

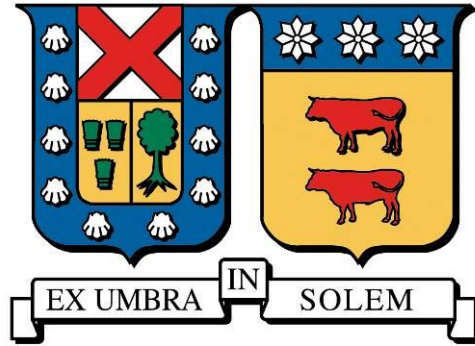
**UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**“ANÁLISIS DE IMPACTOS DE LA
TRONCALIZACIÓN DE LÍNEAS ADICIONALES
DE CLIENTES LIBRES EN TERCER PROCESO
DE TARIFICACIÓN TRONCAL”**

Leonardo Moya Carvalho

MAGISTER EN ECONOMIA ENERGETICA

2016



**UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**“ANÁLISIS DE IMPACTOS DE LA
TRONCALIZACIÓN DE LÍNEAS ADICIONALES
DE CLIENTES LIBRES EN TERCER PROCESO
DE TARIFICACIÓN TRONCAL”**

Tesis de grado presentada por

Leonardo Moya Carvalho

Como requisito parcial para optar al grado de

Magister en Economía Energética

Profesor Guía
Ing. Marcos Mancilla

Profesor Correferente
Dr. Ing. Alejandro Sáez Carreño

Abril 2016

TITULO DE LA TESIS:

ANÁLISIS DE IMPACTOS DE LA TRONCALIZACIÓN DE LÍNEAS ADICIONALES DE CLIENTES LIBRES EN TERCER PROCESO DE TARIFICACIÓN TRONCAL

AUTOR:

Leonardo Moya Carvalho

TRABAJO DE TESIS, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos para el Grado de Magíster en Economía Energética del Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad Técnica Federico Santa María.

Ing. Marcos Mancilla.....

Dr.Ing. Alejandro Sáez Carreño.....

Santiago, Chile. Julio de 2016

DEDICATORIA

A mi mujer CLAUDIA FUENTES ARRIAGADA

Por su apoyo incondicional para realizar este MEE

Leonardo Moya Carvalho

RESUMEN

El tercer proceso de tarificación troncal correspondiente al cuatrienio 2016-2019 finalizó con la emisión del decreto supremo 23T de la comisión nacional de energía en febrero del año 2016. En esta ocasión por primera vez, desde la utilización del actual sistema de proceso de tarificación, fueron calificadas como troncales, líneas de calificación previa adicional pertenecientes a clientes libres.

El presente trabajo de tesina propone evaluar el impacto de esta innovadora calificación de líneas troncales desde la mirada del cliente libre, entendiendo las justificaciones técnicas del regulador y evaluando las consideraciones e impactos económicos, operacionales, técnicos y normativos involucrados en dicha decisión.

Dicha evaluación tiene por objetivo determinar cuáles son las variables relevantes y condiciones para la toma de decisión necesaria sobre los activos de transmisión de clientes libres para el futuro. Como resultado se obtendrá una metodología que sea aplicable como guía en la evaluación de riesgos y decisiones futuras sobre los activos de transmisión adicional calificados como troncal.

ABSTRACT

The third Trunk Tariff Trocess for the quadrennial 2016-2019 ended with the issuance of Presidential Decree 23T of the national energy commission (CNE) in February 2016. On this occasion for the first time since the use of the current system of tariff process, they were rated as trunk lines with prequalification before as additional, belonging to free clients.

This thesis work aims to assess the impact of this innovative rating trunk from the perspective of free client, understanding the technical justifications and evaluating the regulatory considerations and economic, operational, technical and regulatory impacts involved in that decision.

Such evaluation is to determine what the relevant variables and conditions for making necessary decisions on free transmission assets for future similar cases. As a result will be obtained. a methodology that is applicable as a guide in assessing risks and future decisions on additional transmission assets classified as trunk

GLOSARIO

LGSE:	Ley General de Servicios Eléctricos.
SIC:	Sistema Interconectado Central.
SING:	Sistema Interconectado del Norte Grande.
CNE:	Comision Nacional de Energia
AIC:	Area de Influencia Comun
IT:	Ingreso Tarifario
ETT	Estudio de Transmision Troncal
Consultor LGSE:	Consultor que realiza el ETT de acuerdo a la LGSE
Consultor CNE:	Consulta adicional contratado por la CNE
IVT:	Informe Valorización de Transferencias
NTSyCS:	Norma Tecnica de Seguridad Calidad y Suministro
SEIA:	Sistema Evaluación impacto Ambiental
IT CNE:	Informe Técnico CNE

INDICE

DEDICATORIA.....	4
1 INTRODUCCION.....	13
2 OBJETIVOS	17
2.1 OBJETIVO GENERAL.....	17
2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	17
2.2.1 Estudio de Tercer Proceso de Tarificación Troncal cuadrienio 2016-2019.....	17
2.2.2 Identificar Clientes Libres Afectos a troncalización	17
2.2.3 Identificación de Impactos.....	17
2.2.4 Evaluación de decisión sobre el activo	18
3 METODOLOGIA.....	18
4 INVESTIGACIÓN DE NORMATIVA LEGAL DE TRANSMISION ELECTRICA ...	18
4.1 Importancia de un Sistema de Transmisión.....	18
4.2 Características deseables de un sistema de transmisión.....	19
4.3 Marco regulatorio de la transmisión en Chile	19
4.3.1 DFL N°1 1982.....	20
4.3.2 Ley Corta I 2004	21
4.3.3 Metodología Actual de Expansión del Sistema de Transmisión	24
4.4 Análisis y Síntesis de los Resultados Obtenidos.....	28
5 CATASTRO DE LINEAS ADICIONALES SIC –SING	28
5.1 Análisis y Síntesis de los Resultados Obtenidos.....	30
6 INVESTIGACION ESTUDIO TERCER PROCESO DE TARIFICACIÓN TRONCAL	31
6.1 Tarificación de Sistemas Troncales	31
6.1 Proceso de Tarificación Troncal	31
6.1.1 Estudio de Transmisión Troncal (ETT).....	31
6.1.2 Revisión de Estudio de Transmisión Troncal (ETT)	32
6.1.3 Decreto de Tarificación Troncal	33
6.1.4 Plan de Expansión Troncal para 12 Meses.....	33
6.1.5 Remuneración Troncal (Peajes)	34
6.2 Tercer proceso de tarificación Troncal 2016 - 2019	37
6.2.1 Ley 20.805 extensión de un año de vigencia decreto N°61.....	37
6.2.2 Informe de Consultor ETT y Audiencia Pública	38
6.2.3 Revisión de ETT y aprobación de Informe Técnico CNE.....	39
6.2.4 Discrepancias en Panel de Expertos	41
6.2.5 Informe Técnico Final.....	48

6.2.6	Plan de Expansión Sistema Troncal 2016.....	52
6.2.7	Análisis y síntesis de resultados obtenidos.....	53
7	IDENTIFICACIÓN DE LINEAS TRONCALIZADAS DE CLIENTES LIBRES	55
7.1	ANALISIS DE LAS LINEAS TRONCALIZADAS.....	55
7.1.1	LINEA POLPAICO – EL LLANO	56
7.1.2	LINEA CRUCERO – LABERINTO	56
7.1.3	LINEA CRUCERO - SALAR, LINEA CRUCERO – CHUQUICAMATA, LINEA CHUQUICAMATA - SALAR	58
7.1.4	LINEA ENCUENTRO- TESORO, LINEA TESORO- ESPERANZA.....	60
8	IMPACTOS TRANVERSALES A CLIENTES LIBRES CON LINEAS TRONCALIZADAS	61
8.1	ALCANCES DE LA CALIFICACIÓN TRONCAL PARA CLIENTES LIBRES	61
8.1	CONSTITUCION DE GIRO DE TRANSMISION	62
8.2	REQUERIMIENTOS SEGÚN NTSyCS y AMPLIACIÓN DE INSTALACIONES SEGÚN PLANES DE EXPANSION ANUAL	63
8.3	CARGA ADMINISTRATIVA POR FACTURACION ENTRE EMPRESAS TX.....	65
8.4	FINANCIAMIENTO DE FUTUROS ETT.....	68
8.5	FINANCIAMIENTO CDEC.....	69
8.6	REGIMEN DE ACCESO DE LOS SISTEMAS TRONCALES	70
8.7	IMPACTO NETO ECONOMICO PARA PROPIETARIOS DE LINEAS TRONCALES (CLIENTES LIBRES)	71
8.7.1	Remuneración VATT para propietarios.....	71
8.7.2	Aumento de peajes troncales de retiro para clientes libres.....	71
8.7.3	Efecto Económico Neto sobre clientes troncalizados por decreto 23T.....	74
8.8	ANALISIS Y SINTESIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.....	75
9	CASOS DE IMPACTOS ESPECIFICOS A CLIENTES LIBRES CON LINEAS TRONCALIZADAS	76
9.1	IMPACTOS ESPECÍFICO POR TRONCALIZACIÓN: LINEA ENCUENTRO – TESORO Y TESORO- ESPERANZA	76
9.1.1	IMPACTOS ESPECIFICOS: LINEA CRUCERO - SALAR, LINEA CRUCERO – CHUQUICAMATA, LINEA CHUQUICAMATA - SALAR	81
10	ANALISIS DE RIESGOS Y EVALUACIÓN ESTRATEGICA DE ACTIVOS.....	84
10.1	METODOLOGIA DE EVALUACION DE RIESGO	84
10.1.1	Determinación de probabilidad del riesgo	86
10.1.2	Determinación de magnitud del impacto del riesgo	86
10.1.3	Determinación de magnitud del impacto del riesgo	Error! Marcador no definido.
10.2	ANALISIS DE RIESGOS Y CLASIFICACION DE LINEAS TRONCALIZADAS.....	89

10.2.1	Línea Polpaico – El Llano	89
10.2.2	Línea Crucero - Laberinto.....	90
10.2.3	Líneas Encuentro – Tesoro, Tesoro - Esperanza	91
10.2.4	Líneas Crucero-Salar, Salar – Calama, Salar - Chuquicamata.....	92
11	CONCLUSIONES.....	93
12	BIBLIOGRAFIA	96

INDICE DE ILUSTRACIONES

Figura 1: Representación típica de actores en el Mercado eléctrico	14
Figura 2: Representación actual de actores en el Mercado eléctrico.....	15
Figura 3: Crecimiento VATT DS61 vs DS 23T	15
Figura 4: Evolución sistema Troncal SING DS61 vs DS23T.....	16
Figura 5: Diagrama Mercado de la transmisión en Chile.....	22
Figura 6: Esquema Proceso de Expansión sistema Transmisión Troncal.....	27
Figura 7: Desglose de Calificación Sistema de Transmisión 220 KV-SIC.....	29
Figura 8: Desglose de Propietarios Líneas adicionales en 220 KV –SIC	29
Figura 9: Desglose de Calificación Sistema de Transmisión 220 KV-SIC	30
Figura 10: Desglose de Propietarios Líneas adicionales en 220 KV –SING	30
Figura 11: Remuneración de Transmisión Troncal.....	37
Figura 12: Propietarios de Líneas Troncalizadas por el Consultor en el SIC	38
Figura 13: Propietarios de Líneas Troncalizadas por el Consultor en el SING	39
Figura 14: Cronología Tercer Proceso de Tarificación Troncal	40
Figura 15: Discrepancias relacionadas con líneas de clientes libres troncalizadas en Informe Técnico CNE.....	42
Figura 16: Topología de líneas adicionales pertenecientes a AAS.....	45
Figura 17: Sistema de Transmisión Troncal SING - Informe Técnico CNE.....	49
Figura 18: Sistema de Transmisión Troncal SING – Dictamen Panel de Expertos.	50
Figura 19: Sistema de Transmisión Troncal SING – Res. Exenta N°616.....	51
Figura 20: Extracto de Plan de Expansión SIC.....	52
Figura 21: Tabla de Plan de Expansión SING.....	53
Figura 22: Línea Polpaico – El Llano.	56
Figura 23: Línea Crucero – Laberinto.....	57
Figura 24: Línea Crucero – Salar, Línea Salar-Calama, Línea Salar - Chuquicamata.....	58
Figura 25: Línea Encuentro – Tesoro, Línea Tesoro- Esperanza,	61
Figura 26: Mapa Impacto D23T en peajes troncal de retiro para clientes libres.....	73
Figura 27: Efecto D23T neto aproximado para clientes libres troncalizados	75
Figura 28: Línea Tesoro – Esperanza operación normal antes de Decreto 23T	77
Figura 29: Cambios de configuración en SE Tesoro y SE Esperanza	79
Figura 30: Foto Área SE Esperanza – Espacio Disponible	80
Figura 30: Foto Área SE Esperanza – Espacio Disponible	81
Figura 32: Proyectos ERNC en sector Calama.....	83
Figura 33: Matriz de Riesgo de 5 niveles	84

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Clientes Libres Propietarios de líneas troncalizadas en Informe Técnico CNE.....	41
Tabla 2: Líneas en discrepancia por Colbun respecto a su inclusión en el STT.	43
Tabla 3: Clientes Libres con instalaciones troncalizadas.	55
Tabla 4: Distribución de Propiedad y VATT Líneas Crucero-Salar, Salar-Calama, Salar-Chuquicamata.....	59
Tabla 5: Impacto D23T en peajes troncal de retiro para clientes libres	72
Tabla 6: Efecto D23T neto aproximado para clientes libres troncalizados	75
Tabla 8: Proyectos generación eólica en SE Calama	82
Tabla 10: Proyectos de Generación Fotovoltaicoen SE Calama	82
Tabla 9: Tabla de evaluación de probabilidad de ocurrencia de un riesgo.....	86
Tabla 10: Tabla de evaluación impacto de un riesgo.....	87
Tabla 11: Tabla de categorización de activo	88
Tabla 11: Tabla de categorización de Línea Polpaico - El Llano	89
Tabla 13: Tabla de categorización de Línea Crucero - Laberinto	90
Tabla 14: Tabla de categorización de Líneas Encuentro – Tesoro, Tesoro- Esperanza	91
Tabla 15: Tabla de categorización de Líneas Crucero- Salar, Salar-Calama, Salar-Chuquicamata.....	92

1 INTRODUCCION

El sistema de transmisión de energía eléctrica es la columna vertebral del mercado eléctrico, dado que propicia las condiciones mínimas de seguridad, calidad y eficiencia al sistema interconectado cuando acompaña debidamente el desarrollo de los proyectos de generación y crecimiento de la demanda.

Los problemas actuales de desacoples de precios de energía en el sistema interconectado central se deben en gran medida al desarrollo fuera de tiempo de soluciones de transmisión.

La expansión y planificación del sistema de transmisión eléctrica en Chile ha sufrido diversos cambios en su regulación desde la ley del DFL-1 en 1982. Inicialmente la expansión del sistema de transmisión dependía de las voluntades y acuerdos entre los demandantes y oferentes, es decir, se regía por decisiones de libre mercado. Lo anterior no aseguraba el beneficio social esperado, es decir cobertura independiente del tamaño del consumo energético esperado al corto, mediano plazo. Estos problemas intentaron ser solucionados en la denominada “Ley Corta I” ley 19.940 de Marzo de 2004, en dicha ley se definía que la Comisión Nacional de Energía (CNE) debía publicar cada 4 años un estudio (Estudio de Transmisión Troncal) donde se identificarían las nuevas líneas que debían calificarse como troncales de acuerdo al cumplimiento de cinco criterios técnicos específicos y las que debían construirse o ampliarse de acuerdo a los criterios de seguridad y continuidad de servicio de la Norma Técnica (NT). Esta metodología de expansión del sistema de transmisión está vigente hasta hoy.

La ley corta I definió tres tipos de instalaciones de transmisión: Troncales, de Subtransmisión y Adicionales de acuerdo a las características técnicas de estas como también su función o importancia dentro del sistema interconectado.

Dada las modificaciones incorporadas por la “Ley Corta I” a la Ley General de Servicio Eléctricos, el transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y sistemas de subtransmisión es servicio público eléctrico, por tanto el transmisor o propietario tiene obligación de servicio, siendo responsabilidad de éste el invertir en nuevas líneas o en ampliaciones de las mismas. En el sistema de transmisión se puede distinguir el sistema troncal (conjunto de líneas y subestaciones que configuran el mercado común) y los sistemas de subtransmisión (que son aquellos que permiten

retirar la energía desde el sistema troncal hacia los distintos puntos de consumo locales).

A la fecha la CNE ha llevado a cabo tres Estudios de Transmisión Troncal para los cuatrienios 2006-2010, 2011-2014 y 2016-2019. En particular y por primera vez en los procesos de tarificación, el último ETT calificó como troncales instalaciones de transmisión de clientes libres.

Dicha decisión contemplada en la ley pero nunca antes aplicada, genera un cambio en el escenario del mercado eléctrico chileno que por años fue definido por la interacción entre las empresas del área Generación – Transmisión- Distribución, tal como lo representa la siguiente figura.

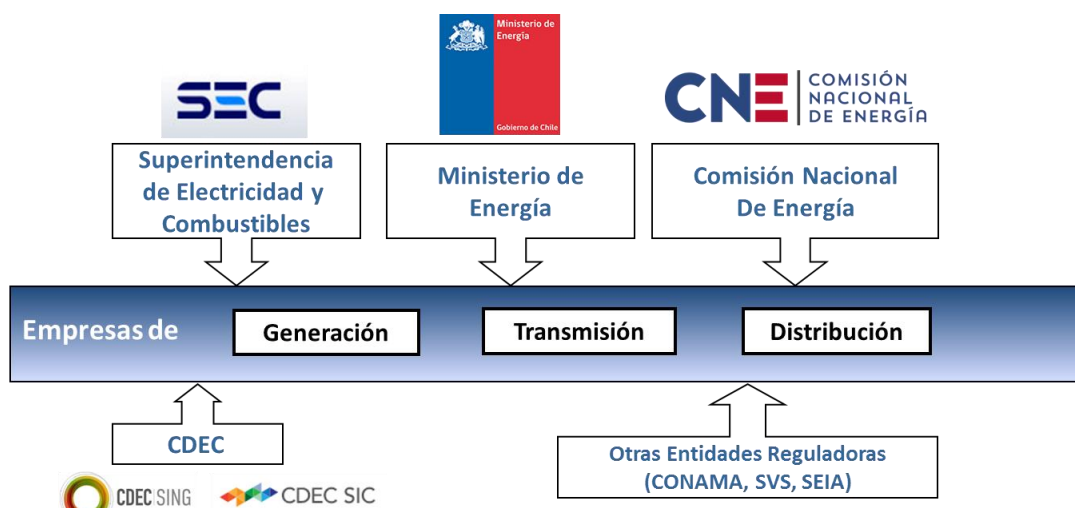


Figura 1: Representación típica de actores en el Mercado eléctrico
Fuente: Elaboración Propia

Los clientes libres, principalmente Empresas Mineras, y generadoras han sido parte importante del desarrollo del sistema de transmisión en el SIC y SING, sin embargo, los primeros inicialmente no consideraban una estructura organizacional orientada a la gestión de estos activos.

Los últimos años las condiciones de precio del mercado, el aumento de las exigencias por la normativa técnica y participaciones indirectas en activos de generación ha llevado a que cada vez estén más insertos en el mercado eléctrico, por lo cual el último ETT no viene más que a confirmar lo anterior.

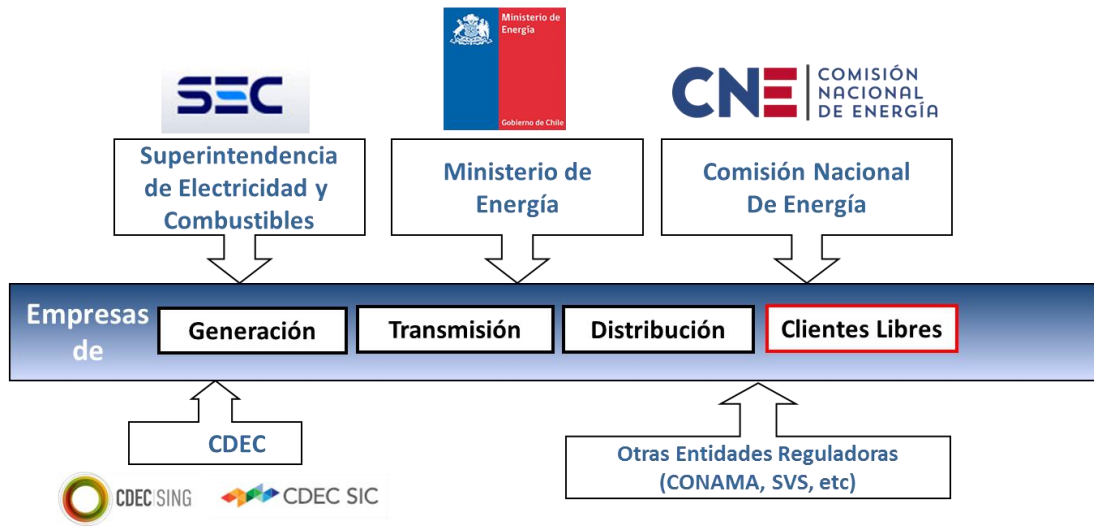


Figura 2: Representación actual de actores en el Mercado eléctrico
Fuente: Elaboración Propia

El Estudio de Transmisión Troncal calificó como líneas troncales varios activos de transmisión de clientes libres en el SIC y SING, sin embargo, tras discrepancias presentadas en el Panel de Experto la mayor cantidad de líneas troncalizadas quedaron en el SING y solo una en el SIC. Adicionalmente el SING fue el sistema que presentó un mayor aumento respecto al VATT total del sistema siendo aumentado en aproximadamente tres veces.

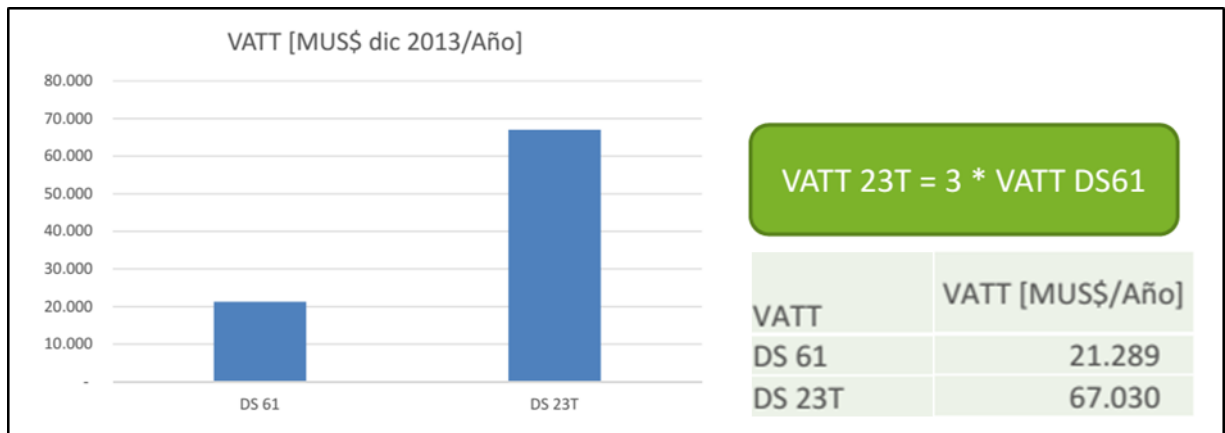


Figura 3: Crecimiento VATT DS61 vs DS 23T
Fuente: CDEC-SING

El presente trabajo evaluará el impacto para los clientes libres de la troncalización de sus activos de transmisión desde varios ámbitos tales como el operacional, técnico, normativo, legal y económico.

Adicionalmente, en consideración a la actual propuesta de ley de transmisión en tramitación en el congreso se ampliará la dicha evaluación de los impactos bajo este nuevo posible marco regulatorio.

