ESTUDIO PARA DETERMINAR EL VALOR ANUAL DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN SIC-3 PARA EL CUADRIENIO 2011-2014



Informe Final

9 de agosto de 2010

Tabla de Contenido

RESUMEN EJECUTIVO **1**

1. ANTECEDENTES GENERALES **3**

1.1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS DEL ESTUDIO 3

1.2 MARCO DE DESARROLLO DEL ESTUDIO 4

1.2.1 Marco Regulatorio *4*

1.2.2 Conformación del SIC-3 ..... *5*

1.3 ANTECEDENTES Y ORGANIZACIÓN DEL INFORME FINAL 6

2. SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN SIC-3 ..... **9**

2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL 9

2.2 EMPRESAS PROPIETARIAS DE INSTALACIONES 9

2.3 ESTRUCTURA DEL SIC-3 11

2.3.1 Subestaciones del SIC-3 ..... *13*

2.3.2 Líneas y Taps del SIC-3 ..... *14*

2.4 CARACTERÍSTICAS DEL SIC-3 21

2.4.1 Retiros de Energía del SIC-3 ..... *22*

2.4.2 Inyecciones de Energía del SIC-3 ..... *22*

2.4.3 Fronteras e Islas del SIC-3 ..... *23*

2.5 RESUMEN DE LAS INSTALACIONES DEL SIC-3 25

3. PROYECCIÓN DE DEMANDA DEL SIC-3 ..... **26**

3.1 CRITERIOS 26

3.2 PROCEDIMIENTO 26

3.3 RESULTADOS 28

4. METODOLOGÍA DE VALORACIÓN DE LAS INSTALACIONES DEL SIC-3 ..... **29**

4.1 ANTECEDENTES 29

4.2 VALORACIÓN DEL COSTO ANUAL DE INVERSIÓN 29

4.2.1 Anualidad del Valor de Inversión (aVI) *29*

4.2.2 Estudios de Mercado *31*

4.2.3 Valor de Inversión de las Instalaciones *32*

4.3 VALORACIÓN DE LAS INSTALACIONES DEL SIC-3 36

4.3.1 Valoración del Sistema Base *37*

4.3.2 Tratamiento de Instalaciones Compartidas *37*

4.3.3 Aplicación del Procedimiento de Valoración *38*

5. BASES DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENCIÓN Y ADMINISTRACIÓN **40**

5.1 ANTECEDENTES 40

Tabla de Contenido

5.2 Estructura Organizacional y Costos de Personal 40
5.2.1 Bases para el Diseño de la Organización 40
5.2.2 Metodología de Diseño de la Estructura Organizacional 43
5.2.3 Aplicación de la Metodología de Diseño 44
5.2.4 Remuneraciones y Costos de Personal 44
5.3 Costo de las Actividades de Operación y Mantenimiento 46
5.3.1 Actividades de Operación del Sistema 46
5.3.2 Actividades de Mantenimiento del Sistema 47
5.4 Costo de Bienes y de Servicios Generales 49
5.4.1 Costo de Bienes Muebles e Inmuebles 49
5.4.2 Gastos Administrativos y Generales 51
5.4.3 Bienes Intangibles y Capital de Explotación 51
5.5 Análisis de Eficiencia 52
5.5.1 Fundamentos del Análisis 53
5.5.2 Aplicación a la Empresa de Subtransmisión 54

6. CRITERIOS Y METODOLOGÍAS PARA LA ADAPTACIÓN DEL SIC-3 56

6.1 Bases Metodológicas 56
6.2 Verificación de la Suficiencia, Seguridad y Calidad del Servicio 58
6.2.1 Verificación de Suficiencia 58
6.2.2 Verificación de Seguridad 59
6.2.3 Verificación de Calidad del Servicio 61
6.3 Metodología para la Etapa de Prescindibilidad 62
6.4 Metodología para la Etapa de Optimización 63
6.4.1 Optimización de Elementos del Sistema 65
6.4.2 Evaluación Económica de la Optimización 67
6.5 Metodología para la Etapa de Adaptabilidad 71
6.5.1 Adaptabilidad de Tramos Radiales 74
6.5.2 Subestaciones de Distribución Primaria 77
6.5.3 Subestaciones de Interconexión y Líneas Enmalladas 79

7. VALOR BASE DE INVERSIÓN DE LAS INSTALACIONES DEL SIC-3 82

7.1 Procedimiento de Valorización de las Instalaciones 82
7.2 Asignación de Instalaciones Compartidas 84
7.3 Valor del Sistema Base SIC-3 87

8. ORGANIZACIÓN DE LA EMPRESA Y COSTOS DE PERSONAL 88

8.1 Organización de la Empresa 88
8.1.1 Macroprocesos y Estructura Organizacional 88

Tabla de Contenido

8.1.2 Funciones de la Organización ... *90*
8.1.3 Actividades Tercerizadas ... *107*
8.2 DOTACIÓN Y COSTOS DE PERSONAL ... 108
8.2.1 Aspectos Generales ... *108*
8.2.2 Definición de Cargos y Personal ... *109*
8.2.3 Costos de Personal ... *118*
8.3 COSTO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO ... 121
8.3.1 Costos de Operación ... *121*
8.3.2 Costos de Mantenimiento ... *124*
8.3.3 Resumen de Costos de Operación y Mantenimiento ... *131*

9. BIENES MUEBLES E INMUEBLES Y GASTOS DE LA EMPRESA ... 132

9.1 COSTO DE BIENES MUEBLES E INMUEBLES ... 132
9.1.1 Costos y Gastos de los Sistemas Operativos ... *132*
9.1.2 Costos de Infraestructura y Otros Bienes ... *137*
9.1.3 Resumen de Costos de Bienes Muebles e Inmuebles ... *147*
9.2 GASTOS ADMINISTRATIVOS Y GENERALES ... 148
9.2.1 Gastos de Personal ... *149*
9.2.2 Certificaciones y Asesorías Externas ... *152*
9.2.3 Gastos de Edificios e Instalaciones ... *158*
9.2.4 Otros Gastos ... *160*
9.2.5 Resumen de Gastos ... *161*
9.3 RESUMEN DE COMA ... 162
9.4 BIENES INTANGIBLES Y CAPITAL DE EXPLOTACIÓN ... 163
9.4.1 Bienes Intangibles ... *163*
9.4.2 Capital de Explotación ... *163*
9.5 ESTUDIO DE EFICIENCIA DE LOS COSTOS DE LA EMPRESA ... 164
9.5.1 Composición de la Muestra ... *164*
9.5.2 Cálculo de Indicadores de Desempeño ... *166*

10. DETERMINACIÓN DEL SISTEMA ECONÓMICAMENTE ADAPTADO ... 171

10.1 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE PRESCINDIBILIDAD ... 171
10.2 RESULTADO DEL ANÁLISIS DE OPTIMIZACIÓN ... 173
10.2.1 Optimización de Tramos del Anillo ... *173*
10.2.2 Optimización de Enlaces Radiales (Tramos y Transformadores) ... *174*
10.3 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE ADAPTABILIDAD ... 180
10.3.1 Tramos Radiales ... *180*
10.3.2 Subestaciones de Distribución Primaria ... *181*
10.3.3 Subestaciones de Interconexión ... *183*

Tabla de Contenido

10.3.4 Líneas Enmalladas ... 191

11. PÉRDIDAS MEDIAS DE POTENCIA Y ENERGÍA DEL SISTEMA ... 202

11.1 FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS ... 202
11.2 VALORACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA ... 203
11.3 CÁLCULO DE LOS FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS MEDIAS DE POTENCIA Y ENERGÍA ... 204

12. VALOR ANUAL DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION SIC-3 (VASTX) ... 206

12.1 PÉRDIDAS MEDIAS DE ENERGÍA Y POTENCIA ... 206
12.2 COSTOS ESTÁNDARES DE INVERSIÓN, OPERACIÓN, MANTENCIÓN Y ADMINISTRACIÓN ... 206
12.2.1 Anualidad de la inversión ... 206
12.2.2 Costos de operación, mantención y administración ... 207
12.2.3 Resultado VASTx ... 207

13. PAGO ANUAL DE LAS CENTRALES GENERADORAS ... 208

13.1 INTRODUCCIÓN ... 208
13.2 LA LEY Y LAS BASES DE LA CNE ... 208
13.3 METODOLOGÍA DE ASIGNACIÓN DE PAGOS DE CENTRALES GENERADORAS ... 209
13.3.1 Procedimiento para identificar que tramos tienen sentido de flujo hacia el troncal ... 209
13.3.2 Identificación de generadores que se encuentran aguas arriba de los tramos cuyo sentido de flujo va hacia el troncal ... 212
13.3.3 Participación de pago de centrales que inyectan directamente en la red de subtransmisión 212
13.4 PROCEDIMIENTOS DETALLADOS ... 213
13.5 RESULTADOS ... 216

14. FORMULAS DE INDEXACIÓN ... 219

14.1 REQUERIMIENTOS DE LAS BASES ... 219
14.2 SELECCIÓN DE ÍNDICES DE PRECIOS ... 220
14.3 COMPOSICIÓN DEL VALOR PRESENTE DE AVI Y DE COMA ... 221
14.4 RESULTADOS DE LA INDEXACIÓN ... 222

ANEXOS ... 224

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Vista General del Área del SIC-3 ... 5
Figura 2.1: Diagrama Unificar Simplificado del Sistema SIC-3 ... 12
Figura 3.1: Metodología de Proyección de la Demanda ... 27
Figura 5.1: Cadena de Valor Empresarial ... 42
Figura 5.2: Actividades Primarias y de Apoyo en la Cadena de Valor ... 42

Tabla de Contenido

Figura 5.3: Modelo de Entrada/Salida *53*
Figura 5.4: Modelo Empresa de Subtransmisión *55*
Figura 6.1: Procesos de Prescindibilidad, Optimización y Adaptación *58*
Figura 6.2: Ejemplo de un Enlace Radial *69*
Figura 6.3: Ejemplo de Adaptabilidad (Tap Lo Boza 110 - Lo Boza 110) *74*
Figura 8.1: Macroprocesos de la Empresa de Subtransmisión *89*
Figura 8.2: Organigrama General de la Empresa *90*
Figura 8.3: Organigrama Subgerencia de Relaciones Institucionales *92*
Figura 8.4: Organigrama Gerencia de Planificación y Control *93*
Figura 8.5: Organigrama Gerencia de Administración y Recursos Humanos *95*
Figura 8.6: Organigrama Gerencia de Ingeniería *98*
Figura 8.7: Organigrama Gerencia de Explotación *101*
Figura 8.8: Organigrama Gerencia Comercial y de Regulación *105*
Figura 9.1: Eficiencia en el Gasto *166*
Figura 9.2: Productividad Laboral *168*
Figura 9.3: Frontera de Eficiencia *170*
Figura 13.1: Orientación del Flujo en una Red Radial *211*
Figura 13.2: Orientación del Flujo en una Red Enmallada *211*
Figura 13.3: Generadores agua arriba de un tramo *212*

LISTA DE TABLAS

Tabla 0-1: Resumen AVI + COMA SIC-3 en USD *1*
Tabla 0-2: VASTx SIC-3 en USD *1*
Tabla 0-3: Factor de Expansión de Pérdidas de Potencia SIC-3 ..... *1*
Tabla 0-4: Factor de Expansión de Pérdidas de Energía SIC-3 ..... *2*
Tabla 2-1: Subestaciones del SIC-3 ..... *13*
Tabla 2-2: Taps del SIC-3 ..... *14*
Tabla 2-3: Tramos de Línea del SIC-3 ..... *16*
Tabla 2-4: Clientes Libres conectados al SIC-3 ..... *22*
Tabla 2-5: Generadores Térmicos en el SIC-3 ..... *23*
Tabla 2-6: Generadores Hidráulicos en el SIC-3 ..... *23*
Tabla 2-7: Fronteras del SIC-3 ..... *24*
Tabla 2-8: Resumen de Instalaciones del SIC-3 ..... *25*
Tabla 3-1: Proyección de Demanda del SIC-3 de la CNE *28*
Tabla 4-1: Vidas Útiles según el Tipo de Instalación *30*
Tabla 6-1: Tamaño de Conductores Disponibles para los diferentes niveles de voltaje *64*
Tabla 6-2: Tamaño de los Transformadores Disponibles. *65*

Tabla de Contenido

Tabla 6-3: Tramos con Flujos obtenidos de OSE2000 71
Tabla 6-4: Flujo de Potencia Máxima Tap Lo Boza 110->Lo Boza 110 74
Tabla 6-5 - Tabla de Conductores para 110 kV 76
Tabla 6-6: Capacidades nominales de unidades de transformación 78
Tabla 7-1: Subestaciones con Instalaciones Compartidas 84
Tabla 7-2: Volúmenes de Energía en Subestaciones con Instalaciones Compartidas 85
Tabla 7-3: Número de Paños en Subestaciones con Instalaciones Compartidas 86
Tabla 7-4: Cálculo Factores de Prorrateo Instalaciones Comunes 86
Tabla 7-5: Valor de Inversión del Sistema Base SIC-3 87
Tabla 8-1: Actividades Tercerizadas 107
Tabla 8-2: Horas disponibles de FTE 110
Tabla 8-3: Personal de Gerencia General y Fiscalía 111
Tabla 8-4: Personal de Gerencia de Gestión Económica, Finanzas y Tributaria 112
Tabla 8-5: Personal de Gerencia de Administración y Recursos Humanos 113
Tabla 8-6: Personal de Gerencia de Ingeniería 114
Tabla 8-7: Personal de Gerencia de Explotación 115
Tabla 8-8: Personal de Gerencia Comercial y de Regulación 116
Tabla 8-9: Dotación de Personal de la Empresa 117
Tabla 8-10: Costo Anual del Personal de la Empresa 120
Tabla 8-11: Personal de Operación en Terreno 122
Tabla 8-12: Costo de Operaciones en Terreno 124
Tabla 8-13: Horas Disponibles por Año 127
Tabla 8-14: Personal de Mantenimiento 128
Tabla 8-15: Vehículos de Mantenimiento 128
Tabla 8-16: Cantidades de Trabajo de Mantenimiento 129
Tabla 8-17: Cantidades de Vehículos de Mantenimiento 129
Tabla 8-18: Costos de Mantenimiento en Terreno 130
Tabla 8-19: Costos de Operación y Mantenimiento en Terreno 131
Tabla 9-1: Costos de los Sistemas SCADA/EMS 133
Tabla 9-2: Costos de los Sistemas de Comunicaciones 134
Tabla 9-3: Costos de Otros Sistemas Operativos 136
Tabla 9-4: Valores Típicos de Área de Oficinas 137
Tabla 9-5: Valores de Espacio de Oficinas 139
Tabla 9-6: Requerimientos Hardware de Microinformática 143
Tabla 9-7: Requerimientos Software de Microinformática 144
Tabla 9-8: Costos de Microinformática 144
Tabla 9-9: Gastos en Vehículos 146
Tabla 9-10: Costo de Bienes Muebles e Inmuebles de la Empresa 148

Tabla de Contenido

Tabla 9-11: Gastos de Personal *152*
Tabla 9-12: Etapas de Certificación ISO *153*
Tabla 9-13: Costos del Proceso de Certificación ISO 9.001 ..... *155*
Tabla 9-14: Costos del Proceso de Certificación ISO 14.001 ..... *155*
Tabla 9-15: Resumen Gastos Certificación ISO *156*
Tabla 9-16: Etapas de Certificación OHSAS *156*
Tabla 9-17: Costos del Proceso de Certificación OHSAS 18.001 ..... *157*
Tabla 9-18: Gasto en Seguros *159*
Tabla 9-19: Cálculo de Contribuciones *160*
Tabla 9-20: Gastos de Edificios e Instalaciones *160*
Tabla 9-21: Gastos Administrativos y Generales de la Empresa *162*
Tabla 9-22: Resumen de COMA *162*
Tabla 9-23: Bienes Intangibles *163*
Tabla 9-24: Empresas del Estudio de Referenciamiento *164*
Tabla 9-25: Datos de las Empresas *165*
Tabla 9-26: Indicador de Eficiencia del Gasto *166*
Tabla 9-27: Indicador de Productividad Laboral *168*
Tabla 10-1: Tramos Candidatos a ser Prescindibles y sus Factores de Utilización. *171*
Tabla 10-2: Tramos de la Red Enmallada Optimizables *173*
Tabla 10-3: Combinación de Alternativas de Optimización en Redes Enmalladas *174*
Tabla 10-4: Tramos Radiales que pueden ser Optimizables *175*
Tabla 10-5: Transformadores Radiales que pueden ser Optimizables *176*
Tabla 10-6: Combinaciones de Optimización Enlaces Radiales *177*
Tabla 10-7: Ahorros en el VP para los Tramos Radiales *178*
Tabla 10-8: VP de los Transformadores Radiales Optimizables *179*
Tabla 10-9: Tramos de líneas optimizados *179*
Tabla 10-10: Tramos de transformación optimizados *180*
Tabla 10-11: Adaptación de Líneas Radiales *180*
Tabla 10-12: Adaptación de Subestaciones de Distribución Primaria *181*
Tabla 10-13: Factores de utilización SS/EE de Interconexión *183*
Tabla 10-14: Alternativas de Desarrollo en Subestaciones de Interconexión *184*
Tabla 10-15: Alternativa 2011-1, Ampliación S/E El Salto *184*
Tabla 10-16: Alternativa 2011-2, Ampliación S/E Chena *184*
Tabla 10-17: Alternativa 2011-3, Ampliación S/E Cerro Navia *185*
Tabla 10-18: Alternativa 2013-1, Ampliación S/E Cerro Navia *185*
Tabla 10-19: Alternativa 2013-2, Ampliación S/E Chena *186*
Tabla 10-20: Alternativa 2014-1, Ampliación Subestación Chena *186*
Tabla 10-21: Alternativa 2014-2, Ampliación subestación Los Almendros *187*

Tabla de Contenido

Tabla 10-22: Alternativa 2016-1, Ampliación Subestación Almendros *187*
Tabla 10-23: Alternativa 2016-2, Ampliación Subestación Buin *188*
Tabla 10-24: Alternativa 2018-1, Ampliación subestación Chena *188*
Tabla 10-25: Alternativa 2018-2: Ampliación Subestación Buin *189*
Tabla 10-26: Alternativa 2018-3, Ampliación Subestación El Salto *189*
Tabla 10-27: Plan Base de Ampliación de Subestaciones de Interconexión *190*
Tabla 10-28: Plan Alternativo de Expansión en Subestaciones de Interconexión *190*
Tabla 10-29: Factores de Utilización de Líneas *191*
Tabla 10-30: Adaptabilidad Red Enmallada - Alternativa 1 ..... *196*
Tabla 10-31: Adaptabilidad Red Enmallada - Alternativa 2 ..... *197*
Tabla 10-32: Adaptabilidad Red Enmallada – Alternativa 3 ..... *198*
Tabla 10-33: Adaptabilidad Red Enmallada - Alternativa 4 ..... *198*
Tabla 10-34: Adaptabilidad Red Enmallada *199*
Tabla 10-35: Ahorro en VP de los Escenarios de Expansión *201*
Tabla 11-1: Factores de Expansión de Pérdidas de Potencia *204*
Tabla 11-2: Factores de Expansión de Pérdidas de Energía *204*
Tabla 11-3: Costo Anual de Pérdidas *205*
Tabla 12-1: Anualidad de la Inversión USD *207*
Tabla 12-2: Costos de operación, mantención y administración USD *207*
Tabla 12-3: AVI + COMA SIC-3 expresado en USD *207*
Tabla 13-1: Centrales conectadas al SIC-3 y subestación troncal mínima distancia eléctrica *216*
Tabla 13-2: Rutas de mínima distancia eléctrica *216*
Tabla 13-3: Costo de conexión directa al troncal de las centrales generadoras conectadas al SIC-3 ..... *217*
Tabla 13-4: Pagos de las Centrales Generadoras para el periodo de tarificación *218*
Tabla 14-1: Composición del Valor Presente del aVI de Infraestructura Relacionada con Redes *221*
Tabla 14-2: Composición del Valor Presente del aVI de Infraestructura Relacionada con Bienes Muebles e Inmuebles *222*
Tabla 14-3: Composición del Valor Presente de COMA *222*
Tabla 14-4: Coeficientes de Indexación *222*
Tabla 14-5: Valor de Índices Bases *223*

Resumen Ejecutivo

Este documento constituye el Informe Final del Estudio para determinar el Valor Anual del Sistema de Subtransmisión N° 3, en adelante SIC-3, para el cuadrienio 2011-2014**,** el cual se desarrolló en total conformidad con lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos y en las Bases Técnicas del Estudio, en cumplimiento de lo dispuesto en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), la normativa ambiental y demás reglamentación aplicable a los sistemas de subtransmisión.

