zaldívar - Laberinto – Crucero.

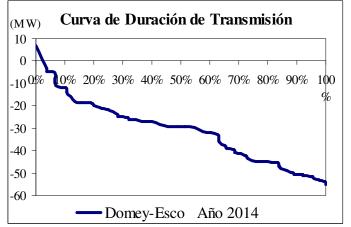


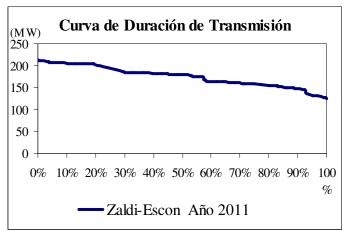
Los flujos por el anillo Zaldívar - Laberinto - Crucero se muestran en los gráficos siguientes.

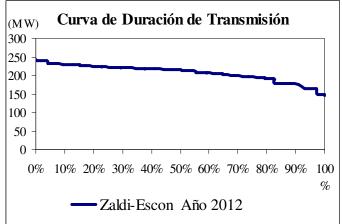


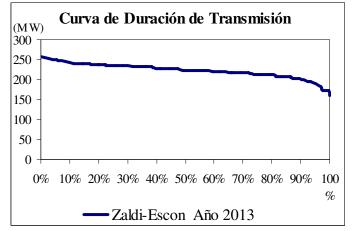


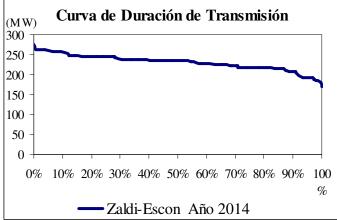


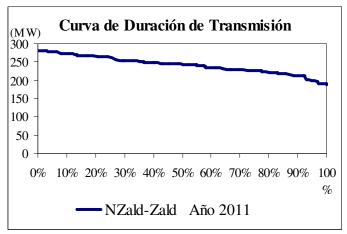


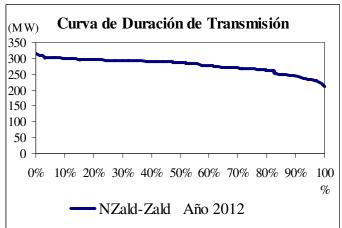


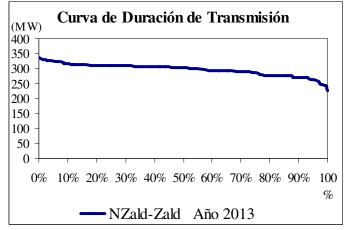


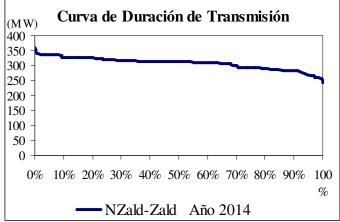


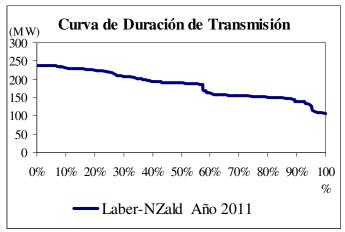


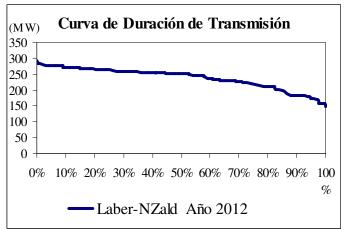


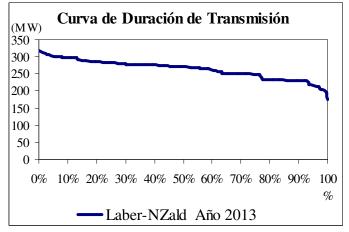


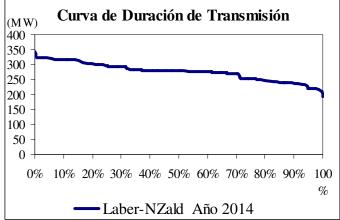


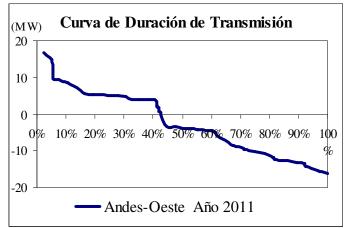


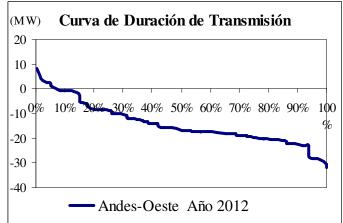


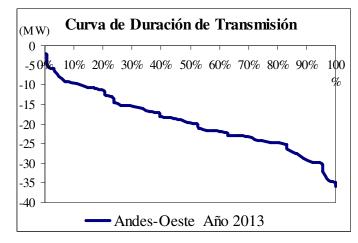


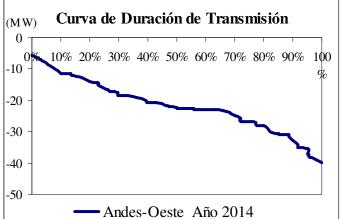


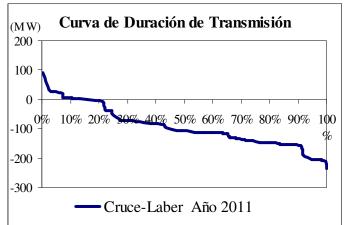


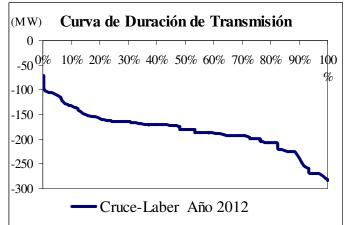


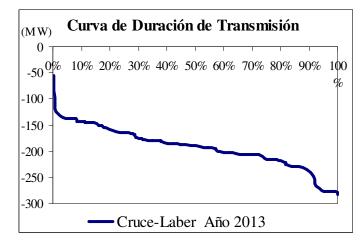


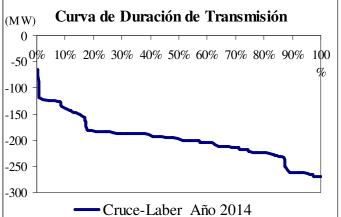












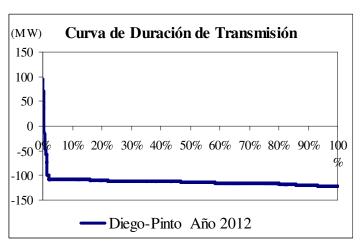
Las curvas anteriores demuestran que los flujos provenientes del anillo mencionado fluyen desde Zaldívar hacia Escondida, por lo cual los flujos Atacama hacia Domeyko dependen exclusivamente de un único cliente, lo que implicaría que esta línea no debe ser calificada como perteneciente al Sistema Troncal. No obstante, los flujos en sentido Domeyko hacia Atacama dependen de los excedentes de generación que se producen en Domeyko para transmitir a Atacama, cuando esta central no está despachada, flujos que provienen del balance entre los consumos y generaciones del anillo Zaldívar - Laberinto – Crucero. En este anillo están conectadas varias centrales y consumidores, motivo por el cual el Consultor se inclina a calificar esta línea como troncal. No obstante, análisis detallados posteriores podrían llevar a reclasificar esta línea como no troncal.

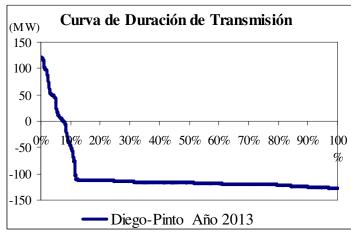
6.3.2. Resultados SIC

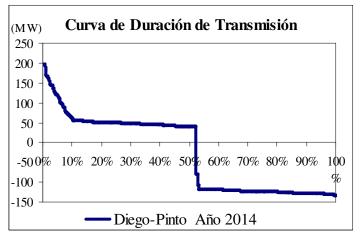
En los siguientes puntos se realiza un análisis sistemático de flujos en los tramos del sistema de transmisión del SIC de voltaje superior o igual a 220 kV entre las subestaciones Diego de Almagro 220 kV y Puerto Montt 220 kV, en el que se incluyen diversos tramos actualmente no troncales pero que presentan características que ameritaban analizar su eventual clasificación como troncales.

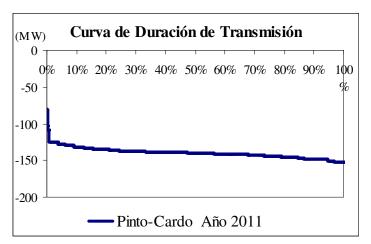
6.3.2.1. Líneas Diego de Almagro - Carrera Pinto, Carrera Pinto - Cardones y Maitencillo - Cardones 2x220 kV

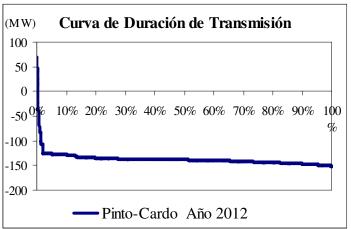


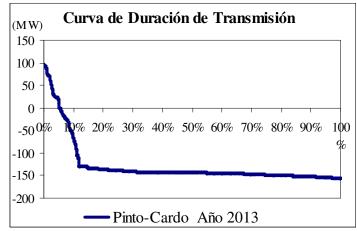


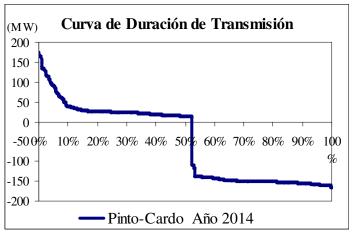


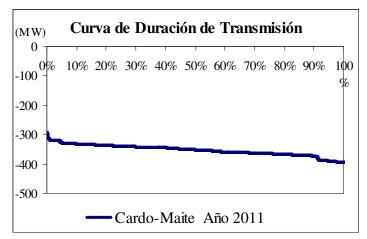


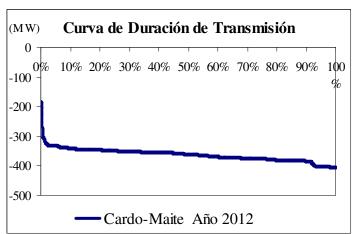


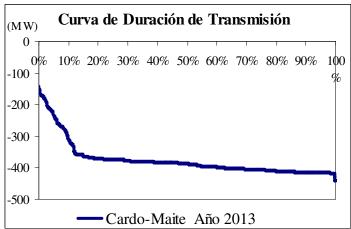


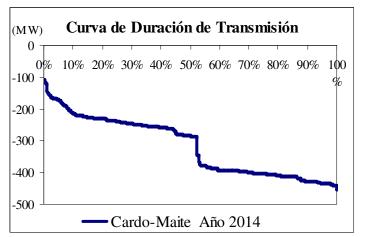










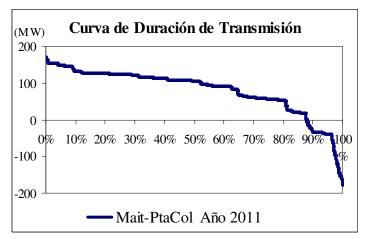


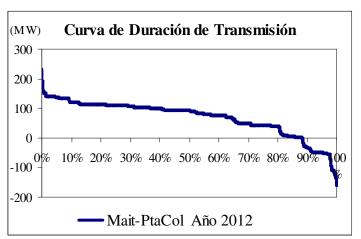
Características Art. 74 Ley Eléctrica	Cumplimiento
a)	sí
b)	sí
c)	sí
d)	sí
e)	no aplicable

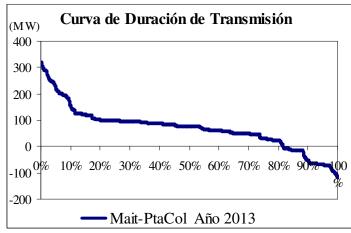
Los flujos por las Diego de Almagro – Carrera Pinto y Carrera Pinto – Cardones cumplen los requisitos del Art 74 de la Ley para formar parte del Sistema Troncal.

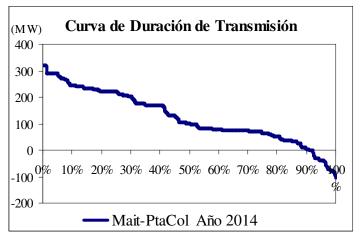
La línea Cardones – Maitencillo 2x220 kV, por su parte, no cumple dichos requisitos pero como se verá posteriormente, ella formará parte de del Sistema Troncal por la necesaria continuidad que debe terner este sistema de acuerdo con el inciso tercero del Art. 74.

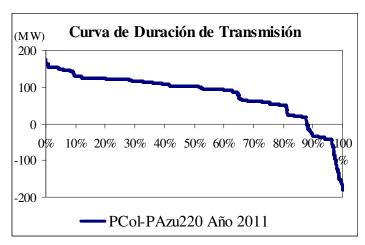
6.3.2.2. Líneas Maitencillo - Punta Colorada y Punta Colorada - Pan de Azúcar 2x220 kV

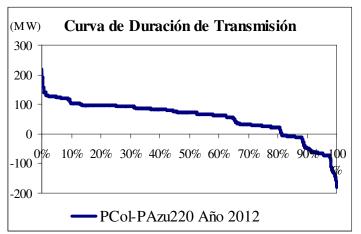


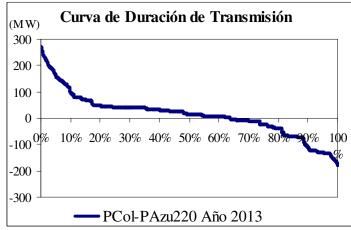


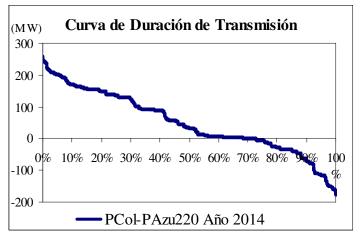






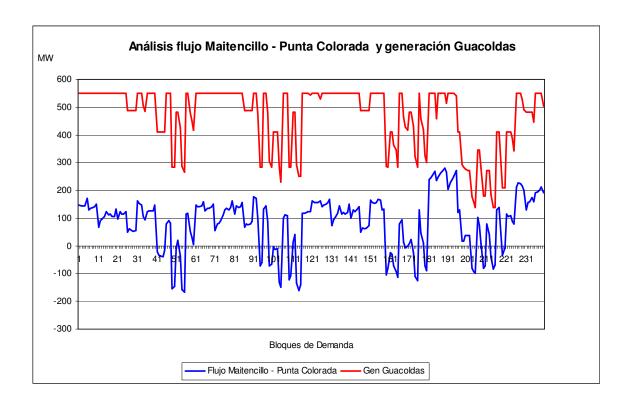






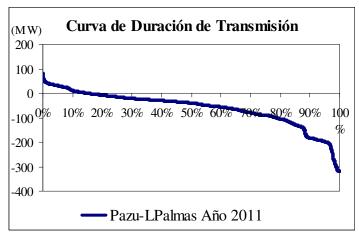
Características Art. 74 Ley Eléctrica	Cumplimiento
a)	SÍ
b)	SÍ
c)	SÍ
d)	SÍ
e)	no aplicable

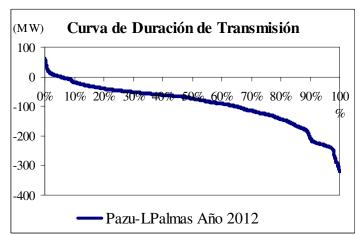
Estas líneas presentan flujos bidireccionales, con predominancia del sentido norte --> sur, durante todos los años analizados. Los flujos en ambas direcciones dependen de la generación de la Central Guacolda y de las demandas de la zona desde Maitencillo hacia el norte. Ello puede apreciarse en el gráfico cronológico siguiente para una secuencia hidrológica, que abarca los 4 años analizados.

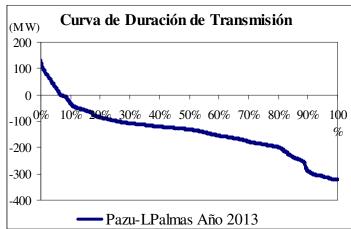


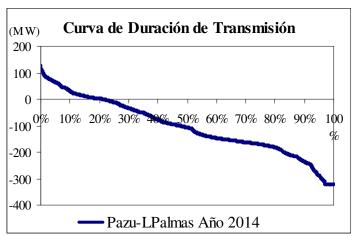
Estas líneas cumplen con las condiciones copulativas establecidas en el Art. 74 de la Ley, y deben formar parte del Sistema Troncal del SIC.

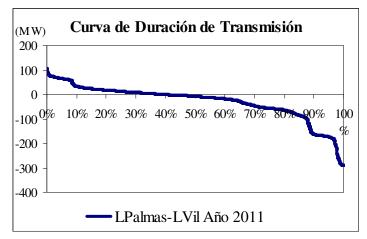
6.3.2.3. Líneas Pan de Azúcar - Las Palmas, Las Palmas - Los Vilos y Los Vilos - Nogales 2x220 kV

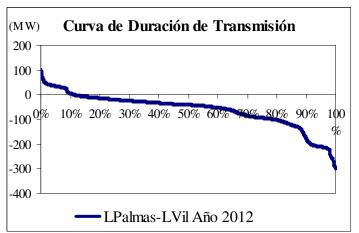


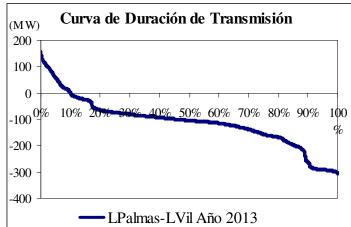


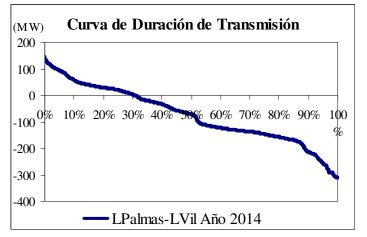


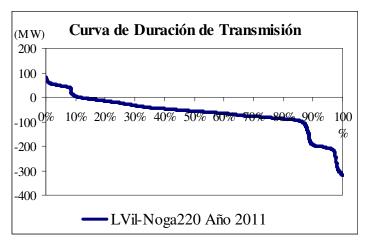


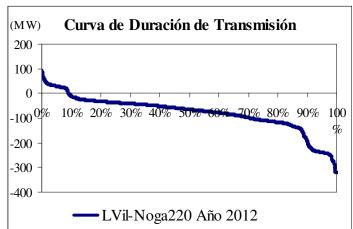


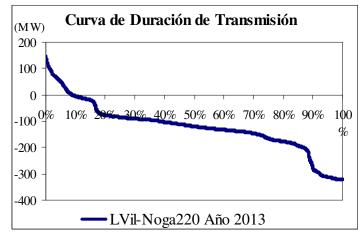


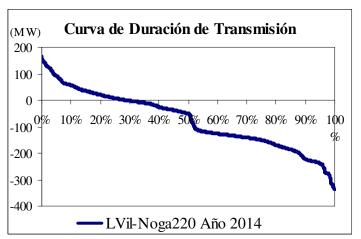








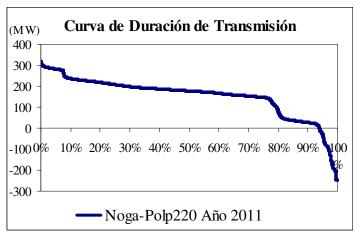




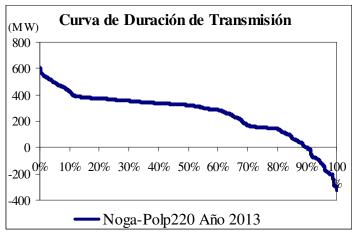
Características Art. 74 Ley Eléctrica	Cumplimiento
a)	sí
b)	sí
c)	SÍ
d)	sí
e)	no aplicable

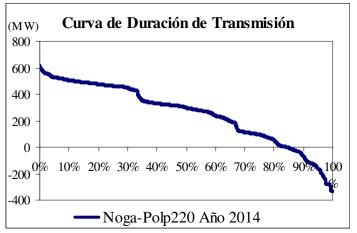
Estas líneas cumplen todas las condiciones necesarias para ser consideradas como instalaciones integrantes del Sistema Troncal del SIC.