Lo anterior permitirá generar una especie de guía o metodología de aspectos a evaluar ante troncalización de activos de transmisión de clientes libres.

Finalmente se realizará un análisis de los impactos identificados con el fin de identificar cuáles son las problemáticas generales y específicas entre los distintos clientes libres afectados y se concluirá respecto de la mejor opción para el tratamiento futuro de estos activos.

El sistema de transmisión troncal del SING definido por el último ETT del cuatrienio 2015-2019 se presenta en la siguiente figura:

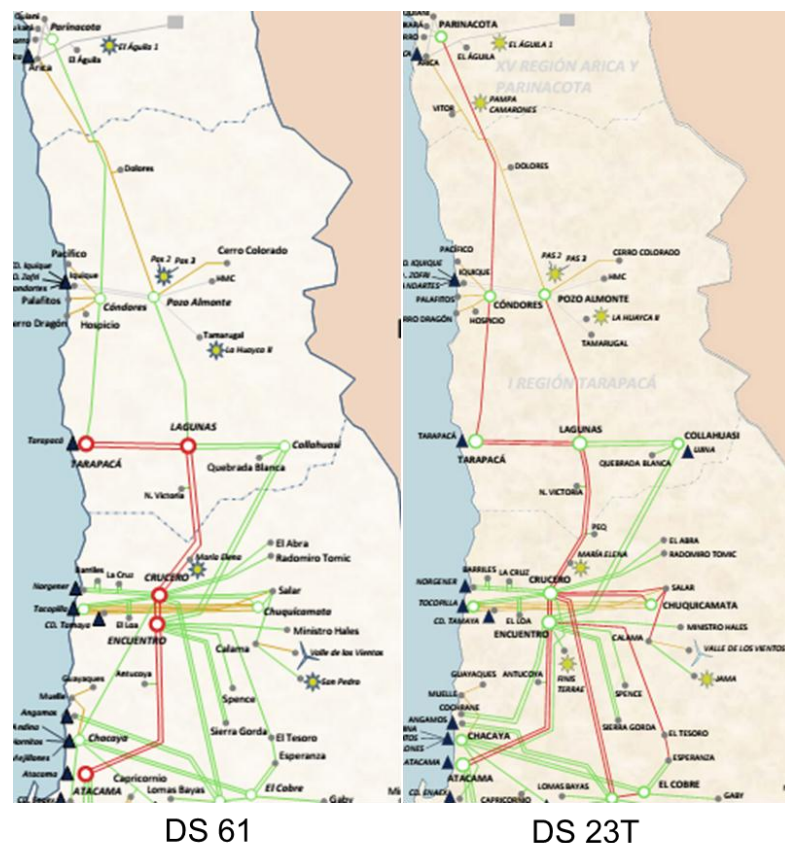


Figura 4: Evolución sistema Troncal SING DS61 vs DS23T
Fuente: CDEC-SING

2 OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Diseñar una metodología de análisis que permita entender los impactos y ayudar en la decisión respecto al tratamiento futuro de los activos de transmisión troncalizados.

2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

2.2.1 Estudio de Tercer Proceso de Tarificación Troncal cuatrienio 2016-2019

Entender en detalle del proceso de tarificación con el fin de identificar los criterios aplicados para la calificación de líneas adicionales de clientes libres como troncales, asimismo serán parte de este objetivo el estudio de las discrepancias y el plan de expansión anual del sistema de transmisión troncal.

2.2.2 Identificar Clientes Libres Afectos a troncalización

Identificar los clientes libres propietarios de líneas de transmisión que fueron calificados para troncalización, esto independiente de la determinación final tomada por el panel de expertos. Para cada caso se analizará los criterios bajo el cual dichas instalaciones fueron propuestas con el objetivo de entender si en el siguiente periodo tarifario u otro futuro podrían volver a ser calificados.

2.2.3 Identificación de Impactos

Identificar los impactos que la calificación troncal tendrá sobre los clientes libres en todas las materias que se visualicen podría ser pertinente de análisis. Clasificar los impactos en base a su impacto transversal o específico para los clientes libres.

2.2.4 Evaluación de decisión sobre el activo

Establecer una metodología de evaluación de los activos de transmisión respecto a las diferentes posibilidades de toma de decisión que la regulación y el mercado permita sobre ellos una vez calificados como troncales.

3 METODOLOGIA

La metodología a utilizar para lograr el objetivo planteado consiste en el análisis paso a paso de los impactos inmediatos y futuros para los clientes libres con líneas troncalizadas. Dicho análisis será realizado desde lo operacional y administrativo, pasando por lo técnico y normativo para terminar con una evaluación legal y económica que permita dar una opinión de recomendación sobre el trato del activo de transmisión.

4 INVESTIGACIÓN DE NORMATIVA LEGAL DE TRANSMISION ELECTRICA

4.1 Importancia de un Sistema de Transmisión

Para el mercado eléctrico el sistema de Transmisión es esencial, dado que permite diversificar la matriz energética, mediante la localización de centrales de generación de acuerdo a las características de potencial energético de cada zona geográfica que el sistema cubre y así bajar los costos de producción de energía eléctrica.

Un adecuado sistema de transmisión provee seguridad al suministro de energía y propicia la competencia en el mercado de la generación, con la consiguiente tendencia a la baja de precios.

En particular un país como Chile que se encuentra en vías de desarrollo y que requiere un crecimiento sostenido para poder lograr dicho paso, requiere de más energía, para que el sistema de transmisión cumpla su rol señalado, debe adaptarse ante el crecimiento de la demanda y la oferta y esto es solo posible mediante la realización de las inversiones en los tiempos y lugares adecuados, es decir una planificación de la expansión.

Para ello, las decisiones de inversión en transmisión deben ser oportunas y eficientes con una visión de largo plazo de manera que permita un desarrollo sustentable.

4.2 Características deseables de un sistema de transmisión

La planificación del sistema de transmisión debe ser realizado en la búsqueda de una confiabilidad que se traduzca en:

- Suficiencia (adecuado dimensionamiento para abastecer la demanda)
- Seguridad de servicio (capacidad para soportar contingencias)
- Calidad de servicio (producto, suministro y atención)

4.3 Marco regulatorio de la transmisión en Chile

El marco regulatorio del segmento de transmisión, tiene por objetivo principal desde sus inicios hasta la actualidad ser económicamente eficiente, tanto en su operación como en su expansión, a continuación listamos los principales hitos sufridos por la legislación asociada en materia de lo que es la transmisión en Chile y luego se detalla cómo se conformó el marco regulatorio actual.

- **1982:** DFL N°1 de 1982: Crea condiciones para privatización de la industria. Identifica un sector generación – transmisión (competencia) y un sector distribución (monopolio regulado).
- **1990:** Ley N°18.990: modifica DFL N°1/82 Introduce Art. 51°A al 51°G. Define Peajes Básicos y Peajes Adicionales. Peaje se fija por acuerdo entre las partes y en caso contrario por Arbitraje. Las obras en transmisión son de cargo del interesado.
- **1998:** DS N°327 Reglamento de la LGSE Reglamenta el cálculo de peajes. Crea las Direcciones de Operación y Peajes en los CDEC.

- **2004:** Ley N°19.940 llamada Ley Corta I Regula la remuneración y desarrollo de los Sistemas de Transmisión Troncal y Subtransmisión. Crea el Panel de Expertos para resolver controversias.

Al comienzo del siglo nace la ley N°1665, específicamente el año 1904, que fija las prestaciones para la concesión de permisos y para hacer las instalaciones eléctricas en el país. Asigna la responsabilidad del otorgamiento de concesiones de permisos y autorización a ocupar bienes nacionales al presidente de la república para instalación de líneas de cualquier especie.

En 1925 se establece la primera ley general eléctrica, Decreto Ley N° 252, la que regula las concesiones provisionales y definitivas, para distribución y transporte de energía y las servidumbres. Luego complementando en lo medular a la primera ley, en 1932 aparece la segunda ley general Eléctrica, DFL N°244.

4.3.1 DFL N°1 1982

En el año 1982 se creó el DFL N°1 del Ministerio de Minería (Ley General de Servicios Eléctricos), que establece los primeros lineamientos y definiciones en el segmento de transmisión, entre ellos:

- **Servidumbre de paso de energía eléctrica sobre una instalación de transmisión:** Se definió como la obligatoriedad que recae sobre el propietario de la instalación, a dar acceso a un tercero para su uso, a cambio de una indemnización.
- **Sin distinción entre las instalaciones de transmisión:** Todo el conjunto era denominado como instalaciones de transporte, contrario a la actualidad donde está separado en tres segmentos (troncal, subtransmisión y adicional).
- **Remuneración del uso de instalaciones:** Se realizaba en base a un peaje básico (área de influencia de inyección del generador) y un peaje adicional (área de comercialización), además la ley establecía los procedimientos para asignar los pagos entre los involucrados.

- **Solicitud de concesión:** Si bien esta era opcional, facilitaba el uso de bienes nacionales de uso público o la imposición de servidumbre sobre terrenos privados, lo cual obligaba al transmisor a aceptar servidumbres de paso de energía sobre sus instalaciones, resguardando el acceso abierto a redes de transporte.

4.3.2 Ley Corta I 2004

El año 2004 nace la ley N°19940 que modifica el DFL N°1, dando una mirada más amplia al sistema de transmisión, donde no solo es primordial el minimizar costos, sino también entregar un servicio de calidad al usuario. Para esto se realizan las siguientes modificaciones:

- **Inserción en el Sistema de Transmisión el concepto de Servicio Público :** Las instalaciones del sistema de transmisión que caen en la calificación de servicio público, deben asegurar el libre acceso y tienen obligatoriedad de prestar servicio.
- **Segmentación del sistema de transmisión según su funcionalidad:** Se clasifican las instalaciones de transmisión en sistema de Transmisión Troncal, Sistema de Subtransmisión y Sistema de Transmisión Adicional, siendo las dos primeras calificadas como servicio público y en caso que los sistemas de transmisión adicional, hagan uso de bienes nacionales de uso público por concesiones, si bien no caen en esta categoría, deben asegurar libre acceso en el caso de tener capacidad remanente.

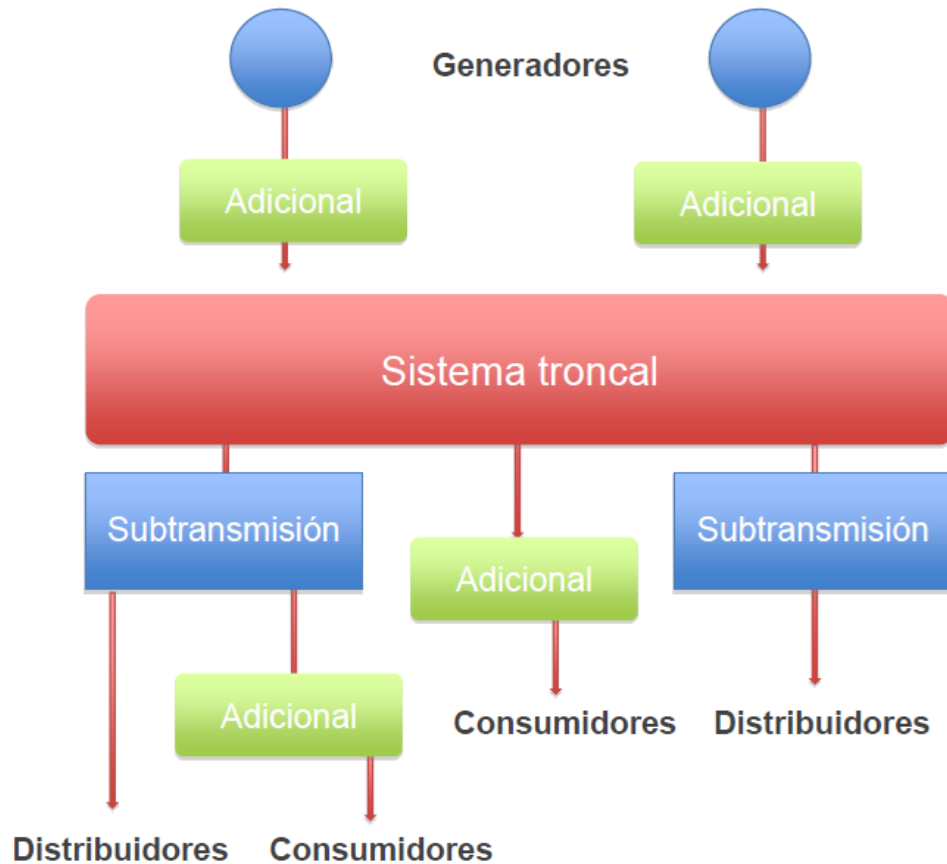


Figura 5: Diagrama Mercado de la transmisión en Chile

Fuente: CDEC-SING

▪ **Instalación Troncal:**

- Instalaciones que sean económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento del 100% de la demanda, bajo diferentes escenarios de disponibilidad de generación (considerando exigencias de calidad y seguridad de servicio)
- Que muestren variabilidad en magnitud y dirección de los flujos de potencia para una misma configuración de demanda y distintos escenarios de generación
- Voltaje mayor o igual a 220 kV
- Que el flujo no esté determinado por el consumo de un cliente o de un grupo pequeño de consumidores, o a la producción de una central o grupo de reducido de centrales generadoras

▪ **Subtransmisión:**

- instalaciones dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupo de consumidores finales libres o regulados, que se encuentren en zona de concesión de alguna empresa distribuidora (y no califiquen como troncal)
- Que el flujo no esté determinado por el consumo de un cliente o a la producción de una central o grupo de reducido de centrales generadoras

▪ **Adicional:** Instalaciones destinadas esencial y principalmente a:

- i) suministro de energía eléctrica a usuarios no regulados;
- ii) permitir a los generadores la inyección de su producción

➤ **Modelo de expansión del sistema de transmisión:** El DFL N° 1 determinaba la obligatoriedad de ampliar el sistema de transmisión solo a las instalaciones que estaban bajo el régimen de concesión y según un acuerdo bilateral entre las partes, lo cual llevaba a un crecimiento descentralizado del sistema de transmisión, lo cual repercutió en que no siempre se realizaran las expansiones del troncal más óptimas a largo plazo. A contar del 2004 la ley N° 19.940 plantea la obligación de ampliación en las llamadas líneas de servicio público (Troncal y en Subtransmisión) la cual se define en forma centralizada en el troncal y en forma unilateral en subtransmisión donde lo determina el operador del sistema.

➤ **Remuneración entre las partes:** Como se explicaba con anterioridad el DFL N° 1, determinaba las remuneraciones mediante un acuerdo entre las partes involucradas, regulado por procedimiento para asignar los pagos y solucionar conflictos, la vigencia de los pagos era por un período de 5 años. La Ley 19.940 determina Peajes determinados por la autoridad tanto en Subtransmisión como en el Troncal y mediante acuerdo entre las partes en las líneas adicionales, los cuales tienen una vigencia de 4 años.

➤ **Resolución de conflictos:** Ante posibles conflictos en la interpretación y/o aplicación de las normas, un órgano independiente (Panel de Expertos)

compuesto por ingenieros, economistas y abogados, designados por el Tribunal de Defensa de la libre Competencia mediante concurso público. El objetivo del Panel es resolver las discrepancias que existan entre los miembros del sector o resoluciones de la autoridad. Actúa directamente en temas relacionados con el sector de transmisión, discrepancias en el informe técnico del estudio de transmisión troncal, estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión, fijación de peajes, entre otros.

4.3.3 Metodología Actual de Expansión del Sistema de Transmisión

La expansión de los sistemas de transmisión, antes del 2004 era en base a acuerdos bilaterales entre las empresa involucradas, provocando instalaciones de transmisión sin renta, donde no existía un incentivo para invertir en transmisión y también se provocaba un deterioro en la seguridad y calidad de servicio del sistema. La planificación de la expansión del sistema de transmisión era descentralizada, el modelo dejaba que las decisiones de expansión a los agentes del mercado, en la medida que las restricciones de capacidad afectaran sus intereses. Cada interesado se preparaba para negociar con los demás agentes las ampliaciones más convenientes. En conclusión la planificación obedecía a mecanismos de mercado.

Después de la ley corta I (Ley 19940 del 13 marzo del 2004), la expansión del sistema Transmisión Troncal se comienza a realizar de manera centralizada, siendo el regulador quien planifica el sistema y designa a los encargados de expandir solo aquellas instalaciones de servicio Público, entiéndase del Troncal y Subtransmisión. En 1959 se dicta la tercera ley eléctrica DFL N°4 la que se caracterizó por una fuerte participación empresarial del Estado en el sector eléctrico, mantuvo la estructura de las leyes del 1925 y 1931, resaltando lo relativo al uso de terrenos públicos, para todo tipo de concesión eléctrica, en materia de servidumbres reaparece con nitidez la vinculación de los planos especiales de servidumbres.

La ley 19940 determinó para la expansión del sistema Troncal el siguiente proceso:

- Cada cuatro años la CNE determina el plan de expansión Troncal referencial, considerando la proyección de la demanda y escenarios de inversión de generación, en base al Estudio de Transmisión Troncal (ETT).
- Anualmente, el CDEC revisa el plan de expansión considerando el desarrollo efectivo de la generación, la demanda y las obras propuestas por los agentes.
- El CDEC propone a la CNE un plan, quien define el plan de expansión para los doce meses siguientes, considerando la intervención del Panel de Expertos en el caso de discrepancias.
- El Ministerio fija las expansiones para los siguientes doce meses por decreto.

El ETT tiene por finalidad analizar los distintos escenarios de expansión en generación para determinar alternativas de calificación de líneas existentes, nuevas obras de transmisión o ampliaciones del Sistema de Transmisión Troncal, que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico.

Para ser calificadas como troncales las instalaciones en cuestión deben cumplir con las siguientes características:

- a) Mostrar una variabilidad relevante en la magnitud y dirección de los flujos de potencia
- b) Tener una tensión nominal mayor o igual a 220 kV
- c) Que la magnitud de los flujos de potencia por 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.
- e) Que la línea tenga tramos con flujos bidireccionales relevantes.

Las líneas y subestaciones de cada sistema troncal son determinadas mediante decreto del Ministerio de Energía, previo informe de la CNE, con vigencia por cuatro años.

Después de dictado el decreto que establece formalmente el plan de expansión de aquellas instalaciones que deben iniciar su ejecución en los doce meses, los propietarios de obras existentes deben desarrollar las obras de ampliación. De igual manera para las instalaciones calificadas como obras nuevas, deberán seguir el procedimiento de licitación dispuesto por la ley. La licitación de obras nuevas será adjudicada a aquella empresa que efectúe el desarrollo y operación de la instalación a cambio de la menor remuneración anual ofertada.

El desarrollo de nuevas obras posibilita el ingreso de nuevos agentes en generación, impulsar la competencia y el ingreso de nuevas empresas de transmisión en el Troncal por medio de las licitaciones.

Aprovechando las economías de escala y un costo de desarrollo menor, se prefiere obligar a la empresa propietaria de la instalación a realizar las obras de ampliación, sin embargo en caso de que la empresa de transmisión no esté en condiciones de realizar la obra de ampliación, puede ceder el derecho a ejecutarlo y explotarlo a otra empresa, previamente informando a la CNE y a la SEC.

En la siguiente figura se muestra un esquema con más detalle el proceso de expansión del sistema de Transmisión Trocal.



Figura 6: Esquema Proceso de Expansión sistema Transmisión Troncal
Fuente: Elaboración Propia

La transmisión de energía se considera un monopolio natural ya que presenta fuertes economías de escala a todo nivel. Estas economías de escala se deben principalmente a la construcción de la infraestructura de transmisión ya que construir una línea con el doble de capacidad que otra no es mucho más costosa (la cantidad de energía que se puede transportar depende principalmente del voltaje de la línea y de la sección del conductor).

Un nuevo actor en el mercado debe hacer una inversión muy grande para proveer el servicio, en cambio el actor establecido puede servirlo a un costo casi insignificante ya que su inversión ya está hecha.

Por lo mismo, las tarifas de transmisión, especialmente del sistema troncal, deben ser reguladas por la autoridad, de manera de asegurar la competencia en generación, de evitar cobros excesivos a los clientes y de planificar la expansión del sistema.

Básicamente cada sistema de transmisión troncal estará constituido por las líneas y subestaciones que sean económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del respectivo sistema eléctrico en cumplimiento de las condiciones de seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa técnica.

4.4 Análisis y Síntesis de los Resultados Obtenidos

Del análisis realizado a la normativa legal vigente en materia de transmisión, se determina, que actualmente el regulador (CNE) cuenta con facultades para planificar de forma centralizada la expansión del sistema de transmisión eléctrica, situación que por varios años quedo sujeto a decisiones de mercado entre privados. Durante ese periodo tanto en el SIC como en el SING dichos sistemas crecieron en transmisión principalmente por las inversiones realizadas con motivo de conectar proyectos de gran factoría o centrales de generación, dichas líneas, hoy bajo la normativa vigente están en su gran mayoría calificadas como líneas “Adicionales”.

Dentro de las principales herramientas con las que el regulador hoy día cuenta para la planificación centralizada se encuentra la capacidad de identificar obras nuevas necesarias para el sistema y/o ampliaciones. En particular las ampliaciones solo pueden ser definidas sobre aquellas líneas o subestaciones que se encuentren calificados como troncales. Lo anterior pudiera ser un incentivo para el regulador para calificar de troncal ciertas instalaciones, siempre y cuando “cumplan” con los criterios técnicos establecidos, con el fin de aprovechar instalaciones existentes y lograr una expansión o desarrollo del sistema troncal más rápido que mediante las obras nuevas, adecuando zonas sistemas para requerimientos alineados con los objetivos de corto, mediano y largo plazo del mercado eléctrico.

5 CATASTRO DE LINEAS ADICIONALES SIC –SING

Tal como ya fue señalado, previo a la Ley corta I, la expansión de los sistemas de transmisión del SIC y SING estaban basados en acuerdos entre oferta y demanda por lo cual, naturalmente ambos sistemas hoy presentan una gran cantidad de líneas de 220 KV y superiores, de calificación “Adicional”, por cuanto fueron desarrolladas para dar cabida a proyectos de generación o de grandes clientes, principalmente mineros.

Previo al tercer proceso de tarificación troncal el desglose de calificación de las líneas de transmisión para el SIC y el SING pueden observarse en las siguientes figuras, que además contiene la información de distribución en términos de propiedad de la de las líneas adicionales.