El informe está estructurado en tres bloques principales: en la primera parte se establecen los antecedentes del Estudio y se determinan las características del SIC-3, en la segunda parte se explican los criterios, metodologías y procedimientos utilizados para determinar el Valor Anual del Sistema de Subtransmisión; y en la parte final se presentan los cálculos y resultados del Estudio.

Los principales resultados encontrados son los siguientes:

Tabla 0-1: Resumen AVI + COMA SIC-3 en USD

	Año Base	Horizonte de Tarificación			
ITEM	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**
AVI	122.557.508	127.101.333	131.987.709	135.849.866	141.304.780
COMA	22.540.034	22.542.130	22.567.338	22.602.587	22.605.493
AVI + COMA	**145.097.542**	**149.643.463**	**154.555.047**	**158.452.453**	**163.910.273**

Tabla 0-2: VASTx SIC-3 en USD

VASTx	**494.771.551**

Tabla 0-3: Factor de Expansión de Pérdidas de Potencia SIC-3

Factor de Expansión de Pérdidas de Potencia	2010	2011	2012	2013
Inyecciones (MW)	2.030,76	2.134,26	2.238,06	2.362,75
Retiros (MW)	2.004,24	2.104,93	2.206,86	2.331,48
Pérdidas (MW)	26,52	29,33	31,2	31,27
FPp_i	*1,013233*	*1,013936*	*1,014138*	*1,013413*
FPp	**1,013675**			

Tabla 0-4: Factor de Expansión de Pérdidas de Energía SIC-3

Factor de Expansión de Pérdidas de Energía	2010	2011	2012	2013
Inyecciones (MWh)	13.526.200	14.213.956	14.906.627	15.752.267
Retiros (MWh)	3.390.338	14.064.831	14.749.331	15.590.729
Pérdidas (MWh)	135.862	149.125	157.296	161.538
FPe_i	*1,010146*	*1,010603*	*1,010665*	*1,010361*
FPe	**1,010439**			

1. Antecedentes Generales

1.1 Introducción y Objetivos del Estudio

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que las empresas operadoras o propietarias de los Sistemas de Subtransmisión (en adelante las Empresas Subtransmisoras), deberán desarrollar los estudios técnicos para determinar el Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión, en adelante VASTx, conforme a las Bases que para tal efecto elabore la Comisión Nacional de Energía (en adelante CNE o la Comisión). Con tal propósito la Resolución Exenta Nº 75 de 2010 de la Comisión aprobó las Bases Técnicas definitivas de Estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el cuadrienio 2011-2014 (en adelante las Bases), de acuerdo con las cuales las Empresas de Subtransmisión deben realizar los Estudios correspondientes durante el año 2010.

Por encargo de las Empresas Subtransmisoras correspondientes, KEMA ha realizado el Estudio para determinar el VASTx del SIC-3, el cual se desarrolló en total conformidad con lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, y en cumplimiento de lo dispuesto en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), la normativa ambiental y demás reglamentación aplicable a los sistemas de subtransmisión. Este informe presenta los resultados finales del Estudio y el VASTx del SIC-3 para el cuadrienio 2011-2014.

El objetivo general del Estudio, conforme a lo indicado en las Bases, es determinar el valor anual de las inversiones (aVI), así como los costos de operación, mantenimiento y administración (COMA), de las instalaciones de los sistema de subtransmisión adaptadas a la demanda y eficientemente operadas, incluyendo las pérdidas medias de energía y potencia y otros conceptos relacionados con el cálculo y aplicación del VASTx. En consecuencia se definieron los siguientes objetivos específicos para el presente Estudio:

a) Determinar el VASTx del SIC-3 y sus componentes (aVI y COMA) para cada año del horizonte de tarificación 2010-2013.

b) Determinar de las pérdidas medias de energía y potencia del SIC-3 para cada año del horizonte de tarificación 2010-2013.

c) Calcular el pago anual de las centrales generadoras por el uso del SIC-3 para cada año del horizonte de tarificación 2010-2013.

d) Proponer las fórmulas de indexación y su forma de aplicación para los valores anteriormente indicados.

1.2 Marco de Desarrollo del Estudio

1.2.1 Marco Regulatorio

El Título III de la Ley General de Servicios Eléctricos, D.F.L. N° 4 de 2006, define el marco regulatorio para los sistemas de transporte de energía eléctrica en el país. En particular el Artículo 73º de la Ley distingue, para cada sistema de transmisión, entre instalaciones del sistema troncal, del sistema de subtransmisión y del sistema de transmisión adicional. Respecto a los sistemas de subtransmisión, el Artículo 75º establece que dichos sistemas están constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas que, haciendo parte de un sistema interconectado, están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, que son territorialmente identificables dentro de zonas de concesión de empresas distribuidoras.

Para poder ser clasificadas como pertenecientes a un sistema de subtransmisión debe cumplirse, en primer lugar, que las instalaciones no sean parte de un sistema troncal, y en segundo lugar, que los flujos por las mismas no sean exclusivamente atribuibles al consumo de un cliente o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de ellas. De manera específica, las líneas y subestaciones de cada sistema de subtransmisión son determinadas, previo informe técnico de la Comisión, mediante decreto del Ministerio correspondiente con una vigencia cuatrienal. Con tal propósito, el Decreto N° 121 de 2010 del Ministerio de Economía, modificado por los Decretos N° 89 y N° 134 de 2010 del Ministerio de Energía, determinó las líneas y subestaciones de los sistemas de subtransmisión pertenecientes al SING y al SIC, fijando el listado de líneas, taps y subestaciones calificadas como de subtransmisión de cada sistema eléctrico.

El Artículo 77º de la Ley somete a las instalaciones de los sistemas de subtransmisión a un régimen de acceso abierto, pudiendo éstas ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de subtransmisión que corresponda. Los Artículos 108º y 109º establecen los criterios para determinar el pago anterior. En primer lugar, cada cuatro años se debe calcular el valor anual de los sistemas de subtransmisión con base en instalaciones económicamente adaptadas a la demanda proyectada para un período de cuatro a diez años y eficientemente operadas, de modo que minimice el costo actualizado de inversión, operación y falla. Para tal fin se consideran de manera separada (a) las pérdidas medias de subtransmisión en potencia y energía, y (b) los costos estándares de inversión, mantención, operación y administración anuales asociados a las instalaciones.

Posteriormente, para cada sistema de subtransmisión y barra de retiro del mismo, se determinan los "peajes de subtransmisión" correspondientes a precios por unidad de energía y potencia retirada que cubran los costos anuales arriba indicados. Dichos peajes se adicionan a los precios de nudo de la potencia y energía inyectada que aplican en las respectivas barras de retiro. Todos los usuarios del sistema de subtransmisión deben pagar los precios señalados por la potencia y energía retiradas. En el caso de centrales generadoras que inyectan energía directamente en el sistema de subtransmisión, se determina un pago anual de acuerdo con su participación de pago esperada en cada tramo de

subtransmisión. Dicho monto se descuenta de los costos anuales utilizados para calcular los peajes de subtransmisión regulados aplicables a retiros en el sistema.

1.2.2 Conformación del SIC-3

El Decreto N° 121 de 2010 y sus modificaciones posteriores contiene la nómina de las empresas propietarias de elementos calificados como de subtransmisión, la nómina de líneas, el listado de transformadores, los paños de línea de subtransmisión, los paños distintos a paños de línea de subtransmisión y los equipos de compensación de subtransmisión. Los distintos elementos clasificados como de subtransmisión según los listados mencionados y conforme a las condiciones de aplicación correspondientes, incluyen los equipos de control, protección, servicios auxiliares y demás instalaciones comunes de subestaciones, en la proporción en que sirven a dichos elementos. Las instalaciones que están clasificadas como de subtransmisión en el mencionado Decreto deben ser consideradas para la realización de los estudios del valor anual de subtransmisión correspondientes. Por consiguiente, para la determinación del VASTx se ha tomado como base la conformación del SIC-3 definida por las instalaciones incluidas en el Decreto N° 121 y sus modificaciones posteriores y sus equipos asociados.

El Sistema de Subtransmisión SIC-3 forma parte del Sistema Interconectado Central y está conformado por subestaciones y líneas de transmisión, en doble y simple circuito, en niveles de tensión de 220 kV, 110 kV y 44 kV, ubicadas en el área de la Región Metropolitana de Santiago. El SIC-3 comprende instalaciones de las empresas Chilectra, Transelec, CGE Transmisión, Empresa Eléctrica de Puente Alto, Sociedad del Canal del Maipo, AES Gener, Pehuenche y Empresa Eléctrica Puntilla. La siguiente figura muestra una vista general del área servida por el SIC-3.

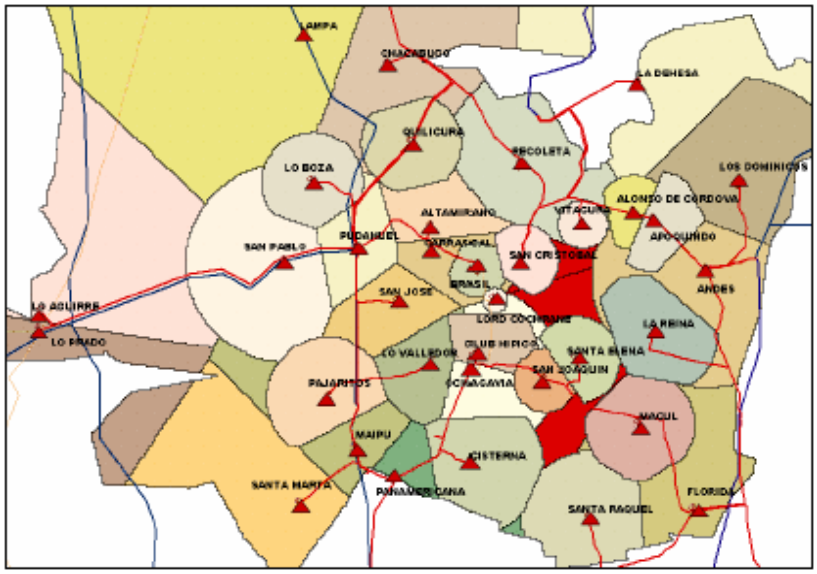


Figura 1.1: Vista General del Área del SIC-3

El SIC-3 es un sistema de subtransmisión en su gran mayoría enmallado, por lo cual los flujos por sus líneas no dependen sólo de la localización de las demandas, como ocurre en un sistema radial, sino que también dependen de condiciones operacionales externas, como la hidrología y la operación de centrales generadoras locales. Lo anterior implica que, para el diseño de un sistema económicamente adaptado a la demanda que garantice la suficiencia, seguridad y calidad requeridas por la normativa aplicable, se deben tener en cuenta una gran cantidad de escenarios de operación y de alternativas de desarrollo posibles, tanto de hidrologías como de otras condiciones de la red.

1.3 Antecedentes y Organización del Informe Final

Según lo estipulan las Bases Técnicas, el desarrollo del Estudio para determinar el VASTx del SIC-3 incluyó la entrega de tres informes preliminares más el presente informe final, tal como se describe a continuación.

1) Informe de Demanda

Este primer informe correspondió al informe técnico de "Proyección de la Demanda del Sistema de Subtransmisión N°3", entregado el 30 de marzo de 2010. Dicho informe incluyó lo siguiente:

a) Individualización del sistema estudiado;

b) Los registros detallados de demanda de los seis años calendario inmediatamente anteriores al año que de inicio del Estudio (2004 a 2009);

c) La demanda base del sistema para el año 2009;

d) La proyección de las diferentes componentes de la demanda definidas en las Bases;

e) La proyección de las demandas de energía y potencia agregadas y por punto de entrega para el horizonte de planificación del estudio (2010-2019);

2) Primer Estado de Avance Preliminar

El primer informe de avance preliminar se entregó a los 45 días de inicio del proyecto, el 16 de abril de 2010. En el primer informe de avance se incluyeron los siguientes temas:

a) El listado de proveedores nacionales y extranjeros a los cuales se cotizaron precios de materiales y equipos, así como la lista de empresas consultoras de las cuales se solicitaron los estudios de remuneraciones y servidumbres.

b) Inventario físico de las instalaciones existentes del SIC-3, a diciembre de 2009.

c) Metodología para la determinación de las instalaciones existentes prescindibles y para la optimización de las instalaciones.

d) Carta GANTT del estudio y estado de avance del trabajo del consultor.

3) Segundo Estado de Avance Preliminar

El segundo informe de avance preliminar se entregó a los 90 días de inicio del proyecto, el 1 de junio de 2010. En este segundo informe se presentaron los avances en las materias presentadas en el primer informe, la descripción de los criterios y metodologías a seguir en las distintas fases del Estudio y la organización general de la empresa de subtransmisión.

Con posterioridad a la fecha de entrega del segundo informe de avance, la Comisión expidió las Resoluciones Exentas N° 348/2010 y N° 451/2010 prorrogando el plazo de entrega de los informes finales de los Estudios de los sistemas de subtransmisión.

4) Informe Final

El presente informe final del Estudio contiene el Valor Anual del SIC-3 incluyendo el cálculo de todas las componentes del valor anual de inversión y de los costos de operación, mantención y administración, así como las pérdidas medias de potencia y energía, el pago de las centrales generadoras y las fórmulas de indexación propuestas. En la preparación del informe final se han tenido en cuenta las materias y contenidos desarrollados de manera preliminar en los informes de avance y las observaciones recibidas de las empresas. Junto con los resultados finales del Estudio, en este informe se incluyen o se hace referencia a todos los antecedentes de respaldo respectivos. Para la presentación de los resultados parciales y finales del Estudio se adjuntan las tablas de datos correspondientes en los formatos establecidos en las Bases, cuyo listado se incluye al final del documento.

Este informe final del Estudio de determinación del VASTx está organizado en cuatro bloques principales: primero se presenta la información de tipo general, en segundo término se explican los criterios y metodologías utilizados, en tercer lugar se presentan los cálculos realizados y finalmente se incluyen los anexos, información de soporte y formatos de entrega de información. Los capítulos en que está dividido el informe son los siguientes:

- En este **Capítulo 1** se exponen los antecedentes generales del Estudio;
- El **Capítulo 2** presenta las características del SIC-3;
- El **Capítulo 3** contiene la metodología y resultados de la proyección de demanda del sistema en el horizonte de planificación;
- En el **Capítulo 4** se describen los criterios y metodologías aplicados para la valoración del sistema de subtransmisión;
- El **Capítulo 5** presenta las bases para determinar los costos de operación, mantención y administración de la empresa de subtransmisión.
- En el **Capítulo 6** se explican los criterios y metodologías seguidos en los procesos de prescindibilidad, optimización y adaptación del sistema;

- En el **Capítulo 7** se describe el procedimiento seguido para valorizar el inventario físico de instalaciones y se presenta el cálculo del valor de inversión del sistema de subtransmisión base;
- El **Capítulo 8** incluye el diseño de la organización de la empresa de subtransmisión, los costos de personal y los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones del sistema.
- En el **Capítulo 9** se determinan los bienes muebles e inmuebles y los gastos de la empresa de subtransmisión, calculando sus valores respectivos.
- En el **Capítulo 10** se presentan los resultados de la adaptación económica del sistema a la demanda en el horizonte de planificación;
- El **Capítulo 11** contiene los cálculos detallados de las pérdidas de potencia y energía del sistema;
- El **Capítulo 12** reúne los cálculos del valor anual del sistema de subtransmisión;
- En el **Capítulo 13** se explica el cálculo de los pagos anuales de las centrales generadoras por uso del sistema;
- En el **Capítulo 14** se encuentran las fórmulas de indexación propuestas para las componentes del valor anual del sistema de subtransmisión; y
- Los **Anexos** incluyen información de respaldo, soporte y de referencia de los cálculos realizados

Al final del documento se incluye el listado de los archivos electrónicos que se entregan como parte de este informe y que contienen los formatos y datos especificados en las Bases del Estudio.

2. Sistema de Subtransmisión SIC-3

2.1 Descripción General

El Sistema de Subtransmisión SIC-3 cumple la función de transportar energía en la Región Metropolitana de Santiago, geográficamente ubicada en el centro del país. El SIC-3 forma parte del Sistema Interconectado Central (SIC), el cual se extiende entre las localidades de Taltal ubicado en las coordenadas geográficas (25º24´34.12" S, 70º29´20.63" O) y Chiloé (42º28´41.85" S, 73º46´58.47" O).

Los propietarios de las instalaciones del SIC-3 son empresas dedicadas a diversas actividades del servicio eléctrico, en su mayoría al transporte y distribución de energía. El sistema recibe inyecciones de energía en las subestaciones de interconexión con el sistema troncal y a través de centrales de generación directamente conectadas al mismo. Los retiros de energía se realizan en barras donde se conectan instalaciones del sistema de transmisión adicional, de sistemas de distribución o clientes libres.

Los límites geográficos del SIC-3 se pueden establecer de acuerdo con las siguientes instalaciones: S/E Polpaico por el Norte, S/E Alto Jahuel por el Sur, S/E Cerro Navia por el Oeste y S/E Los Almendros por el Este.

2.2 Empresas Propietarias de Instalaciones

Los propietarios de las instalaciones que conforman el SIC-3 corresponden a ocho empresas eléctricas que hacen parte del Sistema Interconectado Central SIC. Las características principales de estas empresas son las siguientes:

1. Chilectra S.A. (www.chilectra.cl)

Chilectra es la empresa de distribución de energía eléctrica más grande de Chile en términos de energía suministrada. Durante el año 2009 las ventas físicas de energía de la empresa fueron superiores a 12.500 GWh y al final del año el número total de clientes de la empresa fue mayor a 1,5 millones. El área de concesión de Chilectra, de más de 2.000 km^2, incluye 33 comunas de la Región Metropolitana. Para abastecer la demanda de sus clientes, la empresa cuenta con un sistema de transporte y distribución de energía operando a diferentes niveles de tensión que conecta a sus clientes con el sistema de transmisión troncal.