6.3.2.4. Línea Nogales - Polpaico 2x220 kV







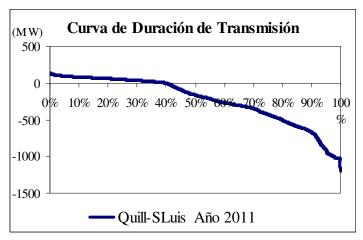


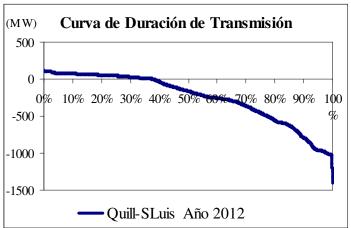
Características Art. 74 Ley Eléctrica	Cumplimiento	Observaciones
a)	sí	
b)	sí	
c)	sí	
d)	sí	
e)	no aplicable	

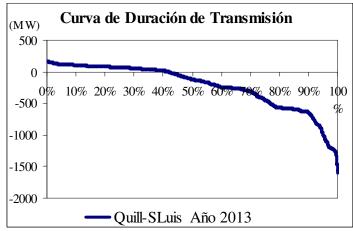
Los flujos por esta línea se han determinado considerando la línea Nogales - Quillota abierta.

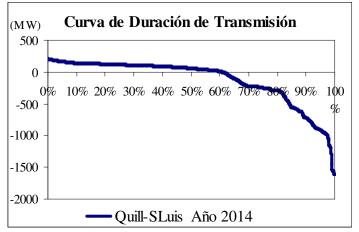
Los flujos resultantes son variables en magnitud, con una dirección predominante norte --> sur pero mostrando cambios de dirección anuales con flujos de magnitud algo menor a los anteriores. Las características del comportamiento anual de estos flujos cumplen los requisitos necesarios para que esta línea sea parte del Sistema Troncal.

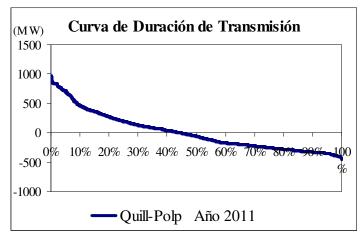
6.3.2.5. Líneas Quillota - San Luis y Quillota - Polpaico 2x220 kV

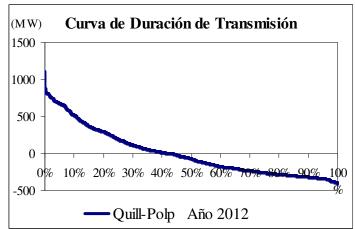


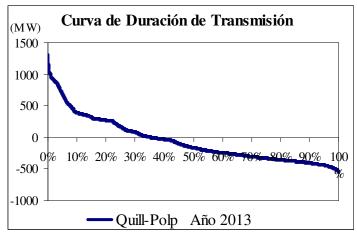


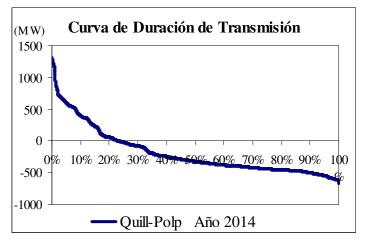








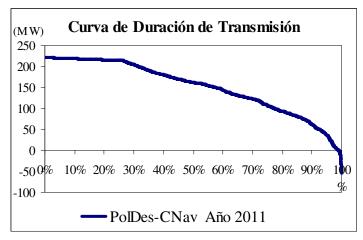




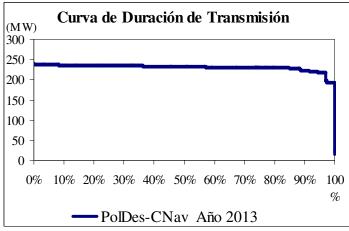
Características Art. 74 Ley Eléctrica	Cumplimiento
a)	SÍ
b)	SÍ
c)	SÍ
d)	SÍ
e)	no aplicable

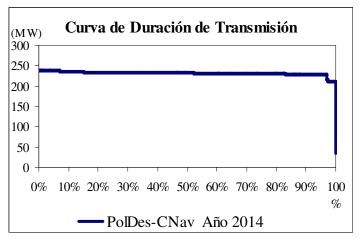
Estas líneas cumplen con todas las condiciones que establece el Art 74 para ser consideradas como instalaciones integrantes del Sistema Troncal del SIC.

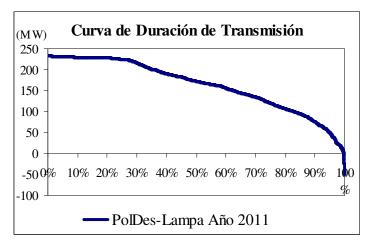
6.3.2.6. Línea Polpaico - Cerro Navia 2x220 kV

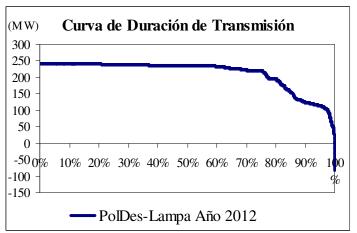


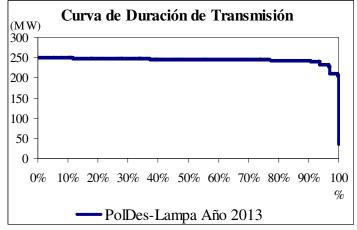


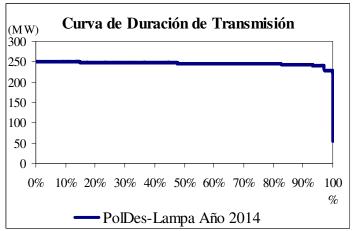


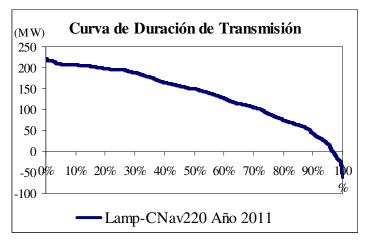


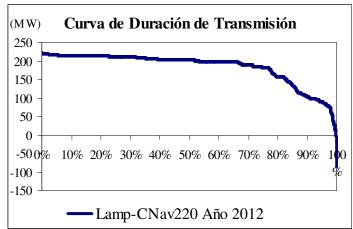


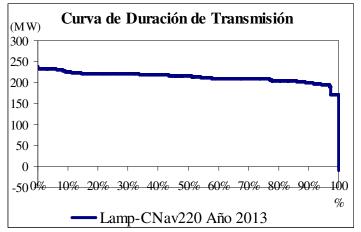


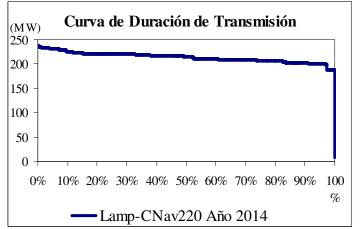










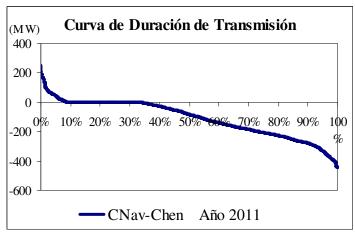


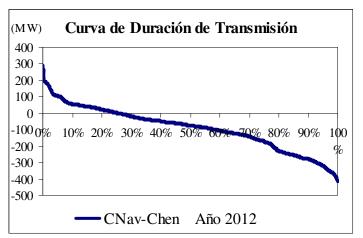
Características Art. 74 Ley Eléctrica	Cumplimiento
a)	no
b)	SÍ
c)	SÍ
d)	SÍ
e)	no aplicable

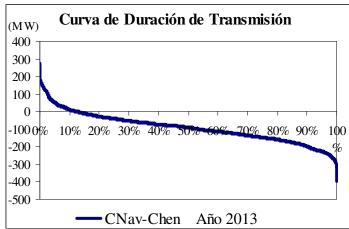
La línea Polpaico – Cerro Navia presenta flujos permanentes desde Polpaico hacia Cerro Navia, controlados por los equipos desfasadores instalados en esta última subestación. El objetivo de estos equipos es justamente controlar el flujo para mantener su magnitud dentro de las capacidades de los circuitos y su dirección hacia Cerro Navia que es área de muy alta demanda del sistema de Chilectra Metropolitana.

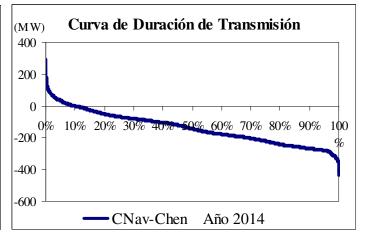
Dado lo anterior, estas línea no cumple los requisitos copulativos necesarios para formar parte del Sistema Troncal del SIC.

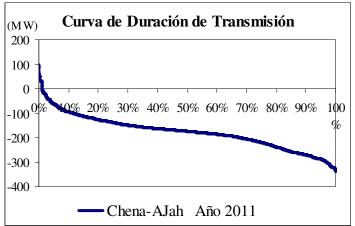
6.3.2.7. Líneas Cerro Navia - Chena y Chena - Alto Jahuel 2x220 kV

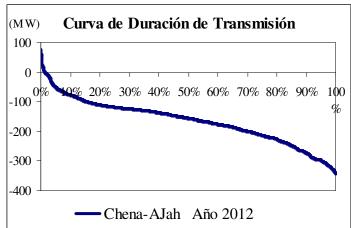


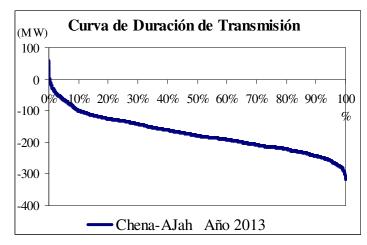


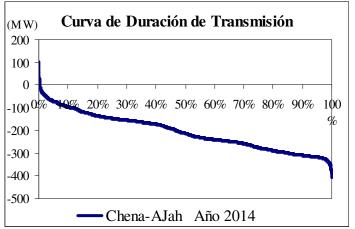












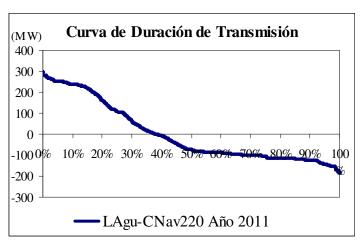
Para la línea Cerro Navia - Chena se tiene:

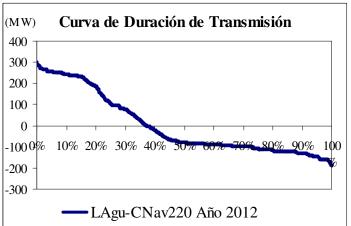
Características Art. 74 Ley Eléctrica	Cumplimiento
a)	sí
b)	SÍ
c)	SÍ
d)	SÍ
e)	no aplicable

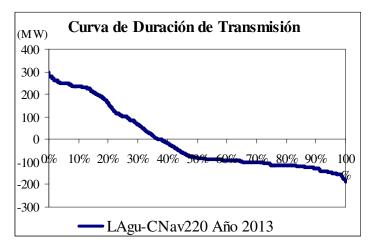
La línea Cerro Navia – Chena muestra flujos bidireccionales de magnitud y variaciones importantes en cada uno de los años analizados. Ambas características están influenciadas por la operación de los equipos de control de flujos ya mencionados. Esta línea cumple, entonces, los requisitos para se calificada de troncal.

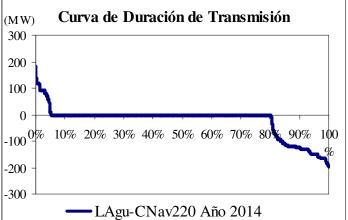
Por su parte, la línea Chena – Alto Jahuel presenta flujos permanentes desde Alto Jahuel hacia Chena, lo que llevaría a calificarla de no troncal, sin embargo esta línea, junto con los equipos de transformación 500/220 kV de la Subestación Alto Jahuel, debe ser calificada de troncal por constituir instalaciones necesarias para asegurar la continuidad que debe existir con la línea troncal Cerro Navia – Chena, de acuerdo con el inciso tercero del Art. 74 de la Ley.

6.3.2.8. Línea Rapel - Cerro Navia, sector Melipilla (Lo Aguirre) - Cerro Navia 2x220 kV





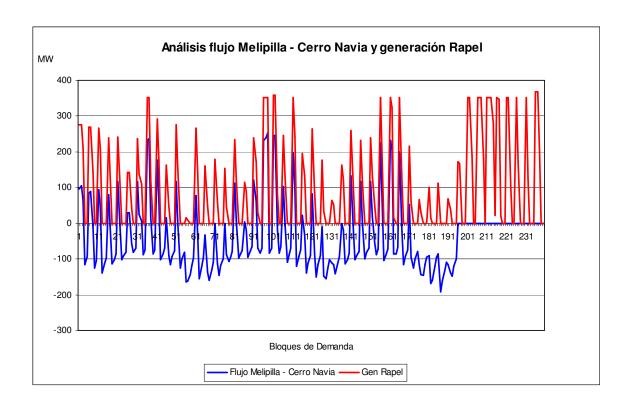




Características Art. 74 Ley Eléctrica	Cumplimiento
a)	SÍ
b)	SÍ
c)	SÍ
d)	SÍ
e)	SÍ

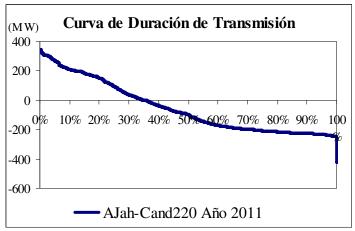
El sector Melipilla – Cerro Navia (en el futuro Melipilla – Lo Aguirre), presenta flujos bidireccionales todos los años del periodo de análisis debido a que cuando la Central Rapel no es despachada, la demanda de la Subestación Alto Melipilla debe alimentarse desde Cerro Navia.

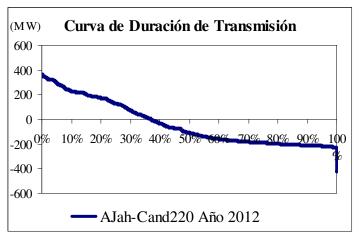
Dicha característica puede visualizarse en el gráfico cronológico siguiente, que representa para una determinada secuencia hidrológica, la generación de la Central Rapel y el flujo resultante de dicha generación y de la demanda de la subestación en tap off Alto Melipilla.

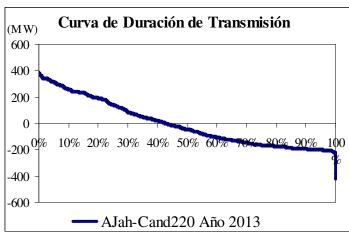


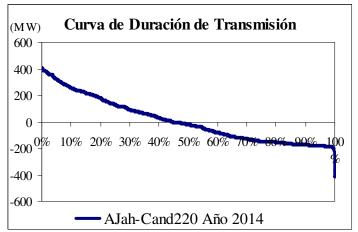
Este sector forma parte de la línea Rapel – Cerro Navia (en el futuro Rapel – Lo Aguirre), por lo que en conformidad con el requisito e) del Art 74, ella debe formar parte del Sistema Troncal.

6.3.2.9. Línea Alto Jahuel (Maipo) - Candelaria 2x220 kV







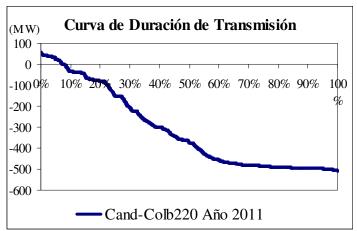


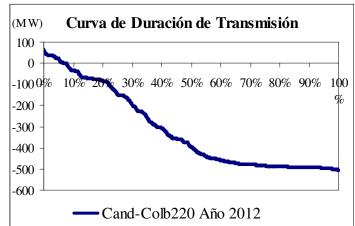
Características Art. 74 Ley Eléctrica	Cumplimiento
a)	sí
b)	sí
c)	sí
d)	sí
e)	sí

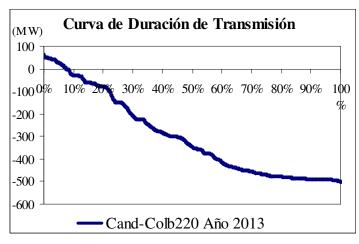
La línea Alto Jahuel (Maipo) – Candelaria, presenta flujos bidireccionales todos los años del periodo de análisis debido a que cuando las Centrales Colbún, Machicura y Candelaria no son despachadas o lo son con un nivel de generación reducido, la demanda de la Subestación Minero se alimeta desde Alto Jahuel, invirtiendo los flujos en la línea Maipo – Candelaria.

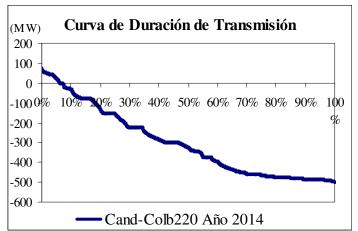
Esta línea, junto con la Subestación Maipo y la línea de 220 kV Maipo – Alto Jahuel deben por lo tanto formar parte del Sistema Troncal.

6.3.2.10. Línea Candelaria - Colbún 2x220 kV





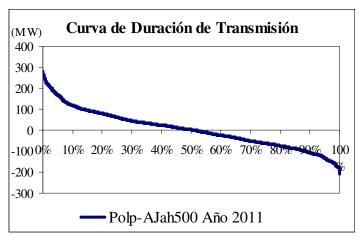


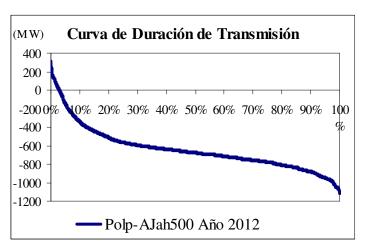


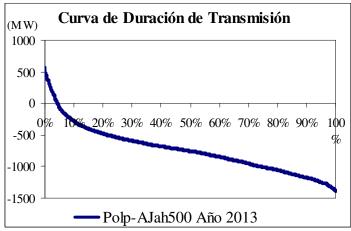
Características Art. 74 Ley Eléctrica	Cumplimiento
a)	no
b)	sí
c)	SÍ
d)	sí
e)	SÍ

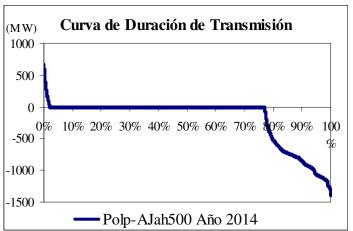
Esta línea no cumple los requisitos establecidos para formar parte de las instalaciones del Sistema Troncal.

6.3.2.11. Línea Polpaico - Alto Jahuel 2x500 kV





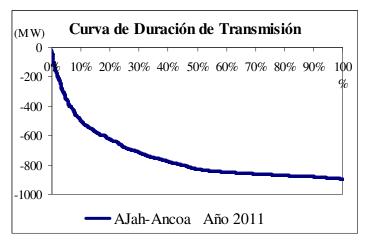


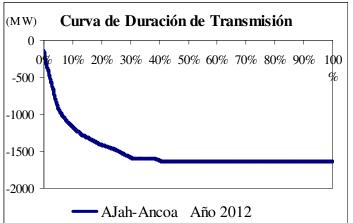


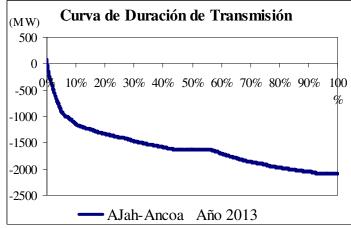
Características Art. 74 Ley Eléctrica	Cumplimiento
a)	sí
b)	sí
c)	sí
d)	sí
e)	no aplicable

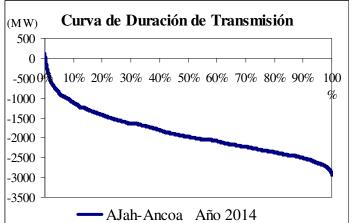
Esta línea muestra cambios importantes en la magnitud de los flujos y cambios frecuentes de dirección, por lo que debe ser considerada como instalación integrante del Sistema Troncal del SIC.