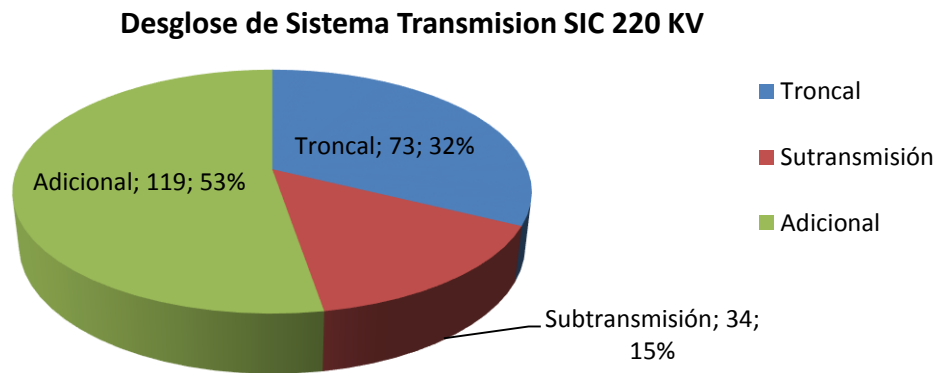


Figura 7: Desglose de Calificación Sistema de Transmisión 220 KV-SIC
Fuente: Elaboración Propia, CDEC-SIC

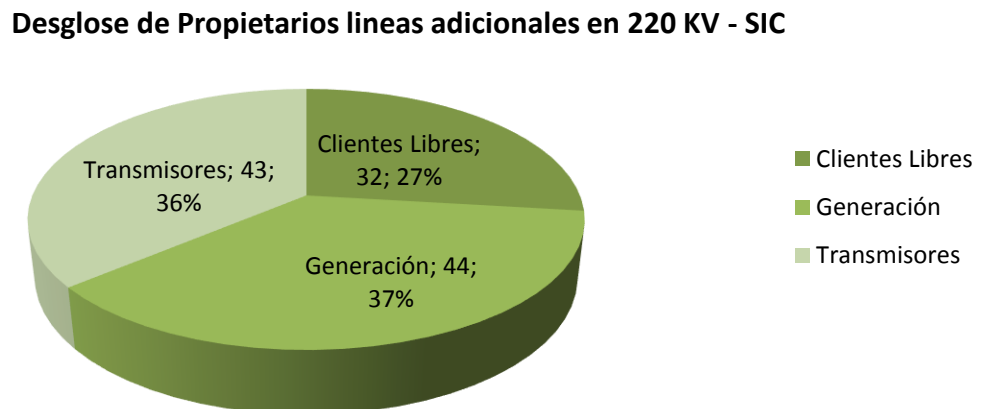


Figura 8: Desglose de Propietarios Líneas adicionales en 220 KV –SIC
Fuente: Elaboración Propia, CDEC-SIC

Desglose de Sistema Transmisión SING 220 KV

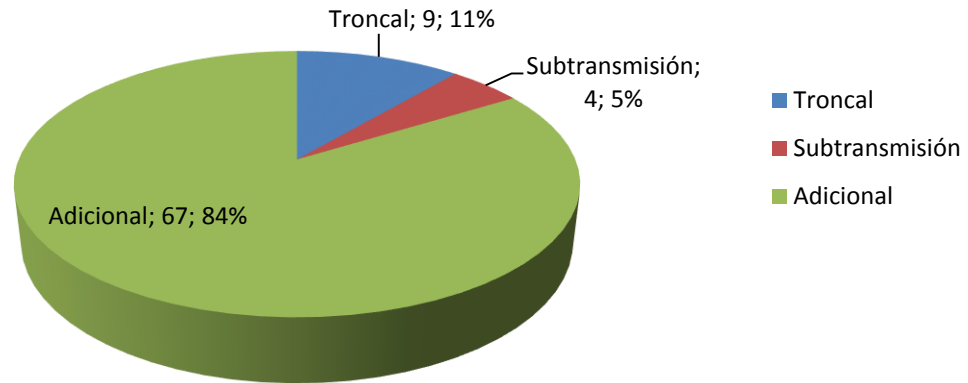


Figura 9: Desglose de Calificación Sistema de Transmisión 220 KV-SIC
Fuente: Elaboración Propia, CDEC-SING

Desglose de Propietarios líneas adicionales en 220 KV - SING

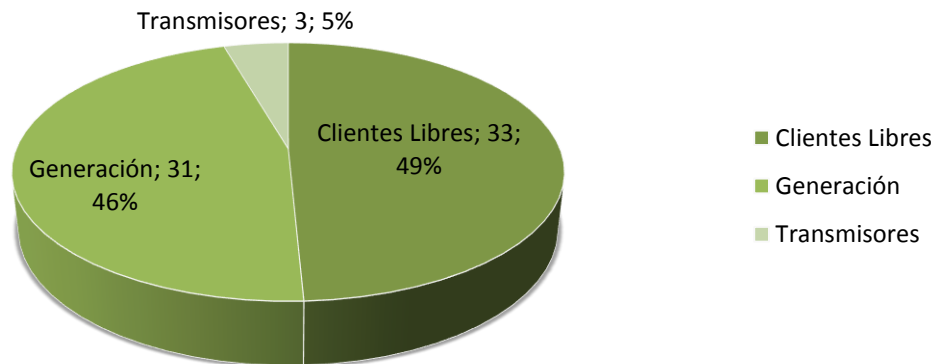


Figura 10: Desglose de Propietarios Líneas adicionales en 220 KV –SING
Fuente: Elaboración Propia, CDEC-SING

5.1 Análisis y Síntesis de los Resultados Obtenidos

Los gráficos son claros respecto a confirmar algo ya planteado en el capítulo anterior, los sistemas interconectados crecieron en forma importante por el desarrollo de proyectos de clientes no regulados y de proyectos de generación. Dicha situación se exhibe con mayor impacto en el SING donde más del 80% de la transmisión es adicional y de esta a su vez solo un 3% corresponde a empresas transmisoras, las demás son de clientes libres o generadoras.

En el SIC gran parte de su desarrollo en transmisión responde a la época donde ENDESA siendo empresa estatal actuaba en el mercado eléctrico de manera vertical, en generación, transmisión y distribución. Con el desarrollo del país de la mano de la privatización de varias empresas, el mercado eléctrico no fue la excepción y

finalmente Endesa tuvo que desintegrarse verticalmente resultando Chilectra y Transelec de dicha situación.

6 INVESTIGACION ESTUDIO TERCER PROCESO DE TARIFICACIÓN TRONCAL

6.1 Tarificación de Sistemas Troncales

La tarificación de los sistemas troncales se basa en que los usuarios de los tramos troncales deben pagar por el respectivo uso que hacen de aquellas instalaciones (líneas y subestaciones), ya sea para inyectar o retirar energía, esto es definido como peajes de inyección o retiro, respectivamente y obtenidos de un prorateo técnico del uso, esto asegura una remuneración en términos de financiar la inversión relacionada a los activos de transmisión troncal.

Estos peajes, que son calculados por el respectivo CDEC del sistema, permite remunerar tanto la inversión que realizan los respectivos propietarios de los tramos troncales como también la operación, mantenimiento y administración asociada.

Así entonces que la autoridad competente (Ministerio de Energía – CNE) periódicamente debe llevar acabo procesos en los que se determine la valorización de las instalaciones calificadas como troncales, en base a lo cual se fijen luego los respectivos peajes.

6.1 Proceso de Tarificación Troncal

6.1.1 Estudio de Transmisión Troncal (ETT)

La LGSE define que para cada tramo de transmisión troncal se determina el “Valor Anual de Transmisión por Tramo” (VATT), compuesto por la “Anualidad del Valor de Inversión” (AVI) por tramo, más los Costos anuales de Operación, Mantenimiento y Administración del respectivo tramo (COMA). La tasa de descuento usada en el cálculo es de 10 % y está establecida por la LGSE.

El VATT de cada sistema troncal se fija cada 4 años, proceso que es responsabilidad del Ministerio de Energía, sin perjuicio de que en aquel proceso

pueden participar por derecho propio las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y clientes libres, además de la CNE y los CDEC.

Para lo anterior, cada cuatro años, la autoridad competente (Ministerio de Energía – CNE) encarga a un Consultor independiente (licitación pública internacional) la elaboración de un Estudio de Transmisión Troncal (ETT), en donde se identifique al menos lo siguiente:

- El sistema troncal existente
- El plan de expansión para estos sistemas troncales para distintos escenarios, indicando:
 - Las características y la fecha de incorporación de las ampliaciones del troncal existente, y las empresas de transmisión que deberán realizar dichas ampliaciones,
 - El A.V.I. y COMA de las instalaciones de transmisión troncal existentes y los valores referenciales de las ampliaciones de tales instalaciones y sus fórmulas de indexación;
 - Las recomendaciones de nuevas obras de los sistemas de transmisión, y
 - Los criterios y rangos bajo los cuales se mantienen válidos los supuestos de cada escenario contemplado en el estudio

6.1.2 Revisión de Estudio de Transmisión Troncal (ETT)

Luego de la recepción del ETT realizado por el Consultor, la CNE debe convocar a los interesados y participantes del proceso de tarificación a una audiencia pública en donde el Consultor debe exponer los resultados de su estudio.

Posteriormente, se considera una etapa de observaciones al ETT por parte de los participantes, en que incluso puede ser requerido un dictamen del Panel de Expertos.

Concluido lo anterior, la CNE debe elaborar un informe técnico basado en el resultado del ETT del Consultor, el cual también deberá ser sometido a un proceso de observaciones por parte de los interesados, pudiendo también requerirse un dictamen del Panel de Expertos.

6.1.3 Decreto de Tarificación Troncal

Concluido el proceso de revisión del ETT y del respectivo informe técnico de CNE, la CNE debe remitir el señalado informe técnico al Ministerio de Energía. En base a lo anterior entonces el Ministerio de Energía emite el correspondiente decreto que fijará las instalaciones de transmisión troncal, la valorización de estas y las respectivas fórmulas de indexación. Dicho decreto, según señala la LGSE, debe publicarse antes del 15 de diciembre del año en que vence el decreto vigente.

6.1.4 Plan de Expansión Troncal para 12 Meses

De manera complementaria al proceso de fijación tarifaria cuatrienal, la LGSE establece que anualmente, el respectivo CDEC debe analizar la consistencia de las instalaciones de desarrollo y expansión del sistema troncal contenidas en el informe de CNE (en base a ETT), con los desarrollos efectivos en materia de inversión en generación eléctrica, interconexiones, y evolución de la demanda, y emitir una propuesta a la CNE.

Dicha propuesta presenta fundadamente las obras que deberán realizarse o iniciarse en el período siguiente para posibilitar el abastecimiento de la demanda en el sistema.

En base a lo anterior, la CNE debe presentar el plan de expansión troncal para los siguientes 12 meses, el cual será oficializado mediante decreto del Ministerio de Energía, para lo anterior recibe una propuesta de los respectivos CDEC.

Este plan de expansión podrá considerar ampliación de obras existentes (que habrá de encargarse a sus respectivos propietarios), o bien, obras nuevas (que deberán ser licitadas).

6.1.5 Remuneración Troncal (Peajes)

En relación a la remuneración que deben recibir los propietarios de instalaciones troncales, la LGSE señala que en cada sistema interconectado y en cada tramo, las empresas de transmisión troncal o propietario que correspondan deberán recaudar anualmente el valor anual de la transmisión por tramo (VATT) de las instalaciones existentes. Este valor corresponde al total de su remuneración anual.

Para efectos de lo anterior la empresa propietaria de una línea troncal deberá cobrar un peaje por tramo, equivalente al VATT, menos el “ingreso tarifario” (diferencia entre CMg en los extremos del tramo troncal) esperado por tramo ya que este último es capturado automáticamente por el sistema de remuneración marginalista que aplica en nuestros sistemas eléctricos. Así entonces, el peaje es solo el complemento de pago que se hace a lo ya remunerado por el ingreso tarifario que calculan los CDEC para cada tramo del sistema de transmisión.

En términos generales, la obligación de pago por parte de los usuarios del sistema troncal (generadores que hacen inyecciones y retiros) y la repercusión de ese pago en los usuarios finales (clientes de los generadores), se regirán por las siguientes reglas:

a) Peajes troncales por retiros asignables a los usuarios finales

Al segmento de clientes regulados (usuarios finales con potencia conectada inferior o igual a 5 MW) se les aplicará un cargo único por concepto de uso del sistema troncal, en proporción a sus consumos de energía.

A los demás usuarios finales se les aplicará otro cargo único, por igual concepto, en proporción a sus consumos de energía efectuados hasta una potencia de 15.000 kilowatts.

A los consumos de energía por sobre este límite se les aplicará el peaje unitario a que se refiere la letra b) más adelante.

Para determinar cada cargo único, se calculará la participación porcentual del consumo correspondiente en el total de la energía retirada por cada segmento, en la respectiva barra del sistema troncal.

Los porcentajes que resulten se aplicarán al pago total por energía retirada que corresponde a dicha barra, determinando de esta forma el aporte monetario que los consumos señalados efectúan a la remuneración del sistema troncal.

El monto de cada cargo único será equivalente a la suma de los respectivos aportes monetarios calculados en el inciso anterior, dividido por la energía total retirada por los consumos señalados.

Las diferencias que se produzcan entre las recaudaciones obtenidas por la aplicación de los cargos señalados, y los pagos efectuados por la aplicación del peaje unitario a los consumos señalados deberán ser reliquidadas, por los transmisores, entre las empresas que retiran energía del sistema troncal.

b) Peajes troncales de inyección

Los propietarios de centrales de generación eléctrica pagarán un peaje de inyección que será equivalente a la suma de los pagos que les corresponden en el financiamiento de los tramos del “área de influencia común” y de los tramos del sistema troncal no incluidos en el “área de influencia común”.

El Área de Influencia Común (AIC): es el área, fijada para efectos de remuneración del sistema troncal, constituida por el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos de dicho sistema, en la que concurren simultáneamente, las siguientes características:

- i) que entre dichos nudos se totalice al menos un 75% de la inyección total de energía del sistema,
- ii) que entre dichos nudos se totalice al menos un 75% de la demanda total del sistema, y
- iii) que la densidad de la utilización, dada por el cociente entre el porcentaje de inyecciones dentro del AIC respecto de las inyecciones totales del sistema y el porcentaje del VI de las instalaciones del AIC respecto del VI del total de instalaciones del sistema troncal, sea máxima.

c) Peajes troncales por retiros asignables a los generadores

Las empresas que efectúen retiros para abastecer a sus clientes finales pagarán por cada unidad de energía, un peaje unitario de retiro que se establecerá por barra de retiro y será equivalente a la suma de los pagos que corresponden a dicha barra en el financiamiento de los tramos del “área de influencia común” y de los tramos del sistema troncal no incluidos en tal área, dividido por la energía total retirada en esa barra.

d) Distribución de pagos dentro del AIC

En los tramos pertenecientes al AIC del sistema troncal, el pago del peaje total de cada tramo se repartirá conforme a lo siguiente:

- 80% será asumido por quienes inyectan energía, a prorrata del uso esperado que sus inyecciones hacen de cada tramo.
- 20% será asumido por quienes retiran energía, a prorrata del uso esperado que sus retiros hacen de cada tramo.

e) Distribución de pagos fuera del AIC

En los tramos del sistema troncal que no pertenecen al AIC, el pago del peaje total de cada tramo se asignará de la siguiente forma:

Para todos los escenarios que se puedan dar en la operación del sistema, considerando, entre otros, hidrologías y niveles de demanda, se simulará el sentido del flujo de potencia en cada tramo.

En los tramos en que el sentido del flujo se dirija hacia el AIC, el pago del peaje total del tramo se asignará a los propietarios de las centrales ubicados aguas arriba de los flujos, a prorrata de uso que sus inyecciones hacen del tramo, para dicho escenario.

En los tramos en que el sentido del flujo no se dirija hacia el AIC, el pago del peaje total del tramo se asignará a las empresas que efectúen retiros aguas abajo del flujo, a prorrata del uso que sus retiros hacen del tramo, para dicho escenario.

Todos estos valores habrán de ser calculados por el respectivo CDEC, así como también las reliquidaciones que correspondieren. De este modo los cobros que deben realizar los propietarios de los tramos troncales habrán de sujetarse las indicaciones del respectivo CDEC (a quien y cuánto debe cobrarse).

La siguiente figura resume la remuneración de la transmisión troncal de acuerdo a la regulación vigente.

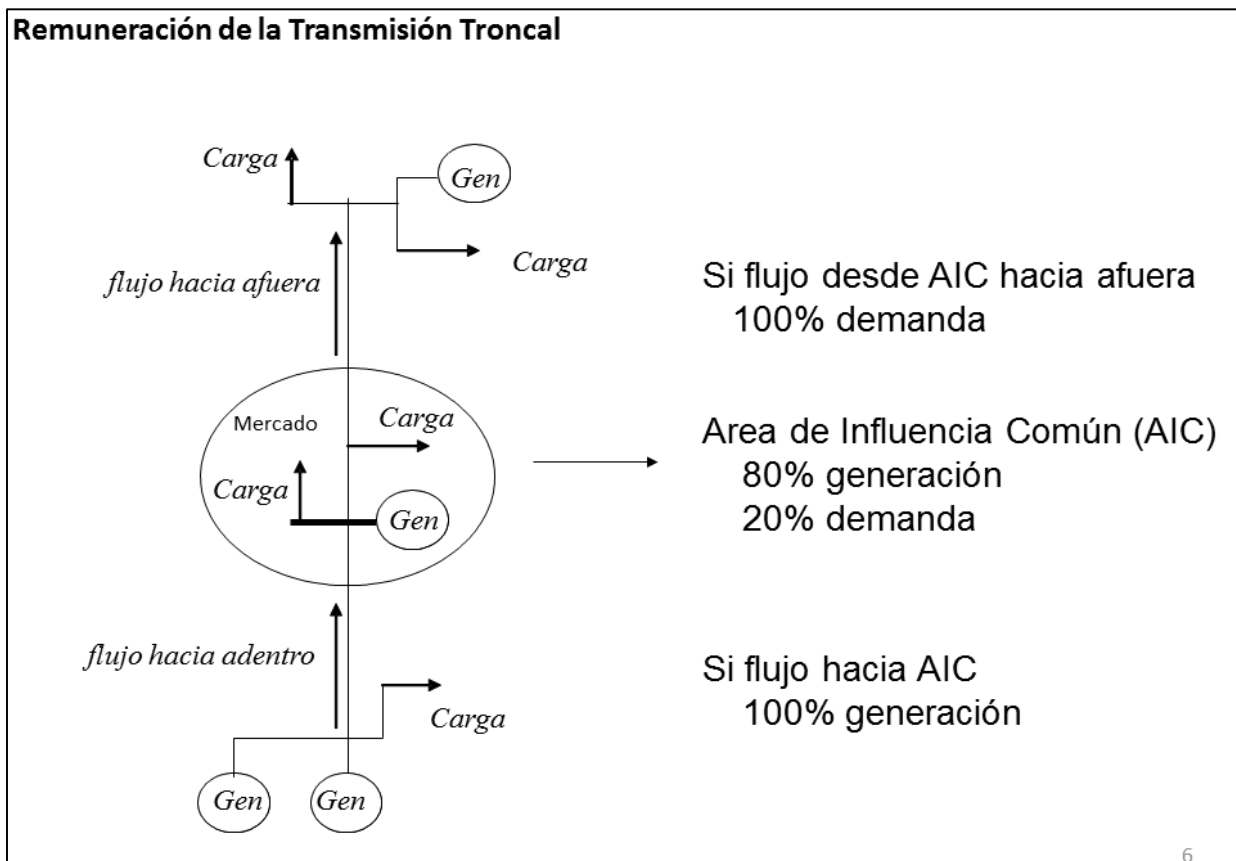


Figura 11: Remuneración de Transmisión Troncal
Fuente: Elaboración Propia, MEE

6.2 Tercer proceso de tarificación Troncal 2016 - 2019

6.2.1 Ley 20.805 extensión de un año de vigencia decreto N°61

El decreto N°61/2011 fijó las instalaciones del sistema troncal, el AIC y el VATT para el cuatrienio 2011-2014 (segundo proceso de tarificación troncal), por tanto el tercer proceso de tarificación troncal debía regir para el período 2015-2018. Sin embargo, dado el retraso que había experimentado esta fijación tarifaria, en

enero de 2015, mediante la ley 20.805, se autorizó al Ministerio de Energía a extender en un año la vigencia del decreto N°61/2011, de modo que –de manera extraordinaria- este período tarifario se extendiese por 5 años en vez de 4. Así entonces, el siguiente período tarifario (de 4 años) abarcaría desde 2016 a 2019.

6.2.2 Informe de Consultor ETT y Audiencia Pública

El 17 de Marzo del año 2014 fue adjudicado el consultor Consorcio Mercados Interconectados para la realización del ETT correspondiente al cuatrienio 2016 – 2019.

Con fecha 6 de febrero de 2015 el Consultor entregó a la CNE la versión final del ETT. Posteriormente, con fecha 16 de marzo de 2015 se realizó la correspondiente audiencia pública, en donde se expuso los resultados de su estudio.

Desde el punto de vista de Líneas de clientes libres con calificación troncal, el ETT del consultor consideraba troncalización de líneas pertenecientes a Codelco, en el SIC y Minera Escondida y Minera Zaldívar en el SING, de acuerdo a las siguientes tablas:

SIC				
Propietarios SIC	VI TOTAL TRONCAL	AVI TOTAL TRONCAL	COMA TOTAL TRONCAL	VATT TOTAL TRONCAL
Transelec	1.842.868.723	188.439.428	35.061.283	223.500.711
Colbún	26.402.349	2.731.957	740.689	3.472.647
Colbún Transm	141.263.159	14.382.002	2.470.417	16.852.420
Chilectra	8.639.893	922.204	213.111	1.135.315
CDA	7.314.014	740.996	136.383	877.379
San Andrés	4.214.412	445.699	137.380	583.078
P.E. El Arrayan	5.262.119	561.641	178.058	739.699
EPM Chile	7.098.443	744.646	146.294	890.939
TOTAL	2.043.063.111	208.968.573	39.083.614	248.052.187

Figura 12: Propietarios de Líneas Troncalizadas por el Consultor en el SIC
Fuente: Informe del Consultor LGSE

SING

Propietarios SING	VI TOTAL TRONCAL	AVI TOTAL TRONCAL	COMA TOTAL TRONCAL	VATT TOTAL TRONCAL
Transelec Norte	164.426.971	16.828.158	3.613.783	20.441.941
E-CL	30.612.978	3.130.606	738.197	3.868.802
AES GENER	10.779.200	1.119.533	306.908	1.426.441
M Escondida	148.371.023	15.022.469	2.854.710	17.877.178
M Zaldívar	63.689.148	6.430.209	1.192.425	7.622.635
Angamos	8.107.623	839.550	255.462	1.095.012
Edelnor	3.123.576	318.998	43.436	362.434
SunEdison	5.256.248	561.041	177.985	739.025
TOTAL	434.366.766	44.250.564	9.182.904	53.433.468

Figura 13: Propietarios de Líneas Troncalizadas por el Consultor en el SING
Fuente: Informe del Consultor LSGE

6.2.3 Revisión de ETT y aprobación de Informe Técnico CNE

En continuación con las etapas del proceso tarifario, con fecha 19 de junio de 2015, la CNE emitió la Resolución Exenta N°316, mediante la cual aprobó el Informe Técnico (IT) para la Determinación del Valor Anual y Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para el cuatrienio 2016-2019.

Informe en el que la CNE descartó la mayor parte de los resultados del estudio de transmisión troncal elaborado por el consultor independiente Consorcio Mercados Interconectados. En su lugar, la CNE elaboró el Primer Informe Técnico sobre la base de un estudio paralelo encomendado al Consorcio EVRSTT (“Consultor CNE”) y de un análisis propio, no formando parte ninguno de estos elementos del procedimiento reglado y participativo previsto en la LGSE.

Luego, dada la circunstancia que la CNE no puso el estudio del Consultor CNE en completo conocimiento de los Interesados, mediante Resolución Exenta N°336 de 2 de julio de 2015, dispuso su publicación y prorrogó el plazo para la presentación de discrepancias ante el Panel de Expertos. A continuación, mediante Resolución Exenta N°338 de 3 de julio de 2015, la CNE volvió a prorrogar el plazo para la presentación de discrepancias ante el Panel de Expertos, en esta oportunidad indicando el hecho de no haber puesto en conocimiento de los interesados la totalidad de los antecedentes del estudio del Consultor CNE.

Con posterioridad, mediante Resolución Exenta N°362 de 13 de julio de 2015, la CNE informó que comunicaría la aprobación de un nuevo informe técnico el 31 de julio de 2015, disponiendo además que el plazo para la presentación de discrepancias ante el Panel de Expertos se contaría desde la comunicación del acto administrativo que aprobara ese informe.

Paralelamente, envió a los Interesados la carta CNE N°429, en la cual solicitó que éstos enviaran sus observaciones al Primer Informe Técnico hasta el 21 de julio de 2015.

Finalmente, mediante Resolución Exenta N°390 de 31 de julio de 2015 la CNE aprobó el Informe Técnico, informe cuyos resultados se basaron en el mismo análisis propio antes realizado por la CNE, en el estudio encomendado al Consultor CNE y en algunas de las observaciones enviadas por los Interesados convocados a esos efectos, pero descartando nuevamente gran parte de los resultados del estudio del Consultor, en términos de líneas troncalizadas se agregaron 25 líneas más, de las cuales 15 fueron en el SIC y nueve en el SING.