Las instalaciones del sistema de transporte de Chilectra han sido clasificadas como de subtransmisión y como tales forman la base del SIC-3, incluyendo el sistema enmallado y las derivaciones radiales del mismo. Las instalaciones de subtransmisión de la empresa corresponden a subestaciones con una capacidad de transformación instalada de 7.340 MVA y a 356 km de líneas de subtransmisión de 220, 110 y 44 kV.

2. Transelec S.A. (www.transelec.cl)

Transelec es la principal empresa de transmisión de energía del sistema eléctrico chileno, propietaria de redes de alta tensión que se extienden a lo largo de 2.900 km desde la ciudad de Arica hasta la isla de Chiloé. El sistema de transmisión de Transelec tiene una participación mayoritaria en las líneas y subestaciones de transmisión eléctrica troncal de los dos mayores sistemas interconectados de Chile, el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

La empresa es propietaria de todas las redes de alta tensión de 500 kV y de la mayor parte de las líneas troncales en 220 y 110 kV del SIC y del SING. Transelec posee un total de 8.204 kilómetros de líneas de transmisión de simple y doble circuito, y cuenta con 48 subestaciones de transmisión a lo largo del país con una capacidad total de transformación que alcanza los 10.231 MVA.

3. CGE Transmisión S.A. (www.cge.cl)

CGE es un conglomerado energético que concentra sus actividades en el sector eléctrico y de gas. En Chile las filiales de CGE son responsables de la distribución del 39% de la energía eléctrica del país y satisface la demanda del 43% de los consumidores locales, atendiendo a más de 2 millones de clientes través de sus distintas filiales. CGE Transmisión es una empresa que presta servicios de transmisión y transporte de electricidad a través de un conjunto de subestaciones y líneas de transmisión de alta tensión, emplazadas entre la Región de Atacama y la Región de Los Ríos. Dichas instalaciones conectan el sistema de transmisión troncal del SIC con las empresas distribuidoras, generadoras y clientes libres.

CGE Transmisión cuenta con una infraestructura de transporte compuesta por 2.594 km de líneas en 154, 110 y 66 kV, que representan cerca del 40% de las líneas de subtransmisión del SIC, y por 126 subestaciones transformadoras con una potencia instalada de 4.829 MVA, que constituyen el 25% de la potencia instalada del SIC. Al cierre del año 2009 la energía retirada del sistema de subtransmisión de CGE Transmisión alcanzó el valor de 8.780 GWh. La infraestructura de la empresa la convierte en uno de las principales subtransmisoras del país.

4. Empresa Eléctrica Puente Alto LTDA: (www.eepa.cl)

La Empresa Eléctrica Puente Alto es una empresa de distribución de energía, cuya zona de concesión es la comuna de Puente Alto en la Región Metropolitana y cuyo objeto es la explotación comercial de dicha concesión. Además de instalaciones de distribución, la Empresa Eléctrica Puente Alto cuenta con un sistema de subtransmisión compuesto por 12,2 km de líneas y 4 subestaciones con 100 MVA instalados de capacidad de transformación.

5. AES Gener (www.aesgener.cl)

AES Gener (Gener) es una sociedad anónima dedicada fundamentalmente a la generación de electricidad en Chile a través de sus distintas filiales. Sirve al Sistema Interconectado Central, SIC, a través de cuatro centrales hidroeléctricas de pasada, dos centrales termoeléctricas a carbón y dos

centrales turbogas a petróleo diesel, todas pertenecientes directamente a Gener. También sirve al SIC mediante una central de ciclo combinado a gas natural y una central a petróleo diesel pertenecientes a su filial Sociedad Eléctrica Santiago; una central termoeléctrica a carbón perteneciente a la coligada Empresa Eléctrica Guacolda; y dos centrales de cogeneración y una turbina a gas de su filial Energía Verde. La compañía es también proveedora de energía del Sistema Interconectado del Norte Grande, SING, a través de sus filiales Norgener y TermoAndes.

La capacidad instalada en operación de las empresas del grupo AES Gener en Chile es de 3.280 MW en plantas térmicas, hidráulicas y de biomasa localizadas en diversos sitios del territorio nacional, siendo Gener el segundo generador de energía en el país por potencia instalada. AES Gener también es propietaria de más de 1.500 km de líneas de transmisión. En el SIC-3 participa entre otros con la línea 110 kV Cerro Navia – Las Vegas.

6. Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. (www.endesa.cl)

Empresa dedicada a las actividades de producción, transporte y comercialización de energía eléctrica, siendo propietaria de las centrales hidroeléctricas Pehuenche, Curillinque y Loma Alta, ubicadas en la cuenca del río Maule, Región del Maule. Para la incorporación de la energía de las centrales al SIC la empresa dispones de dos líneas de transmisión de 220 kV y una de 154 kV. Pehuenche participa en el SIC-3 con equipos en las subestaciones Polpaico y Alto Jahuel.

7. Sociedad del Canal del Maipo

Sociedad de regantes formada en 1827 y que al comenzar el siglo XX arrendó las aguas del canal San Carlos a una empresa eléctrica que construyó la central hidroeléctrica La Florida. En la década de los ochenta la sociedad adquirió y modernizo la planta eléctrica de la central Florida, vendiendo la energía producida a Chilectra e ingresando así a la actividad del sector eléctrico. La Sociedad del Canal del Maipo posee instalaciones de subtransmisión en la subestación Florida de propiedad de Chilectra.

8. Eléctrica Puntilla S.A. (EPSA)

Empresa de generación propietaria de la central hidroeléctrica Puntilla, la cual cuenta con una capacidad instalada nominal de 24 MW. En el SIC-3 participa con la línea 110 kV Puntilla – Puente Alto.

2.3 Estructura del SIC-3

Tal como fue señalado en el Capítulo 1, como base para determinar la estructura e instalaciones que conforman el SIC-3 se tomó la nómina de las instalaciones existentes calificadas como de subtransmisión y pertenecientes al SIC-3 contenida en el Decreto N° 121 de 2010 del Ministerio de Economía y sus modificaciones posteriores. El listado anterior fue comparado y complementado con información entregada por las empresas, para descartar elementos repetidos o no correspondientes, y sobre todo con el fin de considerar las adiciones y retiros de instalaciones

realizadas durante el año 2009. De esta manera se elaboró el elenco final de instalaciones existentes del SIC-3 a 31 de diciembre de 2009, denominado el sistema de subtransmisión base.

En la siguiente figura se muestra el diagrama unifilar simplificado en el cual se muestran las principales instalaciones del SIC-3:

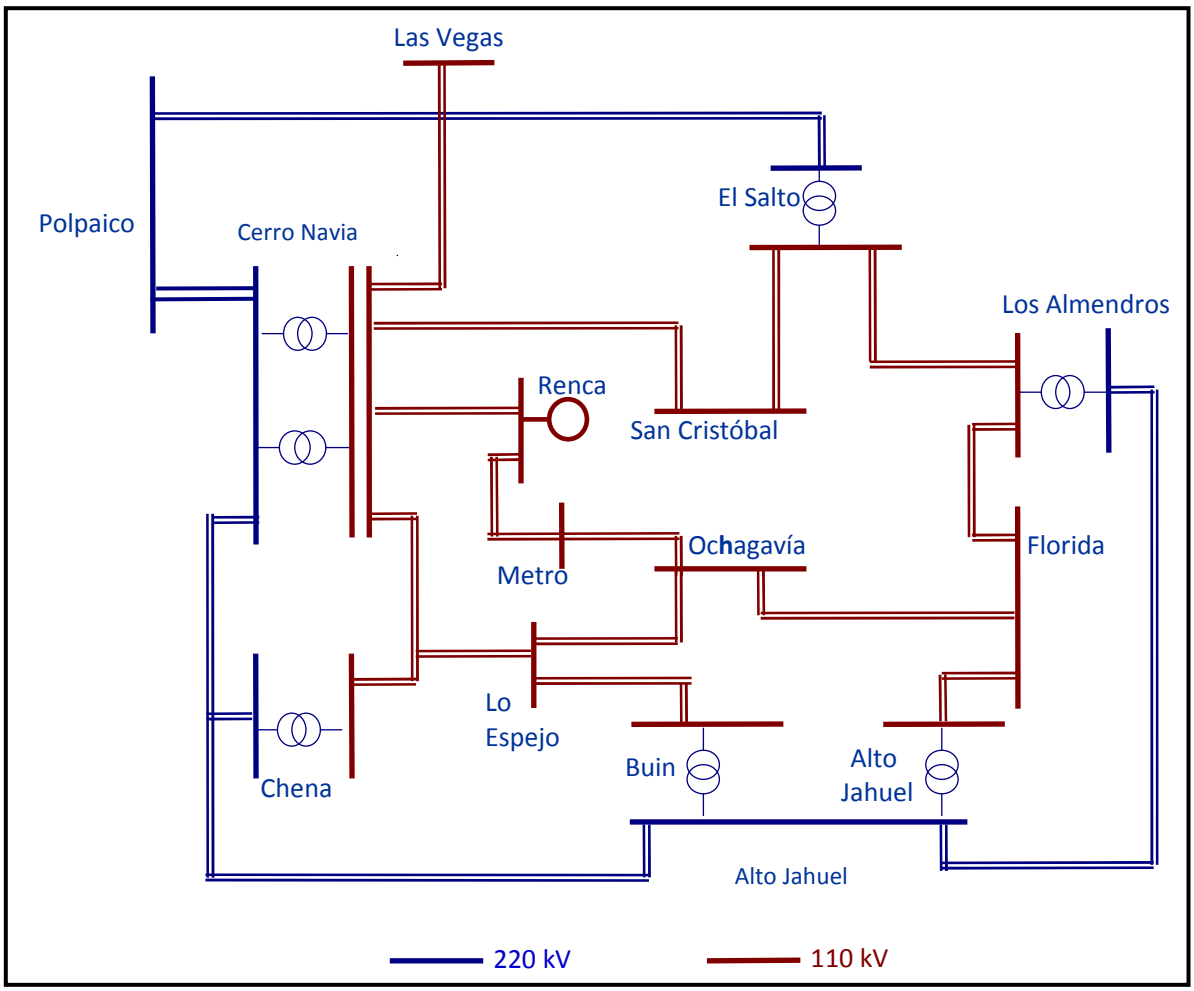


Figura 2.1: Diagrama Unificar Simplificado del Sistema SIC-3

Como se observa en el diagrama anterior, el núcleo de este sistema está formado por redes dispuestas en forma de anillo, característica que determina la necesidad de desarrollar análisis topológicos y operativos considerando la operación enmallada del sistema. Esto aplica tanto para la prescindibilidad, optimización y adaptación de las redes como para determinar el pago por el uso de las redes por parte de centrales generadoras que inyectan directamente o a través de instalaciones adicionales su producción a dicho sistema.

A continuación se presenta el listado de las instalaciones de subtransmisión que conforman el SIC-3 junto sus principales características físicas. Las instalaciones se agrupan funcionalmente en

subestaciones, líneas y taps. El sistema comprende 60 subestaciones de alta y media tensión, 37 taps y 216 tramos de líneas y taps como se describe más adelante.

2.3.1 Subestaciones del SIC-3

Las subestaciones eléctricas son instalaciones destinadas a la operación de los equipos de maniobras y a alojar los equipos de transformación requeridos para modificar y establecer los niveles de tensión de la infraestructura eléctrica, con el fin de facilitar el transporte y la posterior distribución de la energía. Las subestaciones comprenden el conjunto de equipos, construcciones y edificaciones ubicadas en un terreno común dentro del área de cerramiento. Dentro de las subestaciones se encuentran ubicados equipos que por sus características técnicas y funcionalidad pueden ser clasificados en los siguientes grupos: equipos de transformación, equipos de compensación reactiva, paños de subestación y elementos comunes.

Las siguientes son las subestaciones que hacen parte del SIC-3.

Tabla 2-1: Subestaciones del SIC-3

No.	Nombre Subestación	Tensión [kV]	No.	Nombre Subestación	Tensión [kV]
1	Alonso de Cordova	110/12	31	Los Almendros	220/110/13,2
2	Altamirano	110/12	32	Los Dominicos	110/12
3	Alto Jahuel	220/110/13	33	Macul	110/12
4	Andes	110/12	34	Maipu	110/12
5	Apoquindo	110/12	35	Malloco	110/23/12
6	Batuco	110/23	36	Metro	110/20
7	Brasil	110/12	37	Movil	110/12
8	Buin	220/110/13,2	38	Ochagavia	110/12
9	Carrascal	110/12	39	Pajaritos	110/23/12
10	Cerro Navia	220/110/13,2	40	Panamericana	110/12
11	Cerro Navia Chilectra	110	41	Polpaico	220/110
12	Chacabuco	110/23/12	42	Polpaico Chilectra	110/23
13	Chena	220/110/13,2	43	Pudahuel	110/12
14	Club Hipico	110/12	44	Puente Alto	110/12
15	Costanera	110/12	45	Punta de Peuco	110
16	Curacavi	44/12	46	Queltehues	110/12
17	El Manzano	220/23	47	Quilicura	110/23/12
18	El Salto	220/110/34,5	48	Recoleta	110/12
19	Florida	110/12,5	49	Renca	110/15/12
20	La Cisterna	110/12	50	San Bernardo	110/12
21	La Dehesa	110/23/12	51	San Cristobal	110/12
22	La Pintana	110/12	52	San Joaquin	110/12
23	La Reina	110/12	53	San Jose	110/12
24	Las Acacias	110/23	54	San Pablo	110/23
25	Lo Aguirre	110/12	55	Santa Elena	110/12
26	Lo Boza	110/23/12	56	Santa Marta	110/23/12

No.	Nombre Subestación	Tensión [kV]	No.	Nombre Subestación	Tensión [kV]
27	Lo Espejo	110	57	Santa Raquel	110/12
28	Lo Prado	110/44/12	58	Santa Rosa Sur	110/12
29	Lo Valledor	110/12	59	Vitacura	110/12
30	Lord Cochrane	110/12	60	Las Vegas	110/44

2.3.2 Líneas y Taps del SIC-3

Las líneas eléctricas son las instalaciones que permiten el transporte de grandes bloques de energía eléctrica en distintos niveles de tensión. Como parte de las líneas del sistema de subtransmisión se incluyen, además de los elementos constitutivos de las líneas en sus distintos tramos, los equipos de maniobra y desconexión en los paños de línea ubicados en los extremos de las mismas. Los taps son derivaciones radiales del sistema de subtransmisión y son parte constitutiva de este.

A continuación se indican en primera instancia los puntos del SIC-3 de donde se desprenden los taps del sistema junto con su nivel de tensión correspondiente:

Tabla 2-2: Taps del SIC-3

No.	Nombre del Tap	No.	Nombre del Tap
1	Tap Alonso de Cordova 110	20	Tap Lo Valledor 110
2	Tap Altamirano 110	21	Tap Los Dominicos 110
3	Tap Buin 110	22	Tap Macul 110
4	Tap Andes 110	23	Tap Maipu 110
5	Tap Apoquindo 110	24	Tap Pajaritos 110
6	Tap Batuco 110	25	Tap Pudahuel 110
7	Tap Carrascal 110	26	Tap Quilicura 110
8	Tap Chacabuco 110	27	Tap Recoleta 110
9	Tap Chena 220	28	Tap San Bernardo 110
10	Tap La Cisterna 110	29	Tap San Joaquin 110
11	Tap Club Hipico 110	30	Tap San Jose 110
12	Tap El Manzano 220	31	Tap San Pablo 110
13	Tap La Dehesa 110	32	Tap Santa Elena 110
14	Tap La Pintana 110	33	Tap Santa Marta 110
15	Tap La Reina 110	34	Tap Santa Raquel 110
16	Tap Las Acacias 110	35	Tap Santa Rosa Sur 110
17	Tap Lo Boza 110	36	Tap Vitacura 110
18	Tap Lo Prado 110	37	Tap Las Vizcachas 110
19	Tap Lo Prado Carena - Polpaico 044		

Por su parte las líneas del sistema de subtransmisión se dividen en tramos entre subestaciones adyacentes, entre subestaciones y taps adyacentes o entre taps adyacentes. Esto con el fin de que en

cada tramo de línea se tenga un mismo tipo de conductor y se mantengan iguales condiciones técnicas.

En la siguiente tabla se presentan los tramos de línea del SIC-3 con sus principales características físicas. Cada tramo se identifica de acuerdo con sus puntos extremos. Adicionalmente cada circuito individual se considera un tramo separado, por lo tanto las secciones de línea de doble circuito comprenden dos tramos paralelos.

En total existen 11 tramos de 220 kV, 191 de 110 kV y 12 de 44 kV. En la siguiente tabla se listan todos los tramos de línea del SIC-3.