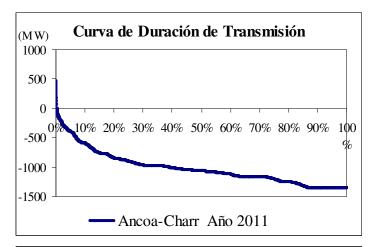
6.3.2.12. Líneas Alto Jahuel - Ancoa y Ancoa - Charrúa 2x 500 kV



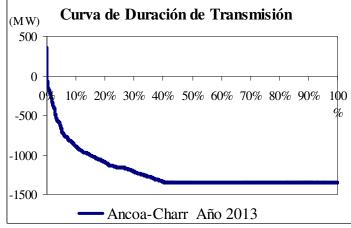


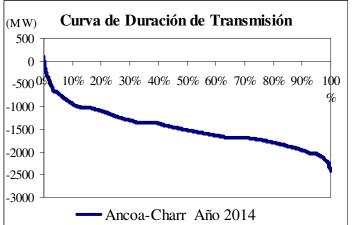








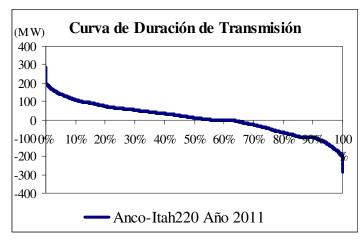




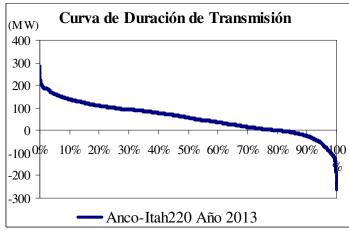
Características Art. 74 Ley Eléctrica	Cumplimiento
a)	no
b)	SÍ
c)	SÍ
d)	SÍ
e)	no aplicable

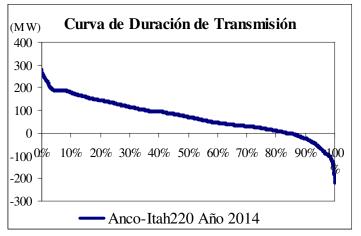
Estas líneas presentan flujos permanentes en el sentido sur --> norte. Como se verá posteriormente, estas instalaciones son necesarias para asegurar la continuidad que debe existir entre las instalaciones que forman parte del Sistema Troncal, de acuerdo con el inciso tercero del Art. 74 de la Ley.

6.3.2.13. Línea Ancoa - Itahue 2x 220 kV





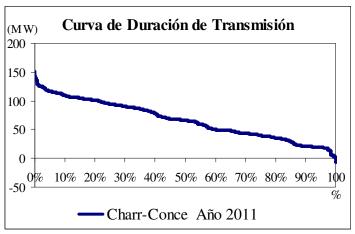


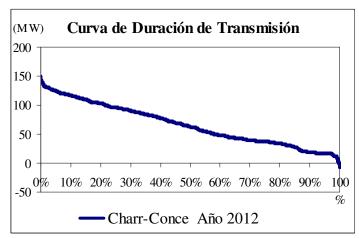


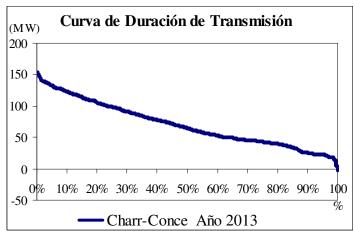
Características Art. 74 Ley Eléctrica	Cumplimiento
a)	SÍ
b)	SÍ
c)	SÍ
d)	sí
e)	no aplicable

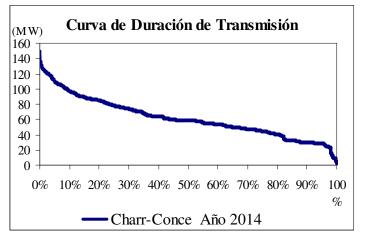
Esta línea muestra cambios importantes en la magnitud de los flujos y cambios frecuentes de dirección, por lo que debe ser considerada como instalación integrante del Sistema Troncal del SIC, junto con los autotransformadores 500/220 kV de la Subestación Ancoa, que resultan necesarios para su continuidad.

6.3.2.14. Línea Charrúa - Concepción 1x220 kV





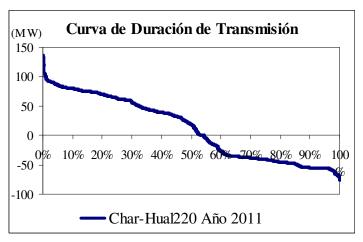


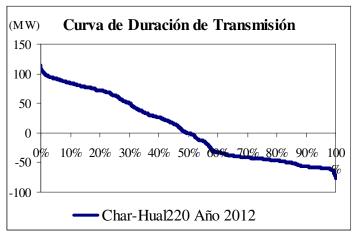


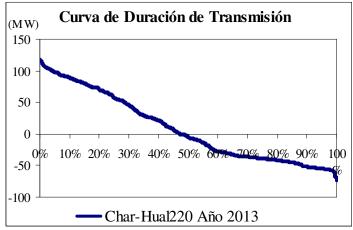
Características Art. 74 Ley Eléctrica	Cumplimiento
a)	no
b)	SÍ
c)	SÍ
d)	SÍ
e)	no aplicable

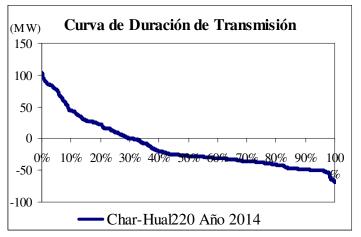
Esta línea no presenta las características necesarias para ser parte del Sistema Troncal.

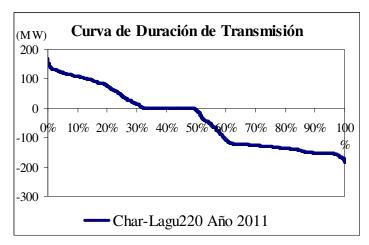
6.3.2.15. Líneas Charrúa - Hualpén, Hualpén - Lagunillas y Charrúa - Lagunillas 1x220 kV

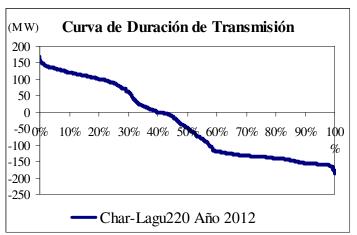


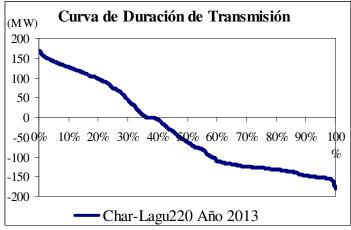


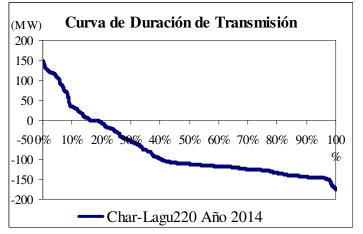


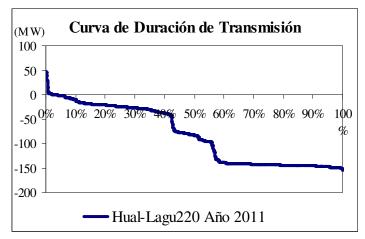


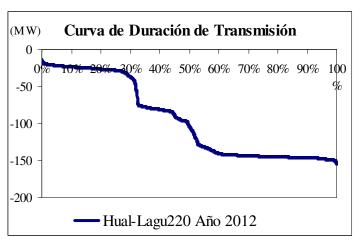


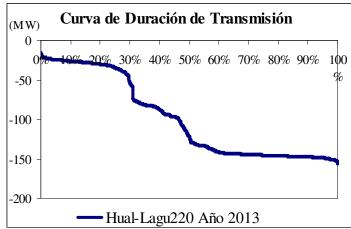


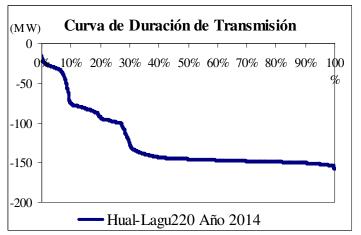






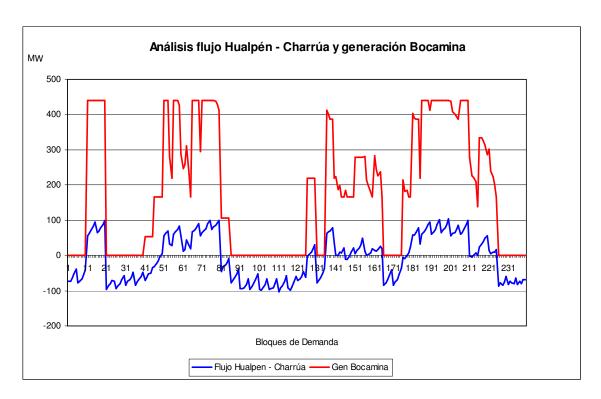






Características Art. 74 Ley Eléctrica	Cumplimiento
a)	sí
b)	SÍ
c)	SÍ
d)	SÍ
e)	no aplicable

Estas líneas, con excepción de la línea Hualpén – Lagunillas, presentan flujos en ambos sentidos durante el periodo de análisis. Su magnitud y dirección dependen tanto de la generación de la Central Bocamina II como de la demanda de la zona de Coronel servida desde las subestaciones Hualpén y Lagunillas. En el gráfico cronológico siguiente se muestra, para una secuencia hidrológica dada, el efecto combinado del despacho de la central y de la demanda de la zona sobre los flujos resultantes en el caso de la línea Hualpén – Charrúa. Como se ha mencionado en otros casos similares, las indisponibilidades forzadas producen efectos similares sobre la dirección de los flujos, pero de duración menor.

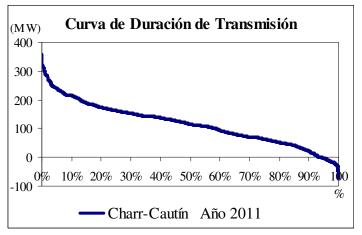


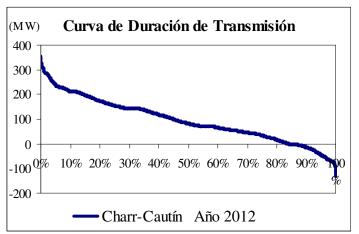
Estas líneas, con excepción de la línea Hualpén – Lagunillas, cumplen las condiciones establecidas para ser consideradas como instalaciones integrantes del Sistema Troncal del SIC.

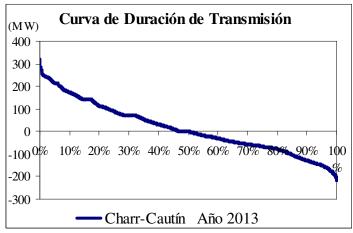
Adicionalmente, al ser estas líneas partes del Sistema troncal y en virtud del inciso tercero del Art. 74 de la Ley referente a la necesaria continuidad que debe existir entre las instalaciones que forman parte del Sistema Troncal, deben considerarse también

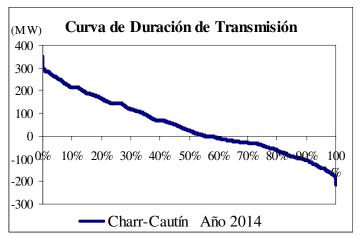
parte de este sistema las líneas Charrúa – Ancoa 2x500 kV, Ancoa – Alto Jahuel 2x500 kV, y sus respectivos equipos transformadores 500/220 kV.

6.3.2.16. Líneas Charrúa - Cautín 2x220 kV y Charrúa - Temuco 1x220 kV







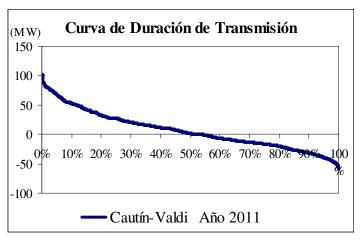


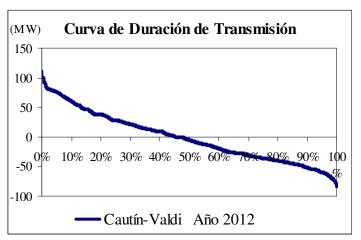
Características Art. 74 Ley Eléctrica	Cumplimiento
a)	SÍ
b)	SÍ
c)	SÍ
d)	SÍ
e)	no aplicable

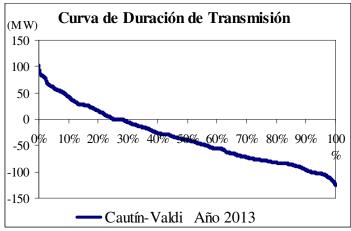
Estas líneas presentan flujos de magnitudes variables y en sentido predominante norte -> sur el año 2011. A partir del 2012, debido al efecto de los aumentos de generación hidroeléctrica en la zona sur producida por la entrada en servicio de los proyectos Licán (17 MW, Abril 2010), Rucatayo (60 MW, Abril 2012) y San Pedro (144 MW, Diciembre 2012), los que suman una capacidad total superior a la de Canutillar, el sentido del flujo se invierte durante largos períodos.

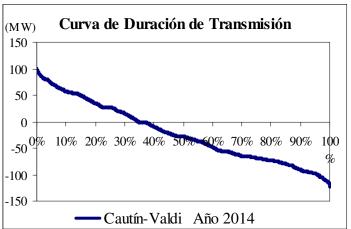
Estas características cumplen lo establecido en el Art 74 por lo que está línea debe ser clasificada como parte de las instalaciones que forman parte del Sistema Troncal del SIC.

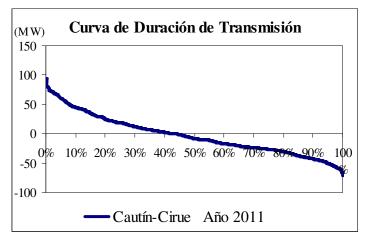
6.3.2.17. Líneas Cautín - Valdivia, Cautín - Ciruelos y Ciruelos - Valdivia 220 kV

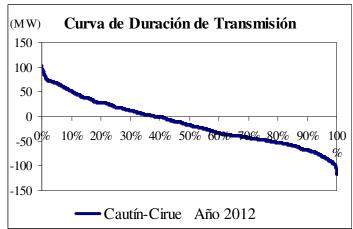


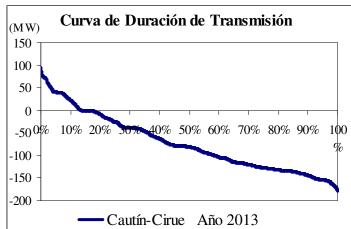


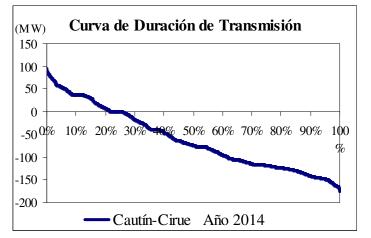


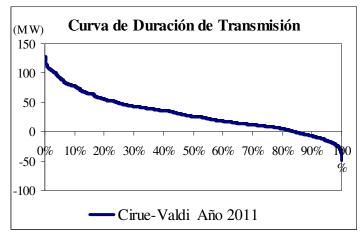


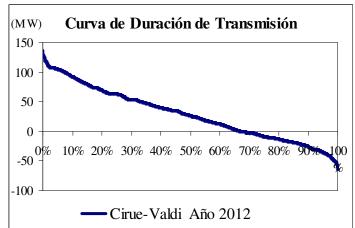


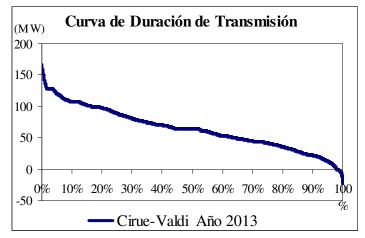


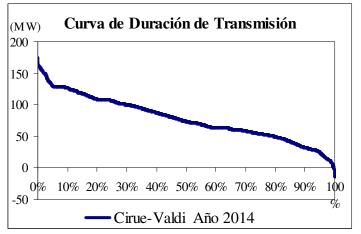








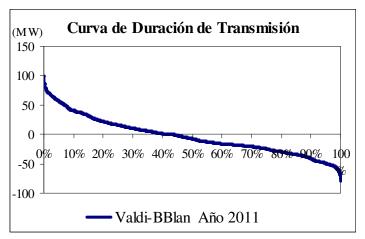


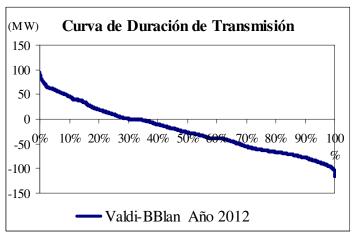


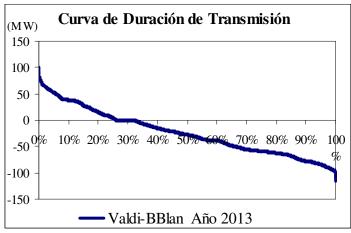
Características Art. 74 Ley Eléctrica	Cumplimiento
a)	SÍ
b)	SÍ
c)	SÍ
d)	SÍ
e)	no aplicable

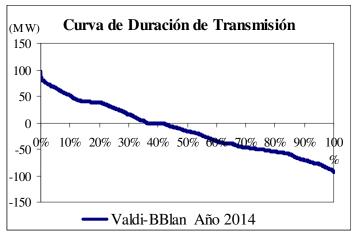
Estas líneas presentan las características necesarias para formar parte del Sistema Troncal del SIC.

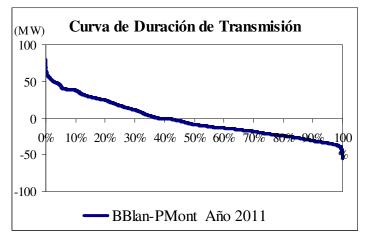
6.3.2.18. Líneas Valdivia - Barro Blanco, Barro Blanco - Puerto Montt y Valdivia - Puerto Montt 220 kV

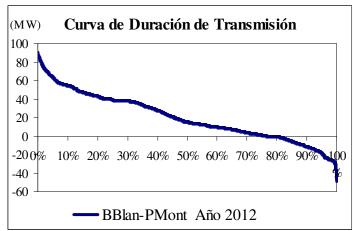


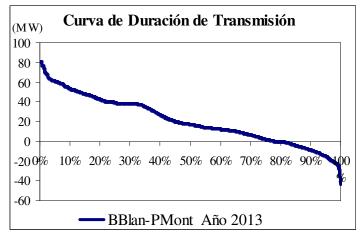


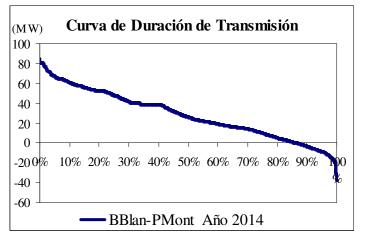


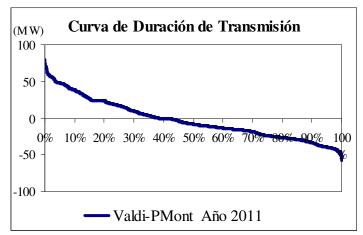


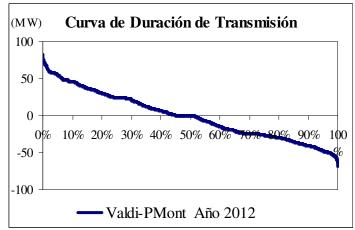


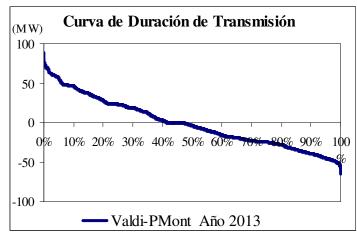


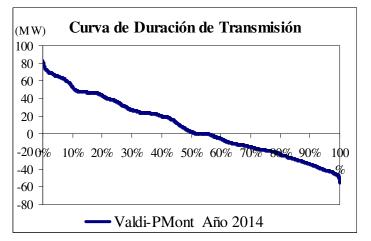












Características Art. 74 Ley Eléctrica	Cumplimiento
a)	SÍ
b)	SÍ
c)	SÍ
d)	SÍ
e)	no aplicable

Estas líneas presentan las características necesarias para ser clasificadas como instalaciones que forman parte del Sistema Troncal del SIC.