La siguiente figura resume la cronología final del tercer proceso de tarificación troncal

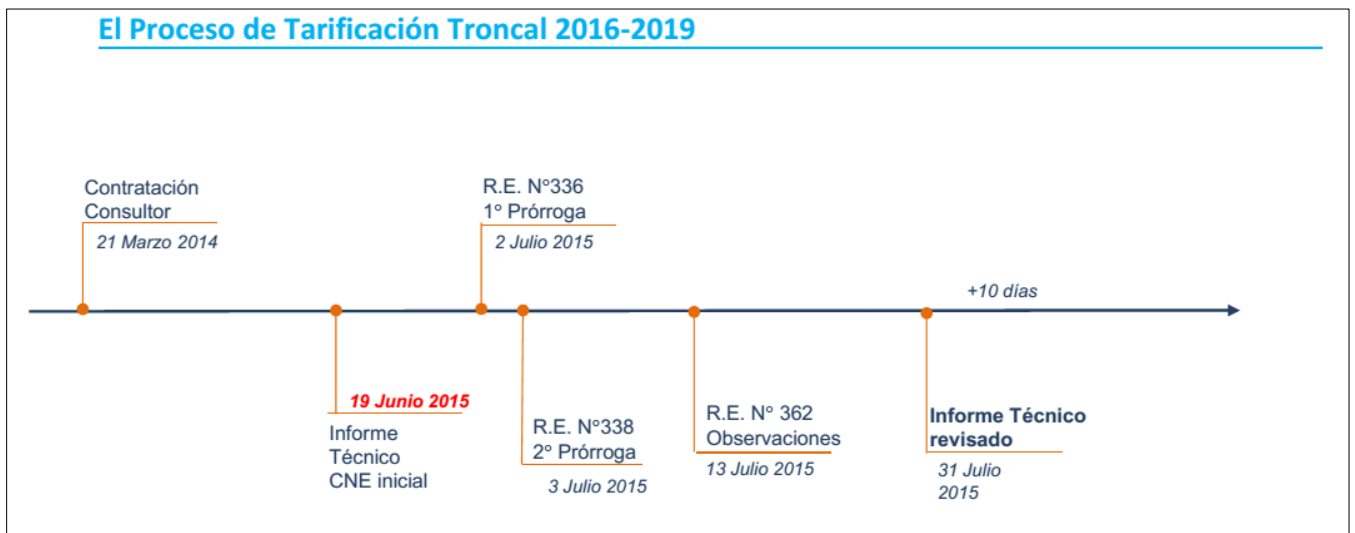


Figura 14: Cronología Tercer Proceso de Tarificación Troncal
Fuente: Expediente Discrepancia 06-2015 Panel de Expertos

En términos de líneas de clientes libres troncalizadas, el informe técnico revisado por la CNE adiciona líneas de cuatro clientes libres más de acuerdo a la siguiente tabla.

Sistema	Propietarios SIC y SING	Informe Consultor	Informe CNE Revisado
SIC	CDA	SI	SI
SING	M Escondida	SI	SI
SING	M Zaldívar	SI	SI
SIC	Anglo American	NO	SI
SING	M. Collahuasi	NO	SI
SING	M. El Tesoro	NO	SI
SING	M. Esperanza	NO	SI

Tabla 1: Clientes Libres Propietarios de líneas troncalizadas en Informe Técnico CNE
Fuente: Elaboración Propia

6.2.4 Discrepancias en Panel de Expertos

Los clientes libres Minera el Tesoro, Minera Esperanza y Codelco Andina que contaban con líneas troncalizadas no presentaron discrepancias ante panel, no obstante lo anterior para el caso de las líneas de AMSA la empresa AESGENER presento una discrepancia que incluía solicitudes relacionadas con la calificación de las líneas de su propiedad. En el caso de AngloAmerican la discrepancia relacionada con su línea fue llevada a cabo por Colbun en común acuerdo con ANGLO.

La siguiente imagen ilustra las discrepancias llevadas al panel de expertos relacionadas con líneas de clientes libres troncalizadas.



Figura 15: Discrepancias relacionadas con líneas de clientes libres troncalizadas en Informe Técnico CNE.
Fuente: Elaboración Propia

6.2.4.1 Discrepancias en Panel de Expertos por calificación de líneas troncales en el SIC y SING propuesto en IT

En relación a la determinación de las instalaciones que habrían de pertenecer al sistema troncal en el SIC y SING realizada por CNE (IT), Colbún en representación de Anglo–American, AESGener, Collahuasi y Valle de los Vientos presentaron discrepancias ante el Panel de Expertos, en particular Valle de los vientos discrepa solicitando la inclusión de la línea Salar – Calama 220 KV de propiedad de Transemel. Tal como veremos más adelante esta discrepancia será importante en la definición del sistema de transmisión troncal finalmente adoptado por la CNE.

Cabe recordar que el Panel de Expertos solo puede pronunciarse en sus Dictámenes respecto de lo estrictamente solicitado por los discrepantes, siempre y cuando la discrepancia sea admisible en tiempo y forma, por lo tanto, debe aceptar o rechazar lo solicitado en base a la argumentación que se le presente y el análisis que realice del caso el propio Panel, no pudiendo proponer soluciones alternativas ni

pronunciarse sobre temas que no han formado parte de las Discrepancias, lo cual será relevante para el análisis posterior.

6.2.4.1.1 Discrepancia de COLBUN

En relación a la calificación de instalaciones de clientes libres troncalizadas en el SIC, Colbun expuso ante el Panel de Expertos principalmente dos Discrepancias:

i) Discrepancia respecto a la inclusión de los Tramos Polpaico - Las Tórtolas, Las Tórtolas – Los Maitenes, Polpaico – Santa Filomena, Santa Filomena – Confluencia y Confluencia – Los Maitenes entre las instalaciones troncales del SIC.

Tramo troncal		Dueño
Polpaico 220	Las tórtolas 220	Colbun
Las tórtolas 220	Los maitenes 220	Colbun
Polpaico 220	Santa Filomena 220	Anglo American Sur (AAS)
Santa Filomena 220	Confluencia 220	Anglo American Sur (AAS)
Confluencia 220	Los Maitenes 220	Anglo American Sur (AAS)

Tabla 2: Líneas en discrepancia por Colbun respecto a su inclusión en el STT.
Fuente: Elaboración Propia

Colbun discrepa de la inclusión de los Tramos Polpaico - Los Maitenes entre las instalaciones troncales del SIC, por cuanto no reúnen las características requeridas por el artículo 74 de la LGSE. Según lo expuesto por Colbun, los Tramos Polpaico - Los Maitenes están destinados esencial y principalmente al suministro de energía al cliente libre AAS, de modo que corresponden a sistemas de transmisión adicionales conforme a lo establecido en el artículo 76 de la LGSE.

En lo relacionado al cumplimiento de las condiciones a cumplir para que una línea sea calificada como troncal señalados en el punto 4.3.3 del presente trabajo de tesina, Colbun realizó su propio análisis de cumplimientos de las condiciones, esto debido a la falta de información proporcionada por la CNE en cuanto a los motivos de la inclusión de los tramos señalados. Es necesario tener presente que el Consultor LGSE no incluyó los Tramos Polpaico – Los Maitenes entre las instalaciones troncales consideradas en su “Estudio de Transmisión Troncal 2015-2018”.

El análisis realizado por Colbun concluyó que dos de las 5 características del artículo 74 de la LGSE no eran cumplidos por el tramo de línea en análisis, estos son:

- a) Mostrar una variabilidad relevante en la magnitud y dirección de los flujos de potencia

- c) Que la magnitud de los flujos de potencia por estas líneas no esté determinada por el consumo de un número reducido de consumidores.

Cabe señalar además que para la modelación de los flujos considerados por la CNE, se asume la Línea Lo Ermita – Los Maitenes operando conectada permanentemente, en tanto que dicho tramo ha operado históricamente abierto. La línea La Ermita – Los Maitenes era la antigua vía de alimentación de AAS y dejó de utilizarse cuando entró en servicio el Tramo Polpaico – Los Maitenes 1. Posteriormente, AAS construyó el Tramo Polpaico – Los Maitenes 2, conectado en anillo con la línea de Colbún, con el propósito de aumentar la seguridad del suministro de la faena de Los Bronces. Así, la línea La Ermita – Los Maitenes quedó sólo como respaldo del sistema en anillo conformado por los Tramos Polpaico – Los Maitenes. Por lo tanto, eliminando el supuesto de la conexión permanente de la línea La Ermita – Los Maitenes, los flujos por los Tramos Polpaico – Los Maitenes sólo se dirigen en la dirección Polpaico – Los Maitenes, pues no existen inyecciones de potencia en la S/E los Maitenes.

Como se señaló antes, estas instalaciones están destinadas a abastecer al cliente libre AAS, de modo que la CNE debió haber analizado el cumplimiento del requisito establecido en la letra c) del artículo 74 de la LGSE. Sin embargo, la CNE se limitó a darlo por cumplido sobre la base del requisito señalado en la letra a) del mismo artículo, requisito que como se indicó en los párrafos anteriores, no se cumplía según Colbun.

ii) En opinión de esta empresa, 5 de las líneas propuestas por CNE no cumplían con las disposiciones que establece la ley para ser troncal respecto de presentar “flujos bidireccionales relevantes” (en una línea troncal los flujos no pueden estar acotados a un solo sentido). En este caso las líneas aludidas correspondían a: Crucero – Laberinto 220 kV, Laberinto – El Cobre 220 kV, y las tres líneas de Minera Centinela (Esperanza – El Cobre 220 kV, El Tesoro – Esperanza 220 kV, El Tesoro – Encuentro 220 kV).

Así entonces, dentro de las Discrepancias presentadas por AES Gener estaba la solicitud de que las tres líneas de Minera Centinela fueran excluidas del sistema troncal.

Según lo expuesto en el numeral 4.1.1.5 del Dictamen N°6-2015, por unanimidad el Panel de Expertos acogió la solicitud de AES Gener respecto de la línea Esperanza – El Cobre 220 kV (no corresponde calificarla como troncal por “continuidad de sistema”), por tanto esta debía ser excluida del sistema troncal.

Según lo expuesto en el numeral 4.2.2.5 del Dictamen N°6-2015, por unanimidad del Panel de Expertos rechazó la solicitud de AES Gener respecto de que las líneas Crucero – Laberinto 220 kV, Laberinto – El Cobre 220 kV, El Tesoro – Esperanza 220 kV y El Tesoro – Encuentro 220 kV, pues a juicio del panel estas si cumplían la condición de tener “flujos bidireccionales relevantes”, por lo tanto estas pueden ser calificadas como troncal por la CNE.

Así entonces, de las tres líneas de propiedad de Minera Centinela que habían sido calificadas como troncal por CNE en su IT, una de ellas (Esperanza – El Cobre 220 kV) fue descartada como troncal por el Panel de Expertos, pero las otras dos (El Tesoro – Esperanza 220 kV y El Tesoro – Encuentro 220 kV), fueron calificadas como troncal, ya que el Panel rechazó el reclamo respecto de ellas.

6.2.4.1.3 Discrepancia de Collahuasi

En este caso Minera Collahuasi presentó una Discrepancia respecto a la inclusión como troncal de la línea Encuentro – Collahuasi 220 kV (de propiedad de Minera Collahuasi, y que actualmente es de transmisión adicional) bajo el criterio de “continuidad del sistema”, según lo planteado en el IT de CNE. Es decir, es una instalación que no cumpliendo los requisitos para ser calificada como troncal, es

calificada como tal para darle continuidad al sistema troncal predefinido. En particular La línea Encuentro - Collahuasi solo cumplía una de las cinco características definidas y necesarias., ser una instalación de 220 KV o mayor.

En ese contexto Collahuasi argumentó que la instalación en cuestión no es requerida para la continuidad del sistema troncal, y que por tanto solicitó al Panel de Expertos que dicha línea sea excluida del troncal.

Collahuasi se refiere al artículo 74 de la LGSE que señala los requisitos de fondo para que una instalación del STA pase a ser calificada como parte del STT, en aquellos casos en que no concurren los requisitos generales. Este sistema especial requiere de la concurrencia de dos requisitos de fondo:

- a. Tratarse de una instalación interior, es decir, que ha quedado rodeada por instalaciones del STT, y;
- b. Ser necesaria para asegurar la continuidad del sistema.

Agrega que se trata de requisitos copulativos, tal que fallando uno, no podrá calificarse como parte del STT a la instalación específica y que no sólo no hay antecedente alguno en el ETT que permita sustentar la conclusión que se objeta del Informe Técnico sino que, además, no se cumplen los requisitos copulativos legales ni se ha aplicado correctamente el Procedimiento.

Finalmente, según lo expuesto en el numeral 4.3.1.5 del Dictamen N°6-2015 el panel de expertos por unanimidad acuerdo:

Excluir la Línea 2x220 kV Collahuasi-Encuentro, de propiedad de CMDIC, de la lista de instalaciones del Informe Técnico que conforman el Sistema de Transmisión Troncal del Sistema Interconectado del Norte Grande.

6.2.4.1.4 Discrepancia de Valle de los Vientos

En este caso Valle de los Vientos discrepa con la decisión del IT, de no incorporar como troncal a la línea Salar – Atacama 220 kV (de propiedad de Transemel), en condición que cumpliría los requisitos para calificar como troncal. Cabe señalar que esta empresa usa la señalada línea para conectarse al sistema.

6.2.5 Informe Técnico Final

Desde la aplicación de la ley corta I del 2004, el tercer proceso de tarificación troncal resultó ser el con más trabas o particularidades durante su desarrollo. Desde la extensión de un año de la aplicación del decreto N°61, aumentando así el plazo para el desarrollo del ETT por el consultor LGSE, siguiendo por la contratación adicional de un consultor por parte de la CNE para efectos de emitir su informe técnico revisado, informe donde adicionó 24 nuevas líneas troncales, muchas de las cuales no fueron previamente calificadas ni por el consultor LGSE ni por el consultor CNE. Hasta emitir una seguidilla de resoluciones para modificación de plazos debido a falta de información a los interesados. Finalmente terminando con el dictamen del panel de experto sobre las discrepancias levantadas por los coordinados.

Dicha situación se expresa en que si comparamos el sistema de transmisión troncal preliminar resultante del informe del consultor LGSE con el que finalmente es confirmado mediante la resolución exenta N° 616 del año 2015 existen sustantivas diferencias.

A continuación se ilustra la evolución o distintas versiones del STT en el SING durante el tercer proceso de tarificación troncal hasta su definición final.



Figura 17: Sistema de Transmisión Troncal SING - Informe Técnico CNE.
Fuente: Elaboración Propia



Figura 18: Sistema de Transmisión Troncal SING – Dictamen Panel de Expertos.
Fuente: Elaboración Propia

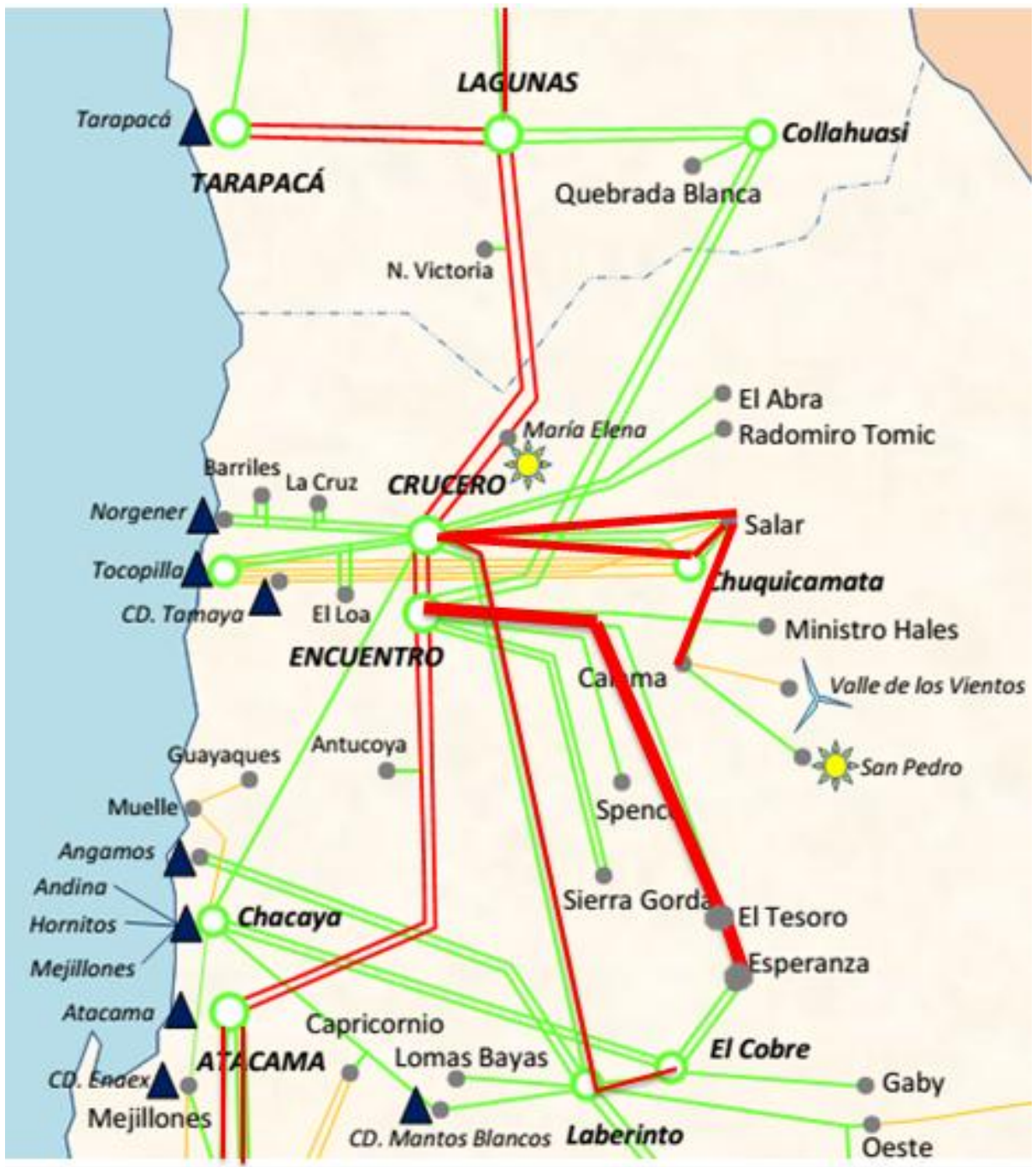


Figura 19: Sistema de Transmisión Troncal SING – Res. Exenta N°616.
Fuente: Elaboración Propia

6.2.6 Plan de Expansión Sistema Troncal 2016

Desde el punto de vista de los objetivos del presente trabajo de tesina, se identificaron las instalaciones de clientes libres troncalizadas que fueran inmediatamente afectadas por planes de expansión ya sea mediante obras nuevas o ampliación para los siguientes doce meses. Lo anterior, con el objetivo de posteriormente identificar los impactos técnicos, económicos y legales entre otros, de los planes de expansión sobre los clientes libre dueños de las líneas troncalizadas.

Para el caso del SIC, el plan de expansión consideraba una obra relacionada con la única línea de cliente libre que fue troncalizada en dicho sistema, correspondiente al tramo Polpaico – El Llano de Codelco Andina, sin embargo la responsabilidad de la obra de expansión es asignada a Colbun.

Tabla 1: Plan de Expansión Sistema Troncal SIC – Obras de Ampliación

N°	Fecha Estimada de Entrada en Operación	Plazo Constructivo	Proyecto	VI Referencial miles de US\$	COMA Referencial miles de US\$	Responsable	Construcción
1	Oct-2018	24 meses	Normalización en S/E Diego de Almagro 220 kV	1.808	29	Eletrans S.A.	Inmediata
2	Abr-2019	30 meses	Seccionamiento de la Línea 2x220 kV Cardones – Carrera Pinto – Diego de Almagro y Cambio de configuración en S/E San Andrés 220 kV	10.917	175	San Andrés	Inmediata
3	Oct-2018	24 meses	Normalización en S/E Pan de Azúcar 220 kV	4.777	76	Transelec S.A.	Inmediata
4	Oct-2018	24 meses	Seccionamiento del segundo circuito de la línea Pan de Azúcar - Las Palmas 2x220 kV en S/E Don Goyo	8.074	129	Parque Eólico El Arrayán	Inmediata
5	Oct-2018	24 meses	Seccionamiento del primer circuito de la línea Pan de Azúcar - Las Palmas 2x220 kV en S/E La Cebada	7.366	118	Parque Eólico Los Cururos	Inmediata
6	Jun-2019	32 meses	S/E Seccionadora El Llano 220 kV, Normalización paño J12 en S/E Polpaico 220 kV y Normalización en S/E Los Maquis 220 kV	23.411	375	Colbún S.A.	Inmediata

Figura 20: Extracto de Plan de Expansión SIC.

Fuente: CNE

Por otra parte en el SING inicialmente tres obras de ampliación estaban relacionadas con dos de las líneas de clientes libres troncalizadas pertenecientes a Minera Centinela (Antofagasta Minerals).

Tabla 3: Plan de Expansión Sistema Troncal SING – Obras de Ampliación

N°	Fecha Estimada de Puesta en Servicio	Plazo Constructivo	Proyecto	VI Referencial miles de US\$	COMA Referencial miles de US\$	Responsable	Construcción
1	Jul-2018	24 meses	Ampliación y cambio de configuración en S/E Parinacota 220 kV	7.452	119	Transemel	Inmediata
2	Jul-2018	24 meses	Ampliación y cambio de configuración en S/E Cóndores 220 kV	8.215	131	Transemel	Inmediata
3	Jul-2018	24 meses	Ampliación y cambio de configuración en S/E Pozo Almonte 220 kV	13.837	221	E-CL	Inmediata
4	Jul-2018	24 meses	Seccionamiento del segundo circuito Lagunas – Crucero 2x220 kV en S/E María Elena	4.941	79	SunEdison	Inmediata
5	Jul-2018	24 meses	Nueva S/E Seccionadora Quillagua 220 kV	18.044	289	Transelec S.A.	Inmediata
6	Jul-2018	24 meses	Cambio de configuración en S/E El Tesoro 220 kV	10.502	168	Minera El Tesoro	Inmediata
7	Jul-2018	24 meses	Cambio de configuración en S/E Esperanza 220 kV	6.481	104	Minera Esperanza	Inmediata
8	Ene-2018	18 meses	Cambios de TTCC Líneas 1x220 kV Encuentro – El Tesoro y El Tesoro – Esperanza	460	7	Minera El Tesoro - Minera Esperanza	Inmediata
9	Jul-2018	24 meses	Normalización en S/E Laberinto 220 kV	4.466	71	Aes Gener	Inmediata
10	Jul-2018	24 meses	Normalización en S/E El Cobre 220 kV	1.823	29	E-CL	Inmediata
11	Jul-2018	24 meses	Nueva S/E Seccionadora Antucoya 220 kV	14.465	231	Transelec S.A.	Inmediata

Figura 21: Tabla de Plan de Expansión SING.
Fuente: CNE

La compañía minera ingreso un recurso de revisión extraordinario contra la resolución exenta N°615 del 2015 señalando que existían antecedentes sustanciales para el asunto en resolución que debían ser debidamente revisados por la CNE. Finalmente las obras fueron eliminadas del plan de expansión del año 2016 según resolución exenta N°46 del 2016.

Más adelante en este trabajo se analizará el impacto de dichas obras sobre el cliente libre que llevaron a esta determinación de presentación de recurso de revisión extraordinario contra la resolución exenta inicial.

6.2.7 Análisis y síntesis de resultados obtenidos

Entre los principales resultados de la investigación del tercer proceso de tarificación troncal periodo 2016-2019 se encuentran:

- El tercer proceso de tarificación troncal no fue un proceso limpio y ordenado desde el punto de vista de los coordinados.
- Si bien existieron instancias de participación pública, la contratación de un consultor adicional que aportó resultados no conocidos por los coordinados para la revisión del informe técnico por la CNE impacto en gran manera la transparencia del proceso.