Tabla 2-3: Tramos de Línea del SIC-3

No.	Código Tramo	Extremo 1	Extremo 2	No. Circuito	Tension [kV]
1	Lx_0001	Cerro Navia Chilectra 110	Tap Pudahuel 110	1	110
2	Lx_0002	Cerro Navia Chilectra 110	Tap Pudahuel 110	2	110
3	Lx_0003	Tap Pudahuel 110	Tap San Jose 110	1	110
4	Lx_0004	Tap Pudahuel 110	Tap San Jose 110	2	110
5	Lx_0005	Tap San Jose 110	Tap Pajaritos 110	1	110
6	Lx_0006	Tap San Jose 110	Tap Pajaritos 110	2	110
7	Lx_0007	Tap Pajaritos 110	Tap Lo Valledor 110	1	110
8	Lx_0008	Tap Pajaritos 110	Tap Lo Valledor 110	2	110
9	Lx_0009	Tap Lo Valledor 110	Tap Maipu 110	1	110
10	Lx_0010	Tap Lo Valledor 110	Tap Maipu 110	2	110
11	Lx_0011	Tap Maipu 110	Tap Santa Marta 110	1	110
12	Lx_0012	Tap Maipu 110	Tap Santa Marta 110	2	110
13	Lx_0013	Tap Santa Marta 110	Chena 220	1	110
14	Lx_0014	Tap Santa Marta 110	Chena 220	2	110
15	Lx_0015	Cerro Navia 110	Cerro Navia Chilectra 110	1	110
16	Lx_0016	Cerro Navia 110	Cerro Navia Chilectra 110	2	110
17	Lx_0017	Chena 110	Lo Espejo 110	1	110
18	Lx_0018	Chena 110	Lo Espejo 110	2	110
19	Lx_0019	Lo Espejo 110	Espejo - Tap La Cisterna - Torre 2 110	1	110
20	Lx_0020	Lo Espejo 110	Espejo - Tap La Cisterna - Torre 2 110	2	110
21	Lx_0021	Espejo - Tap La Cisterna - Torre 2 110	Espejo - Tap La Cisterna - Torre 7 110	1	110
22	Lx_0022	Espejo - Tap La Cisterna - Torre 2 110	Espejo - Tap La Cisterna - Torre 7 110	2	110
23	Lx_0023	Espejo - Tap La Cisterna - Torre 7 110	Tap La Cisterna 110	1	110
24	Lx_0024	Espejo - Tap La Cisterna - Torre 7 110	Tap La Cisterna 110	2	110
25	Lx_0025	Tap La Cisterna 110	FFCC Lo Espejo 110	1	110
26	Lx_0026	Tap La Cisterna 110	FFCC Lo Espejo 110	2	110
27	Lx_0027	FFCC Lo Espejo 110	Ochagavia 110	1	110
28	Lx_0028	FFCC Lo Espejo 110	Ochagavia 110	2	110
29	Lx_0029	Lo Espejo 110	Panamericana 110	1	110
30	Lx_0030	Lo Espejo 110	Panamericana 110	2	110
31	Lx_0031	Buin 110	Tap San Bernardo 110	1	110
32	Lx_0032	Buin 110	Tap San Bernardo 110	2	110
33	Lx_0033	Tap San Bernardo 110	Tap Las Acacias 110	1	110
34	Lx_0034	Tap San Bernardo 110	Tap Las Acacias 110	2	110
35	Lx_0035	Tap Las Acacias 110	Lo Espejo 110	1	110

No.	Código Tramo	Extremo 1	Extremo 2	No. Circuito	Tension [kV]
36	Lx_0036	Tap Las Acacias 110	Lo Espejo 110	2	110
37	Lx_0037	Alto Jahuel 110	Tap Buin 110	1	110
38	Lx_0038	Alto Jahuel 110	Tap Buin 110	2	110
39	Lx_0039	Tap Buin 110	Tap La Pintana 110	1	110
40	Lx_0040	Tap Buin 110	Tap La Pintana 110	2	110
41	Lx_0041	Tap La Pintana 110	Tap Santa Rosa Sur 110	1	110
42	Lx_0042	Tap La Pintana 110	Tap Santa Rosa Sur 110	2	110
43	Lx_0043	Tap Santa Rosa Sur 110	Tap Santa Raquel 110	1	110
44	Lx_0044	Tap Santa Rosa Sur 110	Tap Santa Raquel 110	2	110
45	Lx_0045	Tap Santa Raquel 110	Florida 110	1	110
46	Lx_0046	Tap Santa Raquel 110	Florida 110	2	110
47	Lx_0047	Florida 110	Tap La Reina 110	1	110
48	Lx_0048	Florida 110	Tap La Reina 110	2	110
49	Lx_0049	Tap La Reina 110	Tap Andes 110	1	110
50	Lx_0050	Tap La Reina 110	Tap Andes 110	2	110
51	Lx_0051	Tap Andes 110	Los Almendros 110	1	110
52	Lx_0052	Tap Andes 110	Los Almendros 110	2	110
53	Lx_0053	Los Almendros 110	Tap Los Dominicos 110	1	110
54	Lx_0054	Los Almendros 110	Tap Los Dominicos 110	2	110
55	Lx_0055	Tap Los Dominicos 110	Tap Apoquindo 110	1	110
56	Lx_0056	Tap Los Dominicos 110	Tap Apoquindo 110	2	110
57	Lx_0057	Tap Apoquindo 110	Tap Alonso de Cordova 110	1	110
58	Lx_0058	Tap Apoquindo 110	Tap Alonso de Cordova 110	2	110
59	Lx_0059	Tap Alonso de Cordova 110	Tap Vitacura 110	1	110
60	Lx_0060	Tap Alonso de Cordova 110	Tap Vitacura 110	2	110
61	Lx_0061	Tap Vitacura 110	Tap Vitacura -Tap La Dehesa -Torre 67 110	1	110
62	Lx_0062	Tap Vitacura 110	Tap Vitacura -Tap La Dehesa -Torre 67 110	2	110
63	Lx_0063	Tap Vitacura -Tap La Dehesa -Torre 67 110	Tap Vitacura -Tap La Dehesa - Torre 72 110	1	110
64	Lx_0064	Tap Vitacura -Tap La Dehesa -Torre 67 110	Tap Vitacura -Tap La Dehesa - Torre 72 110	2	110
65	Lx_0065	Tap Vitacura -Tap La Dehesa - Torre 72 110	Tap La Dehesa 110	1	110
66	Lx_0066	Tap Vitacura -Tap La Dehesa - Torre 72 110	Tap La Dehesa 110	2	110
67	Lx_0067	Tap La Dehesa 110	El Salto 110	1	110
68	Lx_0068	Tap La Dehesa 110	El Salto 110	2	110
69	Lx_0069A	El Salto 110	El Salto - San Cristobal - Torre 8 110	1	110
70	Lx_0070A	El Salto 110	El Salto - San Cristobal - Torre 8 110	2	110
71	Lx_0069	El Salto - San Cristobal -	El Salto - San Cristobal -	1	110

No.	Código Tramo	Extremo 1	Extremo 2	No. Circuito	Tension [kV]
		Torre 8 110	Torre 14 110		
72	Lx_0070	El Salto - San Cristobal - Torre 8 110	El Salto - San Cristobal - Torre 14 110	2	110
73	Lx_0071	El Salto - San Cristobal - Torre 14 110	El Salto - San Cristobal - Torre 19 110	1	110
74	Lx_0072	El Salto - San Cristobal - Torre 14 110	El Salto - San Cristobal - Torre 19 110	2	110
75	Lx_0073	El Salto - San Cristobal - Torre 19 110	San Cristobal 110	1	110
76	Lx_0074	El Salto - San Cristobal - Torre 19 110	San Cristobal 110	2	110
77	Lx_0075	San Cristobal 110	Tap Recoleta 110	1	110
78	Lx_0076	San Cristobal 110	Tap Recoleta 110	2	110
79	Lx_0077	Tap Recoleta 110	Tap Chacabuco 110	1	110
80	Lx_0078	Tap Recoleta 110	Tap Chacabuco 110	2	110
81	Lx_0079	Tap Chacabuco 110	Tap Quilicura 110	1	110
82	Lx_0080	Tap Chacabuco 110	Tap Quilicura 110	2	110
83	Lx_0081	Tap Quilicura 110	Tap Lo Boza 110	1	110
84	Lx_0082	Tap Quilicura 110	Tap Lo Boza 110	2	110
85	Lx_0083	Tap Lo Boza 110	Cerro Navia Chilectra 110	1	110
86	Lx_0084	Tap Lo Boza 110	Cerro Navia Chilectra 110	2	110
87	Lx_0085	Cerro Navia Chilectra 110	Tap Altamirano 110	1	110
88	Lx_0086	Cerro Navia Chilectra 110	Tap Altamirano 110	2	110
89	Lx_0087	Tap Altamirano 110	Renca 110	1	110
90	Lx_0088	Tap Altamirano 110	Renca 110	2	110
91	Lx_0089	Renca 110	Tap Carrascal 110	1	110
92	Lx_0090	Renca 110	Tap Carrascal 110	2	110
93	Lx_0091	Tap Carrascal 110	Poste Chilectra 22 110	1	110
94	Lx_0092	Tap Carrascal 110	Poste Chilectra 22 110	2	110
95	Lx_0093	Poste Chilectra 22 110	Brasil 110	1	110
96	Lx_0094	Poste Chilectra 22 110	Brasil 110	2	110
97	Lx_0095	Renca 110	Metro I 110	1	110
98	Lx_0096	Metro II 110	Ochagavia 110	1	110
99	Lx_0097	Metro I 110	Lord Cochrane I 110	1	110
100	Lx_0098	Metro II 110	Lord Cochrane II 110	2	110
101	Lx_0099	San Bernardo 110	Malloco 110	1	110
102	Lx_0100	Ochagavia 110	Tap Club Hipico 110	1	110
103	Lx_0101	Ochagavia 110	Tap Club Hipico 110	2	110
104	Lx_0102	Tap Club Hipico 110	Tap San Joaquin 110	1	110
105	Lx_0103	Tap Club Hipico 110	Tap San Joaquin 110	2	110
106	Lx_0104	Tap San Joaquin 110	Tap Santa Elena 110	1	110
107	Lx_0105	Tap San Joaquin 110	Tap Santa Elena 110	2	110
108	Lx_0106	Tap Santa Elena 110	Tap Macul 110	1	110
109	Lx_0107	Tap Santa Elena 110	Tap Macul 110	2	110

No.	Código Tramo	Extremo 1	Extremo 2	No. Circuito	Tension [kV]
110	Lx_0108	Tap Macul 110	Florida 110	1	110
111	Lx_0109	Tap Macul 110	Florida 110	2	110
112	Lx_0110	Cerro Navia Chilectra 110	Tap San Pablo 110	1	110
113	Lx_0111	Cerro Navia Chilectra 110	Tap San Pablo 110	2	110
114	Lx_0112	Tap San Pablo 110	Tap Lo Prado 110	1	110
115	Lx_0113	Tap Lo Prado 110	Lo Aguirre 110	1	110
116	Lx_0114	Lo Prado 044	Lo Prado - Curacavi - Torre 1 44	1	44
117	Lx_0115	Lo Prado 044	Lo Prado - Curacavi - Torre 1 44	2	44
118	Lx_0116	Lo Prado - Curacavi - Torre 1 44	Lo Prado - Curacavi - Torre 26 44	1	44
119	Lx_0117	Lo Prado - Curacavi - Torre 1 44	Lo Prado - Curacavi - Torre 26 44	2	44
120	Lx_0118	Lo Prado - Curacavi - Torre 26 44	Lo Prado - Curacavi - Torre 73 44	1	44
121	Lx_0119	Lo Prado - Curacavi - Torre 26 44	Lo Prado - Curacavi - Torre 73 44	2	44
122	Lx_0120	Lo Prado - Curacavi - Torre 73 44	Lo Prado - Curacavi - Torre 93 44	1	44
123	Lx_0121	Lo Prado - Curacavi - Torre 73 44	Lo Prado - Curacavi - Torre 93 44	2	44
124	Lx_0122	Lo Prado - Curacavi - Torre 93 44	Curacavi 044	1	44
125	Lx_0123	Lo Prado - Curacavi - Torre 93 44	Curacavi 044	2	44
126	Lx_0124	Alto Jahuel 220	Los Almendros 220	1	220
127	Lx_0125	Alto Jahuel 220	Los Almendros 220	2	220
128	Lx_0126	Alto Jahuel 220	Buin 220	1	220
129	Lx_0127	Polpaico 220	Tap El Manzano 220	1	220
130	Lx_0128	Polpaico 220	Tap El Manzano 220	2	220
131	Lx_0129	Tap El Manzano 220	El Salto 220	1	220
132	Lx_0130	Tap El Manzano 220	El Salto 220	2	220
133	Lx_0131	Tap Alonso de Cordova 110	Alonso de Cordova 110	1	110
134	Lx_0132	Tap Alonso de Cordova 110	Alonso de Cordova 110	2	110
135	Lx_0133	Tap Altamirano 110	Altamirano 110	1	110
136	Lx_0134	Tap Altamirano 110	Altamirano 110	2	110
137	Lx_0135	Tap Buin 110	Buin 110	1	110
138	Lx_0136	Tap Buin 110	Buin 110	2	110
139	Lx_0137	Tap Andes 110	Andes 110	1	110
140	Lx_0138	Tap Andes 110	Andes 110	2	110
141	Lx_0139	Tap Apoquindo 110	Apoquindo 110	1	110
142	Lx_0140	Tap Apoquindo 110	Apoquindo 110	2	110
143	Lx_0141	Tap Batuco 110	Batuco 110	1	110
144	Lx_0142	Tap Batuco 110	Batuco 110	2	110

No.	Código Tramo	Extremo 1	Extremo 2	No. Circuito	Tension [kV]
145	Lx_0143	Tap Carrascal 110	Carrascal 110	1	110
146	Lx_0144	Tap Carrascal 110	Carrascal 110	2	110
147	Lx_0145	Tap Chacabuco 110	Chacabuco 110	1	110
148	Lx_0146	Tap Chacabuco 110	Chacabuco 110	2	110
149	Lx_0147	Tap Chena 220	Chena 220	1	220
150	Lx_0148	Tap Chena 220	Chena 220	2	220
151	Lx_0149	Tap La Cisterna 110	La Cisterna 110	1	110
152	Lx_0150	Tap La Cisterna 110	La Cisterna 110	2	110
153	Lx_0151	Tap Club Hipico 110	Club Hipico 110	1	110
154	Lx_0152	Tap Club Hipico 110	Club Hipico 110	2	110
155	Lx_0153	Tap La Dehesa 110	La Dehesa 110	1	110
156	Lx_0154	Tap La Dehesa 110	La Dehesa 110	2	110
157	Lx_0155	Tap La Pintana 110	La Pintana 110	1	110
158	Lx_0156	Tap La Pintana 110	La Pintana 110	2	110
159	Lx_0157	Tap La Reina 110	La Reina 110	1	110
160	Lx_0158	Tap La Reina 110	La Reina 110	2	110
161	Lx_0159	Tap Las Acacias 110	Las Acacias 110	1	110
162	Lx_0160	Tap Las Acacias 110	Las Acacias 110	2	110
163	Lx_0161	Tap Lo Boza 110	Lo Boza 110	1	110
164	Lx_0162	Tap Lo Boza 110	Lo Boza 110	2	110
165	Lx_0165	Tap Lo Prado 110	Lo Prado 110	1	110
166	Lx_0166	Tap Lo Prado Carena - Polpaico 044	Lo Prado 044	1	44
167	Lx_0167	Tap Lo Prado Carena - Polpaico 044	Lo Prado 044	2	44
168	Lx_0168	Tap Lo Valledor 110	Lo Valledor 110	1	110
169	Lx_0169	Tap Lo Valledor 110	Lo Valledor 110	2	110
170	Lx_0170	Tap Los Dominicos 110	Los Dominicos 110	1	110
171	Lx_0171	Tap Los Dominicos 110	Los Dominicos 110	2	110
172	Lx_0172	Tap Macul 110	Macul 110	1	110
173	Lx_0173	Tap Macul 110	Macul 110	2	110
174	Lx_0174	Tap Maipu 110	Maipu 110	1	110
175	Lx_0175	Tap Maipu 110	Maipu 110	2	110
176	Lx_0176	Tap Pajaritos 110	Pajaritos 110	1	110
177	Lx_0177	Tap Pajaritos 110	Pajaritos 110	2	110
178	Lx_0178	Tap Pudahuel 110	Pudahuel 110	1	110
179	Lx_0179	Tap Pudahuel 110	Pudahuel 110	2	110
180	Lx_0180	Tap Quilicura 110	Quilicura 110	1	110
181	Lx_0181	Tap Quilicura 110	Quilicura 110	2	110
182	Lx_0182	Tap Recoleta 110	Recoleta 110	1	110
183	Lx_0183	Tap Recoleta 110	Recoleta 110	2	110
184	Lx_0184	Tap San Bernardo 110	San Bernardo 110	1	110
185	Lx_0185	Tap San Bernardo 110	San Bernardo 110	2	110

No.	Código Tramo	Extremo 1	Extremo 2	No. Circuito	Tension [kV]
186	Lx_0186	Tap San Joaquin 110	San Joaquin 110	1	110
187	Lx_0187	Tap San Joaquin 110	San Joaquin 110	2	110
188	Lx_0188	Tap San Jose 110	San Jose 110	1	110
189	Lx_0189	Tap San Jose 110	San Jose 110	2	110
190	Lx_0190	Tap San Pablo 110	San Pablo 110	1	110
191	Lx_0191	Tap San Pablo 110	San Pablo 110	2	110
192	Lx_0192	Tap Santa Elena 110	Santa Elena 110	1	110
193	Lx_0193	Tap Santa Elena 110	Santa Elena 110	2	110
194	Lx_0194	Tap Santa Marta 110	Santa Marta 110	1	110
195	Lx_0195	Tap Santa Marta 110	Santa Marta 110	2	110
196	Lx_0196	Tap Santa Raquel 110	Santa Raquel 110	1	110
197	Lx_0197	Tap Santa Raquel 110	Santa Raquel 110	2	110
198	Lx_0198	Tap Santa Rosa Sur 110	Santa Rosa Sur 110	1	110
199	Lx_0199	Tap Santa Rosa Sur 110	Santa Rosa Sur 110	2	110
200	Lx_0200	Tap Vitacura 110	Vitacura 110	1	110
201	Lx_0201	Tap Vitacura 110	Vitacura 110	2	110
202	Lx_0204	Tap El Manzano 220	El Manzano 220	1	220
203	Lx_0205	Tap El Manzano 220	El Manzano 220	2	220
204	Lx_0210	Las Vizcachas 110	Puente Alto 110	1	110
205	Lx_0211	Puente Alto 110	Costanera 110	1	110
206	Lx_0212	Las Vegas 110	Punta de Peuco 110	1	110
207	Lx_0213	Las Vegas 110	Punta de Peuco 110	2	110
208	Lx_0214	Punta de Peuco 110	Tap Batuco 110	1	110
209	Lx_0215	Punta de Peuco 110	Tap Batuco 110	2	110
210	Lx_0216	Tap Batuco 110	Cerro Navia 110	1	110
211	Lx_0217	Tap Batuco 110	Cerro Navia 110	2	110
212	Lx_0219	Tap Las Vizcachas 110	Florida 110	1	110
213	Lx_0220	Tap Las Vizcachas 110	Florida 110	2	110
214	Lx_0221	Puntilla 110	Puente Alto 110	1	110

En el archivo electrónico “ResultadosSistemaSIC3.mdb” se muestra la información detallada de las características técnicas de subestaciones, transformadores, tramos de línea, paños de líneas, paños distintos a los de líneas y equipos de compensación pertenecientes al SIC-3 en el período base (diciembre de 2009).

2.4 Características del SIC-3

En el estudio de valorización del SIC-3 es importante considerar que este sistema posee algunas características particulares que deben tenerse en cuenta para los cálculos correspondientes.

2.4.1 Retiros de Energía del SIC-3

Existen dos tipos de usuarios que retiran energía del SIC-3, el primero corresponde a empresas dedicadas al transporte y distribución de energía para el suministro de sus clientes, el segundo, corresponde a clientes libres que retiran energía directamente de las redes del sistema de subtransmisión.

Respecto a las empresas de transporte y distribución la principal es Chilectra con 51 puntos de retiro de energía, seguida por CGE Distribución con retiros en 11 puntos y EEPA con 3 puntos. En cuanto a los clientes libres conectados al sistema de subtransmisión, la tabla siguiente presenta el listado completo junto con su punto de conexión.

Tabla 2-4: Clientes Libres conectados al SIC-3

Cliente	Punto de Conexión
Proacer	El Manzano 220
FFCC	FFCC Lo Espejo 110
Cementos Polpaico	Punta Peuco 110
Metro	Metro 110, Santa Raquel 110 y Macul 110

2.4.2 Inyecciones de Energía del SIC-3

El sistema de subtransmisión recibe inyecciones de energía en las subestaciones donde se interconecta al sistema troncal de transmisión, que corresponde a las subestaciones Cerro Navia 220 kV, Alto Jahuel 220 kV, Chena 220 kV y Polpaico 220 kV.