6.4. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE INSTALACIONES TRONCALES

6.4.1. Sistema Interconectado del Norte Grande

El análisis de los flujos por las líneas de 220 kV del SING para el periodo 2011 – 2014, y de los demás criterios establecidos en el artículo 74 de la Ley Eléctrica, permite concluir que el Sistema de Transmisión Troncal del SING está formado por las siguientes instalaciones de transmisión:

- 1. Línea Tarapacá Lagunas 2x220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Tarapacá y Lagunas.
- 2. Línea Lagunas Crucero 2x220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Lagunas y Crucero.
- 3. Línea Crucero Encuentro 2x220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Crucero y Encuentro.
- 4. Línea Atacama Encuentro 2x220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Atacama y Encuentro.
- 5. Línea Atacama Domeyko 2x220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Atacama y Domeyko.

6.4.2. Sistema Interconectado Central

El análisis de los flujos por las líneas de 220 kV del SING para el periodo 2011 – 2014 permite concluir que el Sistema de Transmisión Troncal del SIC está formado por las siguientes instalaciones de transmisión:

- 1. Líneas Diego de Almagro Carrera Pinto, Carrera Pinto Cardones y Cardones Maitencillo 2x220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Diego de Almagro, Carrera Pinto, Cardones y Maitencillo.
- Líneas Maitencillo Punta Colorada y Punta Colorada Pan de Azúcar 2x220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Maitencillo, Punta Colorada y Pan de Azúcar.
- 3. Líneas Pan de Azúcar Las Palmas Los Vilos Nogales Polpaico 2x220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Pan de Azúcar, Las Palmas, Los Vilos, Nogales y Polpaico.

- 4. Líneas San Luis Quillota y Quillota Polpaico 2x220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones San Luis, Quillota y Polpaico.
- 5. Línea Rapel Melipilla Cerro Navia (Lo Aguirre en el futuro) 2x220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Rapel y Cerro Navia (en el Futuro Lo Aguirre).
- 6. Línea Cerro Navia Chena y Chena Alto Jahuel 2x220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Cerro Navia, Chena y Alto Jahuel.
- 7. Transformadores de 500/220 kV de Subestación Alto Jahuel y sus equipos terminales en los patios de 500 y 220 kV.
- 8. Líneas Alto Jahuel Maipo y Maipo Candelaria 2x220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Alto Jahuel, Maipo y Candelaria.
- Subestación Polpaico 500/220 kV y sus equipos terminales en los patios de 500 y 220 kV.
- 10. Línea Polpaico Alto Jahuel 1x500 kV (futuro 2x500 kV) y sus equipos terminales en las subestaciones Polpaico y Alto Jahuel.
- 11. Líneas Alto Jahuel Ancoa Charrúa 2x500 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Alto Jahuel, Ancoa y Charrúa.
- 12. Línea Ancoa Itahue 2x220 kV y sus equipos terminales en los patios de 220 kV de Ancoa e Itahue.
- 13. Transformador de 500/220 kV de Subestación Ancoa y Charrúa y sus equipos terminales en los patios de 500 y 220 kV.
- 14. Líneas Charrúa Hualpén y Charrúa Lagunillas 1x220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Charrúa, Hualpén y Lagunillas.
- 15. Líneas Charrúa Cautín 2x220 kV, Charrúa Temuco 1x220 kV y Temuco Cautín 2x220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Charrúa, Cautín y Temuco.
- 16. Líneas Cautín Ciruelos, Ciruelos Valdivia y Cautín Valdivia 220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Cautín, Ciruelos y Valdivia.
- 17. Líneas Valdivia Barro Blanco, Barro Blanco Puerto Montt y Valdivia Puerto Montt 220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Valdivia y Puerto Montt.

6.5 ÁREA DE INFLUENCIA COMÚN EN EL SING Y EN EL SIC

El contrato del presente estudio dispone que en este primer informe el Consultor debía abordar la determinación del área de influencia común (AIC) en el sistema troncal resultante en cada sistema eléctrico. Para establecer el AIC se requiere conocer, entre otros antecedentes, el VI de los tramos que conforman el sistema troncal. Sin embargo, de acuerdo al análisis realizado para definir las instalaciones troncales, tanto en el SING como en el SIC se incorporan al STT instalaciones que antes no eran troncales, para las cuales no se dispone, a la fecha de este informe, de sus VI. Es por ello que la determinación del AIC en cada sistema, se ha dejado para una fecha posterior, en la que, conforme al avance de este estudio se disponga el VI de todas las instalaciones propuestas para conformar el STT.

ANEXO 1: CLASIFICACIÓN DE CARGOS DE LA CTT

El siguiente cuadro muestra la clasificación de cargos correspondiente a la estructura del personal con que se construirá la CTT. Cabe señalar que esta estructura es la usada por SEC en los sistemas de cuentas de costos de explotación de las empresas distribuidoras.

Categoría	Cargo	Denominación del grupo
Primer nivel	Gerente General, Director Ejec., etc.	A1
	Gerente Comercial	A2
	Gerente de Administración	A3
	Gerente de Finanzas	A4
Segundo nivel		A5
(Jefatura)	Gerente de Ingeniería	A6
	Gerente de Obras	A7
	Gerente de Informática	A8
	Gerente Zonal	A9
	Otros primer y segundo nivel	A10
	Subgerente o Jefe de Área Comercial	B1
	Subgerente o Jefe de Área de Administración	B2
	Subgerente o Jefe de Área de Finanzas	B3
	Subgerente o Jefe de Área de Operaciones	B4
Tercer	Subgerente o Jefe de Área de Ingeniería	B5
Nivel	Subgerente o Jefe de Área de Obras	B6
(Jefatura)	Subgerente o Jefe de Área de Informática	B7
	Jefe área auditoria	B8
	Jefe área legal	B9
	Otros tercer nivel	B10
	Jefes de Área, Dpto., sección, Comercial	C1
	Jefes de Área, Dpto., sección, Administración	C2
	Jefes de Área, Dpto., sección, Finanzas	C3
	Jefes de Área, Dpto., sección, Operaciones	C4
Cuarto nivel	Jefes de Área, Dpto., sección, Ingeniería	C5
(Jefatura)	Jefes de Área, Dpto., sección, Obras	C6
	Jefes de Área, Dpto., sección, Informática	C7
	Jefe de oficina	C8
	Otros	C9
	Analista programador	D1
	Operador de computadores	D2
	Auditor técnico	D3
	Ingeniero asesor	D4
	Ingeniero I	D5
	Ingeniero II	D6
	Ingeniero III	D7
	Técnico I	D8
Técnico	Técnico II	D9
	Técnico III	D10
	Dibujante	D11
	Digitador	D12
	Otros	D13
	Secretaria Gerencia	E1
	Secretaria I	E2
	Secretaria II	E3
	Auditor administrativo	E4
.	Cajero	E5
Administrativo		E6
	Administrativo II	E7
	Administrativo III	E8
	Telefonista	E9
	Recepcionista	E10
	Júnior	E11
	Otros	E12

ANEXO 2: SING – DATOS BÁSICOS PARA LA SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN

1. DEMANDA

1.1 Proyección de demanda

La demanda del escenario base corresponde a la proyección utilizada por la CNE en el Informe Preliminar de Precios de Nudo de abril 2010, la que se presenta en el cuadro siguiente.

Previsión de Ventas SING [GWh]					
Año	Libres	Regulados	Total		
2010	13.126	1.380	14.506		
2011	13.846	1.442	15.286		
2012	14.551	1.507	16.056		
2013	15.293	1.575	16.866		
2014	16.072	1.654	17.724		
2015	16.891	1.736	18.625		
2016	17.769	1.823	19.590		
2017	18.692	1.914	20.604		
2018	19.663	2.010	21.671		
2019	20.685	2.110	22.793		
2020	21.760	2.215	23.973		

Las tasas de crecimiento de esta proyección se muestran en la tabla siguiente

Tasas de Crecimiento según Previsión de Demanda SIC [%]							
Año	Libres						
2010	6,5%	4,0%	6,2%				
2011	5,5%	4,5%	5,4%				
2012	5,1%	4,5%	5,0%				
2013	5,1%	4,5%	5,0%				
2014	5,1%	5,0%	5,1%				
2015	5,1%	5,0%	5,1%				
2016	5,2%	5,0%	5,2%				
2017	5,2%	5,0%	5,2%				
2018	5,2%	5,0%	5,2%				
2019	5,2%	5,0%	5,2%				
2020	5,2%	5,0%	5,2%				

1.2 Forma de la demanda del SING

Para la representación de la demanda en el SING se han creado 5 bloques a partir de la curva de duración de demanda total de cada mes. La duración de los bloques 1 y 5 se ha fijado en 15 y 30 horas respectivamente, mientras que los tres bloques restantes

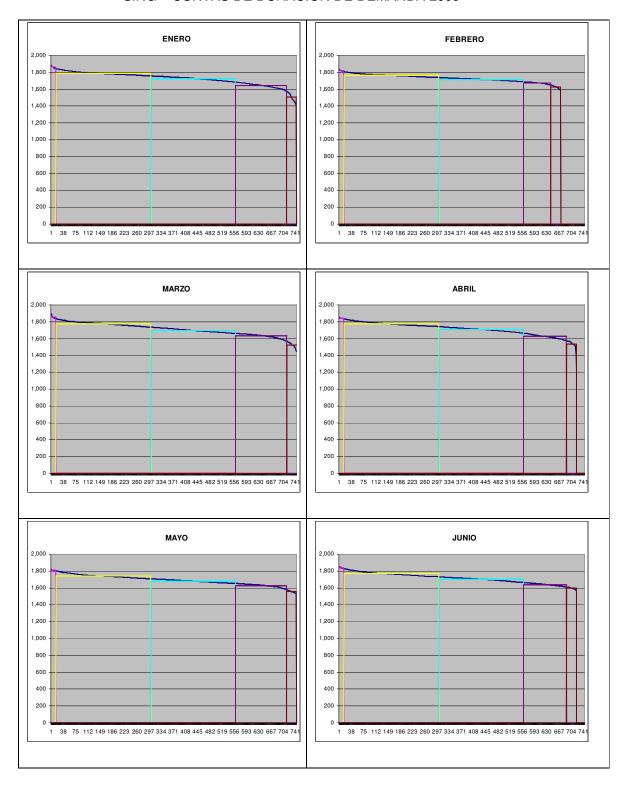
se han determinado de manera de minimizar el error cuadrático entre la altura de los bloques y la demanda horaria.

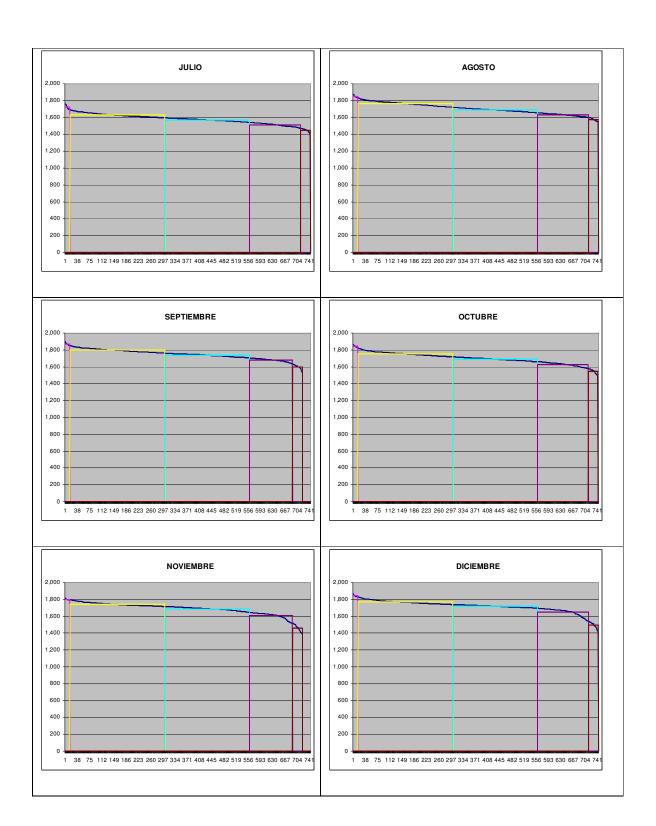
Duración bloques de demanda (horas)

MES	BLOQUE1	BLOQUE2	BLOQUE3	BLOQUE4	BLOQUE5
ENERO	15	288	257	154	30
FEBRERO	15	216	240	171	30
MARZO	15	248	245	207	30
ABRIL	15	290	246	139	30
MAYO	15	213	261	225	30
JUNIO	15	211	269	195	30
JULIO	15	223	294	182	30
AGOSTO	15	217	255	227	30
SEPTIEMBRE	15	199	288	188	30
OCTUBRE	15	226	293	179	30
NOVIEMBRE	15	263	274	138	30
DICIEMBRE	15	310	310	79	30

Las curvas de duración mensual, horaria y por bloques, correspondientes a 2009 se muestran en los gráficos siguientes.

SING - CURVAS DE DURACIÓN DE DEMANDA 2009



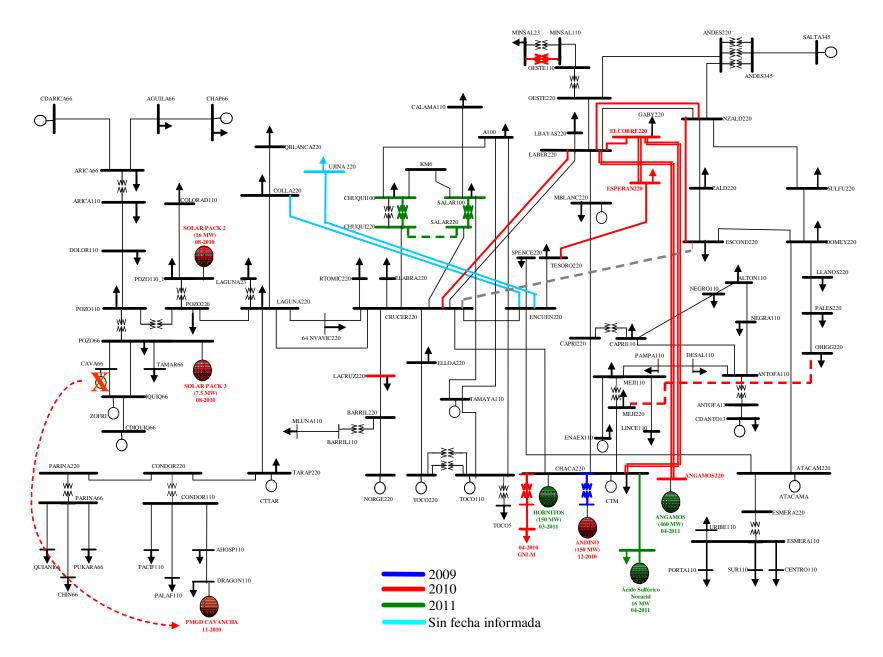


Para la proyección de demanda, se han utilizado los montos de energía por barra asignados por la CNE en el Informe Preliminar de Precios de Nudo de abril de 2010, pero se han mantenido la forma de la curvas de cada retiro proveniente del CDEC-SING..

2. SISTEMA DE TRANSMISIÓN

2.1 Representación del sistema de transmisión

En la gráfica siguiente se muestra la representación del sistema de transmisión del SING con las barras utilizadas en el modelo SDDP. Este diagrama fue proporcionado por el CDEC-SING e incorpora los proyectos de generación y de transmisión a ejecutarse en el corto plazo, también considerados para la simulación del sistema.



2.2 Asignación de la demanda a barras del SDDP

La demanda de las barras de consumo regulado y consumo libre reportadas por el CDEC-SING se ha reducido a las barras representadas en el SDDP de acuerdo a la asignación que se presenta en los siguientes cuadros.

Asignación demanda de barras del CDEC-SING a barras del modelo SDDP

SDDP	CDEC			
Aguila66	El Águila 66 kV			
AHospicio110	Alto Hospicio 13.8 kV			
Altonorte110	Alto Norte 110 kV			
Antofa110	Antofagasta 110 kV			
	Antofagasta 13,8 kV			
	CD Antofagasta 13,8			
	kV			
	CD Antofagasta 13.8			
	kV			
Arica66	Arica 110 kV			
Atacama220	C.Atacama 220 kV			
Calama110	Calama 100 kV			
	Calama 110 kV			
	Calama 23 kV			
Capricor110	Capricornio 110 kV			
Centro110	Centro 023 kV			
	Esmeralda 110 kV			
	Uribe 023 kV			
Chacaya220	Chacaya 220 kV			
Chapiqui66	Chapiquiña 66 kV			
Chinchorro66	Chinchorro 13.8kV			
Chuqui110	Tocopilla 110 kV			
	Chuquicamata 110			
Collahua220	Collahuasi 220 kV			
Colorado110	Cerro Colorado 220 kV			
Dolores110	Dolores 110 kV			
D 440	Dolores 23 kV			
Dragon110	Cerro Dragon 13.8			
ElAbra220	El Abra 220 kV			
ElLoa220	El Loa 220 kV			
Enaex110	Enaex 110 kV			
Iquique66	CD Iquique 13,8 kV			
Laborinto 000	Iquique 13,8 kV Laberinto 220 kV			
Laberinto220 LaCruz220	Laberinto 220 kV La Cruz 220 kV			
Lagunas220	Lagunas 220 kV			
LBayas220	Lomas Bayas 220 kV			
Llanos220	Llanos 220kV			
MBlancos220	Mantos Blancos 220 kV			
IVIDIALICUSZZU	Mantos Blancos 23 kV			
Mejillon110	Mejillones 110 kV			
iviojilioi i i i i	Mejillones 220 kV			
	I Mejinories 220 KV			

Minsal110	Mejillones 23 kV Oeste 220 kV Barrilles 220 kV
MLuna110	Barrilles 220 kV

SDDP	CDEC
Negra110	La Negra 110 kV
	La Negra 23 kV
Negro110	El Negro 110 kV
NVictoria220	Nva.Victoria 220 kV
Pacifico110	Pacifico 13.8 kV
Palafitos110	Palafitos 13.8 kV
Palestina220	Palestina 220kV
PAlmonte66	Pozo Almonte 220 kV
	Pozo Almonte 23 kV
	Pozo Almonte 66 kV
Pampa110	Pampa 110 kV
Portada110	Portada 023 kV
Pukara66	Pukara 13.8 kV
	Quebrada Blanca 220
QBlanca220	kV
Quiani66	Quiani 13.8 kV
	Quiani 66 kV
	Radomiro Tomic 220
RTomic220	kV
Spence220	Spence 220 kV
Sur110	Sur 13.8 kV
Tamarugal66	Tamarugal 23 kV
	Tamarugal 66 kV
Tarapaca220	Tarapacá 220 kV
Tesoro220	Tesoro 220 kV
Tocopilla5	Tocopilla 5 kV
Zaldivar220	Zaldivar 220 kV

Según estimaciones informadas por el CDEC-SING, el consumo de Escondida se distribuyó en las barras Sulfuros, Domeyko, Escondida y O'higgins.