- De acuerdo a la investigación de las discrepancias y el dictamen del panel de experto respecto a estas, las modificaciones de última hora realizadas por la CNE sobre la calificación del STT carecieron de sustento técnico y normativo.
- En base a las discrepancias presentadas, se observa que: o las posturas de los clientes libres respecto a la troncalización de sus instalaciones son distintas debido a visiones estratégicas diferentes o existen diferencias estructurales entre estas respecto a la capacidad de dar respuesta en tiempo y forma respecto a las instancias de comunicación o requerimientos con la autoridad regulatoria.
- En particular llama la atención que tanto el tramo Encuentro-Collahuasi como los tramos Encuentro – Tesoro, Tesoro – Esperanza y Esperanza – El cobre no cumplían plenamente con todas las características definidas según el artículo 74 de la LGSE. Sobre todo en lo relacionado al punto c) respecto a la que los flujos no sean determinados por motivo de un solo consumo, sin embargo Minera Centinela (Fusión de Minera el Tesoro y Minera Esperanza) no presentó discrepancia en el panel de experto quedando al árbitro de una discrepancia presentada por un tercero, que no cuenta con el pleno conocimiento de sus instalaciones.

La resolución Exenta N°616 del año 2015 emitida por la CNE fijó el plan de expansión del sistema de transmisión troncal para los doce meses siguientes, sin embargo dicho documento al igual que el ETT no estuvo exento correcciones que tuvieron que ser realizadas por la CNE, para finalmente emitir la resolución N° 46 del año 2016 aprobando un nuevo plan con modificaciones.

Entre las modificaciones realizadas al plan de expansión llama particularmente la atención las realizadas en base a el recurso de extraordinario de revisión ingresado por minera centinela en contra de Resolución Exenta CNE N° 615 de 2015, que Aprueba "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal. Período 2015-2016", donde dicho cliente libre señala la "aparición" de información sustancial para la resolución del asunto.

7 IDENTIFICACIÓN DE LINEAS TRONCALIZADAS DE CLIENTES LIBRES

Como resultado del tercer proceso de tarificación troncal correspondiente al periodo 2016-2019 cinco clientes libres pertenecientes a la industria minera tuvieron instalaciones de su propiedad troncalizadas: Minera Escondida (BHP Billiton), Codelco Andina y Codelco Chuquicamata (Codelco Chile), Minera Tesoro, Minera Esperanza y Zaldivar (Antofagasta Minerals)

Propietarios SIC y SING	VI TOTAL TRONCAL	AVI TOTAL TRONCAL	COMA TOTAL TRONCAL	VATT TOTAL TRONCAL
Codelco Andina	7.136.684	722.645	111.750	834.395
Codelco Chile	18.653.704	1.922.964	505.888	2.428.852
M Escondida	67.527.758	6.864.921	1.336.845	8.201.765
M Zaldivar	38.009.753	3.838.770	642.376	4.481.146
M. El Tesoro	22.913.939	2.331.141	480.834	2.811.976
M. Esperanza	6.273.301	650.278	139.854	790.133

Tabla 3: Clientes Libres con instalaciones troncalizadas.

Fuente: Elaboración Propia

7.1 ANALISIS DE LAS LINEAS TRONCALIZADAS

Es importante señalar que la tabla anterior se refiere a instalaciones troncalizadas, por lo cual perfectamente un cliente libre podría no ser dueño de una línea de transmisión pero aparecer con instalaciones troncalizadas y asimismo remuneración asignada, ya que los equipos relacionados con subestaciones de 220 KV como transformadores, interruptores, transformadores de corriente y otros, también son remunerados de acuerdo a la ley vigente.

En ese sentido, para efectos de los objetivos planteados es importante analizar la propiedad de las líneas troncalizadas que como será evidenciado más adelante no siempre son de un solo propietario.

7.1.1 LINEA POLPAICO – EL LLANO

La línea Polpaico- EL llano 220 KV pertenece al SIC, anterior al decreto 23T correspondía a una línea adicional dedicada al suministro de energía eléctrica a Codelco Andina, en particular esta línea corresponde a un circuito del tramo de línea Polpaico – Los Maquis 2x220 KV. En el tramo Polpaico – El Llano las estructuras y servidumbres son de propiedad de Codelco y son compartidas con el circuito Polpaico – Los Maquis de propiedad de Colbun.

Tanto la SE Polpaico (Transelec) como la SE El Llano (Colbun) no son de propiedad de Codelco Andina por lo que debiesen existir contratos de arriendo de uso de terrenos y paños entre Codelco y los propietarios.

Adicionalmente si alguna obra de ampliación fuese instruida sobre estas instalaciones lo más probable es que sean de responsabilidad de ejecución de alguno de los propietarios de las SE en los extremos.

La siguiente figura ilustra la línea Polpaico - El Llano

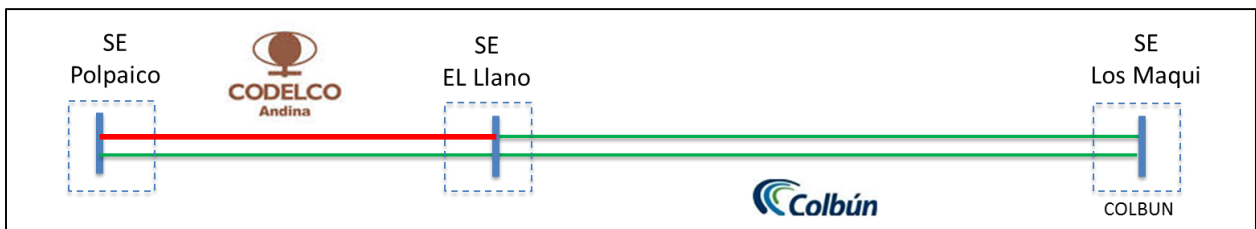


Figura 22: Línea Polpaico – El Llano.

Fuente: Elaboración Propia

7.1.2 LINEA CRUCERO – LABERINTO

La línea Crucero – El laberinto 2 x220 KV pertenece al SING y fue puesta en servicio en año 1994, anterior al decreto 23T correspondía a una línea adicional dedicada al suministro de energía eléctrica a Minera Zaldívar y Minera Escondida, en particular esta línea troncalizada corresponde a un tramo de línea Crucero – Zaldivar 2x220KV que en sus orígenes no tenía SE intermedias en todo su recorrido. Las estructuras y servidumbres son copropiedad de Zaldívar y Escondida, sin embargo cada minera es dueña único en lo que se refiere a las líneas de cada circuito.

Tanto la SE Crucero (E-CL) como la SE Laberinto (AES Gener) no son de propiedad de ninguna de las mineras por lo que debiesen existir contratos de arriendo de uso de terrenos y paños entre estas y las empresas propietarias.

Debido a lo antiguo de estas líneas fue posible identificar mediante la investigación sobre las comunicaciones del CDEC-SING la existencia de un contrato de arriendo entre AES Gener y Zaldivar. En particular desde el año 2011 estas líneas son parte del balance de transferencia de potencia y energía del sistema, siendo asignados ingresos tarifarios (IT) a los dueños de estas. En una de dichas comunicaciones AES Gener señala ser propietario de dichos ingresos en un 54% debido a la existencia del contrato de arriendo mencionado, el cual probablemente deberá ser modificado tras el decreto 23T en orden de evitar doble pagos por instalaciones del STT.

Adicionalmente si alguna obra de ampliación fuese instruida sobre estas instalaciones lo más probable es que sean de responsabilidad de ejecución de alguno de los propietarios de las SE en los extremos.

La siguiente figura ilustra la línea Crucero - Laberinto en mapa y esquemáticamente

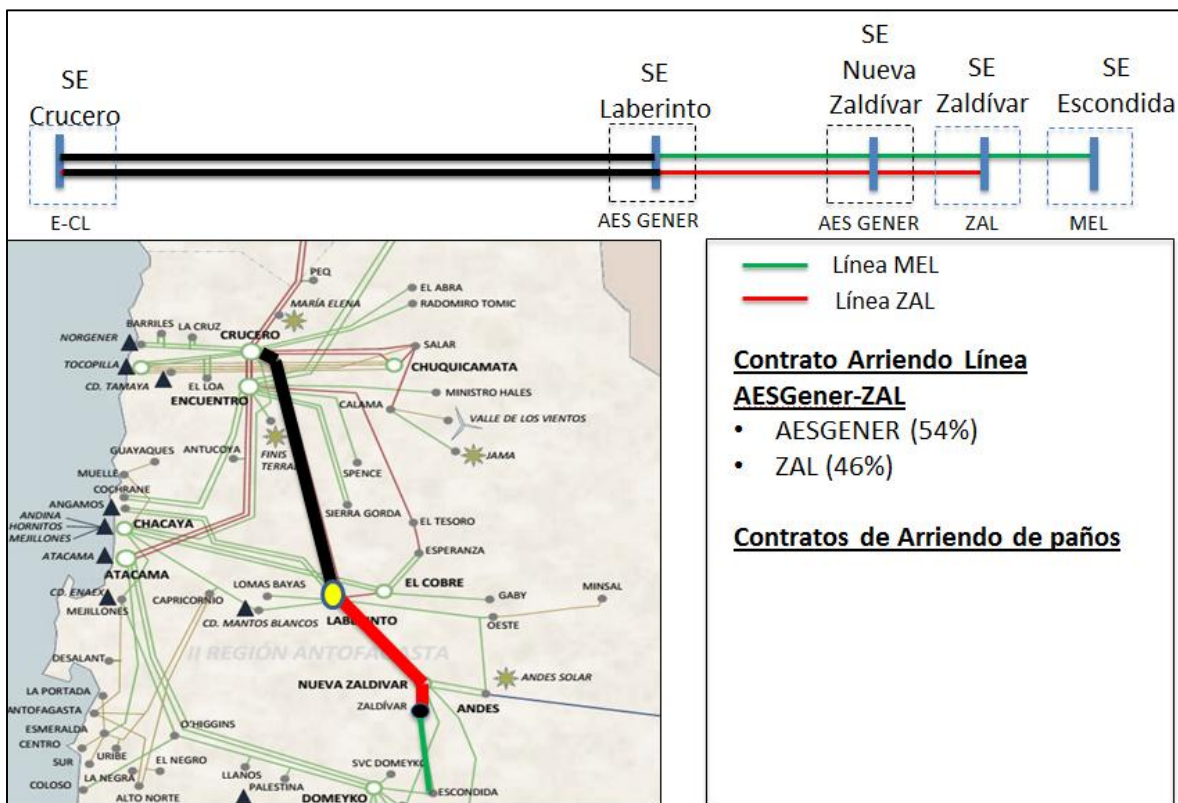


Figura 23: Línea Crucero – Laberinto.
Fuente: Elaboración Propia

7.1.3 LINEA CRUCERO - SALAR, LINEA CRUCERO – CHUQUICAMATA, LINEA CHUQUICAMATA - SALAR

Las líneas Crucero – Salar 220 KV, Salar – Calama 220 KV, Salar – Chuquicamata 220 KV pertenecen al SING, estas deben ser analizadas en su conjunto debido a la particular interacción existente entre estas y el sistema desde el punto de vista operativo y también de propiedad. Para mejor entendimiento de esto es necesario visualizar tanto en mapa como esquemáticamente la ubicación de estas en el SING, ver figura 24 a continuación.

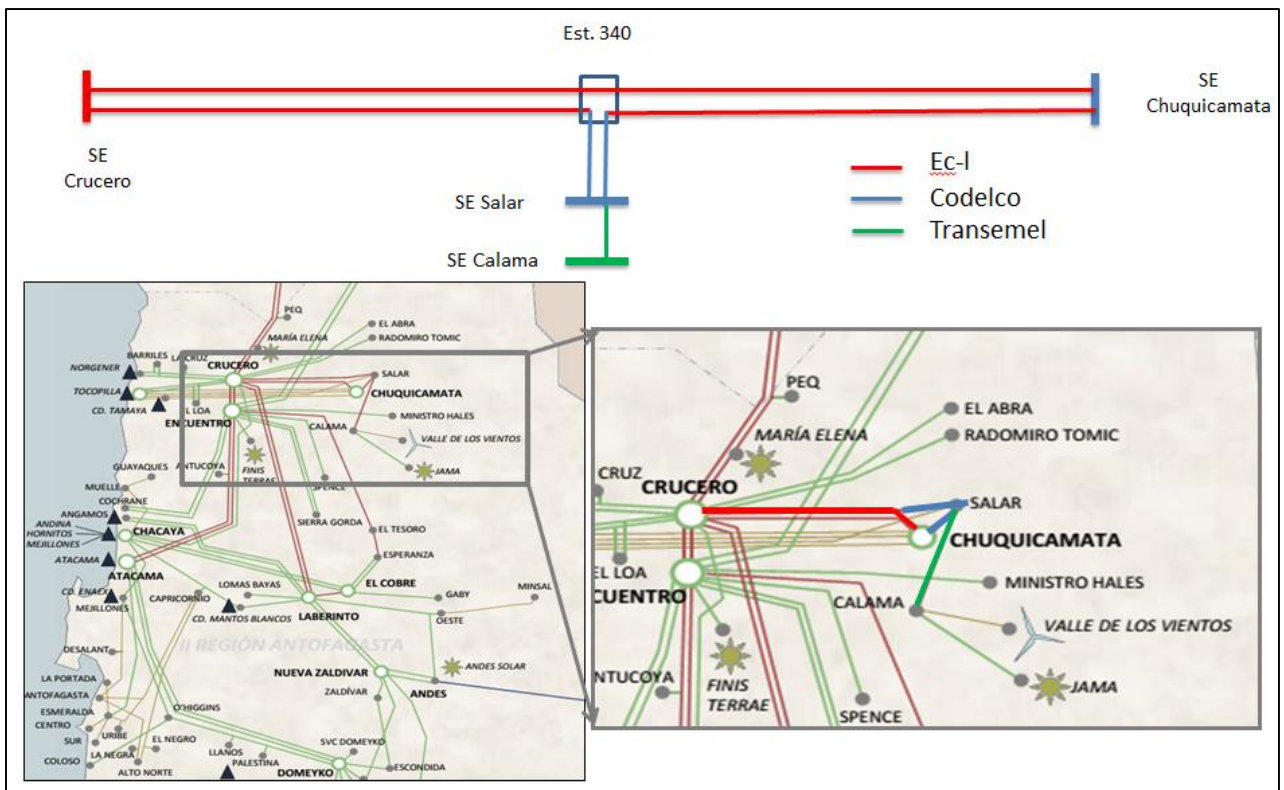


Figura 24: Línea Crucero – Salar, Línea Salar-Calama, Línea Salar - Chuquicamata.
Fuente: Elaboración Propia

Anterior al decreto 23T las tres líneas estaban calificadas como transmisión adicional, y tal como fue evidenciado en el capítulo 6, las tres líneas nunca fueron consideradas dentro de los estudios realizados por el consultor LGSE, consultor CNE e informe técnico revisado de la CNE, sin embargo la discrepancia realizada por la empresa valle de los vientos, la cual actualmente inyecta su energía al sistema a través de la SE Calama, resultó en un dictamen inédito del Panel de expertos que decidió a favor de la troncalización, sin embargo dicha decisión implicó que la CNE tuviera que en su

última versión del informe técnico y sin derecho a discrepancia calificar como troncal por concepto de continuidad las líneas Crucero – Salar y Salar- Chuquicamata.

Cabe señalar que la SE Calama actualmente constituye un nodo de inyección de generación renovable importante con dos proyectos conectados: Valle de los Vientos (Eólico) y Jama (Solar), además SE Calama entrega suministro de energía a clientes regulados de la ciudad con capacidad N desde el punto de vista de seguridad de suministro.

Desde el punto de vista de la propiedad, en las tres líneas e instalaciones participan E-CL, Codelco y Transemel, llama la atención la particular distribución de propiedad donde desde la estructura 340, tanto la Línea Crucero – Salar como Chuquicamata – Salar son de propiedad de Codelco.

En la siguiente tabla es posible identificar tanto la propiedad de las líneas como la distribución de ingresos según el decreto 23T para las líneas e instalaciones.

Línea	Propietario	VI US\$	AVI US\$	COMA US\$
Salar-Calama	TRANSEMEL	10.123.610	1.039.681	225.235
Crucero-Salar	E-CL/CodelcoChile	19.756.038	2.010.277	381.008
Crucero-Chuquicamata	E-CL	16.867.255	1.718.835	488.448
Chuquicamata-Salar	E-CL/CodelcoChile	9.247.148	952.419	238.796

Tabla 4: Distribución de Propiedad y VATT Líneas Crucero-Salar, Salar-Calama, Salar- Chuquicamata.
Fuente: Elaboración Propia

En particular, si obras de ampliación fuesen solicitadas sobre estas instalaciones probablemente Codelco sea el responsable de algunas las obras asignadas que además deberían ser coordinadas y licitadas conjuntamente con los demás propietarios.

Dado que Codelco es el dueño de las Subestaciones involucradas sobre sus líneas e incluso también otras líneas, es probable que actualmente existan contratos de arriendo por uso de terreno y paños a favor de Codelco.

7.1.4 LINEA ENCUENTRO- TESORO, LINEA TESORO- ESPERANZA

Las líneas Encuentro – Tesoro 220 KV y Tesoro – Esperanza 220 KV pertenecen al SING, estas deben ser analizadas en su conjunto debido a la particular interacción existente entre estas incluso desde su construcción. La línea Encuentro -Tesoro fue puesta en servicio el año 96, con el objetivo de entregar suministro a Minera El tesoro, propiedad de Antofagasta Minerals, en el año 2008 en el contexto de la construcción del Proyecto Minera Esperanza, también propiedad de Antofagasta Minerals, se construye la línea Tesoro – Esperanza con el objetivo de suministrar energía al proyecto en cuanto la línea El Cobre – Esperanza 2x220 KV terminaba su construcción. De esta manera la línea Tesoro – Esperanza fue utilizada como una línea radial para alimentar el proyecto Esperanza en su fase de construcción y pruebas pero no operación. Ya en operación ambas mineras y en el contexto de proyectos mineros futuros en el sector tanto por la autoridad regulatoria como por Antofagasta Minerals es comenzado a evaluar una posible operación anillada mediante el cierre permanente de la línea Tesoro – Esperanza (actualmente no se opera anillado). Cabe señalar también que durante el año 2014 ambas mineras se fusionaron creando Minera Centinela, lo cual es relevante como antecedente respecto a la troncalización ya que los flujos en las líneas en rigor son responsabilidad de un único consumo o cliente. A pesar de lo anterior y sin haber sido consideradas en los informes del consultor LGSE y Consultor CNE, las tres líneas relacionadas a Minera Centinela fueron calificadas en el como troncal por la CNE en su informe técnico revisado, para luego gracias a una discrepancia de AESGener por la inclusión de estas al sistema troncal, el panel de expertos dictaminó que la línea El Cobre-Esperanza fuera excluida de la calificación troncal del SING.

Finalmente ambas líneas troncalizadas en el decreto 23 T representan exactamente la misma condición discrepada por Collahuasi en un su tramo de línea Encuentro – Collahuasi.

La propiedad de SE encuentro pertenece a Transelec y probablemente exista un contrato de arriendo por uso de instalaciones entre Minera Centinela y Transelec. Desde el punto de vista de la SE Tesoro, propiedad de Minera Centinela, cualquier ampliación propuesta por el regulador en dicha Sub estación debería ser

responsabilidad de la minera y debidamente coordinada con los dueños de las subestaciones extremas, incluyendo SE el Cobre.

En la figura 25 es posible observar la conformación del anillo en el SING que genera la operación cerrada permanente de las tres líneas propiedad de minera centinela.

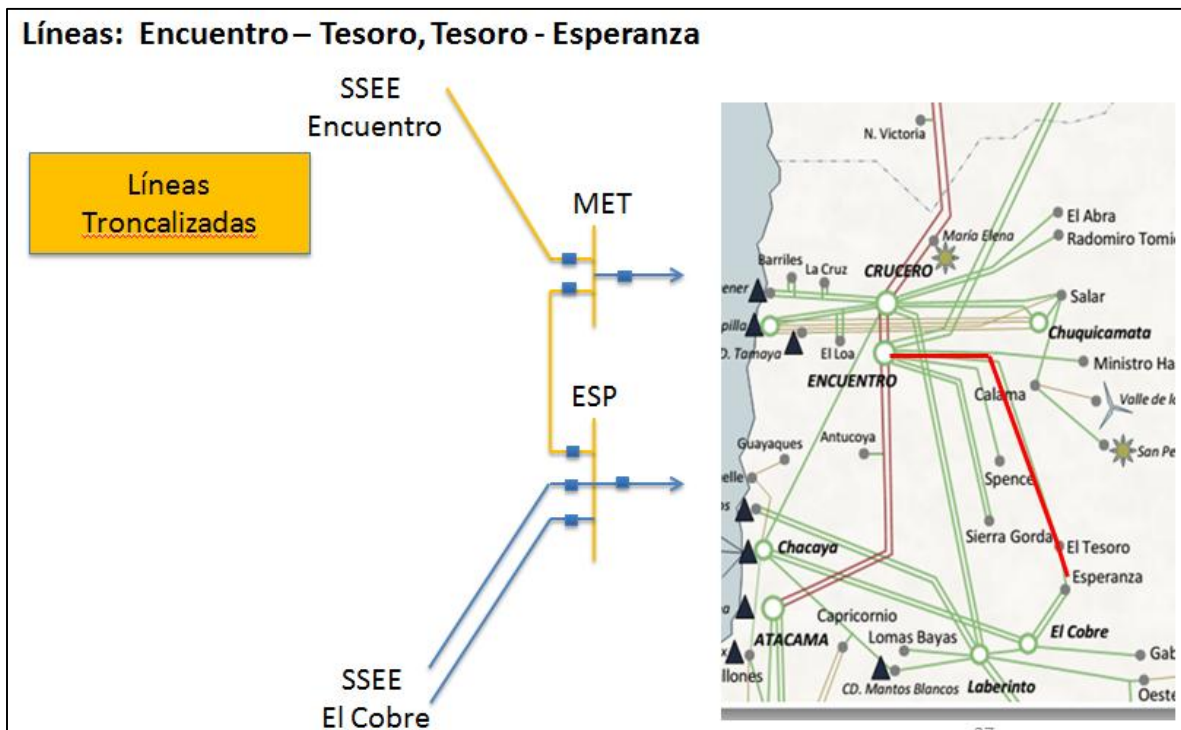


Figura 25: Línea Encuentro – Tesoro, Línea Tesoro- Esperanza,
Fuente: Elaboración Propia

8 IMPACTOS TRANSVERSALES A CLIENTES LIBRES CON LINEAS TRONCALIZADAS

8.1 ALCANCES DE LA CALIFICACIÓN TRONCAL PARA CLIENTES LIBRES

La eventual calificación troncal de las líneas de un cliente libre, que previo al decreto 23T corresponden a transmisión adicional, sin duda representa un cambio relevante para este. A continuación se aborda el análisis de los alcances que tendría, para un cliente libre, el cambio en la calificación de instalaciones de su propiedad.

8.1 CONSTITUCION DE GIRO DE TRANSMISION

En el artículo 7° de la LGSE se señalan las obligaciones del punto de vista constitutivo que debe cumplir las empresas propietarias de instalaciones del sistema de transmisión troncal.

Art. 7°: Es servicio público eléctrico el transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión. Las empresas operadoras o propietarias de los sistemas de transmisión troncal deberán estar constituidas como sociedades anónimas abiertas. Estas sociedades no podrán dedicarse, por sí, ni a través de personas naturales o jurídicas relacionadas, a actividades que comprendan en cualquier forma, el giro de generación o distribución de electricidad.