El SIC-3 también recibe aportes de energía y potencia provenientes de fuentes de generación térmica e hidráulica conectadas directamente al sistema de subtransmisión o a través de instalaciones adicionales, como se describe a continuación.

1) Centrales Térmicas

El siguiente cuadro muestra las centrales térmicas que inyectan directamente su producción al SIC-3, las cuales suman 480 MW de capacidad instalada bruta.

Tabla 2-5: Generadores Térmicos en el SIC-3

Central	Potencia Bruta MW	Punto de Inyección	Propiedad	Combustible
Renca	100	Barra 110 kV S/E Renca	E.E. Santiago (AES Gener)	Diesel
Nueva Renca - Turbina Gas	210	Barra 110 kV S/E Renca	E.E. Santiago (AES Gener)	Gas natural
Nueva Renca – Turbina Vapor	170	Barra 110 kV S/E Renca	E.E. Santiago (AES Gener)	Gas natural/ Diesel
Total Potencia Instalada Bruta (MW)	**480**			

2) Centrales Hidráulicas

La siguiente tabla ilustra la distribución de las inyecciones de energía de centrales hidráulicas de pasada que inyectan su producción directamente a subtransmisión o bien a través de instalaciones adicionales, que totalizan aproximadamente 324 MW en capacidad instalada bruta.

Tabla 2-6: Generadores Hidráulicos en el SIC-3

Central	Potencia Bruta MW	Punto de Inyección	Propiedad
Alfalfal	178	S/E Los Almendros 220 kV	AES Gener
Queltehues	48,9	S/E Florida 110 kV	AES Gener
Maitenes	31	S/E Florida 110 kV	AES Gener
Volcán	14	S/E Florida 110 kV	AES Gener
Puntilla	22,3	S/E Puente Alto 110 kV	Eléctrica Puntilla S.A.
Florida	29,2	S/E Florida 110 kV	Sociedad del Canal del Maipo
El Rincón	0,3	S/E Florida 110 kV	Sociedad del Canal del Maipo
Total Potencia Instalada Bruta (MW)	**323,7**		

2.4.3 Fronteras e Islas del SIC-3

A. Fronteras

El Sistema SIC-3 tiene fronteras con otros sistemas de transporte de energía, es decir con el sistema troncal, otros sistemas de subtransmisión y con sistemas de transmisión adicional. Dichas frontera se encuentran ubicadas en subestaciones eléctricas en donde se comparten instalaciones con los otros sistemas, pudiendo una subestación pertenecer a otro sistema. Así mismo, dentro del SIC-3 se

encuentran subestaciones con instalaciones de distintas empresas propietarias. El siguiente cuadro muestra las subestaciones con instalaciones calificadas comunes del SIC-3.

Tabla 2-7: Fronteras del SIC-3

Subestación	Propiedad	Tipo de Frontera
Alto Jahuel	Transelec	Instalaciones del sistema troncal, sistema de transmisión adicional, SIC-3 y SIC-4
Cerro Navia	Transelec	Instalaciones del sistema troncal, sistema de transmisión adicional y SIC-3
Polpaico	Transelec	Instalaciones del sistema troncal, sistema de transmisión adicional y SIC-3 (Transelec, Chilectra y Pehuenche)
Las Vegas	Chilquinta	Instalaciones de SIC-2 (Chilquinta) y SIC-3 (AES Gener)
El Manzano	Chilectra	Instalaciones del SIC-3 y de sistemas de transmisión adicional
Los Almendros	Chilectra	Instalaciones del SIC-3 y de sistemas de transmisión adicional
Metro	Metro S.A.	Instalaciones del SIC-3 y de sistemas de transmisión adicional
Macul	Chilectra	Instalaciones del SIC-3 y de sistemas de transmisión adicional
Santa Raquel	Chilectra	Instalaciones del SIC-3 y de sistemas de transmisión adicional
Renca	AES Gener	Instalaciones de SIC-3 y Generación (AES Gener)

B. Islas

Las islas del sistema corresponden a las instalaciones que se interconectan con el resto de las instalaciones del SIC-3 a través de instalaciones que no están clasificadas como parte de este sistema de subtransmisión. En el SIC-3 dicho caso se presenta con la subestación Queltehues, propiedad de AES Gener. Dicha subestación se conecta a través de la línea Queltehues-Vizcachas que no hace parte del SIC-3.

2.5 Resumen de las Instalaciones del SIC-3

El siguiente cuadro muestra un resumen de las principales instalaciones principales del SIC-3, en términos de tramos de líneas, taps y subestaciones con sus correspondientes propietarios.

Tabla 2-8: Resumen de Instalaciones del SIC-3

Empresa	Tramos de Líneas	Taps	Subestaciones Propiedad de la Empresa	Subestaciones con Instalaciones de la Empresa
Chilectra	201	36	51	55
Transelec			3	2
EEPA	3	1	2	3
CGE Transmisión			1	1
AES GENER	9		3	6
Pehuenche				2
Sociedad Canalistas del Maipo				1
EPSA	1			
Total	**214**	**37**	**60**	**70**

3. Proyección de Demanda del SIC-3

Se realizó la predicción de la demanda para la energía, la punta coincidente de generación, la punta coincidente con subtransmisión y las puntas locales, para cada una de las barras del SIC-3, en periodos mensuales entre los años 2010 y 2019, de acuerdo con el horizonte de planificación solicitado en las Bases.

3.1 Criterios

El representante del SIC-3 entregó a KEMA y a la CNE, los antecedentes de la energía y potencia en los puntos de retiro del sistema, ocurridas en el período 2004-2009, indicando la clasificación de los retiros desde el sistema de Subtransmisión.

Los antecedentes, criterios y consideraciones utilizadas en la proyección de demanda fueron los siguientes:

1. La demanda fue desglosada en los siguientes componentes: usuarios finales en zonas de concesión de empresas distribuidoras, usuarios finales fuera de zonas de concesión de empresas distribuidoras, usuarios finales conectados directamente al sistema de subtransmisión en subestaciones distintas a las primarias o a través de sistemas de transmisión adicionales y proveniente de otros sistemas de subtransmisión.
2. Fue entregado a KEMA el consumo de energía y demanda por mes para los años 2004 a 2009 para todos los tipos de carga en los componentes a) RtDxZC y los usuarios finales, conectados directamente con el tipo de carga y c) - RtStx del SIC-3.
3. Aplicando la metodología establecida en las Bases, se obtiene una tasa de crecimiento promedio anual (CAGR) de 4,83%, lo que significa que en el año 2019 la potencia se incrementará en 1.174 MW.
4. Para establecer las tasa anuales de proyección, también fueron tomados en cuenta aspectos tales como consideraciones ambientales, nuevas políticas del gobierno que afectan la demanda (eficiencia energética) y el terremoto del 27 de febrero del presente año, debido a que esta situación ocasionó una baja temporal en la demanda de energía para el Sistema Interconectado Central (SIC)..

La evaluación de la proyección de la demanda se entregó a la CNE el día 30 de marzo del 2010 mediante el informe “Proyección de la Demanda del Sistema de Subtransmisión No 3”.

3.2 Procedimiento

Se analizaron de forma independiente la tasa de crecimiento individual de todos los retiros tipo a) (Energía y Potencia) para cada mes del año y se estimó el crecimiento específico de todos los retiros

para ese mes (enero, febrero, etc.). Esta estimación fue efectuada para los diez años del horizonte de planificación utilizando para ello el método ARIMA. Estos parámetros nos dieron la validez del rango de crecimiento estimado y también nos indujeron a la incorporación de una variación de la estimación para el año 2010.

En la siguiente figura se muestra en forma esquemática de manera general el proceso seguido para la proyección de la demanda:

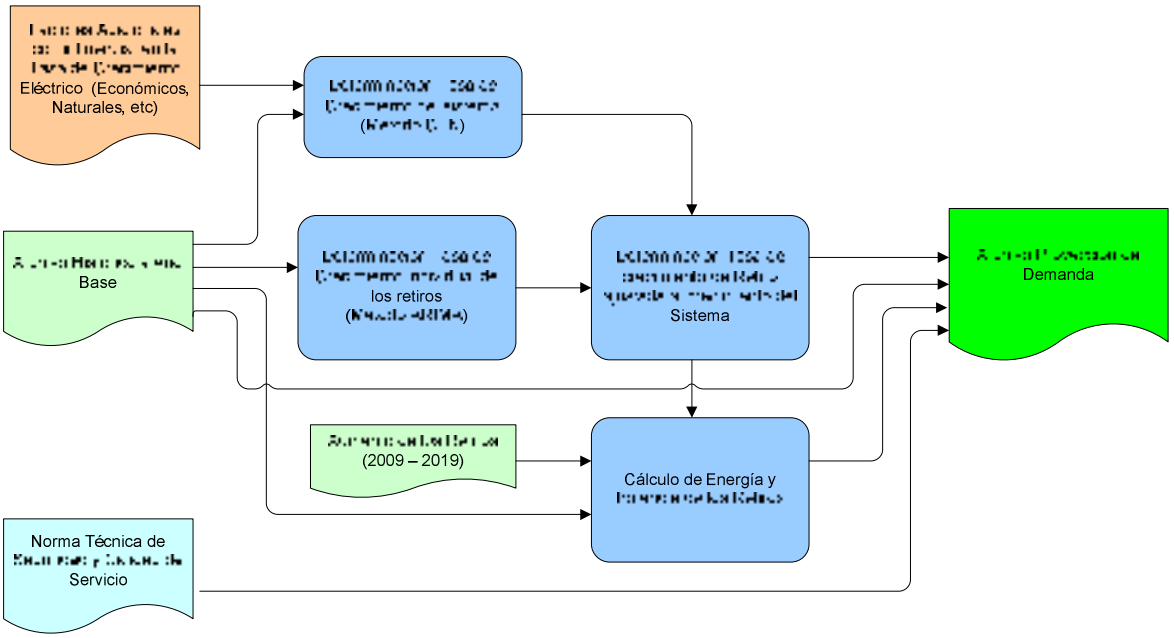


Figura 3.1: Metodología de Proyección de la Demanda

Los datos más relevantes de esta proyección fueron:

- La tasa de crecimiento de Potencia para el SIC-3 es 4,83 % anual
- La tasa de crecimiento de Energía para el SIC-3 es 3,53 % anual

Las tasas de crecimiento de los retiros fueron calculados de forma individual para respetar sus características propias de crecimiento el horizonte de planificación.

Se consideró una baja de 0,5% en la tasa de crecimiento 2009/2010 debido a los efectos en la economía causados por el terremoto. Por otra parte, se estimó un crecimiento más acelerado en los años próximos, llegando en el 2014 al crecimiento equivalente antes indicado. Del 2014 en adelante la tasa de crecimiento se proyectó constante para el horizonte de planificación considerando en todos los casos la tasa de crecimiento individual de cada retiro.

3.3 Resultados

Después de que KEMA determinó el crecimiento de la demanda, la CNE se pronunció tres veces en este sentido, mediante las Resoluciones Exentas N° 547 del 28 de abril, N° 483 del 11 de mayo y N° 530 del 28 de mayo, todas de 2010.

En definitiva, para efectos de este Estudio se empleado la proyección anual por barra establecida en la Resolución Exenta N° 530 ya señalada, y para la distribución mensual el perfil de distribución determinado por KEMA.

En la tabla siguiente se incluyen las tasas de crecimiento globales para el SIC-3 proporcionadas por la CNE en su último comunicado de fecha 28 de mayo de 2010 (Res. Ex. N° 530):

Tabla 3-1: Proyección de Demanda del SIC-3 de la CNE

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
SIC-3	0,9%	5,0%	4,9%	5,7%	5,7%	5,2%	5,2%	5,0%	4,9%	4,9%	4,9%

En la tabla 01010_Dda_Proyectada del archivo ResultadosSistemaSIC3.mdb se encuentran los resultados detallados de la predicción de demanda.

4. Metodología de Valoración de las Instalaciones del SIC-3

4.1 Antecedentes

Conforme a lo señalado en las Bases del Estudio, la determinación del VASTx del SIC-3 debe considerar la valoración de instalaciones económicamente adaptadas a la demanda proyectada sobre un horizonte de planificación de 10 años. El sistema económicamente adaptado debe minimizar el costo actualizado de inversión, operación, mantención, administración, pérdidas y falla, bajo condiciones eficientes de operación y en cumplimiento de las normas técnicas de seguridad y calidad del servicio.

El VASTx se calcula para cada uno de los cuatro años del período de tarificación (2010-2013), considerando de manera separada los costos estándares de inversión, operación, mantención y administración anuales asociados a las instalaciones del sistema y las pérdidas medias de potencia y energía. En este capítulo se describen los criterios y metodologías utilizada para determinar el valor anual de los costos de inversión del sistema de subtransmisión (aVI).

Todos los precios y costos relacionados en el presente Estudio, utilizados tanto en cálculos intermedios como en los resultados finales, están actualizados a 31 diciembre de 2009 y se han expresado en dólares de Estados Unidos. Para esto se ha utilizado el valor promedio mensual del dólar observado, publicado por el Banco Central, para el mes de diciembre de 2009 igual a $501,45 pesos por dólar. Igualmente, los precios y costos en Unidades de Fomento (UF) se han convertido a unidades monetarias utilizando el valor de la UF al 31 de diciembre de 2009 de $20.942,88.

4.2 Valoración del Costo Anual de Inversión

El costo anual de inversión para el conjunto de instalaciones que conforman el SIC-3 se determina como la suma de las anualidades del valor de inversión de cada instalación y componente del sistema económicamente adaptado a la demanda.

4.2.1 Anualidad del Valor de Inversión (aVI)

Para determinar las anualidades correspondientes del valor de inversión se utiliza una tasa anual de descuento de 10% en términos reales (Bases, Capítulo II, numeral 4.6) y una vida útil establecida de acuerdo con el tipo de equipamiento e instalación. En consecuencia, las anualidades calculadas no consideran indexaciones por efecto de la inflación y por tanto están referidas a valores reales del período base de cálculo correspondiente a diciembre de 2009. Las vidas útiles establecidas en las Bases para el Estudio son las siguientes:

Tabla 4-1: Vidas Útiles según el Tipo de Instalación

Tipo de Componente	Vida Útil
Obras civiles en subestaciones, estructuras en líneas y edificios (OCE)	40 años
Equipamiento electromagnético y electromecánico (EEE)	30 años
Conductores de líneas y elementos de sujeción y aislación (CSA)	20 años
Equipos de control y telecomando (ECT)	10 años
Equipamiento computacional (EQC)	5 años
Vehículos (VEH)	10 años
Equipamiento de oficina no fungible (ONF)	15 años
Equipamiento de operación y mantención no fungible (MNF)	15 años

Para establecer el valor anual de servidumbres y costos asociados a uso de suelos se considera un flujo perpetuo a la tasa de descuento anual anteriormente señalada.

1) Cálculo de la anualidad del valor de inversión

Para calcular la anualidad del valor de inversión aVI de cada instalación o componente de la misma se utiliza la siguiente expresión:

$$aVI = a \cdot VI$$

en donde "*a*" es el factor anual de recuperación de capital y "*VI*" es el valor de Inversión de la instalación. El factor anual "*a*" depende de la vida útil "*vu*" de la instalación o componente, y de la tasa de descuento utilizada "*r*", estando relacionadas de la siguiente manera:

$$a = \frac{r}{1-(1+r)^{-vu}}$$

El valor anual de una instalación es la suma de las anualidades de sus componentes. Finalmente, el valor anual del sistema de subtransmisión en el año "*i*" es la suma de las anualidades de las instalaciones del sistema que están presentes en dicho año.

$$aVI_i = \sum_j aVI_{ij}$$

Donde "aVI_{ij}" es el valor anual de la instalación "*j*" que está presente en el año "*i*".

2) Cálculo del valor de inversión

El Valor de Inversión (VI) del sistema adaptado corresponde a la suma de los costos de adquisición e instalación eficientes de los equipos y componentes que conforman las diferentes instalaciones del

sistema, de acuerdo con valores de mercado e incluyendo los gastos, derechos e indemnizaciones incurridos en el establecimiento de servidumbres y terrenos, los intereses intercalarios, bienes intangibles y el capital de explotación, tal como se explica más adelante.

Para establecer los valores de este informe se han utilizado estudios de mercado específicos con valores observados a diciembre de 2009, y cuando ha sido necesario se han complementado dichos valores con costos reales reportados por empresas propietarias de instalaciones del sistema de subtransmisión. En la siguiente sección se describen los estudios de mercado utilizados para determinar el valor de inversión en desarrollo del presente Estudio.

4.2.2 Estudios de Mercado

Los estudios de mercado empleados en este Estudio para la valoración de las instalaciones de subtransmisión son los siguientes:

1) "Estudio de Precios de Mercado de Equipos y Materiales de Líneas y Subestaciones de Subtransmisión para el Estudio Tarifario 2010-2014", preparado por la firma Alv & Asociados, de aquí en adelante el "Estudio de Precios".

   En este estudio se identificaron los principales tipos de equipos y elementos que componen las instalaciones del sistema de subtransmisión, divididos en líneas y subestaciones de subtransmisión. Para cada uno de los elementos identificados se realizaron cotizaciones con proveedores nacionales e internacionales, y se estableció su correspondiente precio de mercado aplicando los criterios establecidos en las Bases. En el Anexo 2 se presentan la metodología utilizada y los resultados del "Estudio de Precios". El informe del "Estudio de Precios" se entrega en formato digital.

2) "Estudio de Recargos de Subtransmisión", realizado por la firma Ingendesa para determinar los recargos aplicables a proyectos de líneas y subestaciones de subtransmisión, de aquí en adelante el "Estudio de Recargos".

   El Estudio de Recargos contiene la metodología y cálculo de los factores de recargo que deben aplicarse a las instalaciones de subtransmisión, que conforme a lo definido en las Bases deben utilizarse para determinar el costo total de inversión de las mismas. El Estudio de Recargos determina los factores de recargo para las obras de líneas y subestaciones de transmisión del sistema SIC-3. En el Anexo 1 se describe la metodología y resultados del Estudio de Recargos. El informe del "Estudio de Recargos" se entrega en formato digital.

3) "Estudio de Tasación Comercial de Terrenos destinados a Subestaciones Eléctricas ubicados en la Región Metropolitana", realizado por la firma Optimiza Asesores Consultores de Empresas, de aquí en adelante el "Estudio de Terrenos".

   Este "Estudio de Terrenos" contiene la valoración comercial de los terrenos correspondientes a 52 subestaciones eléctricas ubicadas en la Región Metropolitana y pertenecientes a la

empresa Chilectra. El Estudio establece el valor comercial de venta de los terrenos vigentes a noviembre de 2009, de acuerdo con sus características específicas y sin considerar las instalaciones construidas en los mismos. En el Anexo 5 se describe la metodología y resultados del "Estudio de Terrenos". El informe del "Estudio de Terrenos" se entrega en formato digital.