2.3 Características de las líneas de transmisión

Los parámetros de resistencia, reactancia y capacidad de transmisión de las líneas representadas en el modelo SDDP se indican en el cuadro siguiente.

Características líneas de transmisión

				Capacidad
Tramo	kV	R(%)	X(%)	(MW)
Tarapaca220 -> Lagunas220	220	0.282	2.253	366
Crucero220 -> Lagunas220	220	3.203	14.178	183
Crucero220 -> Chuqui220	220	0.804	5.801	330
Crucero220 -> Laberinto220	220	1.992	11.003	330
Chacaya220 -> Crucero220	220	3.155	13.144	291
Crucero220 -> Escondida220	220	3.911	20.040	180
Salta345 -> Andes345	345	0.963	12.030	777
Chacaya220 -> Caprico220	220	0.830	4.230	332
Laberinto220 -> MBlancos220	220	1.307	6.023	290
Tocopilla220 -> Tocopilla110	220	0.000	7.160	200
Zaldivar220 -> Escondida220	220	0.207	1.141	360
Atacama220 -> Domeyko220	220	2.097	8.700	512
Lagunas220 -> PAlmonte220	220	1.446	6.025	328
Atacama220 -> Encuentro220	220	0.756	4.770	772
Caprico220 -> MBlancos220	220	0.265	1.354	332
Capricor110 -> Antofa110	110	1.740	5.549	76
Condores220 -> Parinaco220	220	4.161	18.735	91
Tarapaca220 -> Condores220	220	1.294	5.785	183
Chacaya220 -> Mejillon220	220	0.022	0.110	332
Domeyko220 ->				
Escondida220	220	0.145	0.601	300
Crucero220 -> Encuentro220	220	0.003	0.032	732
Encuentro220 -> Collahua220	220	3.717	16.965	109
Lagunas220 -> Collahua220	220	0.975	4.905	240
Atacama220 ->				
Esmeralda220	220	1.294	5.829	197
Chuqui220 -> Chuqui110	220	0.000	5.833	240
Mejillon220 -> Mejillon110	220	0.000	13.238	100
Caprico220 -> Capricor110	220	0.000	16.133	80
Crucero220 -> Salar220	220	0.890	6.091	330
Salar220 -> Chuqui220	220	0.227	1.556	330
Aguila66 -> Arica66	66	25.345	43.256	48
AHospicio110 -> Dragon110	110	0.263	0.665	98
Andes220 -> NZaldivar220	220	0.356	2.580	740
Andes220 -> Oeste220	220	0.709	3.265	290
Andes345 -> Andes220	345	0.000	1.520	750
Angamos220 -> Laberinto220	220	0.744	5.637	1080
Antofa110 -> Antofa13	110	0.000	38.550	30
Antofa110 -> Desal110	110	1.481	3.542	57
Antofa110 -> Negra110	110	2.507	6.220	122
Arica110 -> Arica66	110	0.000	19.700	30
Arica110 -> Dolores110	110	33.435	42.832	29
Barril110 -> MLuna110	110	6.034	8.792	70
Barril220 -> Barril110	220	0.000	40.000	30

Barril220 -> LaCruz220	220	0.212	1.698	948
Capricor110 -> Negro110	110	2.841	8.764	137
Cavancha66 -> PAlmonte66	66	30.002	43.841	41
CDAntofa13 -> Antofa13	13	10.576	18.279	28
CDArica66 -> Arica66	66	7.801	9.803	17
CDElectro110 -> A	110	12.510	35.230	65
CDElectro110 -> Salar110	110	3.185	9.578	65
CDIquique66 -> Iquique66	66	1.100	1.400	48

Tramo	kV	R(%)	X(%)	Capacidad (MW)
Chacaya220 -> ElCobre220	220	0.649	5.834	700
Chapiqui66 -> Aguila66	66	19.952	34.053	48
Chuqui110 -> A	110	0.207	0.620	200
Chuqui110 -> Km6	110	0.397	1.665	100
Collahua220 -> QBlanca220	220	0.311	2.014	180
Condores110 ->				
AHospicio110	110	0.316	0.799	98
Condores110 -> Pacifico110	110	1.124	2.695	98
Condores110 -> Palafitos110	110	1.015	2.567	98
Condores220 ->				
Condores110	220	0.000	7.100	195
Crucero220 -> ElAbra220	220	1.071	8.353	330
Crucero220 -> NVictoria220	220	3.178	13.238	183
Crucero220 -> RTomic220	220	0.871	6.745	450
Desal110 -> Pampa110	110	2.640	6.314	57
Dolores110 -> PAlmonte110	110	19.280	24.699	29
Domeyko220 -> Sulfuros220	220	0.021	0.085	293
ElCobre220 -> Laberinto220	220	0.012	0.109	700
ElLoa220 -> Crucero220	220	0.063	0.409	490
Encuentro220 -> Spence220	220	1.011	5.620	318
Encuentro220 -> Tesoro220	220	1.967	7.743	125
Endesa110 -> Enaex110	110	0.284	0.435	93
Esmeralda110 -> Centro110	110	0.068	0.173	98
Esmeralda110 -> Portales110	110	2.015	5.098	98
Esmeralda110 -> Sur110	110	0.784	1.982	98
Esmeralda110 -> Uribe110	110	1.909	4.829	98
Esmeralda220 ->				
Esmeralda110	220	0.000	7.100	195
Iquique66 -> Cavancha66	66	2.284	3.338	41
Iquique66 -> PAlmonte66	66	21.441	37.565	46
Laberinto220 -> LBayas220	220	0.187	0.860	209
Laberinto220 -> NZaldivar220	220	1.123	6.205	330
LaCruz220 -> Crucero220	220	0.060	0.479	948
Lagunas220 -> Lagunas23	220	0.000	79.556	24
Llanos220 -> Domeyko220	220	4.289	17.154	183
Mejillon110 -> Endesa110	110	0.015	0.023	93
Mejillon110 -> Lince110	110	9.372	23.355	48
Mejillon220 -> Ohiggins220	220	1.083	4.332	183
Minsal110 -> Minsal23	110	0.000	33.650	20
Negra110 -> Altonorte110	110	0.627	1.555	122
Negro110 -> Altonorte110	110	0.545	1.682	137
Norgener220 -> Barril220	220	0.087	0.699	948
NVictoria220 -> Lagunas220	220	0.335	1.394	183

NZaldivar220 -> Sulfuros220	220	0.268	1.099	293
NZaldivar220 -> Zaldivar220	220	0.003	0.017	360
Oeste110 -> Minsal110	110	5.776	11.536	50
Oeste220 -> Laberinto220	220	1.588	7.313	290
Oeste220 -> Oeste110	220	0.000	27.091	55
Ohiggins220 -> Palestina220	220	0.820	3.281	183
Palestina220 -> Llanos220	220	0.006	0.025	183
Pampa110 -> Mejillon110	110	4.030	9.641	57
Parinaco220 -> Parinaco66	220	0.000	10.990	120
Parinaco66 -> Chinchorro66	66	1.143	2.890	59

Tramo	kV	R(%)	X(%)	Capacidad (MW)
Parinaco66 -> Pukara66	66	0.812	2.056	59
Parinaco66 -> Quiani66	66	1.283	3.422	59
PAlmonte110b ->				
Colorado110	110	5.031	20.120	164
PAlmonte110 -> PAlmonte66	110	0.000	19.750	30
PAlmonte220 ->				
PAlmonte110	220	0.000	13.275	100
PAlmonte220 ->				
PAlmonte110b	220	0.000	13.275	100
PAlmonte66 -> Tamarugal66	66	14.402	21.301	10
Salar110 -> Calama110	110	2.269	3.755	44
Salar110 -> Km6	110	0.479	1.438	62
Salar220 -> Salar110	220	0.000	7.083	120
Tocopilla110 -> A	110	7.242	20.451	130
Tocopilla110 -> CDElectro110	110	0.999	2.907	130
Tocopilla110 -> Tocopilla5	110	0.000	2.167	30
Tocopilla220 -> ElLoa220	220	0.404	2.633	490
Atacama220 -> Angamos220	220	0.300	1.000	700
Atacama220 -> Chacaya220	220	0.100	0.500	999

4. GENERACIÓN

4.1 Centrales existentes

Las características de las centrales existentes corresponden a las utilizadas en el cálculo preliminar de Precios de Nudo de abril de 2010.

4.2 Expansión de la generación

La expansión de la generación, que se muestra en los cuadros siguientes, corresponde a la utilizada en el cálculo preliminar de Precios de Nudo de abril de 2010.

Plan de obras de generación

Central	Tipo	Potencia Neta [MW]	Tipo de Unidad Generadora	Conexión SING	Fecha Puesta En Servicio	Costo Unitario de Inversión [US\$/kW]
CT ANDINA	En construcción	150	Carbón	Chacaya 220	Dic-10	-
HORNITOS	En construcción	150	Carbón	Chacaya 220	Mar-11	-
ANGAMOS I	En construcción	230	Carbón	Laberinto 220	Abr-11	-
ANGAMOS II	En construcción	230	Carbón	Laberinto 220	Oct-11	-
EOLICO SING I	Recomendadas	40	Eólica	Laberinto 220	Jul-11	2000
EOLICO SING II	Recomendadas	100	Eólica	Crucero 220	Ene-16	2000
GEOTERMICA SING I	Recomendadas	40	Geotermia	Calama 110	Sep-16	3550
EOLICO SING III	Recomendadas	50	Eólica.	Laberinto 220	Mar-17	2000
GEOTERMICA SING II	Recomendadas	40	Geotermia	Calama 110	Dic-17	3550
TARAPACA I	Recomendadas	200	Carbón	Tarapacá 220	Abr-18	2350
MEJILLONES I	Recomendadas	200	Carbón	Chacaya 220	Jul-18	2350
MEJILLONES II	Recomendadas	200	Carbón	Chacaya 220	Ene-19	2350
MEJILLONES III	Recomendadas	200	Carbón	Chacaya 220	Sep-19	2350
TARAPACA II	Recomendadas	200	Carbón	Tarapacá 220	Oct-19	2350
TARAPACA III	Recomendadas	200	Carbón	Tarapacá 220	Ago-20	2350
TARAPACA IV	Recomendadas	200	Carbón	Tarapacá 220	Sep-21	2350

4.3 Combustibles

Tanto la disponibilidad como los precios de los combustibles corresponden a los utilizados en el Informe Preliminar de Precios de Nudo de Abril de 2010.

ANEXO 3: SIC – DATOS BÁSICOS PARA LA SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN

1. DEMANDA

1.3 Proyección de demanda

La demanda del escenario base corresponde a la proyección utilizada por la CNE en el Informe Preliminar de Precios de Nudo de abril 2010, Las tasas de crecimiento de esta proyección se muestran en la tabla siguiente

Tasas de crecimiento de la previsión CNE

Año	Libres	Regulados	Total
2010	5,2%	2,4%	3,5%
2011	10,9%	5,1%	7,5%
2012	5,8%	5,0%	5,3%
2013	7,2%	5,2%	6,1%
2014	6,2%	5,2%	5,6%
2015	5,6%	5,1%	5,3%
2016	5,3%	5,1%	5,2%
2017	5,5%	5,0%	5,2%
2018	5,9%	4,9%	5,3%
2019	5,9%	4,9%	5,3%
2020	5,8%	4,9%	5,3%

1.4 Forma de la demanda del SIC

La demanda se representa en los modelos de simulación mediante curvas de duración mensual en un número discreto de niveles de demanda o bloques. El número máximo de bloques a utilizar en el modelo SDDP es de 5.

A partir de la estadística de generación bruta horaria del SIC del año 2009 se han definido las horas de los 5 bloques de demanda mensual con el siguiente criterio:

- Bloque de mayor demanda (bloque 1): la diferencia entre el nivel en MW del bloque de mayor demanda y la demanda máxima mensual no debería ser mayor de 100 MW
- Bloque de menor demanda (bloque 5): la diferencia entre el nivel en MW del bloque de menor demanda y la demanda mínima mensual no debería ser mayor de 200 MW
- Los tres bloques restantes se determinaron de modo de hacer mínima la suma de los cuadrados entre los datos horarios y la demanda del bloque.

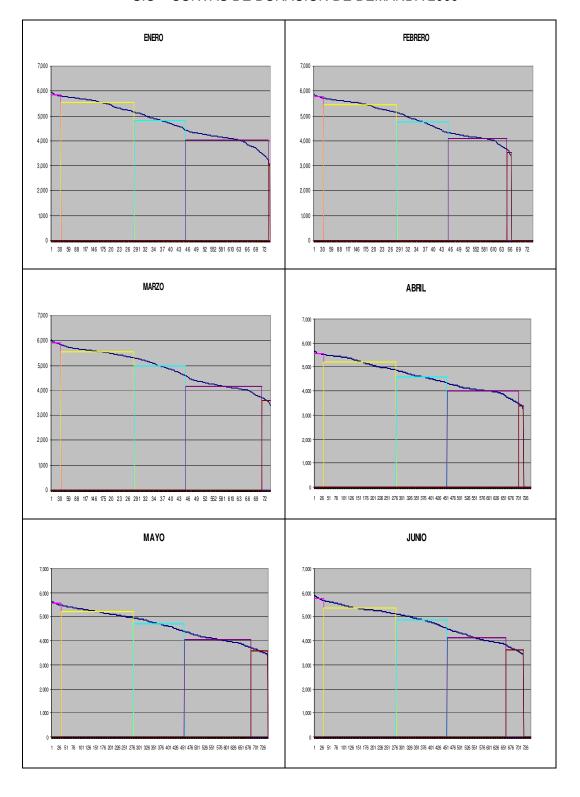
En cuadro siguiente se muestran las horas de cada uno de los 5 bloques mensuales resultantes.

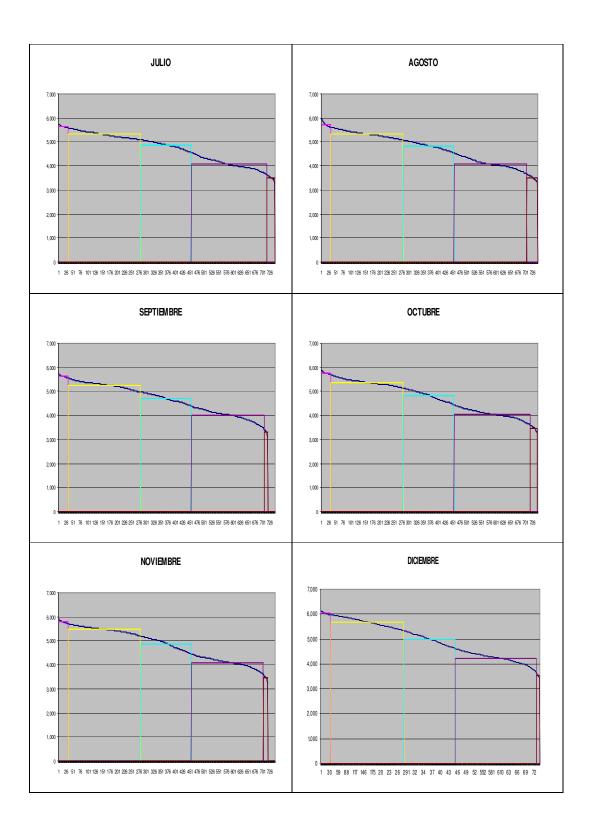
Duración bloques de demanda (horas)

MES	BLOQUE1	BLOQUE2	BLOQUE3	BLÓQUE4	BLOQUE5
ENERO	13	243	196	286	6
FEBRERO	40	246	143	228	15
MARZO	24	282	157	252	29
ABRIL	40	218	205	240	17
MAYO	29	275	169	213	58
JUNIO	22	248	185	204	61
JULIO	40	274	169	233	28
AGOSTO	7	266	204	230	37
SEPTIEMBRE	12	249	198	249	12
OCTUBRE	17	283	167	253	24
NOVIEMBRE	24	270	155	255	16
DICIEMBRE	33	249	175	276	11

Las curvas de duración mensual, horaria y por bloques, correspondientes a 2009 se muestran en los gráficos siguientes.

SIC – CURVAS DE DURACIÓN DE DEMANDA 2009





1.5 Demanda por barra

Para la construcción de los bloques de demanda por barra se ha utilizado la información de retiros proporcionada por los CDEC respectivos para el período enero a diciembre del año 2009. Para este efecto se ha realizado una asignación de barras CDEC a barras utilizadas por el modelo SDDP, el cual fue utilizado para este estudio.

Para el caso del SIC, los porcentajes de crecimiento de los consumos residenciales por zona y total del sistema durante el período 2010-2019 han sido los utilizados por la CNE en el Informe Preliminar de fijación de precios de nudo de abril de 2010. Para el caso de los clientes libres existentes se ha considerado un crecimiento histórico de un 1.8% pero se corrige producto de los consumos libres y mineros proyectados para los años venideros de tal forma de calzar las demandas reguladas y totales. Este procedimiento es el usado por el CDEC-SIC para sus proyecciones de demanda a excepción del primer año donde usan sus propias proyecciones.

Las zonas definidas por el CDEC-SIC y la CNE para la distribución de consumos son las siguientes:

Zona Norte: comprende los consumos desde el nudo Los Vilos hacia el Norte Zona Centro: comprende los consumos localizados entre el nudo Quillota y Alto Jahuel Zona Itahue: comprende los consumos ubicados al sur de Alto Jahuel por el sistema de 154 kV hasta el nudo Itahue.

Zona Sur: comprende los consumos entre los nudos Ancoa y Charrúa

Zona Concepción: comprende los consumos localizados en la zona de Concepción

Zona Austral: comprende los consumos al sur del nudo Charrúa

Tomando en consideración lo planteado anteriormente, la previsión de demanda del sistema es la siguiente:

Proyección de demandas SIC

Año	Regulado	Libre	Total	Crecimiento
	(GWh)	(GWh)	(GWh)	
2010	29.178	12.783	41.961	3.5%
2011	30.645	14.463	45.108	7.5%
2012	32.157	15.342	47.499	5.3%
2013	33.813	16.583	50.396	6.1%
2014	35.572	17.646	53.218	5.6%
2015	37.389	18.649	56.039	5.3%
2016	39.282	19.671	58.953	5.2%
2017	41.230	20.789	62.018	5.2%
2018	43.232	22.074	65.305	5.3%
2019	45.334	23.432	68.766	5.3%
2020	47.541	24.870	72.411	5.3%

Cabe señalar que la diferencia entre estos valores y los presentados en el informe de precios de nudo se debe a que las ventas están puestas en barras de menor tensión que las modeladas por el consultor. Más adelante se identifican las barras usadas para simular la operación del sistema.

En cuanto a proyectos de clientes libres, se han considerado los utilizados el año anterior por el CDEC-SIC en su revisión del estudio de transmisión troncal.