El desarrollo de otras actividades, que no comprendan las señaladas precedentemente, sólo podrán llevarlas a cabo a través de sociedades anónimas filiales o coligadas. La participación individual de empresas que operan en cualquier otro segmento del sistema eléctrico, o de los usuarios no sometidos a fijación de precios en el sistema de transmisión troncal, no podrá exceder, directa o indirectamente, del ocho por ciento del valor de inversión total del sistema de transmisión troncal. La participación conjunta de empresas generadoras, distribuidoras y del conjunto de los usuarios no sometidos a fijación de precios, en el sistema de transmisión troncal, no podrá exceder del cuarenta por ciento del valor de inversión total del sistema troncal. Estas limitaciones a la propiedad se extienden a grupos empresariales o personas jurídicas o naturales que formen parte de empresas de transmisión o que tengan acuerdos de actuación conjunta con las empresas transmisoras, generadoras y distribuidoras.

Los propietarios de las instalaciones construidas con anterioridad a que sean definidas como pertenecientes al sistema troncal de acuerdo al artículo 74, podrán mantener la propiedad de dichas instalaciones. Respecto de ellos no se aplicarán los límites de propiedad establecidos en el inciso anterior, pudiendo sobrepasar los porcentajes del ocho y cuarenta ya señalados. Sin perjuicio de lo anterior, las instalaciones que se encuentren en esta situación deberán ser consideradas en el cómputo del límite del 40% señalado en el inciso anterior.

En todo caso, los propietarios de dichas instalaciones deberán constituir sociedades de giro de transmisión en el plazo de un año, contado desde la publicación del decreto que declara la respectiva línea o instalación como troncal, y no podrán participar en la propiedad de ninguna ampliación del sistema troncal respectivo.

En resumen, los propietarios de instalaciones que antes de un proceso de tarificación troncal no eran parte del STT, pueden mantenerse como propietarios de dichos activos sin embargo el artículo 7° de la LGSE menciona la necesidad de:

- a) La empresa deber ser una sociedad anónima abierta
- b) La empresa debe al cabo de un año constituir sociedades con giro de transmisión
- c) No podrá participar en la propiedad de ninguna ampliación del sistema troncal respectivo.

En particular este último punto resulta llamativo y en contraposición con el reciente actuar de la CNE, dado que a minera centinela ha sido considerada en el reciente plan de expansión anual del sistema troncal con una obra de ampliación que evidentemente será de su propiedad.

Lo anterior significa que el reciente actuar de la CNE es al menos incongruente con la ley vigente.

8.2 REQUERIMIENTOS SEGÚN NTSyCS y AMPLIACIÓN DE INSTALACIONES SEGÚN PLANES DE EXPANSION ANUAL

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) no establece requerimientos o condicionantes especiales para instalaciones de transmisión según su calificación (troncal, subtransmisión o adicional), sino solo existen diferenciaciones respecto del nivel de tensión de las mismas, por lo que, desde el punto de vista técnico, para el caso de las instalaciones de Clientes Libres el eventual cambio de calificación (adicional → troncal) no implicaría nuevas exigencias a las que ya debería estar cumpliendo.

Sin embargo la realidad es que el cumplimiento de la NTSyCS en clientes libres es más bajo que el de empresas transmisoras o generadoras donde el Core del negocio está directamente relacionado con el rubro eléctrico y la constante coordinación con el CDEC correspondiente. En este sentido si bien el cambio de calificación no genera mayores obligaciones si podría generar mayor exposición.

Adicionalmente, las constantes actualizaciones observadas últimamente en la norma técnica ocasionan que los coordinados deban cumplir requerimientos distintos, y en general más exigentes, para los cuales fueron diseñados originalmente. Esto en algunos casos ha implicado que los diseños implementados sean insuficientes bajo las nuevas versiones de la Norma Técnica, ocasionando costos de inversión que no se tenían contemplados y que en general no son reembolsados, a menos que entren en la categoría de Servicios Complementarios. De acuerdo a la normativa vigente, los coordinados tienen un plazo máximo de 30 meses para realizar las adecuaciones que les permitan incorporar los nuevos requerimientos normativos que correspondan.

Esta mayor exposición por la responsabilidad de prestar un servicio que es remunerado por el sistema completo podría acelerar los planes de mejoramiento contemplados por los clientes libres, que en general dependían directamente de las priorizaciones que se realizan internamente de las compañías, donde compiten proyectos orientados a cumplimiento normativo versus proyectos orientados a mayor producción o eficiencia.

El nivel de complejidad de las normalizaciones necesarias son directamente proporcionales a la antigüedad de las instalaciones y el propósito original para el cual fueron consideradas. Por ejemplo, la línea Tesoro- Esperanza construida con un propósito de alimentación radial, hoy es asumida por el sistema como la línea que cierra un anillo en 220 KV que le entrega mayor estabilidad al sistema, por lo que inmediatamente en el plan de expansión posterior al decreto 23T se solicitó aumento de capacidad de sus transformadores de corriente y además equipos con orientados a sincronización y actualización para Bi-direccionalidad de los flujos.

Cabe recordar que la ampliación de sistemas troncales, no es reconocida para efectos del VATT y la respectiva remuneración, salvo que esta sea determinada por la

autoridad en el contexto del proceso cuadrienal de fijación tarifaria, o bien, en el marco de la revisión anual de los planes de expansión troncal.

En este mismo sentido, se debe recalcar entonces que si producto de una definición de la autoridad (mediante decreto) se estableciere que es necesaria algún tipo de una ampliación en los tramos troncales de propiedad de un cliente libre, esta no podría oponerse a acatar aquella instrucción siéndole obligatorio realizar entonces las inversiones requeridas, las que serían remuneradas luego mediante el pago del correspondiente VATT, lo cual es contradictoria de acuerdo al punto 8.1 de este mismo capítulo respecto a que la ley señala que un propietario de instalaciones troncales no podrá participar de las ampliaciones futuras.

8.3 CARGA ADMINISTRATIVA POR FACTURACION ENTRE EMPRESAS TX

Un sobrecosto indirecto que podría verse obligado a asumir un cliente libre como propietario de instalaciones troncales está relacionado con las obligaciones administrativas provenientes de la participación en el balance de transferencia económica de cada CDEC. Sin embargo dicha obligación que pudiera resultar en contratación de personal dedicado a estas materias resulta marginal respecto a beneficio económico proveniente de la remuneración del VATT.

A continuación se detalla a modo de ejemplo las obligaciones administrativas en tiempo y forma que exige unos de los procedimientos de las direcciones de peajes, en este caso el del CDEC-SING.

Mediante la Resolución Exenta N°171 del 9 de abril de 2015, la CNE aprobó el Procedimiento de la Dirección de Peajes (DP) del CDEC-SING respecto de la valorización de transferencias económicas , dicho procedimiento señala:

La DP elaborará mensualmente el informe de valorización de transferencia económicas (IVT), el que contendrá, para el mes en que ocurrieron las transferencias, la siguiente información en el ámbito de transmisión:

- Los ingresos tarifarios por tramo de energía y potencia de los propietarios del sistema de transmisión que corresponda calcular en cada tramo del sistema de transmisión.
- Los montos de ingresos tarifarios por tramo a facturar por las empresas transmisoras a las empresas generadoras que hayan recaudado los respectivos ingresos tarifarios por tramo en los balances de energía o potencia, según corresponda.

La valorización de las transferencias entre empresas generadoras y el cálculo de los ingresos tarifarios por tramo serán realizados por la DP durante el mes siguiente a aquel en que ellas ocurran.

La DP publicará en el Sistema de Información del CDEC-SING el IVT en carácter de preliminar, a más tardar el octavo día hábil del mes siguiente e informará de dicha publicación a los Coordinados (Generadores, Transmisores y Clientes Libres).

Los Coordinados dispondrán de dos días hábiles para realizar observaciones, comentarios y aportar antecedentes al contenido del IVT en carácter de preliminar, las cuales deberán ser realizadas por escrito y dirigidas a la DP.

Una vez cumplido el plazo para presentar observaciones, la DP dispondrá de dos días hábiles para realizar el IVT con carácter de definitivo. De presentarse observaciones, la DP deberá considerarlas y resolverlas para la entrega del IVT en carácter de definitivo. En tanto, las observaciones que no sean aceptadas por la DP deberán ser justificadas. En ambos casos la DP indicará el tratamiento definitivo según corresponda. Junto con el IVT en carácter de definitivo la DP entregará un resumen de los cambios entre la versión preliminar y la versión definitiva.

La DP publicará en el Sistema de Información del CDEC-SING, el IVT en carácter de definitivo, a más tardar el duodécimo día hábil del mes e informará de dicha publicación a los Coordinados.

Durante el período que medie entre la entrega del IVT preliminar y el IVT definitivo, la DP podrá realizar correcciones si a su criterio fundamentado, dispone de nuevos

antecedentes que los considerados para la elaboración del IVT preliminar, lo que deberá señalar el IVT definitivo. En el caso que esta corrección sea posterior a la entrega del IVT definitivo, ésta deberá ser incluida en una facturación siguiente.

En caso de formularse correcciones a la información incluida en los IVT de períodos anteriores, la DP procederá a actualizar el respectivo IVT y realizar la reliquidación correspondiente, siempre que dichas correcciones se informen dentro de los 6 meses siguientes a la emisión del respectivo IVT definitivo.

De acuerdo con el IVT definitivo emitido por la DP, las empresas que participen en las transferencias económicas que resulten con saldos positivos o acreedores emitirán y presentarán antes de las 17:00 horas del día hábil siguiente a la recepción del IVT definitivo, las facturas correspondientes en las oficinas de las empresas que resulten con saldo negativo o deudor.

Si la entrega de la factura por parte de la empresa acreedora se hiciera con posterioridad a los plazos señalados, la empresa deudora podrá postergar el pago en el mismo número de días hábiles de atraso.

Las facturas referidas serán pagadas a las empresas con saldo positivo o acreedores, por las empresas que resulten con saldos negativos o deudores, antes de las 13:00 horas del día veintidós del mes siguiente a aquel que es objeto de facturación, o antes de las 13:00 horas del día hábil anterior si aquél no lo fuese.

Sin embargo, en todos los casos los acreedores dispondrán de un día hábil entre el día en que las empresas acreedoras emitan y presenten las facturas y el día de pago señalado en el párrafo anterior. Si en algún mes no se diera esta condición, la DP propondrá a las empresas una adecuación del calendario para que lo anterior se cumpla.

Los pagos se harán en las oficinas de la empresa deudora en dinero efectivo, vale vista bancario o cheque girado contra la oficina de un banco ubicada en la ciudad de Santiago, o bien, en otra forma si así lo acordase el deudor con la empresa acreedora.

Las facturas que no sean pagadas en las fechas indicadas, devengarán a favor de la entidad acreedora el interés que se establece en el Procedimiento DP “Pagos por Reliquidación y Cálculo de Intereses”.

8.4 FINANCIAMIENTO DE FUTUROS ETT

Uno de los sobrecostos que debería asumir un cliente libre como propietario de instalaciones troncales es la participación en el financiamiento del ETT cada 4 años. En la actualidad los clientes libres ya participan de tal financiamiento en su condición de “coordinados” con una prorrata muy pequeña. A modo de referencia, el más reciente ETT tuvo un costo de 685 Millones de Pesos, de los cuales los clientes libres les correspondió financiar el 6,5%. Según el Decreto 233/2004, que fija el reglamento para el financiamiento del ETT, las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y clientes libres de cada sistema (los “participantes”) deben concurrir al pago del ETT en la proporción que les corresponda a cada uno en la suma global facturada por concepto de pagos y cobros de peajes efectuados en el sistema interconectado que integren en el período de 12 meses anteriores al mes en que la DP del respectivo CDEC informe a la CNE la determinación de tales proporciones.

En el caso de los generadores aquella prorrata se determina solo en base a los pagos de peajes de inyección (no de retiros); para el caso de los transmisores el cálculo debe considerar los cobros efectuados a los generadores por concepto de “peaje unitario” y “peaje de inyección”; respecto de las distribuidoras se deberá considerar el “cargo único” facturado a sus clientes regulados; y para los clientes libres su participación en la prorrata se define en base a los pagos efectuados tanto por “cargo único” o por “peaje unitario”, según proceda.

En consecuencia, y siguiendo con la referencia del financiamiento del más reciente ETT, al grupo de las distribuidoras les tocó aportar el 12,8%, al segmento de generadores les correspondió una prorrata de 29,3% y al segmento de transmisoras le correspondió asumir el 51,4%.

En definitiva, si bien todo esto puede significar un costo extra para los clientes libres, estos debiesen ser de baja incidencia en el contexto de los ingresos que debieran recibir producto del pago del VATT de sus instalaciones.

8.5 FINANCIAMIENTO CDEC

Otro de los costos que un cliente libre, ahora como propietario de instalaciones troncales, podría tener que asumir es la participación en el financiamiento del CDEC-SING. Actualmente un cliente libre participa de tal financiamiento en su condición de “coordinado” y “propietario de instalaciones de transmisión adicional”, con una prorrata relativamente pequeña. A modo de referencia, el informe de prorrata de financiamiento de presupuesto 2015 del CDEC-SING establece un costo total a distribuir de \$8.038.439.485. Ahora bien, en la práctica, dado que solo se estaría cambiando la calificación de algunas líneas de adicional a troncal (físicamente no se están agregando nuevas líneas) la participación de cada cliente libre en la prorrata de los transmisores no debiese experimentar mayores cambios, ya que en el ámbito de estas prorratas no existe una diferenciación entre transmisores troncales, subtransmisores o transmisores adicionales. Cabe recordar que el financiamiento de cada CDEC se distribuye en 50% por parte de los generadores, 40% por parte del conjunto de transmisores y 10% que deben aportar los clientes libres.

En el caso de los generadores el porcentaje que les corresponde (50%) debe ser financiado a prorrata de los ingresos anuales percibidos por ventas de energía y potencia (de aquel 50% que les toca el 30% debe ser financiado por los generadores menores a 200 MW y el 70% restante por los generadores de 200 MW o más de capacidad instalada). En el caso de los transmisores, el financiamiento debe ser a prorrata de la valorización anual de las respectivas instalaciones (troncal, subtransmisión o adicional). En el caso de los clientes libres la prorrata se define en base a la energía consumida anualmente.

Así entonces, en el caso de clientes libres donde la valorización de las instalaciones ahora troncales pudiere (eventualmente) ser algo mayor a la considerada anteriormente para esas mismas instalaciones como adicionales, no debiese representar cambios sustantivos en la prorrata de financiamiento dentro del segmento de transmisión, por lo que lo esperable serían solo cambios marginales en la participación de los clientes libres en el mencionado financiamiento del CDEC.

8.6 REGIMEN DE ACCESO DE LOS SISTEMAS TRONCALES

Según el art. 77° de la LGSE las instalaciones troncales están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración que corresponda (peaje). En este mismo sentido, los propietarios de instalaciones troncales y de subtransmisión no podrán negar el acceso al servicio de transporte o transmisión a ningún interesado por motivos de capacidad técnica, sin perjuicio de que, en virtud de las facultades que la ley o el reglamento le otorguen al CDEC para la operación coordinada del sistema eléctrico, se limiten las inyecciones o retiros sin discriminar a los usuarios. Según lo anterior entonces, por ejemplo cualquier usuario (generador o consumidor) puede solicitar conectarse a una instalación calificada como troncal, a lo cual el respectivo propietario no puede oponerse, debiendo compartirse la capacidad de transmisión disponible.

Cabe señalar que en el caso de las instalaciones de transmisión adicional, sólo están sometidas al régimen de acceso abierto aquellas líneas que hagan uso de servidumbres otorgadas por la autoridad y las que usen bienes nacionales de uso público en su trazado. Por lo tanto, los propietarios de sistemas adicionales sometidos a régimen de acceso abierto no pueden negar el servicio a ningún interesado cuando existe capacidad técnica de transmisión determinada por el CDEC, independientemente de la capacidad contratada.

En definitiva, el real impacto sobre un cliente libre en lo que se refiere al régimen de acceso de los sistemas troncales, dependerá de la situación anterior de estas respecto a si utilizan servidumbres otorgadas por la autoridad o usen bienes nacionales de uso público en su trazado y principalmente en el caso de clientes mineros a los proyectos futuros que pudiesen tener considerados en sectores aledaños a sus ya actuales operaciones y que tenían considerado en su factibilidad la reserva de capacidad de transmisión asociada a alguna las líneas troncalizadas.

8.7 IMPACTO NETO ECONOMICO PARA PROPIETARIOS DE LINEAS TRONCALES (CLIENTES LIBRES)

8.7.1 Remuneración VATT para propietarios

Una de las características ventajosas que tiene para el propietario de una línea de transmisión el que esta sea calificada como de transmisión troncal, es la remuneración que recibiría de parte del sistema. Cabe recordar que la normativa vigente establece que los propietarios de instalaciones troncales tienen derecho a recibir como remuneración por el servicio que prestan, el VATT (Valor Anual de la Transmisión por Tramo), constituido por la suma de la Anualidad del Valor de Inversión (AVI) y el Costo de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA), valores que son definidos por CNE en el contexto de cada proceso de tarificación (cada 4 años). Es relevante puntualizar que en este caso aquella remuneración no es dependiente de la energía y potencia transitada por la respectiva línea (como ocurre con la subtransmisión), sino más bien corresponde a una “remuneración fija” (VATT con reajuste anual), la cual se consigue mediante el pago de peajes troncales por parte del conjunto de usuarios (de inyección y retiro según corresponda).

En la tabla N° 3 presentada en el capítulo 7 es posible visualizar los ingresos anuales esperados por VATT para cada propietario de cliente libre con líneas troncalizadas en el decreto 23T.

8.7.2 Aumento de peajes troncales de retiro para clientes libres

En general todos los clientes libres realizan los pagos de los peajes troncales asociados a sus retiros mediante cobro pass- through en las facturas de energía que le emiten las empresas generadoras. Con el decreto 23T el costo de la remuneración troncal fija del sistema VATT aumento del orden de 3 veces respecto al decreto 61, sin embargo el impacto real sobre cada cliente libre dependerá de su ubicación geográfica dentro del sistema respecto a lo que el área de influencia común (AIC) se refiere, como fue explicado en el capítulo 6 del presente trabajo.

Para efectos de ejemplificar lo anterior se realizó la comparación de los peajes troncales asociados a los retiros de clientes libres para el SING¹ entre el año 2015 (D61) y el año 2016 (D23T)², dado que en dicho sistema en los Informes de peajes de inyección y retiro, es posible identificar por barra y consumo los retiros realizados.

Ciente Libre	Año	Peajes Troncales x Retiro (CLP)	Peajes Troncales x Retiro (USD)	Impacto Decreto 23T	Diferencia por D23T (USD)
Minera Centinela	2015	39.692.838	61.066	1834%	1.058.856
	2016	727.949.505	1.119.922		
Zaldivar	2015	66.756.152	102.702	165%	67.198
	2016	110.434.569	169.899		
Escondida	2015	529.403.140	814.466	149%	396.381
	2016	787.050.781	1.210.847		
Codelco	2015	22.689.353	34.907	2616%	878.346
	2016	593.614.139	913.253		
Collahuasi	2015	2.483.728.082	3.821.120	95%	- 185.248
	2016	2.363.316.778	3.635.872		
Spence	2015	23.546.310	36.225	256%	56.679
	2016	60.387.335	92.904		
Antucoya	2015	6.875.807	10.578	169%	7.324
	2016	11.636.616	17.902		
Lomas Bayas	2015	14.926.979	22.965	489%	89.239
	2016	72.932.483	112.204		
RT	2015	7.596.960	11.688	489%	45.508
	2016	37.177.247	57.196		
Mall Plaza	2015	1.321.528	2.033	360%	5.293
	2016	4.762.083	7.326		
Cerro Colorado	2015	791.152.674	1.217.158	157%	694.680
	2016	1.242.694.602	1.911.838		
Sierra Gorda	2015	39.372.908	60.574	289%	114.242
	2016	113.630.014	174.815		
El Abra	2015	9.438.379	14.521	487%	56.183
	2016	45.957.052	70.703		
Pampa Camarones	2015	12.371.190	19.033	577%	90.825
	2016	71.407.495	109.858		
Promedio de aumento Peaje Retiro %				581%	
Ciente libre con líneas troncalizadas				Cientes libres sin líneas troncalizadas	

Tabla 5: Impacto D23T en peajes troncal de retiro para clientes libres

Fuente: Elaboración Propia con datos CDEC-SING

Tal como podemos ver en la tabla 5, el costo de peajes de transmisión troncal por retiro fue aumentado en un promedio de 581% (según la base muestral utilizada). Mall Plaza Calama, unos de los pocos clientes libres no mineros del SING tiene un aumento del 360%.

¹ En el SIC no es posible identificar directamente los retiros a los clientes regulados debido que la información que entrega el coordinador no es tan directa respecto a la asociación entre la barra de retiro y el cliente libre en particular troncalizado "Codelco Andina".

² Los meses restantes del año se calcularon como el promedio de los meses hasta junio 2016.

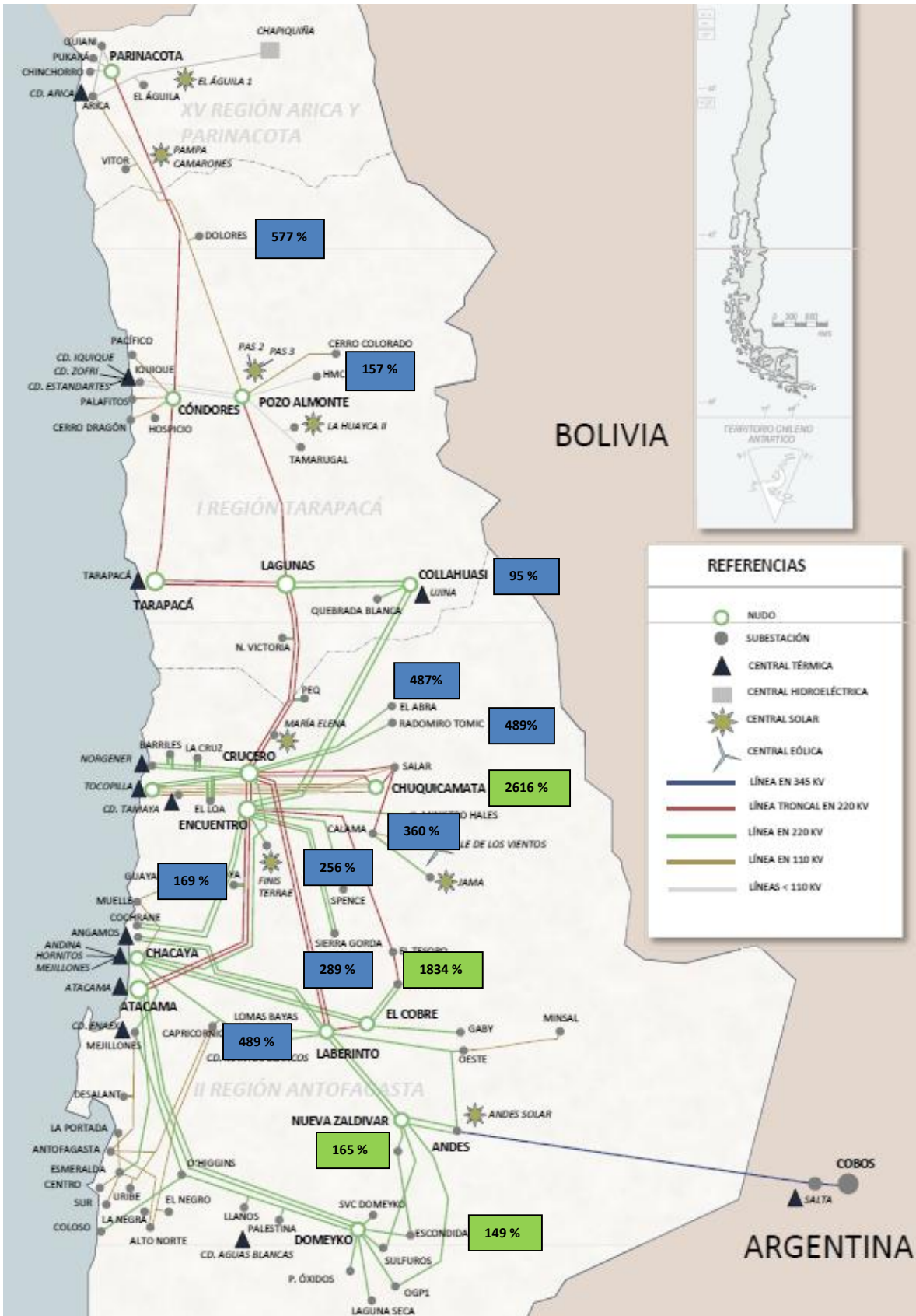


Figura 26: Mapa Impacto D23T en peajes troncal de retiro para clientes libres
Fuente: Elaboración Propia con datos CDEC-SING

8.7.3 Efecto Económico Neto sobre clientes troncalizados por decreto 23T

Para determinar el impacto económico neto sobre los clientes libres troncalizados es necesario identificar todos los efectos a favor y en contra que surgen para el cliente libre como causa del decreto 23T. En base a la investigación realizada en el capítulo 7 en cada línea y la investigación de las nuevas responsabilidades de las empresas dueñas de instalaciones pertenecientes al sistema troncal, es posible determinar los siguientes efectos transversales a favor y en contra desde un punto de vista económico:

- Eliminación de contratos de arriendo de uso de espacio físico e instalaciones en caso de líneas conectadas a subestaciones de terceros que fueron troncalizadas. Este hecho aplica incluso para clientes libres con líneas adicionales que estén conectadas en sus extremos en SE de propiedad de un tercero. De acuerdo a los antecedentes recopilados con empresas transmisoras este tipo de contratos promedia valores de 300 UF mensuales.
- Sobrecosto por Financiamiento CDEC
- Sobrecostos por Financiamiento ETT
- Sobrecosto de costo por carga administrativa
- Sobrecosto por aumento de peaje de retiro
- Ingreso por remuneración VATT

En definitiva los dos últimos conceptos son los que definen el efecto neto dado que los otros por su monto asociado son considerados marginales respecto al total. A continuación se realiza un resumen para cada uno de los clientes troncalizados en decreto 23T y el impacto económico neto aproximado para estos. Dado que en el punto 8.7.2 no fue posible calcular el aumento relacionado con el peaje de retiro por Codelco Andina en el SIC, no se consideró a este cliente libre dentro de las tablas y gráficos siguientes.