4.2.3 Valor de Inversión de las Instalaciones

Conforme a lo señalado en las Bases, el equipamiento y componentes de las instalaciones de subtransmisión se valorizan de acuerdo con su costo puesto y habilitado en terreno, considerando su costo de adquisición, costos de puesta en sitio, construcción, montaje y todos los gastos asociados al proyecto de habilitación de la instalación. Dicho costo se calcula mediante la siguiente expresión:

$$CI = \{[(Cu+OM) \cdot (1+FB+B+FO) + MO] \cdot (1+Ing+Gg) + T\} \cdot (1+Int) + BI + CE$$

Los rubros de costos utilizados en la fórmula anterior se definen a continuación, y su cálculo y aplicación se explican más adelante:

- Costo de la instalación puesta y habilitada en terreno, CI
- Costos unitarios de equipos y materiales, Cu
- Otros materiales, OM
- Recargo por flete a bodega, FB
- Recargo por bodegaje, B
- Recargo por flete a obra, FO
- Montaje, MO
- Recargo por ingeniería, Ing
- Recargo por gastos generales, Gg
- Derechos relacionados con el uso de suelo, T
- Intereses intercalarios, Int
- Bienes intangibles, BI
- Capital de explotación, CE

De manera consistente con lo establecido en el Decreto N° 121 de 2010 y sus modificaciones posteriores, se consideraron los siguientes tipos de instalaciones que conforman las líneas, taps y subestaciones del SIC-3: tramos de líneas y taps, transformadores, paños de línea, paños distintos a líneas y equipo de compensación reactiva.

Los elementos y materiales que conforman cada tipo de instalación fueron identificados en los inventarios físicos de las instalaciones existentes preparados y suministrados por las empresas

propietarias de las mismas. Todos los precios y costos de las componentes de inversión fueron expresados en dólares americanos a diciembre de 2009, utilizando la tasa de cambio promedio de $501,45 por dólar.

El tratamiento de cada componente del costo de inversión, descrito a continuación, se ajustó a lo requerido en el numeral 2.2, Anexo 1 de las Bases.

A. Costo unitario de equipos y materiales (Cu) y de Otros materiales (OM)

Los precios del equipamiento y los materiales principales (Cu) pertenecientes a cada tipo de instalación del sistema de subtransmisión se obtuvieron como el promedio de los dos precios mínimos del "Estudio de Precios"; el listado de elementos y precios puede consultarse en el Anexo 1. Para establecer los precios de equipos y materiales no incluidos en el "Estudio de Precios" se utilizaron los costos de adquisición históricos actualizados a diciembre de 2009. Como índice de actualización se utilizó el Índice de Precios al por Mayor IPM publicado por el INE. Para tal fin se utilizó la serie IPMn para los componentes de adquisición nacional y la serie IPMi para los componentes importados.

El rubro de otros materiales (OM) corresponde al costo de materiales menores no individualizados en los inventarios físicos de las instalaciones del sistema de subtransmisión. Dichos materiales corresponden fundamentalmente a ferretería y materiales pequeños consistentes en elementos de acople, sujeción, apoyo y protección física de los equipos. También se considera un primer stock de repuestos de estos materiales menores que deben tenerse disponibles para poder efectuar labores de reemplazo de elementos defectuosos.

Los materiales indicados representan una pequeña fracción del costo de los componentes de las instalaciones. Para este estudio se ha considerado por concepto de OM un 1% de los costos de adquisición del equipamiento de las instalaciones.

B. Recargos por Flete a Bodega (FB), por Bodegaje (B) y por Flete a Obra (FO)

Como recargo por flete a bodega FB se aplica un porcentaje que representa la relación entre los costos incurridos por el transporte a bodega desde el sitio de entrega, de los equipos y materiales de cada instalación del sistema de subtransmisión y su respectivo costo de adquisición.

Los recargos por bodegaje B consideran todos los costos relacionados con el almacenamiento de equipos y materiales destinados a la construcción de las instalaciones del sistema de subtransmisión, expresados como un porcentaje del costo de adquisición de los equipos y materiales.

Para el recargo por Flete a Obra FO se consideran los costos asociados con el traslado de los equipos y materiales de las instalaciones de subtransmisión desde los sitios de almacenamiento hasta el sitio de la obra de construcción, excepto cuando está labor es realizada por los contratistas de montaje.

Las metodologías de cálculo detalladas y los factores utilizados para determinar los recargos por FB, B y FO para las líneas y subestaciones del SIC-3 están contenidos en el "Estudio de Recargos". El Anexo 2 contiene un resumen de dichas metodologías.

C. Montaje (MO)

Los costos de montaje MO de las instalaciones de subtransmisión consideran el desarrollo de obras civiles, montaje electromecánico y otros trabajos requeridos para la construcción y puesta en servicio de las instalaciones. Incluyen los costos de personal de construcción y montaje de acuerdo con las horas-hombre empleadas, los costos de materiales y por uso de equipos, y los costos de inspección técnica y supervisión de las obras para cada una de las instalaciones del sistema, considerando los costos incurridos durante todo el período de construcción de las obras.

En el Estudio de Recargos se realiza un análisis detallado de las actividades que hacen parte del montaje y construcción de instalaciones de líneas y subestaciones de transmisión, incluyendo la inspección técnica de las obras. Un resumen de la metodología empleada puede encontrarse en el Anexo 2. Para el cálculo de los costos de montaje de las instalaciones de subtransmisión se consideraron las distintas actividades identificadas en el Estudio de Recargos, los precios unitarios de montaje y construcción de acuerdo con el listado de baremos empleados por las empresas, las cantidades de mano de obra y materiales ocupadas por cada instalación y el costos de los recursos humanos y equipamiento empleado en la supervisión e inspección técnica de las obras.

En el cálculo de este rubro se determinaron costos unitarios de montaje en horas-hombre por tipo de instalación, diferenciando entre instalaciones aéreas y subterráneas. Dicho costo unitario corresponde al cociente entre el costo de montaje y el total de horas-hombre utilizadas en la construcción de las obras de subtransmisión.

D. Recargos por Ingeniería (Ing) y por Gastos generales (Gg)

El recargo por ingeniería Ing considera los costos de ingeniería de diseño contratada con terceros, de los estudios y asesorías necesarias para el desarrollo de los proyectos de subtransmisión y de recursos empleados en labores de ingeniería de los proyectos, sin incluir actividades de montaje. El factor Ing se expresa como el porcentaje del costo total de ingeniería respecto al costo total de las instalaciones de subtransmisión, incluyendo costos de adquisición, fletes, bodegaje y montaje.

El recargo por gastos generales Gg incurridos en la construcción de las obras de subtransmisión incluye los costos por el manejo de los proyectos, la administración de los sitios de obra que son contratados con terceros, y otros gastos como los relacionados con la negociación de terrenos y servidumbres. El recargo de gastos generales se determina como la relación entre dichos costos y el costo total de las instalaciones de subtransmisión, incluyendo costos de adquisición, fletes, bodegaje y montaje, expresada en porcentaje.

Las metodologías de cálculo detalladas y los factores utilizados para determinar los recargos por Ing y Gg para las líneas y subestaciones del SIC-3 están contenidos en el "Estudio de Recargos". El Anexo 2 contiene un resumen de dichas metodologías.

E. Derechos Relacionados con el Uso de Suelo (T)

Para efectos de determinar el costo de los derechos relacionados con el uso de suelo, gastos e indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres, de acuerdo con lo estipulado en las Bases, se han aplicado los siguientes criterios:

- Para instalaciones de subtransmisión existentes al 13 de enero de 2004, fecha de publicación de la Ley 19.940, se toma el valor incluido en la valorización de instalaciones empleada por la Dirección de Peajes (DP) del CDEC en sus informes vigentes al 6 de mayo de 2002, e indexado de acuerdo con la variación experimentada por el Índice de Precios al Consumidor (IPC) desde esa fecha a diciembre de 2009.
- Para las instalaciones de subtransmisión existentes a la fecha de publicación del Decreto N° 121 de 2010 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y sus modificaciones posteriores, que no estén incorporadas en la valorización realizada por la DP conforme al punto anterior, se considera el valor efectivamente pagado e indexado de acuerdo con la variación experimentada por el Índice de Precios al Consumidor (IPC) desde la fecha de pago a diciembre de 2009. Igual aplica para las instalaciones puestas en servicio durante 2009, en construcción o proyectadas para entrar en operación durante el horizonte de tarificación.
- Para las instalaciones que resultan de la expansión del subsistema de transmisión adaptado de acuerdo con lo determinado en este estudio, se estimará el valor de los derechos de suelo en base a valores de mercado o listados de precios representativos del tipo y características del terreno en el cual se emplaza la instalación correspondiente.
- En el caso de no existir registro de pago para alguna instalación en particular, se adoptará el valor efectivamente pagado por unidad de superficie del registro más antiguo de las empresas correspondientes, indexado de acuerdo con la variación experimentada por el IPC entre la fecha efectiva de pago y el 31 de diciembre de 2009.

Los derechos por uso de suelo incluyen los efectivamente pagados por las empresas propietarias de las instalaciones por concepto de derechos municipales, de vialidad y reposición de pavimentos cuando corresponde.

Para determinar el costo de las servidumbres de las líneas de transmisión del SIC-3 se utilizó la información suministrada por las empresas después de aplicar los criterios de valoración anteriormente expuestos. En particular, se utilizaron datos del informe de "Valor de Servidumbres Asociadas a Líneas de Transmisión de Energía", 2010, preparado por la empresa Chilectra, en donde se determinan los costos de constitución de las servidumbres de las líneas de subtransmisión de la empresa. Para esto se consideraron los valores incorporados en la valorización de instalaciones del CDEC o, en otros casos, los valores efectivamente pagados con el respaldo de las

escrituras suscritas con los propietarios de los predios respectivos. El "Informe de Servidumbres" se adjunta en formato electrónico al presente informe.

En el caso de los terrenos de las subestaciones propiedad de la empresa Chilectra, se ha utilizado la información de los valores comerciales de los mismos que está incluida en el "Estudio de Terrenos", los cuales fueron determinados de acuerdo con la metodología descrita en el mencionado estudio y que se explica en el Anexo 3. Para establecer el valor del terreno de otras subestaciones se utilizó la información directamente suministrada por las empresas propietarias.

F. Intereses Intercalarios (Int)

Los intereses intercalarios corresponden al costo financiero incurrido durante el período de construcción de la obra de subtransmisión. Dichos intereses se determinaron considerando los tiempos de ejecución de las obras, los flujos de fondos efectivamente desembolsados para cubrir los costos de construcción y una tasa de interés real del 10% anual, que es consistente con el costo de oportunidad del dinero señalado en la ley.

Los intereses intercalarios se calculan sobre los desembolsos realizados para pagar el costo de materiales y equipos, fletes, montaje, ingeniería, gastos generales y derechos de suelo. Para su aplicación en el cálculo del valor de inversión de las instalaciones, se calculan los intereses intercalarios como un porcentaje de los costos anteriores, dependiendo si la obra de subtransmisión se trata de una línea o de una subestación. Para el cálculo se toman como referencia los tiempos promedio de ejecución de las obras, considerando como inicio de las mismas cuando los materiales y equipos son retirados de los sitios de almacenamiento.

Tal como lo indican las Bases, los tiempos de ejecución y los tiempos de desembolso de los flujos han sido corregidos y optimizados a fin de eliminar ineficiencias asociadas a períodos extensos e injustidicados entre inversiones relevantes con el fin de evitar que éstas se reflejen en el valor final.

G. Bienes Intangibles (BI) y Capital de Explotación (CE)

Los criterios para la valorización de los bienes intangibles y del capital de explotación, que conforme a las Bases deben acumularse como parte del valor de inversión de las instalaciones, se presentan en el capítulo 5.

4.3 Valoración de las Instalaciones del SIC-3

El punto de partida para la valorización de las instalaciones del sistema de subtransmisión SIC-3 lo constituye el listado de líneas, taps y subestaciones calificadas como de subtransmisión, contenido en el Decreto N° 121 de 2010 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y sus modificaciones posteriores, que determinan la composición del SIC-3 para efectos del presente Estudio. Dicho listado fue complementado con la información suministrada por las empresas para

descartar elementos repetidos o no correspondientes, y para considerar todas las adiciones y retiros de instalaciones realizadas durante el año 2009.

4.3.1 Valoración del Sistema Base

El listado de instalaciones del SIC-3 conformado de la manera anteriormente indicada constituye el sistema existente a diciembre de 2009, el cual sirve como base para el desarrollo del presente Estudio. De manera consistente con la conformación de la lista de instalaciones calificadas, los elementos constitutivos de las líneas, taps y subestaciones del sistema se clasificaron en tramos de línea, transformadores, paños de línea, paños distintos a estos y equipos de compensación. Dichos elementos y conforme con su correspondiente utilización, incluyen los equipos de control, protección, servicios auxiliares y demás instalaciones comunes de subestaciones, en la proporción en que les sirven.

Una vez definido el sistema base formado por las instalaciones existentes del SIC-3, se completó el inventario físico de dicho sistema con la información suministrada por las empresas sobre el elenco y cantidades de equipos y obras que componen cada una las instalaciones del sistema. Con base en el listado de instalaciones y el inventario físico de las mismas se procedió a determinar su valor de inversión y el de todo el sistema con base en los criterios definidos en el numeral anterior, considerando los costos de equipos y materiales, los recargos de fletes y bodegaje, los costos de montaje, los recargos por ingeniería y gastos generales, los costos por uso de suelos, los intereses intercalarios, los bienes intangibles y el capital de explotación.

Finalmente se calculó el valor anual de inversión de las instalaciones de subtransmisión de acuerdo con el costo de inversión y la vida útil de cada uno de sus componentes. El valor anual de inversión del sistema se obtiene como la suma del valor anual de inversión de todas las instalaciones presentes.

4.3.2 Tratamiento de Instalaciones Compartidas

Las subestaciones compartidas son aquellas que poseen instalaciones calificadas que están asignadas a distintos sistemas. Los elementos comunes de tales subestaciones son entonces de uso compartido entre dichos sistemas. La asignación de los elementos comunes de la subestación a cada sistema de subtransmisión es necesaria para definir la responsabilidad por la valoración y optimización de los mismos.

Para efectos de establecer las fronteras entre sistemas de subtransmisión en subestaciones que son compartidas por más de un sistema y la correspondiente asignación de elementos comunes, se utilizaron los siguientes criterios:

- Las instalaciones comunes de subestación se prorratearon entre los patios en función del volumen de energía manejado por cada patio de manera proporcional al volumen total de energía manejado por la subestación. Los volúmenes de energía utilizados corresponden a

los registrados por el CDEC en el año 2009. Las instalaciones comunes de subestación dentro de un mismo patio se prorratearon de manera proporcional al número de paños del patio correspondiente.

- Para las instalaciones de subtransmisión de uso común o compartido por más de un propietario que no se ajustaban a lo anterior, se consideró que los equipos comunes pertenecen a la empresa propietaria de dichos elementos, pues cada empresa entregó su propio inventario.

Para la valorización de instalaciones compartidas por distintos sistemas de subtransmisión sólo se consideran los elementos comunes de subestaciones y el pago de derechos asociados al uso del suelo para la porción ocupada por cada sistema en la correspondiente subestación compartida. Por elementos comunes de subestación se entiende de aquellos que no están asociados a un componente eléctrico principal determinado, esto incluye los terrenos, cierros, edificaciones, obras generales, equipos auxiliares, accesos y equipos de control y telecomando entre otros, y no se consideran lo paños ni los transformadores de la subestación.

La aplicación de los criterios anteriores permitió establecer, para cada subestación donde existían instalaciones compartidas, los porcentajes de asignación entre los respectivos sistemas de subtransmisión de acuerdo la energía manejada y el número de sus instalaciones. Dichos porcentajes se utilizaron para distribuir los costos de los elementos de uso común y el valor del terreno de la subestación entre los sistemas que son fronterizos en dicha subestación.

Igualmente, de conformidad con las Bases, los criterios anteriores aplican tanto a instalaciones compartidas entre sistemas de subtransmisión como a instalaciones compartidas con sistemas de transmisión troncal y adicional. En particular, para las instalaciones compartidas del sistema de subtransmisión con sistemas de transmisión adicional se asignó las instalaciones comunes al propietario de éstas, para luego repartirlas según corresponda entre los distintos sistemas de transmisión existentes en dicha subestación.

4.3.3 Aplicación del Procedimiento de Valoración

El procedimiento de valoración de las instalaciones descrito en los numerales anteriores se aplicó en primer lugar sobre el sistema base existente a diciembre de 2009. Posteriormente se empleó durante el proceso de adaptación económica del sistema, para valorar el sistema que resulta de aplicar el proceso de prescindibilidad o sistema prescindido y el sistema que resulta de aplicar el proceso de optimización o sistema optimizado, como se describe en el capítulo 6. Finalmente se realizó el cálculo del valor de inversión de las instalaciones para las alternativas de expansión consideradas en el horizonte de planificación y para el sistema final económicamente adaptado a la demanda.

En los casos correspondientes a los procesos de optimización y de adaptación del sistema, se consideraron las situaciones particulares de valoración que resultaron del redimensionamiento de instalaciones en la etapa de optimización, y de la adición y/o retiro de instalaciones de acuerdo con

los planes de expansión estudiados en la etapa de adaptación. Esto incluyó la elaboración de módulos para la valoración de nuevas instalaciones con características diferentes a las existentes, el cálculo de costos de desmontaje de instalaciones a retirar, costos de ampliación de subestaciones y costos por la utilización de líneas auxiliares durante las obras de refuerzo de las instalaciones existentes.

Por último, el valor anual de inversión determinado para el sistema de subtransmisión económicamente adaptado se agregó al valor del COMA y a las pérdidas medias de potencia y energía para determinar el VASTx del SIC-3.

5. Bases de los Costos de Operación, Mantención y Administración

5.1 Antecedentes

De acuerdo con las Bases del Estudio, los Costos Anuales de Operación, Mantención y Administración (COMA) se deben establecer como los valores óptimos para desarrollar las labores respectivas en el sistema subtransmisión adaptado a la demanda. Las actividades de operación, mantención y administración deberán ser desempeñadas por una única empresa de subtransmisión diseñada óptimamente para prestar el servicio de subtransmisión en el respectivo sistema.

En consecuencia, para determinar los COMA es necesario considerar la estructura organizacional y actividades de una empresa que preste el servicio de subtransmisión bajo condiciones similares a las existentes, que sea capaz de administrar en forma eficiente y autónoma el conjunto de instalaciones que conforman el respectivo sistema, cumpliendo con las exigencias establecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio y demás normativa vigente aplicable a estos sistemas.

En este capítulo se desarrollan las bases para el cálculo de los costos de operación, mantención y administración de las instalaciones del SIC-3, considerando una única empresa de subtransmisión que lleve a cabo dichas labores de manera óptima.

5.2 Estructura Organizacional y Costos de Personal

Con respecto a la organización de la empresa de subtransmisión, debe determinarse su estructura y los costos de personal del año base, incluyendo el número, nivel de calificación y sueldos de ejecutivos, ingenieros, técnicos, operarios, administrativos y otros que conforman la planta de personal. En particular es necesario:

a) Identificar los procesos, actividades y funciones que debe desarrollar la empresa

b) Describir las tareas desarrolladas por personal propio y las realizadas por contratistas

c) Definir el organigrama y las tareas desarrolladas por cada cargo

El modelo de organización eficiente de la empresa debe corresponder a una estructura idónea para realizar las actividades requeridas, plasmada en un organigrama de funciones con cargos y cantidad de personal. Para establecer las remuneraciones del personal deben homologarse los cargos de acuerdo con estudios de mercado de remuneraciones.