Clientes libre – proyectos individualizados

						Demanda	s anuales	(GWh)				
Barra	Proyecto	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
DAlmagro220	Centenario	61.32	61.32	61.32	61.32	61.32	245.28	245.28	245.28	245.28	245.28	245.28
DAlmagro220	Codelco Salvador	-15.65	-62.11	-143.21	-153.51	-163.83	-174.32	-185.01	-195.89	-206.97	-218.24	-218.24
LosVilos220	Minera Paponomo	98.99	119.03	119.03	119.03	119.03	119.03	119.03	119.03	119.03	119.03	119.03
PAzucar220	CDA - Hipogeno	459.30	459.30	459.30	459.30	459.30	459.30	459.30	459.30	459.30	459.30	459.30
PColorada220	Pascua Lama		93.00	220.60	576.30	724.50	806.80	806.80	806.80	806.80	806.80	806.80
CNavia110	Metro				253.84	287.21	271.45	263.39	394.14	437.13	481.59	481.59
Quillota220	GNL Quintero	87.3	84.3	84.3	84.3	84.3	84.3	84.3	84.3	84.3	84.3	84.3

El resultado del procedimiento indicado entrega la siguiente distribución de demanda por barras del SDDP.

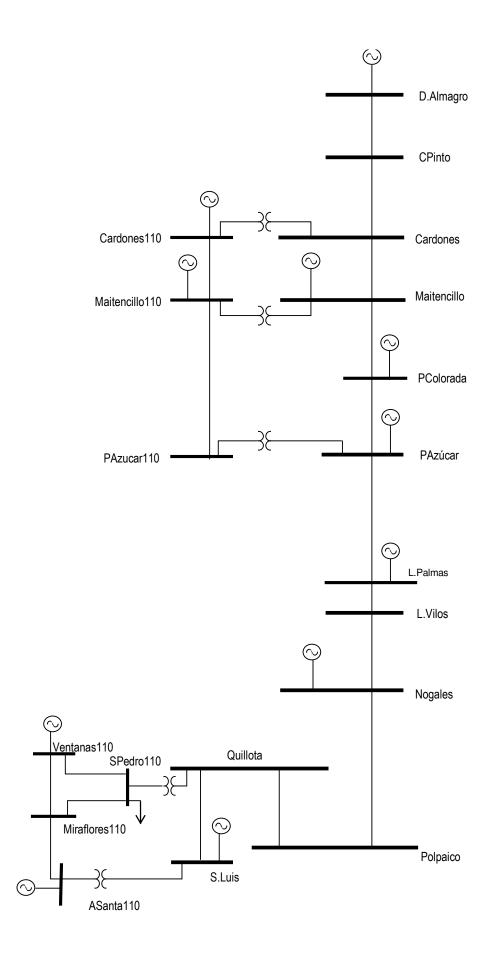
Repartición de demanda por barras

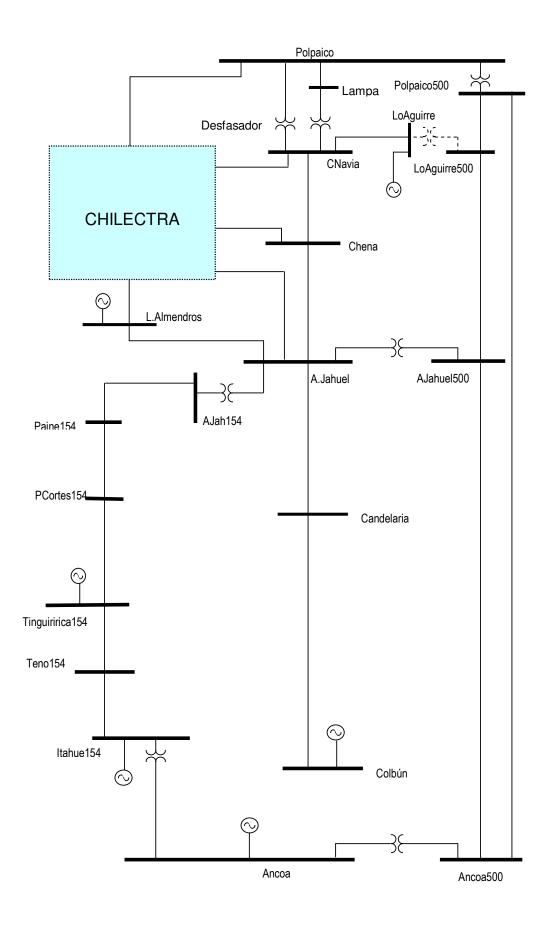
			epartic	ion ae	deman	aa por	parras				
Barra	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
AguaSanta110	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.4%	1.4%	1.4%
AJahuel110	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.4%	0.4%
BBlanco220	1.0%	1.0%	1.1%	1.1%	1.1%	1.1%	1.1%	1.1%	1.1%	1.1%	1.1%
Buin110	2.2%	2.1%	2.1%	2.1%	2.1%	2.1%	2.1%	2.1%	2.1%	2.0%	2.0%
Candelaria	4.8%	5.0%	5.1%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.1%	5.1%	5.2%
Cardones110	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%
Cardones220	1.9%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.1%	2.1%
Cautin220	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%	2.5%	2.5%	2.5%	2.6%	2.6%	2.6%
Charrua154	3.5%	3.6%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.4%	3.4%	3.4%	3.4%
Charrua220	2.5%	2.6%	2.6%	2.6%	2.6%	2.6%	2.6%	2.6%	2.6%	2.7%	2.7%
Chena110	3.1%	3.0%	2.9%	2.9%	2.9%	2.9%	2.9%	2.9%	2.8%	2.8%	2.8%
	10.4	10.2	10.1	10.5	10.5	10.4	10.3	10.4	10.4	10.4	10.3
CNavia110	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
CNavia220	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Colbun	1.1%	1.1%	1.1%	1.1%	1.1%	1.1%	1.1%	1.1%	1.1%	1.1%	1.2%
Concepción154	5.1%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.1%
Coronel154	1.4%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%
CPinto220	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%
DAlmagro220	2.2%	2.2%	2.1%	2.0%	2.0%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%
Florida110	7.2%	7.0%	6.9%	6.9%	6.8%	6.8%	6.8%	6.7%	6.7%	6.7%	6.6%
Hualpen154	1.7%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%
Itahue154	3.6%	3.6%	3.6%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%
LAlmendros110	2.4%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.2%	2.2%	2.2%
Lampa220	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%
LoAguirre220	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.2%	2.2%	2.2%
LosVilos220	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%
Maitencillo110	1.0%	1.0%	1.0%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	1.0%	1.0%	1.0%
Maitenci220	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Malloa	0.4%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%
Miraflores110	1.5%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%
Paine	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.6%
PAzucar110	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.1%	2.1%	2.1%	2.1%	2.1%
PAzucar220	1.1%	1.0%	1.0%	0.9%	0.9%	0.8%	0.8%	0.7%	0.7%	0.7%	0.6%
PColorada220	0.0%	0.2%	0.5%	1.1%	1.4%	1.4%	1.4%	1.3%	1.2%	1.2%	1.1%
PCortes	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%
PMontt220	2.3%	2.3%	2.3%	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%	2.5%	2.5%	2.5%	2.6%
Polpaico220	4.6%	4.8%	4.8%	4.7%	4.7%	4.7%	4.8%	4.8%	4.8%	4.9%	4.9%
Quillota220	2.6%	2.7%	2.7%	2.7%	2.7%	2.6%	2.6%	2.6%	2.7%	2.7%	2.7%
Rancagua	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%
Renca110	1.4%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%
Salto110	7.1%	6.9%	6.8%	6.7%	6.7%	6.7%	6.7%	6.6%	6.6%	6.5%	6.5%
SanPedro110	3.8%	3.9%	3.9%	3.8%	3.8%	3.8%	3.8%	3.8%	3.8%	3.8%	3.8%
Teno	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%
Tinguiririca	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%
Valdivia220	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%
Valdivide 20 Ventanas 110	1.2%	1.2%	1.2%	1.2%	1.2%	1.2%	1.2%	1.2%	1.2%	1.2%	1.2%
* Sintanas i 10	1.2/0	1.2/0	1.2/0	1.2/0	1.2/0	1.2/0	1.2/0	1.2/0	1.2/0	1.2/0	1.2/0

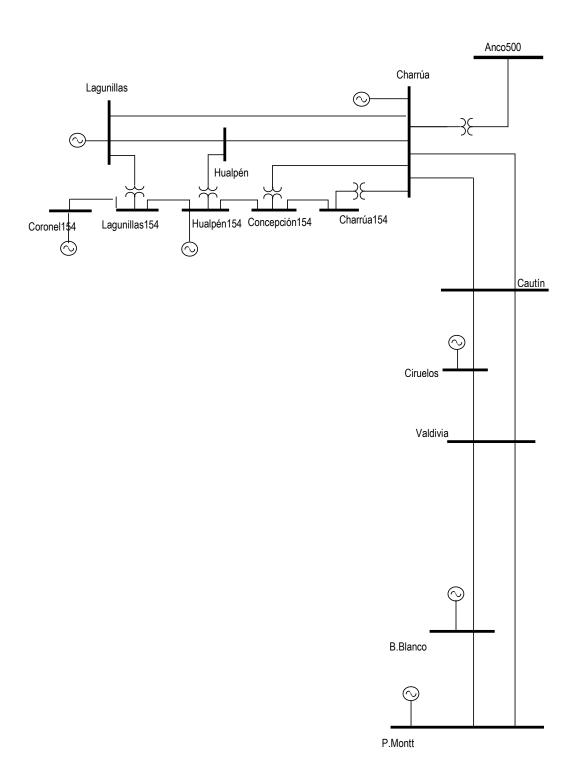
2. SISTEMA DE TRANSMISIÓN

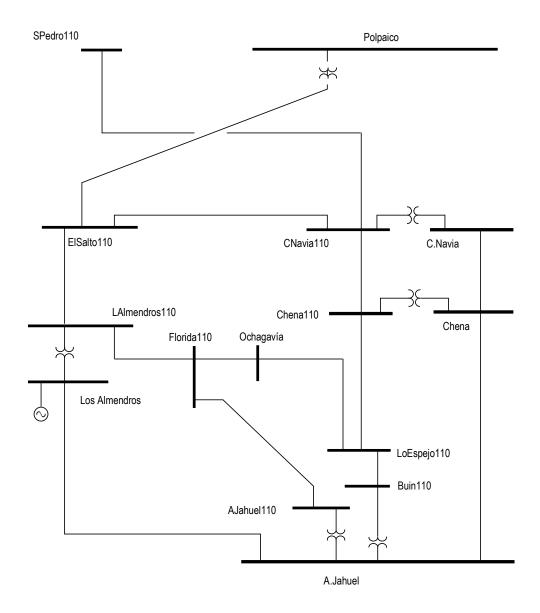
2.4 Representación del sistema de transmisión

En los gráficos siguientes se muestra la representación del sistema de transmisión del SIC en el modelo SDDP.









2.5 Asignación de la demanda a barras del SDDP

La demanda de las 317 barras de consumo regulado y 137 barras de consumo libre medido y reportadas por el CDEC-SIC se ha reducido a las barras representadas en el SDDP de acuerdo a la asignación que se presenta en los siguientes cuadros.

Asignación demanda distribuidoras de barras del CDEC-SIC a barras del modelo SDDP

SDDP	CDEC
AguaSanta220	A_NORTE066
	ALGARR_NORTE013
	BALANDRAS013
	C_BLANCA066
	CASABLANCA013
	L BALANDRA 066
	L_PIÑATAS066
	L_S_GERONIMO066
	P_ANCHA013
	PIÑATAS013 PLACERES013
	PLACERES013
	PLACERES 110
	PLACILLA013
	PLAYAANCHA110
	QUINTAY013
	S_JERONIMO013
	S_JERONIMO066
	S_SEBASTIAN013
	S_SEBASTIAN066
	TOTORAL013
	VALPARAISO013
AJahuel110	BUIN066
Ancoa220	ANCOA220
BBlanco220	FRUTILLAR013
	L_NEGROS066
	OSORNO013
	OSORNO023 PILMAIQUEN013
Buin110	PURRANQUE013 LAPINTANA110
Dullillo	LASACACIAS110
	MALLOCO 110
	SANBERNARDO110
Candelaria	MAIPO 110
Cardones110	MAIPO110 CALDERA013
Caracheerre	CARDONES110
	CASTILLA 023
	CERRILLOS 013
	COPIAPO 013
	H_FUENTES013
	L_LOROS013
	PLANTAS013
	T_AMARILLA023
	T_AMARILLA110

SDDP	CDEC	
Charrua154	A_CHILLAN	154
	ANGOL	
	ANGOL	
	CARRERO	013
	CABREROCAUQUENES	013
	CAUQUENES	013
	CHARRUA	
	CHARRUA	
	CHARRUA	154
	CHILLAN	
	CHILLAN	_066
	CHILLAN	_154
	CHOLGUAN_ COCHARCAS_	013
	COCHARCAS	013
	COCHARCAS	066
	L_ANGELES	013
	L_ANGELES	066
	LAJA	013
	LAJANEGRETE	013
	NIQUEN	066
	PARRAL	
	PARRAL	
	QUILMO	
	RECINTO	
	RETIRO	_013
	RETIROS_CARLOS	_066
	S_CARLOS	013
	S_CARLOS	066
	STA_ELISA	_023
	STA_ELVIRA	_066
	TRESESQUINAS	6066
Charrua220	CHARRUA	220
	CHOLGUAN	220
Chena110	CISTERNA	110
	CHOLGUAN CISTERNA MAIPU	110
	PANAMERICANA	A 110
	SANTAMARTA_	
CNavia110	ALTAMIRANO	110
	BATUCO	110
	BRASIL	110
	CARRASCAL	
	CATEMU	013
	CLUBHIPICO	110
	LOAGUIRRE	110
	LOBOZA	110
	LOVALLEDOR	110 110
		110
	PAJARITOS	
	PANQUEHUE	013
	POLPAICO	_110
	PUDAHUEL	110
	QUILICURA	_110
	SANJOSE	110
	SANPABLO	110

SDDP	CDEC	
Colbun	COLBUN	220
Concep154	BELLAVISTA	
	CONCEPCION_	
	CONCEPCION_	154
	PENCO	
	S_PEDRO	_000
	S_VICENTE	000 154
	TOME	_023
O = 1 = 1 = 1	TOME	_000
Coronel154	CARAMPANGUE	
	COLCURA	066
	CORONEL	066
	CURANILAHUE_	066
	L_COLORADAS_	
	LEBU	
	LOTA	
	LOTA	_066
	QUINAHUE	066
	T_PINOS	013
DAlmagro220	CHAÑARAL	023
	D_ALMAGRO	
	D_ALMAGRO	
	ELSALADO	
	PAPOSO	
Florida110	FLORIDA	
liondario	L_VIZCACHAS_	110
	LAREINA	_110
	MACUL	
	P_ALTO	_110
	P_AZUCAR QUELTEHUES	_110
	QUELIENUES	110
	SANJOAQUIN	110
	SANTAELENA	110
	SANTARAQUEL_	110
	SANTAROSASUI	
Itahue154	A_V_PRAT	
	CHACAHUIN	066
	CIPRESES	_154
	CONSTIT	_023
	CONSTIT	_066
	CONSTIT1	_023
	CONSTIT2	023
	COOP_LIN	_013
	COOP_LIN	_066
	CURICO	066
	HUALAÑE	013
	ITAHUE	013
	LICANTEN	013
	LIN CON	_066
	LIN_OON	_066
	LINARES	_000 013
l	LINAUE9	_013

SDDP	CDEC	
	LONGAVI	013
	LONGAVI	066
	MAULE	066
	MOLINA	066
	PANGUILEMO2_	
	PANGUIPULLI	023
	PANIMAVIDA	
	PANIMAVIDA	
	PARRONAL	
	RANGUILI	
	S_JAVIER	023
	S_JAVIER	066
	S_MIGUEL	_
	S_RAFAEL	013
	S_RAFAEL	_066
	TALCA	_013
	TALCA1	_066
	TALCA2	
	TALTAL	013
	V_ALEGRE	066
	V_PRAT	
LAlmen110	ANDES	
L/ WITHOUT TO	APOQUINDO	_110
	LOSDOMINICOS	110
Lampa220	LAMPA	
LoAguirre220		220
20/1941110220	ALCONES	023
	BOLLENAR	013
	CHOCALAN	
	CURACAVI	110
	ELMAITEN	
	ELMONTE	
	ELPAICO	013
	ELPEUMO	023
	ESPERANZA	
	LAMANGA	013
	LASARAÑAS	013
	LIHUEIMO	013
	MANDINGA	013
	MARCHIHUE	013
	MELIPILLA	013
	MELIPULLI	066
	MELIPULLI	110
	PANIAHUE	013
	QUELENTARO	013
	RAPEL	066
	RAPEL	220
	S_ANTONIO	013
	S_ANTONIO	110
	STA_ROSA	023

LosVilos220 CABILDO
ILLAPEL
ILLAPEL
ILLAPEL110
L_VILOS110
Maiten110 QUINQUIMO110 ALTODCARMEN013 HUASCO013 VALLENAR110 013 Malloa MALLOA066 Miraflor110 MARGA_MARGA013 MIRAFLORES013 REÑACA110 Paine HOSPITAL066 PAJNE066 O66 COMPANIA110 E_PENON110 E_SAUCE066 O66 ESPINO066 GUAYACAN
Maiten110 ALTODCARMEN
HUASCO013 VALLENAR013 VALLENAR110 Malloa
VALLENAR 013 VALLENAR 110 MALLOA 066 Miraflor110 MARGA_MARGA 013 MIRAFLORES 013 REÑACA 013 REÑACA 110 HOSPITAL 066 PAINE 066 COMPANIA 110 E_PENON 110 E_SAUCE 066 ESPINO 066 GUAYACAN 066 INCAHUASI 023
Malloa VALLENAR 110 Malloa MALLOA 066 MARGA_MARGA 013 REÑACA 013 REÑACA 110 HOSPITAL 066 PAINE 066 COMPANIA 110 E_PENON 110 E_SAUCE 066 ESPINO 066 GUAYACAN 066 INCAHUASI 023
Malloa MALLOA066 Miraflor110 MARGA_MARGA013 MIRAFLORES013 REÑACA110 Paine HOSPITAL066 PAINE066 066 COMPANIA110 110 E_PENON110 E_SAUCE066 E_TOTORAL066 066 GUAYACAN066 INCAHUASI023
Miraflor110 MARGA_MARGA013 MIRAFLORES013 REÑACA013 REÑACA110 HOSPITAL066 PAINE066 PAINE066 COMPANIA110 E_PENON110 E_SAUCE066 066 ESPINO066 GUAYACAN066 INCAHUASI023
MIRAFLORES013 REÑACA013 REÑACA110 Paine HOSPITAL066 PAINE066 PAZUCAT110 ANDACOLLO066 COMPANIA110 E_PENON110 E_SAUCE066 E_TOTORAL066 ESPINO066 GUAYACAN066 INCAHUASI023
REÑACA 013 REÑACA 110 Paine HOSPITAL 066 PAINE 066 PAZUCAT110 ANDACOLLO 066 COMPANIA 110 E_PENON 110 E_SAUCE 066 E_TOTORAL 066 ESPINO 066 GUAYACAN 066 INCAHUASI 023
Paine REÑACA110 HOSPITAL066 PAINE066 PAZUCAT110 ANDACOLLO066 COMPANIA110 E_PENON110 E_SAUCE066 E_TOTORAL066 ESPINO066 GUAYACAN066 INCAHUASI023
Paine
PAZUCAT110 PAINE066 ANDACOLLO066 COMPANIA110 E_PENON110 E_SAUCE066 E_TOTORAL066 ESPINO066 GUAYACAN066 INCAHUASI023
PAzucar110 ANDACOLLO066
COMPANIA110 E_PENON110 E_SAUCE066 E_TOTORAL066 ESPINO066 GUAYACAN066 INCAHUASI023
E_PENON110 E_SAUCE066 E_TOTORAL066 ESPINO066 GUAYACAN066 INCAHUASI023
E_SAUCE066 E_TOTORAL066 ESPINO066 GUAYACAN066 INCAHUASI023
E_TOTORAL066 ESPINO066 GUAYACAN066 INCAHUASI023
ESPINO066 GUAYACAN066 INCAHUASI023
GUAYACAN066 INCAHUASI023
INCAHUASI023
M_PATRIA023
M_PATRIA066
MARQUESA066
NECSA066
OVALLE066
PUNITAQUI013
PUNITAQUI066
S_JOAQUIN110
PCortes P_CORTES2154
PMontt220 ANCUD110
CHONCHI 110
COLACO 066
DEGAÑ 110
EMPALME 066
P MONTT 023
P MONTT2 023
P VARAS 013
PIDPID 110
QUELLON 110
Polpaico220 L_MAQUIS 220
POLPAICO 220
S FELIPE 013
S RAFAEL 110
TOTORALILLO 110