Propietarios SIC y SING	VATT TOTAL TRONCAL (USD)	Mayor costo Transmision D23T (USD)	Saldo Neto (USD)	Saldo Neto % del VATT
Codelco Andina	834.395			
Codelco Chile	2.428.852	878.346	1.550.506	64%
M Escondida	8.201.765	396.381	7.805.384	95%
M Zaldívar	4.481.146	67.198	4.413.948	99%
Minera Centinela	3.602.109	1.058.856	2.543.253	71%
Promedio				82%

Tabla 6: Efecto D23T neto aproximado para clientes libres troncalizados
Fuente: Elaboración Propia con datos CDEC-SING

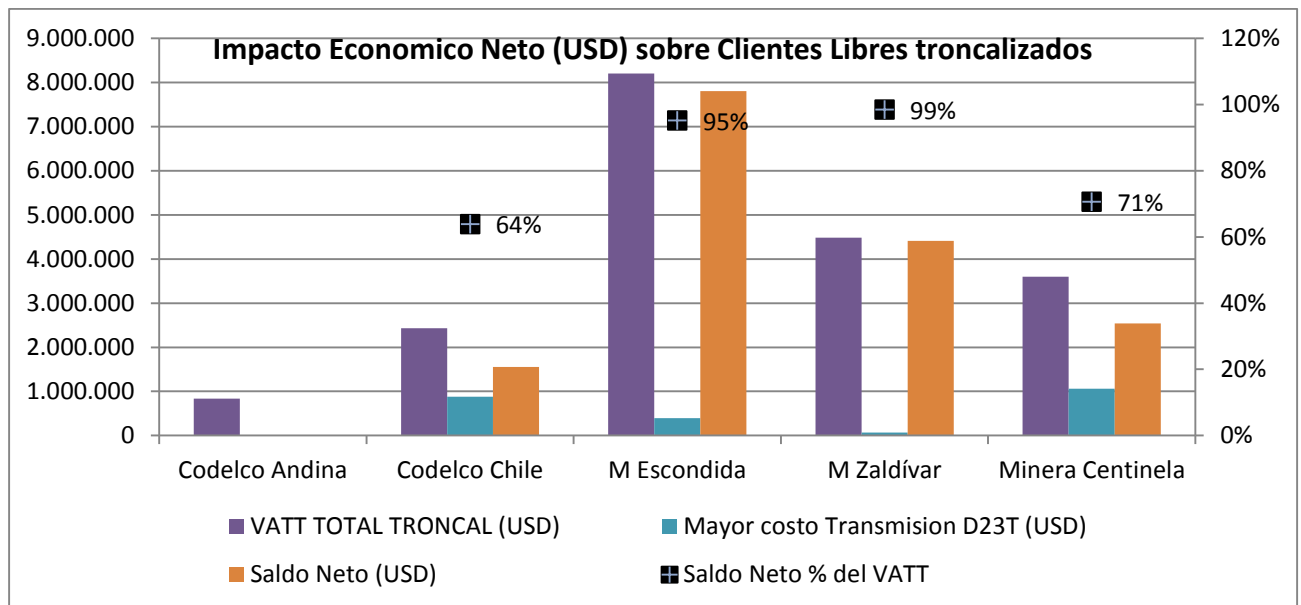


Figura 27: Efecto D23T neto aproximado para clientes libres troncalizados
Fuente: Elaboración Propia con datos CDEC-SING

8.8 ANALISIS Y SINTESIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

Es posible concluir que la calificación troncal de instalaciones para los clientes libres genera un beneficio económico a estos, en la totalidad de los casos resultantes del decreto 23T el efecto económico neto es aproximadamente un 80% del VATT asignado como remuneración.

La mayoría de las responsabilidades económicas derivadas de esta nueva condición de pertenecer al sistema de transmisión troncal tienen que ver con sobrecostos administrativos que comparados con los VATT son marginales.

Este beneficio económico señalado conlleva la aparición de ciertos riesgos o impactos no inmediatos que deben ser evaluados por cada compañía, de manera de poder gestionarlos adecuadamente con acciones preventivas o mitigatorias orientadas a que su negocio principal no se vea afectado como resultado de la calificación. En este sentido los principales riesgos provienen de la probabilidad que tengan las instalaciones de ser intervenidas con impacto en la operación normal de las compañías debido a ampliaciones decretadas por la autoridad regulatoria o por la obligación de cumplimiento normativo según la NTCySC.

Los impactos relacionados a los riesgos de intervención no son posibles de evaluar de manera general debido a que dependerá de la antigüedad y topología del sistema eléctrico de cada cliente y su instalación asociada, como también de las circunstancias operacionales existentes en sus líneas.

9 CASOS DE IMPACTOS ESPECIFICOS A CLIENTES LIBRES CON LINEAS TRONCALIZADAS

Para ejemplificar impactos específicos que pudiesen afectar a clientes libres con instalaciones troncalizadas se analizarán dos casos particulares troncalizados por el decreto 23T o su plan de expansión anual relacionado.

Los casos a analizar corresponden a situaciones identificadas en las instalaciones de Codelco y Antofagasta Minerals.

9.1 IMPACTOS ESPECÍFICO POR TRONCALIZACIÓN: LINEA ENCUENTRO – TESORO Y TESORO-ESPERANZA

Tal como fue señalado en los capítulos anteriores la línea: Tesoro- Esperanza fue construida con un diseño radial con el objetivo de suministrar energía a SE Esperanza durante la etapa de construcción del proyecto. Posterior a la puesta en marcha de este y su alimentación de energía permanente desde la línea El Cobre- Esperanza, La línea Tesoro – Esperanza operó abierta en sus extremos desde entonces.

Desde el año 2012 en adelante, variados estudios del CDEC-SING comenzaron a modelar la operación del sistema con la línea Tesoro-Esperanza cerrada permanentemente cerrando un anillo en el sistema.

Hasta antes del decreto 23T la SE Tesoro, de simple barra, se encontraba en cumplimiento de la norma técnica de acuerdo al Artículo 3- 24 de la NTSyCS que señala respecto a la configuración de las subestaciones:

*Las subestaciones del ST de tensión nominal mayor a 200 [kV] deberán tener una configuración de barras con redundancia suficiente para realizar el mantenimiento de cada interruptor asociado a líneas, transformadores u otros equipos, de manera que dichas instalaciones queden en operación durante el mantenimiento del interruptor asociado a ellas. **Lo anterior no es exigible a alimentadores no enmallados o de uso exclusivo de Clientes Libres.***

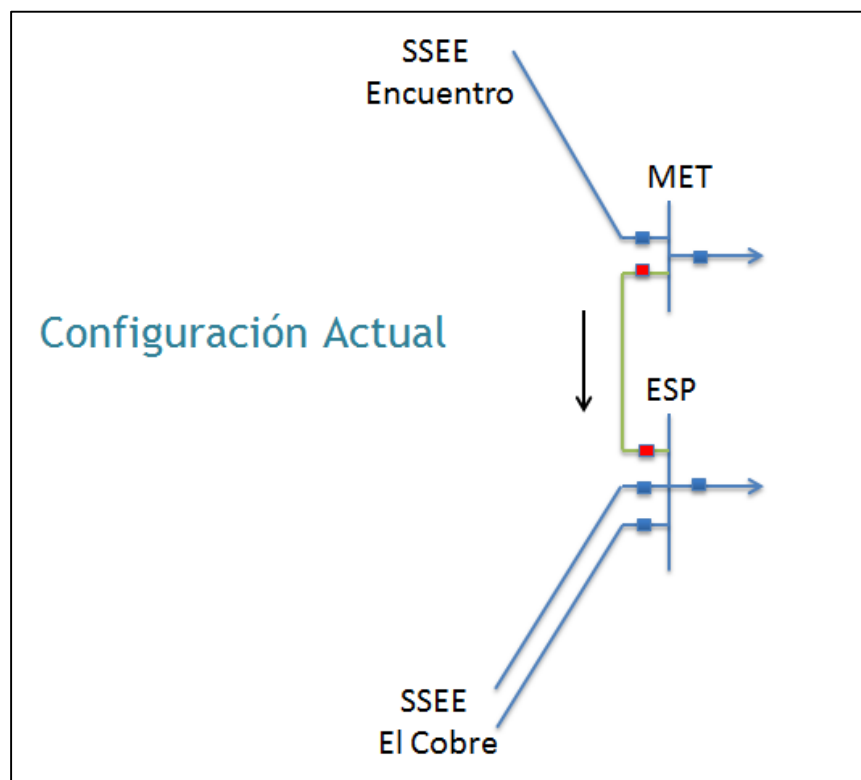


Figura 28: Línea Tesoro – Esperanza operación normal antes de Decreto 23T
Fuente: Elaboración Propia

Por consiguiente, la obligación de operación permanente como consecuencia de la calificación troncal, implica una operación enmallada y de uso público con lo cual la SE Tesoro inmediatamente pasó a una condición de incumplimiento normativo y responsabilidades en la operación del sistema que se contraponen a la normal operación y mantención de su SEP.

En vista del incumplimiento normativo la CNE consideró en resolución exenta N°615 “Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal. Período 2015-2016” obras de ampliación en la SE Tesoro y Esperanza.

Las obras de ampliación detallaban cambio de configuración en SE Tesoro y Esperanza, mediante nuevas SE de tecnología GIS al interior de las SE ya existentes, para lograr una doble barra.

CAMBIO DE CONFIGURACIÓN EN S/E EL TESORO 220 KV

4.1.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva S/E GIS al interior de la actual S/E El Tesoro 220 kV. La ampliación en GIS deberá contar con una configuración de doble barra más transferencia para alimentar la actual barra simple que posee la S/E El Tesoro utilizando un paño como seccionador y recibirlos actuales paños de línea de los circuitos en 220 kV hacia la S/E Encuentro y hacia la S/E Esperanza. Adicionalmente, el proyecto incluye todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del proyecto, tales como adecuación de las protecciones, malla de puesta a tierra, entre otros.

CAMBIO DE CONFIGURACIÓN EN S/E ESPERANZA 220 KV

4.1.7.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva S/E GIS al interior de la actual S/E Esperanza 220 kV. La ampliación en GIS deberá contar con una configuración de doble barra más transferencia para alimentar la actual barra simple que posee la S/E Esperanza utilizando un paño como seccionador y recibir el actual paño de línea del circuito en 220 kV hacia S/E El Tesoro. Adicionalmente, el proyecto incluye todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del proyecto, tales como adecuación de las protecciones, malla de puesta a tierra, entre otros.

Cabe señalar que la SE Esperanza es parte del sistema troncal pero no en su totalidad, ya que los paños asociados a los circuitos de la línea El Cobre – Esperanza, fueron por dictamen del panel de expertos, retiradas de la calificación troncal. Lo anterior conlleva una situación atípica donde una obra de ampliación modifica instalaciones adicionales directo en el punto de consumo.

Las obras fueron asignadas a responsabilidad de Centinela (Minera El Tesoro y Minera Esperanza) con construcción inmediata y un plazo de 24 meses. La siguiente figura interpreta el esquema de la configuración propuesta por la CNE.

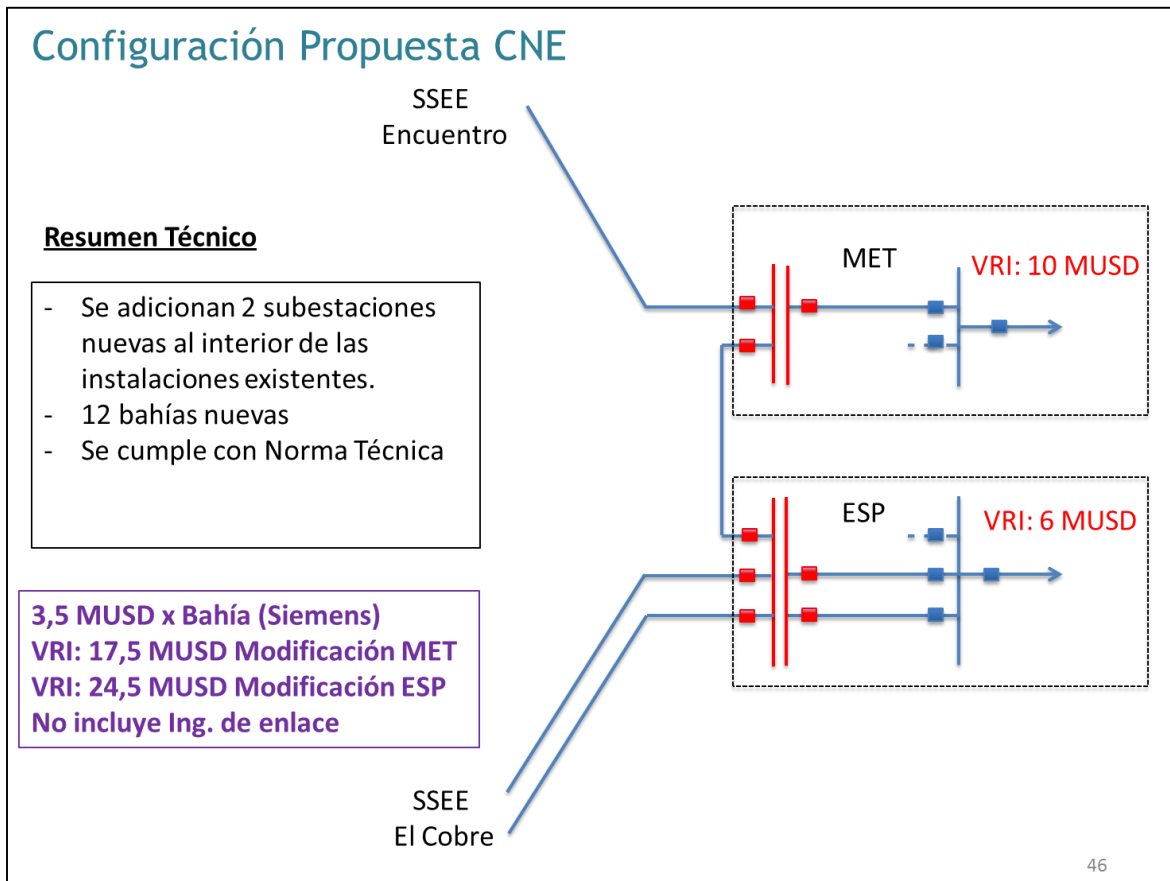


Figura 29: Cambios de configuración en SE Tesoro y SE Esperanza
 Fuente: Elaboración Propia

Esta configuración propuesta por la CNE no solo significa un nivel de intervención mayor sobre las SE que están ubicadas al interior de la propiedad del cliente libre, sino que afecta directamente la producción de las plantas conectadas agua abajo con un impacto económico directo sobre el negocio minero asociado.

Adicionalmente, la factibilidad técnica de dicha solución era de alta complejidad debido al limitado espacio que existe en las Subestaciones, que se encuentran rodeadas de instalaciones industriales pertenecientes a las plantas mineras.

En particular, en este caso específico la CNE generó una solución apegada a la norma técnica pero alejada de la realidad del cliente libre, tal como lo refleja la siguiente figura.



Figura 30: Foto Área SE Esperanza – Espacio Disponible
Fuente: Elaboración Propia – Google Earth

Finalmente y como ya fue señalado en un capítulo anterior, Minera Centinela logró revertir dicho plan de expansión para el periodo 2015-2016 alegando una revisión extraordinaria debido a la existencia de información relevante que la autoridad regulatoria no consideró.

Actualmente se estudia una solución alternativa que logre reunir las expectativas del regulador y el cliente de manera que se cumplan los objetivos de la norma y del cliente (operación y proyectos futuros) con el menor impacto posible sobre el negocio minero relacionado a ambas subestaciones.

La siguiente figura detalla un esquema de solución al mismo problema pero que considera la mirada del cliente libre, donde una SE adicional mantener una alimentación radial a ambas subestaciones, evitando una intervención tan invasiva en propiedades de la minera.

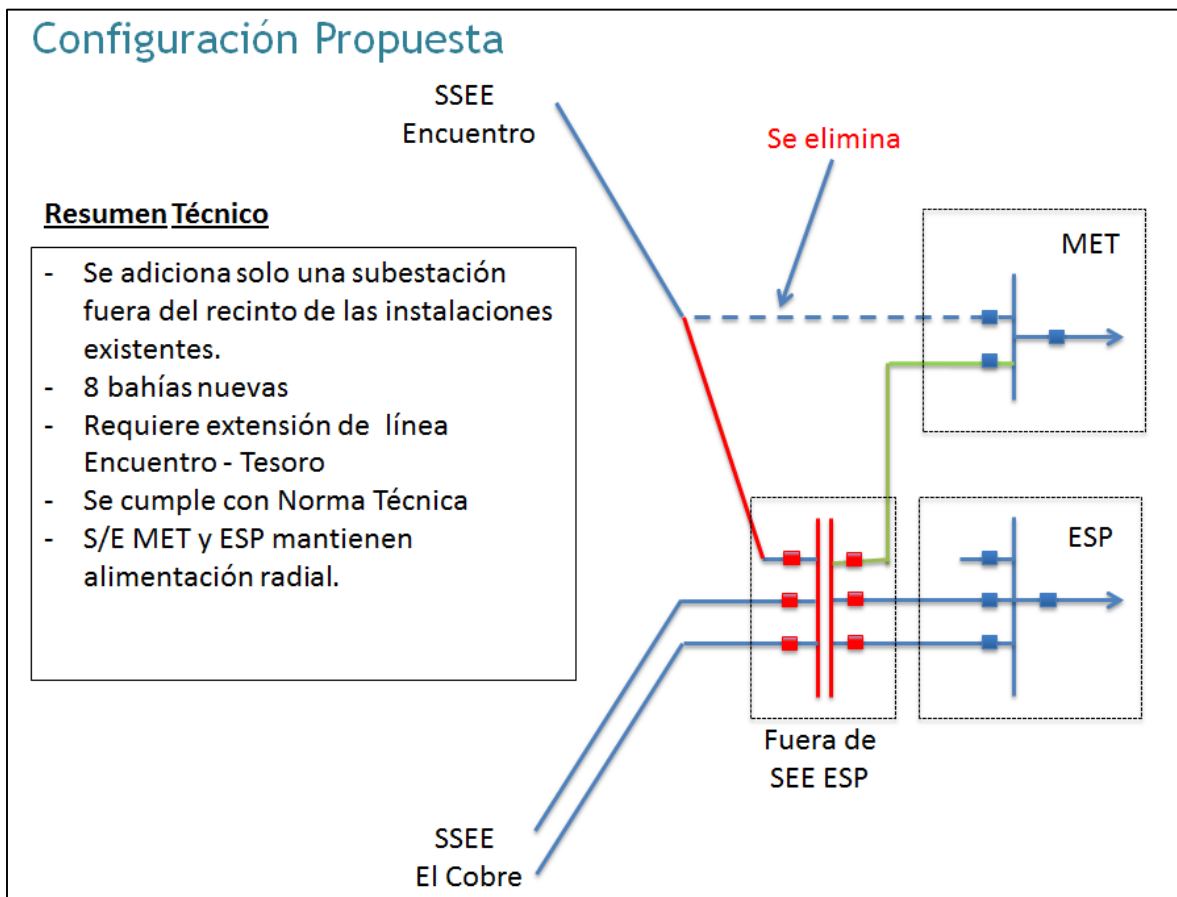


Figura 31: Foto Área SE Esperanza – Espacio Disponible
Fuente: Elaboración Propia – Google Earth

9.1.1 IMPACTOS ESPECIFICOS: LINEA CRUCERO - SALAR, LINEA CRUCERO – CHUQUICAMATA, LINEA CHUQUICAMATA - SALAR

Tal como ya fue abordado en capítulo que describe las líneas troncalizadas, la SE Calama se caracteriza por abastecer clientes regulados y por recibir la inyección de energía de dos centrales ERNC (Valle de los Vientos y Jama) , esta última situación en conjunto con la futura conexión de proyectos ERNC en la barra de calama, hace de SE Salar una barra relevante para el SING. sin embargo, actualmente la SE Salar presenta una configuración de barra simple que no permite cumplir con la normativa técnica vigente, esta situación de incumplimiento es anterior al decreto 23T (a diferencia del caso de SE Tesoro) pero la calificación de troncal genera una mayor exposición y responsabilidad, en tanto que el servicio es ahora remunerado.

A pesar que en el plan de expansión anual para el periodo 2015-2016 la SE Salar no fue considerada con obras de ampliación, la probabilidad de esto ocurra es muy alta.

En las siguientes tablas se identifican los proyectos de generación ERNC con DIA aprobadas según el SEIA, además en la figura a continuación se visualizan los proyectos en calificación cercana a la SE Calama y SE Salar.

PROYECTOS GENERACIÓN EOLICA		
Parque Eólico Calama	126,5	MW
Parque Eólico Calama A	108	MW
Parque Eólico Calama B	75	MW
Parque Eólico Andes Wind Parks	65	MW
TOTAL	374,5	MW

Tabla 7: Proyectos generación eólica en SE Calama
Fuente: Elaboración Propia con datos SEIA

PROYECTOS GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICO		
Planta Solar Fotovoltaica San Pedro	131	MW
Planta Solar Fotovoltaica Usya	25	MW
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar	18	MW
Proyecto Fotovoltaico Azabache	77	MW
Planta Fotovoltaica Calama Sur	30	MW
TOTAL	281	MW

Tabla 8: Proyectos de Generación Fotovoltaico en SE Calama
Fuente: Elaboración Propia con datos SEIA

En un contexto de un polo de generación existente e importante desarrollo futuro y en consecuencia con el incumplimiento normativo y la calificación troncal reciente, que obligara a al tramo troncalizado en análisis a operar bajo el régimen de acceso a abierto, se hace necesario e inminente un proyecto de ampliación u obra nueva que resuelva la vulnerabilidad técnica existente en el sector.