5.2.1 Bases para el Diseño de la Organización

Conforme a las Bases Técnicas, el diseño de la organización debe corresponder a una única empresa dedicada exclusivamente a prestar el servicio de subtransmisión, la cual posee, administra, opera y mantiene los activos del SIC-3. Esto, a diferencia de la situación presente, en donde varias

empresas de energía eléctrica, que simultáneamente realizan otras actividades del servicio eléctrico, prestan el servicio de subtransmisión utilizando instalaciones del mencionado sistema.

En este sentido la "empresa de subtransmisión SIC-3", que cuenta con una organización y actividades propias, es un modelo de empresa que no necesariamente tiene correspondencia con la organización y actividades de las empresas reales que son propietarias de las instalaciones del SIC-3. No obstante, la "empresa de subtransmisión" sí comparte varias características con las mencionadas empresas, puesto que debe estar orientada a prestar el servicio de subtransmisión en condiciones similares a las existentes.

Marco de Análisis

Para dar bases conceptuales al diseño de la organización de la empresa de subtransmisión, más allá de la práctica existente y de manera complementaria con ella, debe tenerse un marco teórico de análisis. Dicho marco debe fundamentarse en conceptos administrativos y de organización empresarial en el contexto de las modernas economías de mercado competitivas y globalizadas. A este respecto no hay escasez de teorías organizativas, el campo de la administración es dinámico y constantemente se actualizan o producen nuevos enfoques sobre el funcionamiento de las empresas.

Por otro lado no puede desconocerse que la organización particular de las empresas responde, además de a las características de sus modelos de negocio y propuestas de valor, en gran parte a su propia cultura y a los usos de la industria o usos locales. Es así como adquisiciones o fusiones empresariales muchas veces resultan en profundos cambios organizativos, sin que ello signifique que las organizaciones precedentes fueran necesariamente ineficientes. Por tanto, es difícil plantear la existencia de un tipo de organización ideal única, superior en forma absoluta a las demás alternativas y más eficiente en todos los casos. Más bien debe tenerse presente que la organización buscada debe tener sustento conceptual y no ser arbitraria, sin dejar de consultar la realidad del entorno donde operan las empresas reales.

Dentro de las diversas teorías de la gestión empresarial, algunas han tenido un profundo impacto en la estructura de las empresas modernas y de una u otra manera han determinado los cambios organizacionales de las últimas décadas. Entre ellas se encuentra la concepción de la generación de valor agregado como objetivo central de las organizaciones. En particular el concepto de la "cadena de valor" o de "análisis de la cadena de valor", introducido en los años 80 por Michael Porter[1], concibe a las empresas como organizaciones que obtienen insumos externos, los transforman y les añaden valor a través de una serie de procesos, para producir productos y servicios para sus clientes, como se representa esquemáticamente en la Fig.5.1.

[1] Inicialmente en sus trabajos clásicos sobre competencia y estrategia de las industrias y las organizaciones empresariales

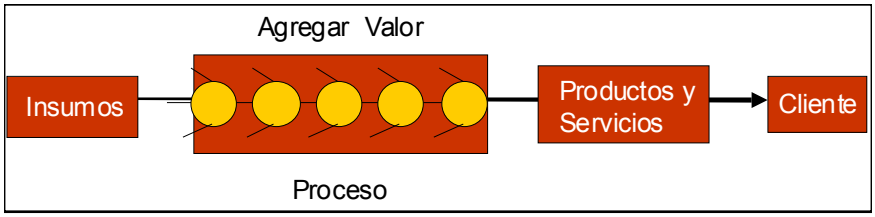


Figura 5.1: Cadena de Valor Empresarial

Este enfoque está por tanto orientado a la generación de valor en las distintas actividades de la empresa y en satisfacer las necesidades de los clientes. En este análisis las actividades de generación de valor se dan a través de procesos, los cuales fueron originalmente categorizados por Porter en actividades "primarias" y actividades de "apoyo". Las actividades "primarias" incluyen la logística de las "entradas" (abastecimiento), las operaciones (producción), la logística de las "salidas" (distribución), el mercadeo y ventas (comercialización) y el servicio al cliente (mantenimiento). Las actividades de apoyo incluyen el manejo de la infraestructura, de los recursos humanos, la tecnología y servicios generales, tal como se ilustra en la siguiente figura.



Figura 5.2: Actividades Primarias y de Apoyo en la Cadena de Valor

El modelo de la cadena de valor de Porter ha sido integrado con otro poderoso enfoque administrativo como es el de la Planificación Estratégica. Este último concepto pone al centro de la empresa los procesos de definición, implementación y ejecución de una estrategia que permita alcanzar los objetivos empresariales, efectivamente determinando el curso de sus operaciones. De acuerdo con la planificación estratégica, la organización y recursos de la empresa deben estar alineados para el cumplimiento de metas definidas. El pensamiento estratégico y la cadena de valor permiten definir una estructura organizacional orientada a satisfacer los objetivos de la empresa y al desarrollo de procesos de valor agregado para los clientes finales.

El análisis de la cadena de valor también ayuda a determinar las actividades o competencias distintivas de la empresa, es decir, aquellas en donde tiene ventajas comparativas, las cuales deben producir mayor valor agregado y traducirse en una rentabilidad superior a la de sus competidores en la industria. De aquí se explica el concepto del "outsourcing", consistente en la tercerización o

subcontratación de actividades, el cual cobra sentido cuando dicha práctica permite abaratar costos de producción, obtener mejores productos o permite a la empresa dedicar sus esfuerzos a actividades donde tiene mayores ventajas competitivas.

5.2.2 Metodología de Diseño de la Estructura Organizacional

Una aplicación práctica del marco teórico descrito para la definición de la estructura organizacional consiste en utilizar un modelo de macroprocesos, procesos y actividades de la empresa, las cuales se diferencian en nivel de agregación. En general los Macroprocesos son conjuntos de procesos relacionados y enfocados al cumplimiento de un objetivo, los Procesos y subprocesos son conjuntos de actividades interrelacionadas y diferenciables, mientras que las actividades son acciones determinadas para obtener un resultado. Normalmente las actividades principales se organizan en procesos secuenciales mientras que las actividades de apoyo constituyen procesos transversales que soportan todos los procesos principales de la compañía.

La metodología de diseño de la estructura organizacional parte de la definición o revisión de los objetivos de la empresa, sus clientes y los productos o servicios ofrecidos, así como de la identificación de los macroprocesos, procesos y actividades necesarias para obtenerlos. En seguida se procede a determinar la estructura de trabajo mediante la definición de módulos de la organización, sus funciones dentro de la empresa, las relaciones entre ellos y la asignación de responsabilidades en cada uno. Para tal fin se define una estructura jerárquica que permita dividir el trabajo procurando la mínima partición de los procesos y facilitando su coordinación mediante la agrupación de los procesos de naturaleza similar, así como determinar los distintos niveles de responsabilidad y de toma de decisiones.

Posteriormente se definen los requisitos de personal de la organización, considerando los recursos requeridos para llevar a cabo los procesos identificados en cada área y ocupar los cargos de trabajo de las mismas. Los recursos requeridos se estiman en término del número de unidades equivalentes de tiempo completo (Full Time Equivalent o FTE) necesarias, teniendo en cuenta además la división entre los procesos a desarrollar con personal propio y a contratar con terceros (tercerización u outsourcing). Para las actividades desarrolladas con personal propio el número de FTEs equivale al número de empleados de la empresa. Por su parte, la definición de los cargos de trabajo se basa en las calificaciones requeridas para el personal según el tipo y criticidad de las actividades que están bajo su responsabilidad.

Para la aplicación de la metodología de diseño de la organización se deben considerar también el entorno, las tendencias y los factores característicos de la actividad empresarial de nuestros días, como los siguientes:

- Una preocupación creciente por el manejo integral de riesgos dentro de las empresas
- Interés en el conocimiento y la innovación como generadores de valor y motor de crecimiento de las empresas

- Expansión de las actividades de recursos humanos que se traducen en mayor bienestar de los empleados
- Integración de las preocupaciones medioambientales en todos los procesos
- Outsourcing de actividades por economía y/o donde no se tienen ventajas competitivas
- Continuo desarrollo y actualización en tecnologías de información y de comunicaciones
- Difusión del concepto de Responsabilidad Social Empresarial, enfocado a asegurar la sostenibilidad de las operaciones.

Respecto al servicio de subtransmisión debe considerarse que es una actividad regulada, sujeta a las disposiciones de la Ley General de Servicios Eléctricos, con tarifas y condiciones de servicio controladas y fijadas mediante metodologías de regulación por incentivos (price o revenue cap), y con estándares de calidad definidos en las normas técnicas del sector.

5.2.3 Aplicación de la Metodología de Diseño

Considerando los antecedentes y el marco teórico anteriormente descrito, para el diseño de la organización de la empresa de subtransmisión se definieron en primer lugar los objetivos de la empresa y los procesos principales y de apoyo de la misma, generando un primer nivel jerárquico de módulos de la organización, los cuales posteriormente fueron desarrollados con el propósito de acomodar las distintas funciones y unidades administrativas requeridas. Para identificar estas últimas también se tuvieron en cuenta las prácticas organizativas usuales de las empresas del sector que prestan el servicio de subtransmisión.

Respecto a la dotación del personal, ésta se definió en primer término en función de los requerimientos de dedicación de tiempo de personas, medido en FTEs, para llevar a cabo los procesos de la empresa y ocupar los cargos de trabajo, de acuerdo con la estimación del Consultor. Posteriormente dicha dotación se analizó de manera crítica bajo las consideraciones tenidas en cuenta durante el procedimiento de solución de discrepancias del Estudio pasado. Finalmente la dotación de personal se revisó durante los análisis globales de eficiencia de la empresa, tal como se describe en el numeral 5.5 de este informe.

En cuanto a los cargos de trabajo de la organización y su descripción, estos se definieron atendiendo las necesidades de las actividades a desarrollar, las calificaciones requeridas según el tipo de actividad y se consideró también los usos de las empresas locales en general y de las empresas del sector eléctrico en particular.

5.2.4 Remuneraciones y Costos de Personal

Los costos de personal de la empresa de subtransmisión corresponden a las remuneraciones y beneficios directos recibidos por el personal perteneciente a la organización propuesta. Para su valoración debe considerarse la tipificación y características de los cargos considerados dentro de la

dotación de personal de la empresa, el nivel de remuneración anual asociado con cada tipo de cargo según sus funciones y calificaciones requeridas y el número de empleados equivalentes en tiempo completo (FTEs) en cada tipo de cargo.

De acuerdo con lo establecido en las Bases del Estudio, para efectos de determinar los costos de personal deben utilizarse estudios de mercado, en particular la información de encuestas de remuneración realizadas por empresas especializadas en el tema. El cálculo de las remuneraciones debe considerar entonces la homologación de cargos para ajustar las características de los cargos previstos con los incluidos en el estudio de compensaciones de referencia. Para determinar el valor total de las remuneraciones se consideran los salarios y beneficios que recibe el empleado de manera directa y desde la perspectiva de la empresa, es decir los pagos generados por cada empleado. Los beneficios laborales que no pueden asociarse a cada empleado individual sino que constituyen partidas globales como capacitación, seguros, dotaciones, subsidios, entre otros, se contabilizan dentro del rubro de gastos administrativos y generales.

Como información base para determinar el valor de mercado de las remuneraciones se utilizó el estudio de compensaciones realizado por la firma PricewaterhouseCoopers correspondiente a diciembre de 2009. Dicho estudio, de aquí en adelante el "Estudio de Remuneraciones", reúne información de una muestra importante de empresas que operan en el país –144 en total–, activas en diferentes sectores económicos y de diferentes tamaños en términos de sus ventas. En el Anexo 4 se presenta la metodología y datos principales del "Estudio de Remuneraciones".

El Estudio de Remuneraciones contiene medidas estadísticas de la remuneración bruta mensual de más de 500 cargos en áreas corporativas, de dirección general, finanzas, recursos humanos, informática, administración y servicios, comercial, servicio al cliente, producción, calidad, mantención, operaciones, logística, ingeniería e infraestructura, ingeniería y técnica, e ingeniería de procesos y desarrollo. Las medidas estadísticas utilizadas para presentar los resultados de esta encuesta de compensaciones son las siguientes: número de ocupantes de cargos, promedio ponderado, coeficiente de variabilidad, mínimo, primer cuartil, mediana, tercer cuartil y máxima remuneración.

En el Estudio de Remuneraciones se clasifican como remuneración bruta todos los pagos efectivos al personal realizado por las empresas, incluyendo los siguientes conceptos: sueldo base; asignaciones de navidad, fiestas patrias y vacaciones; asignación de colación, movilización y otros no imponibles ni tributables; gratificaciones y bonos garantizados; renta variable no garantizada; comisiones e incentivos por ventas; y otras remuneraciones imponibles y tributables. También se consideran los beneficios adicionales representados en beneficios monetarios o que sean valorizables en dinero.

Para los efectos del presente Estudio en general se tomó como remuneración de un cargo el valor correspondiente al segundo cuartil (50% o mediana de la muestra). En algunos casos puntuales se utilizó el valor del tercer cuartil (75%), dependiendo de la homologación del cargo del estudio de compensaciones frente a las labores que se deben desempeñar en la empresa, y tomando en cuenta

el grado de especialización y experiencia requeridos. Así por ejemplo, el despachador principal del sistema de subtransmisión requiere una capacitación y entrenamiento mayores a cargos de técnicos similares en empresas de otras industrias, lo que se refleja en una remuneración superior a la mediana del cargo.

5.3 Costo de las Actividades de Operación y Mantenimiento

La modelación y cálculo de los costos de las actividades de operación y mantenimiento del sistema de subtransmisión se llevó a cabo tomando como referencia la información de frecuencias y costos de dichas labores obtenida de Chilectra, al considerarse está empresa como la más representativa del giro de dichas actividades en el SIC-3. La información suministrada por la empresa fue analizada de manera crítica y considerando siempre la aplicación de las mejores prácticas de trabajo.

Con tal objeto se tuvo en cuenta que, de acuerdo con la práctica estándar del sector y consistente con el objetivo de concentrar los recursos de la empresa en aquellas actividades de mayor valor estratégico y donde se tienen mejores competencias, se consideró que las actividades de operación en terreno y de mantenimiento de las instalaciones de subtransmisión de la empresa deben ser realizadas por contratistas externos (ver numeral 8.3 de este informe). Dicha práctica permite reducir los costos finales de explotación sin sacrificar la calidad de las labores, como lo corrobora su utilización por parte de empresas del sector eléctrico que operan bajo esquemas de regulación por incentivos, en donde se internalizan los beneficios o extracostos de este tipo de soluciones.

Esta sección presenta los criterios y metodologías utilizadas para determinar los costos de actividades de operación y mantenimiento que se contratan con terceros.

5.3.1 Actividades de Operación del Sistema

Las actividades de operación del sistema de subtransmisión pueden subdividirse en las labores de planificación, programación, monitoreo y control de la operación de las instalaciones y en las labores de ejecución de maniobras y supervisión de las instalaciones respectivas. Las primeras se desarrollan de manera centralizada, desde las oficinas y centros de control de la empresa, mientras que las segundas se caracterizan por requerir la presencia de personal en terreno. Como se indicó anteriormente, para la empresa de subtransmisión se considera que las actividades centralizadas son desarrolladas con personal propio, mientras que las actividades en terreno se subcontratan con terceros.

A. Actividades de Operación Centralizadas

Para realizar las actividades de operación centralizadas se han previsto áreas responsables de las mismas dentro de la organización de la empresa (ver numeral 8.1), las cuales cuentan con recursos propios y el equipamiento necesario para realizar sus labores. En particular la empresa debe disponer de un Centro de Control centralizado dotado con las herramientas necesarias para la

adquisición de datos y control supervisorio en tiempo real del sistema (SCADA) y para la gestión del sistema (EMS), las aplicaciones para el almacenamiento, procesamiento y análisis de datos de la operación y contar con los sistemas de comunicaciones y respaldo apropiados. La organización y funciones de las áreas operativas se describen como parte de la organización de la empresa, mientras que el SCADA y otros sistemas operativos se incluyen dentro de los bienes empleados por la empresa.

B. Actividades de Operación en Terreno

Las actividades de operación en terreno del sistema de subtransmisión incluyen las siguientes labores que requieren la visita o presencia de personal calificado en el sitio de las instalaciones del SIC-3:

- Inspección directa de las subestaciones, instalaciones y equipos asociados para constatar el correcto estado de funcionamiento y detectar anormalidades.
- Ejecución de las maniobras ordenadas desde el Centro de Control del sistema, siguiendo los protocolos establecidos.
- Supervisión en terreno de la correcta ejecución de maniobras telecomandadas desde el Centro de Control.
- Atención de reportes de fallas e interrupciones del servicio
- Desconexión, modificación y reconexión de instalaciones siguiendo instrucciones de las área operativas
- Supervisión permanente de subestaciones críticas del sistema

Para evaluar el costo de las actividades de operación en terreno se modela la organización de una empresa contratista que presta dichos servicios adaptada al SIC-3, incluyendo el personal y equipamiento requerido por la misma. Para este efecto se estima la cantidad de personal de turno y la cantidad y composición de cuadrillas móviles de operación. Igualmente se prevé la dotación de vehículos, de un conjunto de equipos y herramientas de trabajo, y la utilización de una bodega de materiales. Para estimar los gastos administrativos del contratista se establece un porcentaje del costo total que cubre los conceptos de administración, imprevistos y utilidades de la empresa de acuerdo con valores típicos de este tipo de contratos.

Finalmente el costo de las actividades de operación en terreno se compone de los costos de personal, el costo de vehículos, equipo y materiales utilizados, el costo del espacio de bodegaje y los gastos de administración de la empresa contratista.

5.3.2 Actividades de Mantenimiento del Sistema

Las actividades de mantenimiento de las instalaciones del sistema también pueden subdividirse en actividades centralizadas y actividades en terreno, sin embargo, a diferencia de las actividades de operación, por su misma naturaleza el grueso de las actividades de mantenimiento se desarrollan en

terreno. Las actividades centralizadas en oficina consisten en la programación, supervisión, control y evaluación de los trabajos de mantenimiento. Estas labores se desarrollan con personal propio de la empresa perteneciente a las áreas de mantenimiento. La organización, funciones y personal adscrito a dichas áreas están establecidos en el numeral 8.1.

Por su parte, como ya se ha señalado, la ejecución y cumplimiento de los programas y tareas de mantenimiento de las instalaciones del sistema, que necesariamente se deben realizar en el terreno de las mismas, está a cargo de una empresa contratista que presta dichos servicios a la empresa de subtransmisión. Para determinar el tipo y cantidad de tareas de mantenimiento en terreno se consideraron, entre otros, las estrategias de mantenimiento de la empresa de referencia, las estadísticas de falla y reparación de elementos del sistema de subtransmisión, los listados de rendimientos de tareas y los precios unitarios de trabajos de mantenimiento.