Chumaquito	SDDP	CDEC	
GRANEROS			066
PELEQUEN	nancagua		
RANCAGUA2			
RENGO 066 S_F_MOSTAZAL 013 Renca110		PELEQUEN	066
Renca110		RANCAGUA2	066
Renca110		RENGO	066
Salto110 Salto110	D 440	S_F_MOSTAZAL	013
Salto110 A_CORDOVA	Renca110		
CHACABUCO110		OCHAGAVIA	110
ELMANZANO	Salto110	A_CORDOVA	110
LADEHESA			
RECOLETA 110 SANCRISTOBAL 110 VITACURA 110 C_CALERA1 110 C_CALERA2 110 CALEU 013 CASASVIEJAS 110 EL_MELON 013 EL_MELON 044 JUNCAL 013 L_VEGAS 013 LA_CALERA 013 LLAYLLAY 110 LOS_ANDES 013 QUILLOTA 110 QUILPUE 013 QUILPUE 110 RIECILLOS 013 RUNGUE 013 S_PEDRO 013 S_PEDRO 013 S_PEDRO 013 S_PEDRO 013 S_PEDRO 013 S_PEDRO 013 CURACAUTIN 013 IMPERIAL 013 LAUTARO 013 LAUTARO 013 LAUTARO 013 LAUTARO 013 LONCOCHE 066 PITRUFQUEN 066 PITRUFQUEN 066 PITRUFQUEN 066 TEMUCO 023 TEMUCO 066 TEMUCO 023 TEMUCO 066 TEMUCOSUR 066 TEMUCOSUR 066 TEMUCOSUR 066 TEMUCOSUR 066 TEMUCOSUR 066		ELMANZANO	110
RECOLETA 110 SANCRISTOBAL 110 VITACURA 110 C_CALERA1 110 C_CALERA2 110 CALEU 013 CASASVIEJAS 110 EL_MELON 013 EL_MELON 044 JUNCAL 013 L_VEGAS 013 LA_CALERA 013 LLAYLLAY 110 LOS_ANDES 013 QUILLOTA 110 QUILPUE 013 QUILPUE 110 RIECILLOS 013 RUNGUE 013 S_PEDRO 013 S_PEDRO 013 S_PEDRO 013 S_PEDRO 013 S_PEDRO 013 S_PEDRO 013 CURACAUTIN 013 IMPERIAL 013 LAUTARO 013 LAUTARO 013 LAUTARO 013 LAUTARO 013 LONCOCHE 066 PITRUFQUEN 066 PITRUFQUEN 066 PITRUFQUEN 066 TEMUCO 023 TEMUCO 066 TEMUCO 023 TEMUCO 066 TEMUCOSUR 066 TEMUCOSUR 066 TEMUCOSUR 066 TEMUCOSUR 066 TEMUCOSUR 066		LADEHESA	110
SanPedro110 C_CALERA1		RECOLETA	110
SanPedro110		SANCRISTOBAL	110
SanPedro110		VITACURA	110
C_CALERA2110 CALERA110 CALEU013 CASASVIEJAS110 EL_MELON014 JUNCAL013 L_VEGAS013 LA_CALERA013 LLAYLLAY110 LOS_ANDES013 QUILLOTA110 QUILPUE013 QUILPUE110 RIECILLOS013 RIO_BLANCO013 RIO_BLANCO013 S_PEDRO	SanPedro110	C CALERA1	110
CALERA 110 CALEU 013 CASASVIEJAS 110 EL_MELON 013 EL_MELON 044 JUNCAL 013 L_VEGAS 013 LA_CALERA 013 LLAYLLAY 110 LOS_ANDES 013 QUILLOTA 110 QUILPUE 013 QUILPUE 110 RIECILLOS 013 RUNGUE 013 S_PEDRO 110 TAP_ENTEL 044 CHIVILCAN 066 COLLIPULLI 013 CURACAUTIN 013 IMPERIAL 013 LAUTARO 013 LAUTARO 013 LONCOCHE 066 PILLANLELBUN 066 PILLANLELBUN 066 PITRUFQUEN 013 PITRUFQUEN 066 PLASCASAS 066 TEMUCO 023 TEMUCO 066 TEMUCOSUR 066 TEMUCOSUR 066 TEMUCOSUR 066 TEMUCOSUR 066			
EL_MELON		CALERA	110
EL_MELON		CALFU	013
EL_MELON		CASASVIEJAS	
EL_MELON		FI MELON	
JUNCAL		EL MELON	010
L_VEGAS013 LA_CALERA013 LLAYLLAY110 LOS_ANDES013 QUILLOTA110 QUILPUE013 QUILPUE110 RIECILLOS013 RIO_BLANCO013 RUNGUE013 S_PEDRO110 TAP_ENTEL044 Cautín220			
LA_CALERA		JUNCAL	_010
LLAYLLAY		L_VEGAS	013
LOS_ANDES013 QUILLOTA110 QUILPUE013 QUILPUE110 RIECILLOS013 RIO_BLANCO013 RUNGUE013 S_PEDRO013 S_PEDRO110 TAP_ENTEL044 Cautín220 CHIVILCAN066 COLLIPULLI013 CURACAUTIN013 IMPERIAL013 LAUTARO013 LICANCO013 LONCOCHE013 LONCOCHE066 PILLANLELBUN066 PITRUFQUEN013 PITRUFQUEN066 TEMUCO023 TEMUCO066 TEMUCOSUR066 TEMUCOSUR066 TEMUCOSUR066		LA_CALERA	013
QUILLOTA		LLAYLLAY	_110
QUILPUE			
QUILPUE			
RIECILLOS013 RIO_BLANCO013 RUNGUE013 S_PEDRO110 TAP_ENTEL044 Cautín220			
RIO_BLANCO013 RUNGUE013 S_PEDRO013 S_PEDRO110 TAP_ENTEL044 Cautín220 CHIVILCAN066 COLLIPULLI013 CURACAUTIN013 IMPERIAL013 LAUTARO013 LICANCO013 LONCOCHE066 PILLANLELBUN066 PITRUFQUEN013 PITRUFQUEN013 PITRUFQUEN013 PITRUFQUEN066 TEMUCO023 TEMUCO066 TEMUCOSUR066 TRAIGUEN013		QUILPUE	_110
RUNGUE013 S_PEDRO013 S_PEDRO110 TAP_ENTEL044 Cautín220 CHIVILCAN066 COLLIPULLI013 CURACAUTIN013 IMPERIAL013 LAUTARO013 LONCOCHE013 LONCOCHE066 PILLANLELBUN066 PITRUFQUEN013 PITRUFQUEN013 PITRUFQUEN066 TEMUCO023 TEMUCO066 TEMUCOSUR066 TRAIGUEN013		RIECILLOS	_013
S_PEDRO013 S_PEDRO110 TAP_ENTEL044 Cautín220			
S_PEDRO110 TAP_ENTEL044 CHIVILCAN066 COLLIPULLI013 CURACAUTIN013 IMPERIAL013 LAUTARO013 LICANCO013 LONCOCHE013 LONCOCHE066 PILLANLELBUN066 PITRUFQUEN013 PITRUFQUEN013 PITRUFQUEN066 TEMUCO023 TEMUCO066 TEMUCOSUR066 TRAIGUEN013		RUNGUE	013
TAP_ENTEL044 CHIVILCAN066 COLLIPULLI013 CURACAUTIN013 IMPERIAL013 LAUTARO013 LICANCO013 LONCOCHE066 PILLANLELBUN066 PITRUFQUEN013 PITRUFQUEN013 PITRUFQUEN066 TEMUCO023 TEMUCO066 TEMUCOSUR066 TRAIGUEN013		S_PEDRO	013
TAP_ENTEL044 CHIVILCAN066 COLLIPULLI013 CURACAUTIN013 IMPERIAL013 LAUTARO013 LICANCO013 LONCOCHE066 PILLANLELBUN066 PITRUFQUEN013 PITRUFQUEN013 PITRUFQUEN066 TEMUCO023 TEMUCO066 TEMUCOSUR066 TRAIGUEN013		S_PEDRO	110
Cautín220			
COLLIPULLI 013 CURACAUTIN 013 IMPERIAL 013 LAUTARO 013 LICANCO 013 LONCOCHE 013 LONCOCHE 066 PILLANLELBUN 066 PITRUFQUEN 013 PITRUFQUEN 066 PLASCASAS 066 TEMUCO 023 TEMUCO 066 TEMUCOSUR 066 TRAIGUEN 013	Cautín220		
CURACAUTIN013 IMPERIAL013 LAUTARO013 LICANCO013 LONCOCHE013 LONCOCHE066 PILLANLELBUN066 PITRUFQUEN013 PITRUFQUEN066 PLASCASAS066 TEMUCO023 TEMUCO066 TEMUCOSUR066 TRAIGUEN013			
IMPERIAL 013 LAUTARO 013 LICANCO 013 LONCOCHE 013 LONCOCHE 066 PILLANLELBUN 066 PITRUFQUEN 013 PITRUFQUEN 066 PLASCASAS 066 TEMUCO 023 TEMUCOSUR 066 TRAIGUEN 013			
LAUTARO013 LICANCO013 LONCOCHE013 LONCOCHE066 PILLANLELBUN066 PITRUFQUEN013 PITRUFQUEN066 PLASCASAS066 TEMUCO023 TEMUCO066 TEMUCOSUR066 TRAIGUEN013			
LICANCO013 LONCOCHE013 LONCOCHE066 PILLANLELBUN066 PITRUFQUEN013 PITRUFQUEN066 PLASCASAS066 TEMUCO023 TEMUCO066 TEMUCOSUR066 TRAIGUEN013			
LONCOCHE013 LONCOCHE066 PILLANLELBUN066 PITRUFQUEN013 PITRUFQUEN066 PLASCASAS066 TEMUCO023 TEMUCO066 TEMUCOSUR066 TRAIGUEN013		LICANCO	013
LONCOCHE066 PILLANLELBUN066 PITRUFQUEN013 PITRUFQUEN066 PLASCASAS066 TEMUCO023 TEMUCO066 TEMUCOSUR066 TRAIGUEN013		LONCOCHE	013
PILLANLELBUN066 PITRUFQUEN013 PITRUFQUEN066 PLASCASAS066 TEMUCO023 TEMUCO066 TEMUCOSUR066 TRAIGUEN013		LONCOCHE	066
PITRUFQUEN 013 PITRUFQUEN 066 PLASCASAS 066 TEMUCO 023 TEMUCO 066 TEMUCOSUR 066 TRAIGUEN 013			
PITRUFQUEN066 PLASCASAS066 TEMUCO023 TEMUCO066 TEMUCOSUR066 TRAIGUEN013			
PLASCASAS066 TEMUCO023 TEMUCO066 TEMUCOSUR066 TRAIGUEN013			
TEMUCO023 TEMUCO066 TEMUCOSUR066 TRAIGUEN013			
TEMUCO066 TEMUCOSUR066 TRAIGUEN013			
TEMUCOSUR066 TRAIGUEN013			
TRAIGUEN013		I EMUCO	066
VICTORIA013			
		VICTORIA	_013

SDDP	CDEC	
Teno	QUINTA	_066
	TENO2	_154
Tinguiririca	CHIMBARONGO_	066
	NANCAGUA	013
	PLACILLA2	013
	S_FERNANDO	066
Valdivia220	CORRAL	_066
	L_LAGOS	_013
	L_UNION	_013
	PAILLACO	_066
	PICARTE	_013
	PICHIRROPULLI_	_013
	VALDIVIA	013
Ventanas110	CONCON	013
	CONCON	110
	QUINTERO	013
	TORQUEMADA_	110

Asignación demanda barras clientes libres del CDEC-SIC a barras del modelo SDDP

SYNEX	CDEC	
AguaSanta220	ALGARROBO	110
	CASABLANCA	013
	VALPARAISO	_013
AJahuel110	A_JAHUEL	_066
	SAUZALITO	
AJahuel220	A_JAHUEL	_220
Ancoa220	ANCOA_ CANDELARIA	_220
Candelaria	CANDELARIA	_220
	MAIPO	_110
Cardones110	MAIPOCARDONES	110
	LCASTILLA	110
	TAPIMPULSO	110
Cardones220	CARDONES	220
Charrua154	CABRERO	013
	CHARRUA	
	CHARRUA	154
	CHOLGUAN	013
	CHOLGUAN	066
	COCHARCAS	066
	L_ANGELES	
	L_ANGELES	
	L_ANGELES	
	LAJANIQUEN	_066
	NIQUEN	_066
	PANGUE	066
	QUILMO	_066
	RENAICOSTA_ELVIRA	_066
	STA_ELVIRA	_066
	STA_FE	_154
	TRESESQUINAS	066

SDDP	CDEC	
Charrua220	CHARRUA 220	
	CHOLGUAN 220	
Chena110	PANAMERICANA_110	
CNavia110	CATEMU013	
Ortaviario	POLPAICO110	
CNavia220	C_NAVIA220	
Colbun	COLBUN220	
Concep154	C_BIOBIO066	
Conceptor	CONCEPCION066	
	S_PEDROPAPELES_066	
	S_FEDHOFAFELES_000	۱,
	S_VICENTE013	
Canaanaaa	S_VICENTE154	
Concep220	CONCEPCION220	
Coronel154	C_ARAUCO066	
OD: 1 000	CORONEL066	
CPinto220	C_PINTO220	
DAlmagro220	D_ALMAGRO110	
	D_ALMAGRO220	
Florida110	MAITENES110	
	QUELTEHUES110	
Hualpen154	E_NOBEL154 EKA_CHILE154	
	EKA_CHILE154	
	FOPACO154	
	MAPAL154	
	OXY154	
	PETRODOW 154	
	PETROPOWER066	
Hualpen220	HUALPEN220	
Itahue154	A_V_PRAT066	
	CONSTIT023	
	CONSTIT066	
	CONSTIT2 023	
	CURICO 066	
	ITAHUE066	
	ITAHUE154	
	LICANTEN 066	
	LONGAVI 066	
	M MELADO 154	
	PANGUILEMO2 066	
	S RAFAEL 013	
	V ALEGRE 066	
LasPalmas220	CANELA 220	
LoAguirre220	S ANTONIO 013	
LosVilos220	CHOAPA 110	
LUS V 11USZZU	L VILOS 220	
Maitantto		
Maiten110	D_AMIGOS023	
	HUASCO110	
M-141000	L_COLOR1110	
Maitenci220	MAITENCILLO220	
Miraflor110	MIRAFLORES013	
	RENACA013	
MonteRed220	TAPMREDON220	

SDDP	CDEC
Paine	HOSPITAL 066
	PAINE066 E_PENON110 INCAHUASI110
PAzucar110	E PENON 110
	INCAHUASI 110
	P_AZUCAR 110 PAJONAL 110 ROMERAL 110 P_AZUCAR 220
	PAJONAL 110
	ROMERAL 110
PAzucar220	P AZUCAR 220
PMontt220	MOLINOS 110
	P MONTT 220
Polpaico220	MOLINOS 110 P_MONTT 220 ACONCAGUA 110 CHAGRES 110 L_ERMITA 220
	CHAGRES 110
	L ERMITA 220
	L_MAQUIS220
	POLPAICO220
	SALADILLO066
Quillota220	
Rancagua	DOLE 066 GRANEROS 066 INDURA 066 L_LIRIOS 066 M_V_CEN 154 MAESTRANZA 013 RANCAGUA 154
	GRANEROS 066
	INDURA 066
	L LIRIOS 066
	M V CEN 154
	MAESTRANZA 013
	RANCAGUA 154
	RENGO066
	S F MOSTAZAL 066
	SAUZAL154
	SAUZAL2110 METRO110
Renca110	METRO 110
	RENCA 110
SanPedro110	RENCA110 C_CALERA1110
	LC MELON 061
	EL MELON 044
	EL_MELON044 ENL_MAITENES110 LA_CALERA013
	LA_CALERA013
	LA_CALERA110
	QUILPUE 013
Cautin220	COLLIPULLI 066
	LAUTARO 066
	LAUTARO066 METRENCO066
	TEMUCO220
	VICTORIA066
Teno	QUINTA066
	TENO013
	TENO066
	TENO2154
Tinguiririca	INDAC 154
	S_FERNANDO 066
Valdivia220	CHUMPULLO 066
	CIRUELOS220
	L_UNION013
-	

SDDP	CDEC	
Ventanas110	CONCON	013
	QUINTERO	110
	TORQUEMADA_	110
	VENTANAS	_110

2.6 Características de las líneas de transmisión

Los parámetros de resistencia, reactancia y capacidad de transmisión de las líneas representadas en el modelo SDDP se indican en el cuadro siguiente.

Para el período 2010-2014, en el cual se debe definir el Sistema Troncal, se han adoptado capacidades de transmisión de tramos en la zona norte considerando las posibilidades de desconexión automática de cargas (EDAC), que serían las utilizadas por el CDEC en la operación durante ese período. Para los análisis de expansión de la transmisión se utilizan capacidades definidas sin hacer uso de este recurso.

Corregir formato tabla (apaisar??)