Le compete tanto a regulador como a cliente libre realizar los acercamientos necesarios para que la solución a desarrollar cumpla con los criterios técnicos y económicos considerando el punto de vista de ambos mundos (regulador e industria), de tal manera que el beneficio neto final sea el mayor posible.



Figura 32: Proyectos ERNC en sector Calama
Fuente: ACERA

10 ANALISIS DE RIESGOS Y EVALUACIÓN ESTRATEGICA DE ACTIVOS

Este capítulo tiene por objetivo desarrollar una herramienta de evaluación basada en riesgos que permita categorizar el impacto de la troncalización sobre un activo de transmisión de un cliente libre, de tal manera de determinar la conveniencia de una posible enajenación del activo de transmisión. Esto en el contexto de que cuando un activo de transmisión de cliente libre es troncalizado pierde el propósito original para el cual fue construido y financiado y se convierte en un negocio a explotar que esta fuera del rubro y enfoque estratégico del dueño. Es relevante entonces determinar si la enajenación de dicho activo pudiera afectar el negocio principal del cual es parte.

Para lograr lo anterior se definirá sobre que variables es necesario realizar la evaluación de riesgo, con su probabilidad e impacto para efectos de categorizar la relevancia estratégica del activo.

10.1 METODOLOGIA DE EVALUACION DE RIESGO

Una matriz de riesgo constituye una herramienta de control y de gestión normalmente utilizada para identificar las actividades (procesos y productos) más importantes de una empresa, el tipo y nivel de riesgos inherentes a estas actividades y los factores exógenos y endógenos relacionados con estos riesgos (factores de riesgo).

Se definirá una matriz de riesgo y factores de riesgos con el objetivo de identificar si un activo de transmisión es importante o “estratégico” para su dueño y por lo tanto establecer los controles o decisiones que pueden realizar sobre este.

<u>Probabilidad</u>						
5	Cierta	Moderado	Moderado	Alto	Alto	Alto
4	Probable	Bajo	Moderado	Moderado	Alto	Alto
3	Moderado	Bajo	Bajo	Moderado	Alto	Alto
2	improbable	Bajo	Bajo	Moderado	Alto	Alto
1	Muy improbable	Bajo	Bajo	Bajo	Moderado	Moderado
		Insignificante	bajo	moderado	alto	Muy alto
		1	2	3	4	5
		<u>Impacto</u>				

Figura 33: Matriz de Riesgo de 5 niveles

Fuente: Elaboración propia en base a ISO 30001

La identificación del riesgo está basado en visualizar situaciones que pudiesen afectar el normal desarrollo del negocio en cuestión con un impacto tal que afecte los objetivos estratégicos de una empresa: estos pueden ser: Producción, EBITDA, seguridad, etc.

Para el caso de identificación de riesgos asociado a la troncalización de las líneas se consideraran ámbitos donde no hayan impactos transversales a los clientes libres, es decir le afecte a todos por igual, sino los que entre uno y otro de acuerdo a la topología, antigüedad e ubicación pudiesen tener diferentes impactos para cada cliente.

Los ámbitos a evaluar serán los siguientes:

- Obligación de realizar ampliaciones o expansiones que puedan afectar producción o nivel de inversión importante.
- Dificultada para realizar operaciones sobre el SEP
- Estrategia de mantención debe ser rediseñada
- Cumplimiento de norma técnica
- Acceso abierto a generadores y otros proyectos
- Mayor exposición a multas SEC

Para evaluar los riesgos se utilizan 2 variables, las cuales en su combinación proporcionan el nivel de riesgo. Estas variables son:

- Magnitud del Impacto del riesgo
- Probabilidad para los eventos causantes

La metodología es la siguiente:

$$\mathbf{Nr = I \times P}$$

Donde Nr es el Nivel de Riesgo I corresponde a Impacto, P es la probabilidad.

10.1.1 Determinación de probabilidad del riesgo

Para determinar la probabilidad de ocurrencia de un riesgo, existe una escala de 5 niveles de criticidad (1 al 5) la cual está valorizada conforme a criterios cualitativos y cuantitativos. Si se tiene certeza de la frecuencia de ocurrencia se debe utilizar el criterio cuantitativo, de lo contrario usar cualitativo.

Tabla de Evaluación de Probabilidad de Ocurrencia de un Riesgo		
Nivel Criticidad	Cualitativo	Cuantitativo
1	Sólo en circunstancias extremas	No se visualiza consideración en ETT o Plan de expansión anual Futuros
2	No ha sucedido todavía pero podría suceder	Posible consideración en ETT expansión anual Futuros pero no el próximo
3	Podría suceder y ha sucedido aquí	Se visualiza en el próximo EETT o plan de expansión anual
4	Podría suceder fácilmente	Se visualiza en próxima revisión anual de Expansión STT
5	Acaba de ocurrir	Es parte del actual ETT o próximo informe de Expansión STT

Tabla 9: Tabla de evaluación de probabilidad de ocurrencia de un riesgo
Fuente: Elaboración propia en base a ISO 30001

10.1.2 Determinación de magnitud del impacto del riesgo

Para determinar la magnitud del impacto se utiliza una escala de 5 niveles que representan el nivel de criticidad del Impacto. Este nivel puede ser medido en términos cualitativos, considerando dimensiones como: Cumplimiento Norma Técnica, Necesidad de Obras de Ampliación, Solicitud de acceso de generadores, y/o cuantitativos, según los efectos económicos que se puedan ocasionar.

La siguiente tabla se utilizara para la determinación de la magnitud del impacto del riesgo

Nivel	Factor de Impacto Económico	Operacional y Mantenimiento	Ampliación o Modificación por Norma Técnica	Acceso a Abierto de la línea	Posibilidad de Modificación futura o ampliación
	Sobre EBITDA				
1	0,15%	Practicamente no afecta el estándar operacional o de mantención existente, no requiere gestión del cambio	Es modificación menor solo ajuste de parametros	No se visualizan de proyectos de generación o consumo de externos en el sector aledaños a las líneas troncalizadas	Existe un alto cumplimiento de norma tecnica y no visualiza modificación futura
	Insignificante				
2	0,15 %- 3%	Afecta el estándar operacional o de mantención de la compañía en alguna medida y requiere gestión del cambio menor	Modificación menor, requiere inversión debe coordinarse con mantención planta	Se visualizan pocos o de baja significancia proyectos en desarrollo de generación o consumo en el sector	Existe una brecha menor por cumplir en norma tecnica y/o el sistema no prevee modificación relevante sobre las instalaciones
	Menor				
3	3% - 10%	Afecta el estándar operacional o mantención de la compañía notoriamente y requiere una gestion del cambio importante	Modificación que requiere nivel de coordinación mayor con operaciones, programación detallada	Existen proyectos de generación o consumo en el sector en desarrollo. Su significancia son de bajo impacto no interfiere desarrollo propio	moodificación moderada no requiere cambios de equipos relevantes o cables
	Moderado				
4	10% - 100%	modificar parcialmente la forma de operar o mantener el activo	Modificación o ampliación requiere coordinación con otros actores externos ademas de operaciones existen alcances tecnicos no controlados por la propia compañía	Existe proyectos de desarrollo propio que consideran el uso de la las líneas y ademas existen proyectos en desarrollo de externos en el sector de las líneas troncalizadas	Se requiere modificación de equipos mayores o configuración y/o no existe espacio para modificaciones en las instalaciones,
	Mayor				
5	>100%	Se modifica la estrategia de operación o mantención del activo completamente	Los trabajos a ejectucar afectan la producción y los responsables son actores externos. Existe bajo nivel de supervisión sobre el tercero	Existen proyectos en desarrollo en elsector cercanos a la etapa de construcción, e interfieren con los desarrollos propios a futuro	Se requiere modificación de equipos mayores y cables o topologia, agregar equipos nuevos y/o no existe espacio para modificaciones en las instalaciones,
	Castróficota				

Tabla 10: Tabla de evaluación impacto de un riesgo

Fuente: Elaboración propia en base a ISO 30001

10.1.3 Clasificación del Riesgo : Nivel de impacto de la troncalización sobre el activo

Una vez identificado el riesgo y determinado su probabilidad de ocurrencia e impacto en todos los ámbitos de evaluación definidos se debe calificar el activo analizado en una categoría que refleje el resultado de los niveles de riesgos. La siguiente tabla categoriza los activos en cinco niveles desde un punto de vista estratégico para el negocio del dueño considerando la cantidad y proporción de riesgos altos, medios y bajos de la matriz de riesgo aplicada.

Distribución de Ámbitos evaluados	Representación riesgo - impacto	Nivel de Impacto De troncalización sobre el Activo	Categoría del Activo
Todos los ámbitos fueron evaluados con riesgo alto		Activo estratégico para la compañía debido al alto riesgo asociado con potencial impacto en la operación	V
Riesgos de alto impacto superan 50% de los ámbitos evaluados		Activo semi-estrategico para la compañía tiene un nivel riesgo alto de impacto en la operación	IV
Riesgos altos y medianos superan el 50% del total de ámbitos evaluados		Activo de criticidad media alta, desprendible con resguardos	III
Riesgos medianos y bajos superan 50% de los ámbitos evaluados		Activo de criticidad media baja, desprendible con bajos resguardos	II
Solo riesgos bajos		Activo no estratégico, desprendible	I

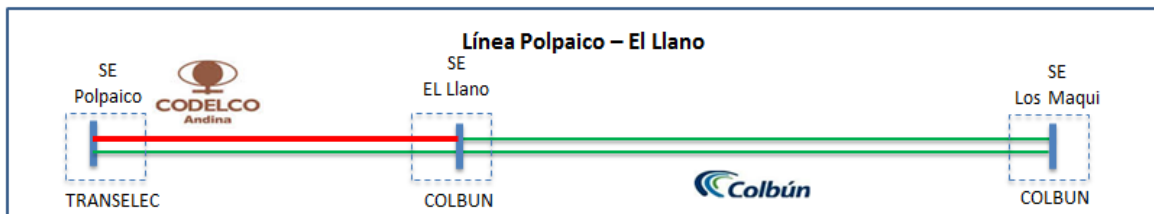
Tabla 11: Tabla de categorización de activo
Fuente: Elaboración propia

10.2 ANALISIS DE RIESGOS Y CLASIFICACION DE LINEAS TRONCALIZADAS

A continuación se presentan los análisis y clasificación de riesgos de las líneas troncalizadas por el decreto 23T.

10.2.1 Línea Polpaico – El Llano

Evaluación de Riesgos



- | | |
|--|--|
| A. Obligación de realizar expansiones podría afectar producción y/o requiere inversión | D. Cumplimiento Norma Técnica |
| B. Mayor dificultad para realizar operaciones sobre SEP | E. Acceso abierto a generadores y otros proyectos |
| C. Estrategia de mantención anual debe ser rediseñada | F. Necesidad de implementar o tercerizar centro de control |
| | G. Mayor exposición a multas SEC |

Probabilidad y/o Frec.						
5	Cierta	A, B,C		G	E	
4	Probable					
3	Moderado		D			
2	improbable					
1	Muy improbable	F				
		Insignificante	bajo	moderado	alto	Muy alto
		1	2	3	4	5
Impacto						

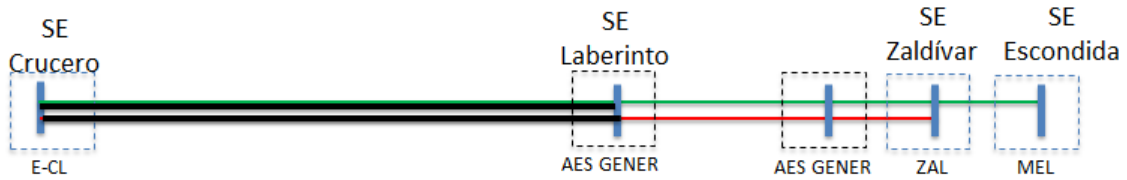
Critico	2
Moderado	3
Bajo	2

Tabla 12: Tabla de categorización de Línea Polpaico - El Llano
Fuente: Elaboración propia

Calificación: Activo Categoría III, Activo de criticidad media alta, desprendible con resguardos

10.2.2 Línea Crucero - Laberinto

Evaluación de Riesgos



- A. Obligación de realizar expansiones podría afectar producción y/o requiere inversión
- B. Mayor dificultad para realizar operaciones sobre SEP
- C. Estrategia de mantenimiento anual debe ser rediseñada
- D. Cumplimiento Norma Técnica
- E. Acceso abierto a generadores y otros proyectos
- F. Necesidad de implementar o tercerizar centro de control
- G. Mayor exposición a multas SEC

Probabilidad y/o Frec.						
5	Cierta	B,C		G	A,D	
4	Probable					
3	Moderado			E		
2	improbable					
1	Muy improbable	F				
		Insignificante	bajo	moderado	alto	Muy alto
		1	2	3	4	5
Impacto						

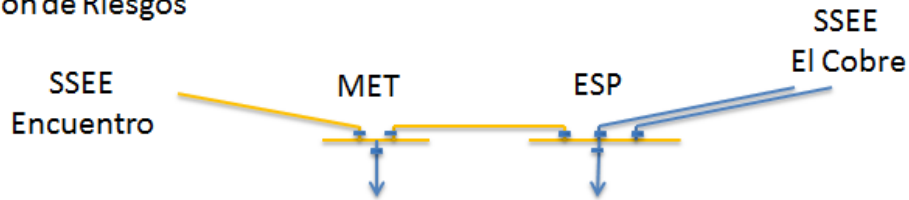
Critico	3
moderado	3
Bajo	1

Tabla 13: Tabla de categorización de Línea Crucero - Laberinto
Fuente: Elaboración propia

Calificación: Activo Categoría IV, Activo semi-estrategico para la compañía tiene un nivel riesgo alto de impacto en la operación

10.2.3 Líneas Encuentro – Tesoro, Tesoro - Esperanza

Evaluación de Riesgos



- A. Obligación de realizar expansiones podría afectar producción y/o requiere inversión
- B. Mayor dificultad para realizar operaciones sobre SEP
- C. Estrategia de mantención anual debe ser rediseñada
- D. Cumplimiento Norma Técnica
- E. Acceso abierto a generadores y otros proyectos
- F. Necesidad de implementar o tercerizar centro de control
- G. Mayor exposición a multas SEC

Probabilidad y/o Frec.						
5	Cierta			B, G		A,C,D,F
4	Probable					
3	Moderado			E		
2	improbable					
1	Muy improbable					
		Insignificante	bajo	moderado	alto	Muy alto
		1	2	3	4	5
Impacto						

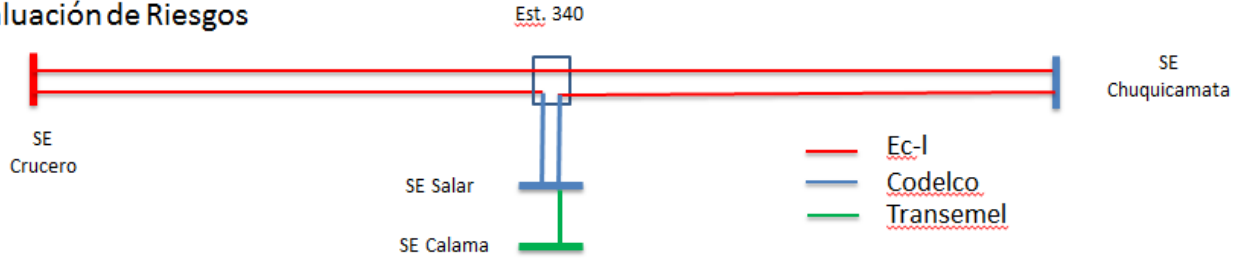
Crítico	6
moderado	1
Bajo	0

Tabla 14: Tabla de categorización de Líneas Encuentro – Tesoro, Tesoro- Esperanza
Fuente: Elaboración propia

Calificación: Activo Categoría IV, Activo semi-estrategico para la compañía tiene un nivel riesgo alto de impacto en la operación

10.2.4 Líneas Crucero-Salar, Salar – Calama, Salar - Chuquicamata

Evaluación de Riesgos



- A. Obligación de realizar expansiones podría afectar producción y/o requiere inversión
- B. Mayor dificultad para realizar operaciones sobre SEP
- C. Estrategia de mantención anual debe ser rediseñada
- D. Cumplimiento Norma Técnica
- E. Acceso abierto a generadores y otros proyectos
- F. Necesidad de implementar o tercerizar centro de control
- G. Mayor exposición a multas SEC

Probabilidad y/o Frec.						
5	Cierta			G	C	B, D
4	Probable					
3	Moderado			E	A	
2	improbable					
1	Muy improbable	F				
		Insignificante	bajo	moderado	alto	Muy alto
		1	2	3	4	5
		Impacto				

Critico	6
moderado	0
Bajo	1

Tabla 15: Tabla de categorización de Líneas Crucero- Salar, Salar-Calama, Salar-Chuquicamata

Fuente: Elaboración propia

Calificación: Activo Categoría IV, Activo semi-estrategico para la compañía tiene un nivel riesgo alto de impacto en la operación

11 CONCLUSIONES

Del análisis realizado a la normativa legal vigente en materia de transmisión, se determina, que actualmente el regulador (CNE) cuenta con facultades para planificar de forma centralizada la expansión del sistema de transmisión eléctrica, situación que por varios años quedo sujeto a decisiones de mercado entre privados. Durante ese periodo tanto en el SIC como en el SING dichos sistemas crecieron en transmisión principalmente por las inversiones realizadas con motivo de conectar proyectos de gran factoría o centrales de generación, dichas líneas, hoy bajo la normativa vigente están en su gran mayoría calificadas como líneas “Adicionales”.

Dentro de las principales herramientas con las que el regulador hoy día cuenta para la planificación centralizada se encuentra la capacidad de identificar obras nuevas necesarias para el sistema y/o ampliaciones. En particular las ampliaciones solo pueden ser definidas sobre aquellas líneas o subestaciones que se encuentren calificados como troncales. Lo anterior pudiera ser un incentivo para el regulador para calificar de troncal ciertas instalaciones, siempre y cuando “cumplan” con los criterios técnicos establecidos, con el fin de aprovechar instalaciones existentes y lograr una expansión o desarrollo del sistema troncal más rápido que mediante las obras nuevas, adecuando zonas sistemas para requerimientos alineados con los objetivos de corto, mediano y largo plazo del mercado eléctrico.

Entre los principales resultados de la investigación del tercer proceso de tarificación troncal periodo 2016-2019 se encuentran:

- El tercer proceso de tarificación troncal no fue un proceso limpio y ordenado desde el punto de vista de los coordinados.
- Si bien existieron instancias de participación pública, la contratación de un consultor adicional que aportó resultados no conocidos por los coordinados para la revisión del informe técnico por la CNE impacto en gran manera la transparencia del proceso.
- De acuerdo a la investigación de las discrepancias y el dictamen del panel de experto respecto a estas, las modificaciones de última hora realizadas por la CNE sobre la calificación del STT carecieron de sustento técnico y normativo.

- En base a las discrepancias presentadas, se observa que: o las posturas de los clientes libres respecto a la troncalización de sus instalaciones son distintas debido a visiones estratégicas diferentes o existen diferencias estructurales entre estas respecto a la capacidad de dar respuesta en tiempo y forma respecto a las instancias de comunicación o requerimientos con la autoridad regulatoria.
- En particular llama la atención que tanto el tramo Encuentro-Collahuasi como los tramos Encuentro – Tesoro, Tesoro – Esperanza y Esperanza – El cobre no cumplían plenamente con todas las características definidas según el artículo 74 de la LGSE. Sobre todo en lo relacionado al punto c) respecto a la que los flujos no sean determinados por motivo de un solo consumo, sin embargo Minera Centinela (Fusión de Minera el Tesoro y Minera Esperanza) no presentó discrepancia en el panel de experto quedando al árbitro de una discrepancia presentada por un tercero, que no cuenta con el pleno conocimiento de sus instalaciones.

La resolución Exenta N°616 del año 2015 emitida por la CNE fijó el plan de expansión del sistema de transmisión troncal para los doce meses siguientes, sin embargo dicho documento al igual que el ETT no estuvo exento correcciones que tuvieron que ser realizadas por la CNE, para finalmente emitir la resolución N° 46 del año 2016 aprobando un nuevo plan con modificaciones.

Entre las modificaciones realizadas al plan de expansión llama particularmente la atención las realizadas en base a el recurso de extraordinario de revisión ingresado por minera centinela en contra de Resolución Exenta CNE N° 615 de 2015, que Aprueba "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal. Período 2015-2016", donde dicho cliente libre señala la “aparición” de información sustancial para la resolución del asunto.

Es posible concluir que la calificación troncal de instalaciones para los clientes libres genera un beneficio económico a estos, en la totalidad de los casos resultantes del decreto 23T el efecto económico neto es aproximadamente un 80% del VATT asignado como remuneración.

La mayoría de las responsabilidades económicas derivadas de esta nueva condición de pertenecer al sistema de transmisión troncal tienen que ver con sobrecostos administrativos que comparados con los VATT son marginales.

Este beneficio económico señalado conlleva la aparición de ciertos riesgos o impactos no inmediatos que deben ser evaluados por cada compañía, de manera de poder gestionarlos adecuadamente con acciones preventivas o mitigatorias orientadas a que su negocio principal no se vea afectado como resultado de la calificación. En este sentido los principales riesgos provienen de la probabilidad que tengan las instalaciones de ser intervenidas con impacto en la operación normal de las compañías debido a ampliaciones decretadas por la autoridad regulatoria o por la obligación de cumplimiento normativo según la NTCySC.

Los impactos relacionados a los riesgos de intervención no son posibles de evaluar de manera general debido a que dependerá de la antigüedad y topología del sistema eléctrico de cada cliente y su instalación asociada, como también de las circunstancias operacionales existentes en sus líneas.

La metodología propuesta para clasificación de los activos troncalizados en base a riesgo potencial para los objetivos estratégicos de las compañías permite establecer la importancia para el negocio del dueño, que tiene el activo de transmisión en cuestión y por lo tanto definir las acciones futuras a implementar.

Acciones conjuntas con la autoridad regulatoria permitirían bajar la clasificación de riesgo de los activos, generando por lo tanto condiciones para una futura enajenación de activos que por naturaleza no debieran ser estratégicos para las compañías no dedicadas al negocio de transmisión

12 BIBLIOGRAFIA

1. Decreto 23T Fija instalaciones del sistema de transmisión troncal, el área de influencia común, el valor anual de transmisión por tramo y sus componentes con sus fórmulas de indexación para el cuatrienio 2016-2019
2. Resolución Exenta N° 616 Aprueba Informe Técnico para la determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal Cuatrienio 2016-2019
3. Resolución Exenta N° 615 Aprueba “Plan de Expansión del sistema de Transmisión troncal. Periodo 2015-2016
4. Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
5. Ley General de Servicios Eléctricos y sus Modificaciones
6. Reportes Eléctricos System
7. Boletín del Mercado Eléctrico Sector Generación, Generadoras de Chile
8. Comisión nacional de energía, “Informe técnico peaje por uso de instalaciones de transmisión adicional por parte de usuarios sometidos regulación de precios que se conectan directamente desde instalaciones adicionales”, Diciembre 2012
9. Dictámenes del Panel de Expertos
10. CDEC-SING, Informe de valorización de transferencias.
11. Comisión Nacional de Energía, Informe Técnico Peaje por uso de Instalaciones de Transmisión Adicional por parte de usuarios sometidos regulación de precios que se conectan directamente desde instalaciones adicionales, Diciembre 2012.

12. Watts D. y Rudnick H., "Remuneración de Transmisión Eléctrica, Benchmarking Internacional", Abril 2015.