Características líneas de transmisión

				Timeas u		n°		Veran		
Zona	Subsist	Tramo	kV	R(%)	X(%)	ctos	Invier.	0	e/s	f/s
NORTE	Sist220	D. Almagro - Carrera Pinto	220	1.486	5.861	1				
	0.01.2	Carrera Pinto -			0.00.					
		Cardones	220	1.551	6.187	1	197	166		
		Cardones -	000	0.040	0.000	•	00.4	000		
		Maitencillo Maitencillo - P.	220	0.912	3.638	3	394	332		
		Colorada	220	1.223	4.874	2				
		P. Colorada - P.								
		Azúcar	220	0.771	3.071	2	320	290		
		P. Azúcar - Las Palmas	220	3.046	11.926	1	320			
		P. Azúcar - Monte	220	3.040	11.920	ı	320			
		Redondo	220	2.634	10.314	1				
		Monte Redondo - Las								
		Palmas Las Palmas - Los	220	0.412	1.612	1	320			
		Vilos	220	0.823	3.223	2	320			
		Los Vilos - Nogales	220	0.973	3.865	2	0_0			
		Nogales - Polpaico	220	0.099	1.478	2	1500		Sep-10	
		Quillota - San Luis	220	0.009	0.185	2			-	
		Quillota - Polpaico	220	0.102	1.214	2				
	Sist110	Cardones - Card 110	220	0.205	8.911	2	150			
		Cardones 110 –								
		Maitencillo110 Maitencillo –	110	36.565	50.913	1				
		Maitencillo 110	220	0.170	7.609	2	180			
		Maitencillo 110 –		0.170	7.000	_				
		P.Azúcar 110	110	47.916	63.014	1				
		P. Azúcar – P.Azúcar	000	0.100	F F00	0	240			
		110 SPedro 110 - Quillota	220 220	0.126 0.076	5.588 4.788	3	300			
		Ventanas 110 –	220	0.076	4.700	3	300			
		S.Pedro 110	110	1.260	4.899	2				
		Ventanas 110 –				_				
		Miraflores 110	110	1.223	5.367	2				
		Miraflores 110 – S.Pedro 110	110	2.685	4.554	2				
		Miraflores 110 –	110	2.000	7.007	_				
		A.Santa 110	110	0.134	0.937	2				
		San Luis – A.Santa	000	0.004	0.400	4	000			
		110 Polpaico - Cerro	220	0.394	6.136	1	300			
CENTRO	Sist220	Navia	220	0.630	2.490	1	446	423		Abr-12
		Polpaico – Lampa	220	0.350	1.390	1	446	423		
		Lampa - Cerro Navia	220	0.280	1.100	1				Abr-12
		Cerro Navia - Chena	220	0.121	0.455	2	0.1			Oct-11
		Polpaico - Cerro								
		Navia	220	0.630	2.810	1			Abr-12	

	Lampa - Cerro Navia	220	0.280	1.420	1			Abr-12	
	Cerro Navia - Chena	220	0.121	0.455	2			Oct-11	
	Chena - Alto Jahuel 1	220	0.235	0.945	2			Abr-11	
	Chena - Alto Jahuel 2 Alto Jahuel – Los	220	0.188	1.073	2	494	447	Jul-10	
	Almendros Candelaria – Alto	220	0.251	1.742	2				
	Jahuel	220	0.177	1.508	2				
	Colbún - Candelaria Polpaico - Polpaico	220	0.804	2.770	2				
Sist500	500	500	0.004	1.090	2	1500		Mar-11	
	Polp 500 - AJah 500 Alto Jahuel – Ajahuel	500	0.070	0.800	1				Ene-12
	500 AJahuel 500 – Ancoa	500	0.005	1.079	2	1500			
	500 Polpaico 500 –	500	0.277	1.412	1	1635			Ene-12
	Ancoa 500	500	0.300	1.795	1	1635			Ene-12
	Ancoa – Ancoa 500 Polpaico 500 -	500	0.009	2.179	1	750			
	AJahuel 500	500	0.036	0.417	2			Ene-12	Mar-14

Zona	Subsist	Tramo	kV	R(%)	X(%)	n°ctos	Invier.	Verano	e/s	f/s
	Sist500	AJahuel 500 – Ancoa 500	500	0.132	0.717	2	1635		Ene-12	
		Polpaico 500 - AJahuel 500 Polpaico 500 -	500	0.070	0.800	1			Mar-14	Abr-16
		LoAguirre 500 Lo Aguirre –	500	0.030	0.345	1			Mar-14	Abr-16
		LoAguirre 500 LoAguirre 500 –	500	0.009	2.179	1	750		Mar-14	Abr-16
		Ajahuel 500 Cerro Navia - Lo	500	0.046	0.529	1			Mar-14	Abr-16
		Aguirre Polpaico 500 -	220	0.035	0.416	2			Mar-15	
		LoAguirre 500 Lo Aguirre –	500	0.015	0.172	2			Abr-16	
		LoAguirre 500 LoAguirre 500 –	500	0.004	1.090	2	1500		Abr-16	
		Ajahuel 500 Alto Jahuel –	500	0.021	0.245	2			Abr-16	
	Sist154	Ajahuel 154 AJahuel 154 –	220	0.021	3.364	1	300			
		Tuniche 154 AJahuel 154 –	154	1.778	8.392	1				Feb-13
		Paine 154 Paine 154 – Tuniche	154	0.610	2.827	1				
		154 Tuniche 154 –	154	1.123	5.354	1				Feb-13
		Rancagua 154 Tuniche 154 –	154	0.184	0.831	2				Feb-13
		P.Cortés 154	154	0.412	1.496	1				Feb-13

	DO								
	PCortés 154 – Tinguiririca 154 Tuniche 154 –	154	2.486	9.032	1	0.1			Feb-13
	Malloa 154 Malloa 154 –	154	1.976	7.179	1	0.1			Feb-13
	Tinguiririca 154 AJahuel 154 –	154	0.981	3.563	1				Feb-13
	P.Corté 154 – Paine 154 –	154	2.190	9.888	1			Feb-13	
	P.Cortés 154	154	1.594	7.065	1			Feb-13	
	P.Cortés 154 – Rancagua 154 P.Cortés 154 –	154	0.369	1.663	2			Feb-13	
	Tinguiririca 154	154	1.710	8.152	1	396	358	Feb-13	
	P.Cortes 154 – Malloa 154 Malloa 154 –	154	1.036	4.936	1			Feb-13	
	Tinguiririca 154	154	0.675	3.216	1	396	358	Feb-13	
	Tinguiririca 154 – Itahue 154	154	2.462	11.738	1				
	Tinguiririca 154 - Teno 154 Teno 154 – Itahue	154	1.211	5.773	1				
	154 — Itanue	154	1.251	5.965	1				
	Ancoa – Itahue 154	220	0.354	5.943	2	300			
	SPedro 110 –		0.00	0.0.0	_	000			
Chilectra	Cnavia 110 Cerro Navia –	110	3.568	16.535	2				
	Cnavia 110	220	0.011	1.531	2	775			
	CNavia 110 – Chena 110	110	0.482	1.821	2				
	Chena – Chena 110	220	0.035	2.650	1	400			
	Chena 110 –		0.000	2.000		.00			
	LoEspejo 110 LEspejo 110 - Buin	110	0.031	0.151	2				
	110 Alto Jahuel - Buin	110	0.495	2.373	2				
	110 Polpaico – ElSalto	220	0.031	2.635	1	400			
	110 ElSalto 110 –	220	0.182	3.118	2	800		Ene-11	
	Cnavia 110 ESalto 110 –	110	1.317	4.521	2				
	LAlmendros 110 Los Almendros –	110	0.303	1.979	2				
	Lalmendros 110 LAlmendros 110 –	220	0.031	2.615	1	400			
	Florida 110 Florida 110 –	110	0.959	2.998	2				
	Ochagavía 110 – Ochagavía 110 –	110	0.573	2.152	2				
	LoEspejo 110 Florida 110 –	110	0.151	0.764	2				
	Ajahuel 110	110	0.679	2.867	2				

Alto Jahuel –						
Ajahuel 110	220	0.017	2.941	1	390	

Zona	Subsist	Tramo	kV	R(%)	X(%)	n° ctos	Invier.	Verano	e/s	f/s
	Sist500	Anco 500 – Charrúa	500	0.102	1.625	2	1350			
SUR	Concep.	Charrúa - Concepción	220	1.481	5.740	1	376	317		
0011	Облюср.	Charrúa – Hualpén	220	1.328	6.809	'	376	317		
		Hualpén –	220	1.020	0.000		0,0	017		
		Lagunillas	220	0.319	1.621	1			Jun-10	
		Charrúa –	000	4 000	0.045	ارا				
		Lagunillas Charrúa –Charrúa	220	1.306	6.645	1			Mar-11	
		154	220	0.012	2.789	1	390			
		Charrúa 154 –	220	0.012	2.700		000			
		Concepción 154	154	3.986	12.493	1	376	317		
		Concepción –								
		Concepción 154	220	0.007	3.627	1	300			
		Concepción 154 – Hualpén 154	154	0.483	1.431	2				
		Hualpén – Hualpén	104	0.400	1.401	_				
		154	220	0.021	3.364	1	300			
		Hualpén 154 –								
		Lagunillas 154	154	0.880	3.327	1			Jun-10	
		Lagunillas – Lagunillas 154	220	0.012	2.789	1	390		Jun-10	
	Sist220	Charrúa - Cautín 1	220	1.027	5.987	2	330		Juli-10	
	0131220	Charrúa - Cautín 2	220	3.115	15.992	1				
		Cautín – Valdivia	220	3.913	12.496		145	123		
		Cautín – Ciruelos	220	2.218	8.770		1 10	120		
		Ciruelos – Valdivia	220	0.877	3.468	1	145	123		
		Valdivia - Barro	220	0.077	0.100		1 10	120		
		Blanco	220	2.197	8.698	1	145	123		
		Barro Blanco -	20-		–					
		Puerto Montt Valdivia - Puerto	220	2.267	9.047	1				
		Montt	220	6 655	17.850	1	145	123		

4. GENERACIÓN

4.4 Centrales existentes

Las características de las centrales existentes corresponden a las utilizadas en el cálculo preliminar de Precios de Nudo de abril de 2010.

4.5 Expansión de la generación

La expansión de la generación, que se muestra en los cuadros siguientes, corresponde a la utilizada en el cálculo preliminar de Precios de Nudo de abril de 2010.

Fecha de entrada		Obras en Construcción de Generación	Potencia
Mes	Año	Obras en Construcción de Generación	MW
Marzo	2010	Central Termoeléctrica Punta Colorada 01 Fuel	16.3
Marzo	2010	Turbina Diesel Campanario 04 CA	42
Marzo	2010	Central Diesel EMELDA	72
Marzo	2010	Central Hidroeléctrica La Paloma	4.5
Abril	2010	Central Hidroeléctrica Licán	17
Abril	2010	Central Diesel Calle-Calle	20
Abril	2010	Central Hidroeléctrica La Higuera	153
Abril	2010	Central Carbón Guacolda 04	139
Abril	2010	Cementos Bio Bio	13.6
Abril	2010	Coligues	20
Abril	2010	Masisa	11.1
Abril	2010	Central Hidroeléctrica Guayacan	12
Mayo	2010	Central Hidroeléctrica San Clemente	5.4
Mayo	2010	Central Hidroeléctrica Rio Trueno	5.8
Julio	2010	Central Hidroeléctrica Confluencia	159
Septiembre	2010	Central Hidroeléctrica Mariposas	6
Octubre	2010	Turbina Diesel Campanario IV CC	60
Diciembre	2010	Central Carbón Bocamina 02	342
Enero	2011	Central Carbón Santa María	343
Febrero	2011	Central Eólica Punta Colorada	20
Septiembre	2011	Biomasa Lautaro	20
Octubre	2011	Chacayes	106
Abril	2012	Central Hidroeléctrica Laja I	36.8
Julio	2012	Central Carbón Campiche(*)	242
Diciembre	2012	Central Hidroeléctrica San Pedro	144

Fecha de ent	rada	Obres Recomendades de Consussión	Potencia		
Mes	Año	Obras Recomendadas de Generación	MW		
Junio	2011	Hidroeléctrica IV Región 01	4.3		
Julio	2011	Eólica IV Region 01	50		
Julio	2011	Eólica IV Region 02	50		
Julio	2011	Eólica Concepcion 01	50		
Julio	2011	Central Des.For. VIII Region 01	9		
Julio	2011	Central Des.For. VIII Region 02	8		
Octubre	2011	Hidroeléctrica X Región 02	9.4		
Octubre	2011	Hidroeléctrica X Región 01	15		
Noviembre	2011	Hidroeléctrica VI Región 01	30.9		
Diciembre	2011	Eólica IV Region 03	50		
Diciembre	2011	Hidroeléctrica VI Región 02	29.6		
Diciembre	2011	Central Des.For. VII Region 01	15		
Diciembre	2011	Central Des.For. VII Region 02	10		
Diciembre	2011	Eólica Concepcion 02	50		
Abril	2012	Rucatayo	60		
Abril	2013	Eólica IV Region 04	50		
Julio	2013	Hidroeléctrica VIII Región 01	136		
Septiembre	2013	Hidroeléctrica VII Región 03	30		
Enero	2014	Ciclo Combinado GNL Tal Tal	360		
Marzo	2014	Hidroeléctrica VIII Región 03	20		
Julio	2014	Eólica IV Region 05	50		
Julio	2014	Hidroeléctrica VII Región 04	20		
Septiembre	2014	Eólica Concepcion 03	50		
Abril	2015	Hidroeléctrica VIII Región 04	20		
Abril	2016	Eolica Concepcion 04	50		
Abril	2016	Módulo Hidroeléctrico 05	360		
Octubre	2016	Geotermica Calabozo 01	40		
Octubre	2016	Geotermica Chillan 01	25		
Abril	2017	Eolica IV Region 06	50		
Abril	2017	Módulo Hidroeléctrico 03	460		
Mayo	2017	Hidroeléctrica XIV Región 02	139		
Octubre	2017	Geotermica Calabozo 02	40		
Octubre	2017	Geotermica Chillan 02	25		
Octubre	2017	Eolica IV Region 07	50		
Abril	2018	Módulo Hidroeléctrico 02	500		
Julio	2018	Geotermica Calabozo 03	40		
Julio	2018	Geotermica Chillan 03	25		
Septiembre	2018	Eolica Concepcion 05	50		
Abril	2019	Hidroeléctrica VII Región 05	20		
Julio	2019	Módulo Hidroeléctrico 01	660		
Octubre	2019		40		
Octubre	2019	Geotermica Chillan 04	25		

4.6 Representación de mínimos técnicos

Para las unidades a carbón y ciclos combinados se han considerado mínimos técnicos de despacho que el modelo SDDP representa con variable discretas.

4.7 Condiciones hidrológicas

En el modelo de operación se ha incorporado, para cada una de las centrales hidroeléctricas, la serie de caudales o energías generables mensuales correspondientes al período enero-1960 a diciembre-2007. La información de las centrales existentes corresponde a la proporcionada por el CDEC-SIC y la de centrales futuras a la utilizadas por la CNE en el Informe Preliminar de Precios de Nudo. La simulación se realiza para 48 series de caudales que corresponden secuencias históricas de los mismos.

4.8 Restricciones de riego

En las cuencas del Maule y del Laja se han impuesto las restricciones de riego correspondiente a los convenios a través de los retiros de caudales respectivos.

4.9 Precios de los combustibles

Se han utilizado los precios de los combustibles indicados en el Informe Preliminar de Precios de Nudo de Abril de 2010.

ANEXO 4: DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN

1. Concepto General

En sistemas eléctricos constituidos exclusivamente por centrales hidroeléctricas de pasada y unidades térmicas, la operación de las unidades generadoras y el cálculo de los costos marginales de corto plazo del sistema es bastante simple, puesto que no hay relaciones entre las decisiones presentes y las decisiones futuras.

Sin embargo, en sistemas con centrales con embalses, las decisiones de operación son más complejas ya que la optimización de los embalses debe hacerse considerando tanto las condiciones de suministro actuales como las futuras.

Los modelos para resolver este problema se basan normalmente en la técnica de programación dinámica estocástica. Estos modelos definen la estrategia de gestión óptima de los embalses (mínimo valor presente de los costos de operación y déficit del sistema), considerando la naturaleza probabilística de los caudales afluentes al embalse. Como resultado, se determina además del mínimo costo total de suministro y el despacho de las centrales generadoras, el "valor del agua" en los embalses y los costos marginales de corto plazo del sistema.

El modelo de optimización-simulación SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming) ha sido desarrollado por la empresa brasileña Power Systems Research Inc., dirigida por el Dr. Mario Pereira para los estudios de operación económica de sistemas hidrotérmicos

2. Metodología Básica del SDDP

El modelo SDDP usa el concepto de optimización-simulación conocido como "programación dinámica estocástica dual"

La estrategia para resolver el problema de optimización es la siguiente:

Inicialmente se realiza un análisis secuencial, del futuro hacia el presente (recursión), para definir la estrategia óptima de operación de las centrales térmicas e hidroeléctricas, basada en una hipótesis inicial de los niveles de los embalses. Para cada etapa, la solución de un programa lineal determina la estrategia óptima para minimizar los costos de operación del sistema. Se calculan así valores del agua iniciales para embalses y cada etapa.

Posteriormente, se realiza una simulación usando los valores del agua determinados, con el objeto de determinar nuevos niveles de los embalses en cada etapa.

La iteración de estos procesos de análisis (recursión y simulación) converge a la determinación de estrategias óptimas para el despacho del sistema y el cálculo de los costos marginales de corto plazo en cada etapa y cada condición hidrológica así como sus valores esperados.

Los resultados del modelo son, entre otros:

- El despacho de todas las centrales
- Los costos térmicos y de déficit

- Los flujos a través de todas las líneas de transmisión del sistema representado
- Los ingresos tarifarios en todas las líneas
- Los costos marginales de corto plazo de energía en todas las barras
- Los ingresos de las centrales cuando venden la energía al costo marginal de corto plazo

Estos resultados se obtienen para cada mes, para varios bloques de demanda que representan la curva de duración y para cada condición hidrológica simulada.

La simulación debe realizarse para un plan de expansión de la generación y la transmisión determinado. En la práctica el mismo modelo SDDP puede usarse para determina dicho plan de expansión.

3. Representación en el SDDP

La variación temporal (estacional y diaria) de la demanda se representa a través del uso de curvas mensuales de duración de la demanda en hasta cinco bloques.

Las características y restricciones de las líneas de transmisión entre nodos se reflejan en el despacho, que toma en consideración tanto las limitaciones de capacidad como las pérdidas en las líneas.

Las unidades térmicas se representan con sus características individuales de potencia máxima, costo variable y disponibilidad. El costo variable toma en cuanta el consumo específico, los costos variables no combustibles y la evolución de los precios. La disponibilidad toma en cuenta la tasa de salida forzada, que reduce la potencia máxima, y el mantenimiento programado, que se entrega al modelo. Las restricciones de potencia mínima también se toman en cuenta. El modelo también toma en consideración las limitaciones a la disponibilidad de combustible y el uso de combustibles alternativos.

El modelo SDDP permite una detallada representación de las centrales hidroeléctricas. Específicamente, realiza una operación óptima de los embalsas en conjunto con las otras centrales del sistema. El modelo toma en cuenta la ubicación de las centrales en una cuenca y su operación conjunta, las características de los embalses (volumen, evaporación, filtraciones) y sus restricciones de operación (caudales máximos y mínimos, variación de eficiencia con la altura de caída, etc.)

Para tomar en cuenta la aleatoriedad hidrológica, se pueden usar:

- Un modelo estocástico de caudales, que representa las características hidrológicas del sistema. Las correlaciones especial y temporal de los caudales afluentes del sistema con respetadas por los caudales sintéticos generados por el modelo, o
- La secuencia histórica de caudales

La operación de la transmisión se realiza mediante flujo de potencia linealizado que toma en cuenta las leyes de Kirchkoff, pérdidas cuadráticas, límites en los circuitos, límites máximos y mínimos para la suma de flujos por conjuntos de circuitos seleccionados, restricciones de importación y exportación por áreas, etc. Las pérdidas se toman en cuenta mediante un procedimiento iterativo un número de iteraciones que elige el usuario.

4. El Uso del SDDP en los Estudios de Expansión de la Generación

El modelo SDDP realiza la optimización y simulación de la operación de un sistema en un horizonte de tiempo para un conjunto de instalaciones de generación y transmisión cuya evolución en el tiempo está predeterminada. Puede ser usado en estudios de expansión de la generación simulando programas de expansión alternativos, haciendo una evaluación económica de los mismos en relación con la función objetivo planteada y mediante un procedimiento iterativo heurístico acercarse al programa óptimo.

5. El Uso del SDDP en los Estudios de Transmisión

El modelo SDDP es particularmente indicado para análisis de las necesidades de transmisión y la selección de alternativas.

Por una parte representa detalladamente la operación de las centrales del sistema, tomando en cuanta las restricciones de transmisión en el despacho económico.

Por otra parte entrega información física y económica de la operación de cada tramo del sistema de transmisión:

- Flujos por las líneas para cada bloque de demanda y cada condición hidrológica
- Ingresos tarifarios de todos los tramos
- Costo marginales de energía de corto plazo en las barras de cada extremo de una línea de transmisión
- Beneficio económico de ampliaciones marginales de la capacidad de transmisión

Con toda esta información, a través de un proceso iterativo diseñado adecuadamente es posible determinar la mejor expansión de cada tramo de transmisión para un plan obras de generación determinado.