Para el sistema de subtransmisión, desde el punto de vista de las características de su mantenimiento, se identificaron cinco grupos principales de instalaciones: las líneas, los transformadores, los equipos de protección y medida, el resto de los equipos de subestaciones y el mantenimiento general de subestaciones. Las actividades de mantenimiento incluyen tareas programadas de revisión y diagnóstico (inspección visual, medición de variables, termografía, entre otros), limpieza, calibración, ajustes y otras labores que conforman el mantenimiento preventivo. Igualmente comprende las tareas de mantenimiento correctivo para efectuar las reparaciones o remplazos de partes y elementos para restablecer las condiciones operativas de las instalaciones, sea por deterioro, malfuncionamiento u ocurrencia de fallas en las mismas.

Costo de las Actividades de Mantenimiento

De manera análoga a la operación en terreno, para evaluar el costo de las actividades de mantenimiento en terreno se modeló la organización de empresas contratistas adaptadas a la conformación del SIC-3, que prestan dichos servicios, considerando el personal y equipamiento requeridos para tal fin. Por razones de confiabilidad, dado el tamaño e importancia del SIC-3 y para mantener una diversidad de proveedores en el largo plazo, se ha adoptado la práctica actual de la empresa de referencia de utilizar tres empresas contratistas, una encargada del mantenimiento de las líneas, otra responsable del mantenimiento de equipos de subestaciones, incluyendo protecciones y medidas, y otra encargada del mantenimiento general de recintos de subestaciones.

Para cada una de las empresas contratistas se establece entonces un nivel de actividades teniendo en cuenta el tipo de instalaciones a cargo, las frecuencias de ejecución de trabajos por tipo de equipo o elemento del sistema, el rendimiento (tiempo de ejecución) de las tareas, los recursos de personal requeridos por cada actividad (tipo y composición de cuadrillas), así como los vehículos, equipos, herramientas y materiales requeridos para realizar los trabajos y la disponibilidad de espacio de bodega.

Los cálculos de horas-hombre requeridas por las actividades de mantenimiento dependen del tiempo de traslado al sitio de las instalaciones, de los tiempos de ejecución de los trabajos y la frecuencia

(cantidad) de las tareas realizadas. Los tiempos de traslado y ejecución de trabajos también definen los tiempos requeridos de utilización de vehículos y equipos.

De acuerdo con la cantidad de horas de trabajo requeridas y el costo de las mismas según la especialidad, se establecen la dotación y los costos directos de personal para las actividades de mantenimiento en terreno. Para esto también se considera la necesidad de realizar trabajos "críticos", por ejemplo en casos de falla inesperada de equipos, o bajo restricciones que implican asignar trabajo en festivos o establecer turnos. Así, para cumplir con la legislación laboral, un esquema de 3 turnos al día de 8 horas cada uno hace necesario contar con 5 grupos de trabajo.

El uso de vehículos, equipos, herramientas y espacio de bodega en actividades de mantenimiento se determina de manera análoga, de acuerdo con los requerimientos de cada tipo de trabajo y la frecuencia de estos. Respecto a los gastos administrativos de los contratistas, éstos se establecen como un porcentaje del costo total que cubre los conceptos de administración, imprevistos y utilidades de la empresa, de acuerdo con valores típicos de este tipo de contratos. Finalmente el costo de las actividades de mantenimiento en terreno se compone de los costos directos de personal, el costo de vehículos, equipo y materiales utilizados, el arriendo de bodega y los gastos de administración de las empresas contratistas.

5.4 Costo de Bienes y de Servicios Generales

En adición a los costos del personal propio que resultan de la estructura organizacional y dotación de personal definidas para la empresa, y de los costos de las actividades contratadas de operación y mantenimiento en terreno, junto con el cálculo de los costos de operación, mantenimiento y administración COMA deben considerarse los costos relacionados con los bienes y servicios generales que emplea la empresa de subtransmisión en desarrollo de sus actividades.

5.4.1 Costo de Bienes Muebles e Inmuebles

Además de las instalaciones del SIC-3, la empresa de subtransmisión requiere utilizar de manera permanente una infraestructura dispuesta para la operación, mantención y administración del servicio de subtransmisión. Dicha infraestructura se compone de una serie de bienes de diverso tipo, muebles e inmuebles, que son necesarios para que, entre otros criterios, la empresa desarrolle sus actividades bajo el concepto de negocio en marcha. En particular, de acuerdo con las Bases, como parte de los COMA se debe identificar lo siguiente:

- Los activos representados en bienes muebles e inmuebles destinados a la operación, mantenimiento y administración para efectos de determinar sus costos correspondientes;
- Los costos de capital, operación y mantenimiento de los terrenos y edificaciones; tales como oficinas, bodegas y talleres destinadas a la administración, operación y mantenimiento; y
- Los costos de capital, operación y mantenimiento de, entre otros, los vehículos, equipos de mantenimiento, sistemas de telecomunicaciones, sistemas de informática, repuestos,

herramientas e instrumentos necesarios para desarrollar las actividades de operación y mantenimiento, incluyendo los centros de despacho y operación y las unidades terminales remotas.

Por consiguiente, se requiere definir la dotación de los bienes muebles e inmuebles que ocupa la empresa para prestar el servicio de subtransmisión de manera eficiente bajo estándares de calidad y oportunidad y en cumplimiento de la normativa técnica y ambiental aplicable. Los bienes muebles e inmuebles deben dimensionarse de acuerdo con las necesidades del sistema y debe determinarse los costos de capital correspondientes junto con sus gastos de operación y mantenimiento anuales para ser incorporados al valor de COMA.

A. Dotación de Bienes de la Empresa

Dentro de la infraestructura requerida por la empresa de subtransmisión, un grupo especialmente importante de activos corresponde a los sistemas para la operación segura y confiable del sistema de subtransmisión. Como se indicó anteriormente y de acuerdo con las mejores prácticas operativas de los sistemas eléctricos, la empresa debe centralizar las actividades de programación, coordinación y supervisión de la operación del sistema de subtransmisión, contando con una estructura jerárquica y un Centro de Control desde donde se monitorea y controla de manera permanente el funcionamiento del sistema. Por consiguiente, las áreas de operación y de centro de control deben contar con los sistemas y herramientas apropiados para cumplir estas funciones garantizando la seguridad y confiabilidad de la operación de acuerdo con las normas técnicas del servicio.

Los sistemas operativos requeridos por la empresa para prestar el servicio de subtransmisión de manera apropiada, de acuerdo con los últimos desarrollos tecnológicos en la gestión de sistemas eléctricos, incluye como mínimo el sistema de adquisición de datos y control supervisorio en tiempo real (SCADA), las aplicaciones para manejo de energía en el sistema (EMS), los programas para el modelamiento y estudio de la red, las herramientas para el procesamiento y análisis de datos de la operación, los sistemas de comunicaciones y de información geográfica, y los sistemas auxiliares de subestaciones. Ninguno de estos sistemas se encuentra incluido en los inventarios de las instalaciones del sistema de subtransmisión.

Los otros bienes muebles e inmuebles de la empresa comprenden los edificios administrativos sede de las oficinas de la empresa, las bodegas de almacenamiento y talleres técnicos destinados a labores de operación y mantenimiento, los sistemas de información administrativos y de oficina, el equipo y dotación de los sitios de trabajo, los vehículos de producción y administrativos, los inventarios de equipos y herramientas para operación y mantenimiento y los equipos de laboratorio.

B. Dimensionamiento y Costo de los Bienes

Por su relevancia, se realizó el dimensionamiento y valoración de los principales sistemas operativos de manera que estén específicamente adaptados para la operación de las instalaciones del SIC3, incluyendo la determinación de los costos de inversión y los gastos anuales relacionados con

su operación y mantenimiento. Para los otros tipos de bienes se ha establecido su tipo y cantidad de acuerdo con los requerimientos de las actividades y del personal de la empresa.

Para establecer los costos de inversión de los bienes se ha utilizado información de proveedores, costos históricos de las empresas y datos disponibles y estimaciones del Consultor. En general el costo de inversión en bienes muebles e inmuebles comprende el costo de adquisición y los costos de adecuación, montaje o implementación cuando aplican.

A partir del costo de inversión se determinó el costo de capital de cada bien igual al costo anual equivalente del mismo, utilizando una tasa de descuento real de 10% y las vidas útiles establecidas para el Estudio indicadas en la Tabla 4.1 del numeral 4.2.1, según el tipo de bien a que correspondía.

Igualmente se determinaron los gastos anuales de operación y mantenimiento de los distintos bienes considerando sus requerimientos de insumos y servicios para mantener una condición operativa adecuada y asegurar su vida útil. Para esto último se utilizó información de proveedores, datos de las empresas y estimaciones del Consultor con base en su experiencia.

5.4.2 Gastos Administrativos y Generales

Otros gastos en que incurre la empresa de subtransmisión relacionados con la administración de ésta y por servicios generales incluyen los siguientes rubros:

- Gastos del directorio
- Gastos de beneficios del personal
- Costos de certificaciones, asesorías y consultorías.
- Gastos de aseo, mantención y vigilancia de edificios e instalaciones.
- Seguros, patentes y contribuciones.
- Gastos del CDEC y el Panel de Expertos
- Gastos administrativos varios: papelería, consumibles, servicio públicos, suscripciones, entre otros.

Para el cálculo de los gastos administrativos y generales de la empresa se utilizó información de costos reales de las empresas de subtransmisión y de valoraciones del Consultor, de acuerdo con su conocimiento de este tipo de gastos y de precios en el mercado nacional.

5.4.3 Bienes Intangibles y Capital de Explotación

El costo de los bienes intangibles y de capital de explotación de la empresa de subtransmisión debe acumularse como parte del costo de inversión de las instalaciones, sin embargo la mayoría de la

información para su cálculo se obtiene de los cálculos de los COMA. Por tal razón, la metodología para su valoración se presenta en esta sección.

1) Bienes Intangibles (BI)

Conforme a lo indicado en las Bases, como bienes intangibles se reconocen los costos de contratación inicial del personal, gastos de puesta en marcha y estudios preliminares, de acuerdo con los siguientes criterios:

- Los costos de contratación inicial de personal no pueden ser superiores a dos meses de gastos de remuneración en el año base (sin beneficios).
- Los gastos de puesta en marcha comprenden los costos de capacitación, operación y mantenimiento en un período no mayor a un mes.
- Los estudios previos consideran estudios técnicos, legales, económicos y financieros para iniciar actividades, así como gastos de constitución de la sociedad.

2) Capital de Explotación (CE)

Por su parte, el capital de explotación se determina como dos doceavos de los COMA correspondientes de acuerdo a lo establecido en las Bases.

Como se señaló al inicio, los montos calculados de *BI* y *CE* se adicionan al valor de inversión de las instalaciones del sistema. El criterio para la asignación de dichos montos es a prorrata de VI de cada una de ellas.

5.5 Análisis de Eficiencia

De acuerdo con las Bases del Estudio, los COMA deben establecerse como los valores óptimos para que la empresa de subtransmisión desarrolle sus labores utilizando las instalaciones del sistema de subtransmisión económicamente adaptado a la demanda. La empresa debe operar, mantener y administrar de manera eficiente y autónoma el conjunto de instalaciones adaptadas del SIC-3 cumpliendo con los requerimientos de seguridad y calidad del servicio que están establecidos en la normativa vigente, criterio con el cual se determinó la organización y personal de la empresa y los costos y gastos de la misma.

En efecto, se realizó un análisis de los COMA calculados con el fin de evaluar la eficiencia de los mismos y por tanto de las operaciones de la empresa, a la luz de patrones objetivos y exógenos a los criterios de diseño expuestos en este informe. Es de anotar que dicho estudio no es necesario para el valor de inversión del sistema de subtransmisión, debido a que para determinar éste último se sigue un proceso de optimización que se detalla en el capítulo 6.

5.5.1 Fundamentos del Análisis

En primer lugar debe tenerse en cuenta que para las actividades de operación y mantenimiento de redes eléctricas es difícil establecer un nivel de eficiencia óptima absoluta, en la medida que las empresas utilizan insumos de capital y trabajo de diferentes tipos y en proporciones diversas, operan bajo condiciones locales particulares sean estas geográficas o del mercado de su área de servicio, y entregan a sus clientes servicios similares pero diferenciados en volumen y calidad.

Reconociendo lo anterior, la práctica estándar en el estudio de la eficiencia de los servicios de redes de energía está basada en la medición de la eficiencia relativa del desempeño de empresas particulares con respecto al desempeño de empresas "pares", las cuales prestan servicios similares en condiciones no idénticas pero con características que se consideran asimilables. En consecuencia, las metodologías de análisis de eficiencia comúnmente utilizan técnicas de "benchmarking" o de "referenciamiento".

Dichas técnicas se apoyan en la selección de indicadores claves de desempeño que se usan como patrones de comparación entre las empresas de una muestra seleccionada. Este análisis unidimensional brinda información útil sobre aspectos particulares de la operación de las empresas y permite identificar mejores prácticas en la industria. Por otro lado, para tratar de capturar los compromisos (trade offs) entre distintos usos de recursos se recurre a enfoques multidimensionales que reflejen una medida más global de eficiencia. El objetivo es establecer una frontera de eficiencia relativa definida por el espacio de combinaciones de uso de recursos igualmente eficientes, la cual se convierte en el patrón de medida del desempeño de las empresas.

Para establecer un marco de análisis de eficiencia, un modelo de las actividades de la empresa de tipo entrada/salida provee una herramienta simple pero poderosa. De acuerdo con este modelo, la empresa puede ser concebida como una unidad o "caja negra" que utiliza una serie de entradas en la forma de recursos y costos, las procesa bajo unas condiciones de entorno y produce una o varias salidas, como se ilustra en la siguiente figura.

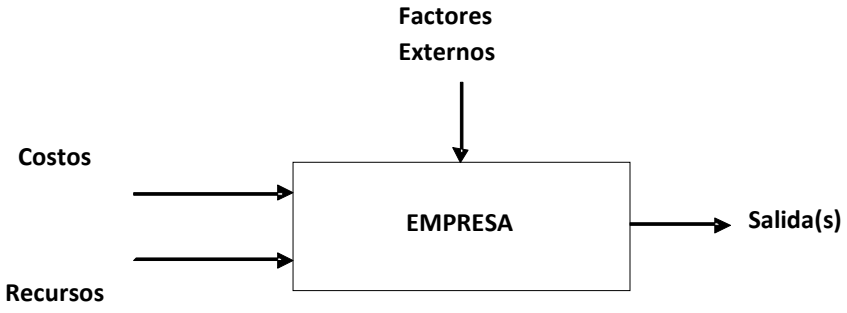


Figura 5.3: Modelo de Entrada/Salida

Las empresas que transportan energía a través de redes eléctricas utilizan en general el mismo tipo de entradas o insumos, sin embargo no en la misma proporción. La mezcla de insumos depende entre otros factores en la cultura de la empresa, las prácticas de la industria y el entorno operacional.

Por su parte las salidas identifican las dimensiones más relevantes del servicio ofrecido, normalmente su cantidad y calidad. También deben tenerse en cuenta el efecto de factores externos como la densidad de carga y otras características del área de servicio.

En la modelación indicada la eficiencia se puede calcular con índices de Salida/Costos y la productividad con índices de Salida/Recursos. Las variables normalmente consideradas para el cálculo de índices y el análisis de eficiencia son las siguientes:

- Costos: Valor de los activos (o CapEx) y costos de O&M
- Recursos: Capacidad de transformación (MVA), longitud de redes (km), número de empleados (FTEs).
- Salidas: Energía transportada (GWh), demanda de punta (MVA)

5.5.2 Aplicación a la Empresa de Subtransmisión

Con base en los fundamentos anteriores, para el análisis de eficiencia se seleccionaron y calcularon índices de desempeño de la empresa de subtransmisión, orientados a evaluar de manera comparativa la eficiencia de las actividades diseñadas para la operación, mantenimiento y administración de las instalaciones del SIC3, frente al desempeño de empresas que prestan el servicio en condiciones asimilables.

Para evaluar la eficiencia de la empresa de subtransmisión deben considerarse las condiciones particulares de la misma. En primer lugar, desde el punto de vista de los recursos económicos empleados estos pueden en principio agregarse como un solo costo total, que es en últimas la dimensión relevante para los clientes. Sin embargo, para mayor discriminación los costos de entrada pueden dividirse en Valor Bruto de los Activos o Valor de Inversión y Costos de Administración, Operación y Mantenimiento de cada empresa. Como se ha señalado, estos últimos son los más relevantes para los efectos del presente análisis.

Respecto a los recursos físicos, la empresa ocupa diversos tipos de entradas. Dentro de las mencionadas anteriormente, la capacidad de transformación está más relacionada con la demanda del sistema, los kilómetros de red con las características del área de servicio (densidad de carga y geografía) y los FTE con el tamaño de la organización. Para la empresa de subtransmisión se propone usar los FTE pues es una variable más directamente bajo el control de la empresa que las otras y permite evaluar la eficiencia de la organización diseñada para la empresa.

Finalmente, para seleccionar las variables de salida debe tenerse en cuenta que la energía transportada está relacionada con el volumen de la operación mientras que la demanda de punta atendida está relacionada con la escala de la operación. Ambos son medidas relevantes de los resultados de las actividades de la empresa. En la medida que el volumen de la operación está más asociado con el esfuerzo de O&M y la escala de operación con el tamaño de los activos (nivel de inversión), la principal variable de salida a utilizar son los GWh transportados por el sistema de subtransmisión.

Resumiendo, el modelo simplificado de operación de la empresa de subtransmisión para el análisis de eficiencia, se indica en la siguiente figura, donde FTE es equivalente al número de empleado tiempo completo y ET es la energía transportada en el sistema:



Figura 5.4: Modelo Empresa de Subtransmisión

De manera consistente con el modelo indicado, para el análisis de eficiencia se realizó un ejercicio de benchmarking utilizando los siguientes indicadores de desempeño de la empresa:

- Eficiencia en el Gasto: ET (GWh) / COMA ($)
- Productividad Laboral: ET (GWh) / FTEs (#)

También se realizó un ejercicio simplificado de frontera de eficiencia combinando las dos variables de entrada indicadas, pero normalizadas según la escala de operación de la empresa de la siguiente manera:

- COMA/ET ($/GWh) vs FTE/ET (#/GWh)

Para realizar benchmarking se tomó una muestra de empresas representativas del negocio de transporte de energía, seleccionadas con unas características determinadas para que fuese comparable con la empresa de subtransmisión.

6. Criterios y Metodologías para la Adaptación del SIC-3

6.1 Bases Metodológicas

De acuerdo con el numeral 3.5 de las Bases del Estudio, el proceso de adaptación del sistema de subtransmisión requiere determinar aquel plan de expansión cuyos costos de inversión, operación, incluyendo pérdidas de energía y potencia, mantención, administración y falla resulten ser los mínimos para abastecer las demandas de potencia y energía proyectadas para el horizonte de planificación de 10 años, y sujeto al cumplimiento de la normativa vigente y demás restricciones y consideraciones estipuladas en las Bases.

A. Función de Costo a Minimizar

Las Bases establecen como función de costo a minimizar para el sistema de subtransmisión el Valor Presente, en adelante VP, determinado como:

$$VP = \sum_{t=1}^{H} \frac{aVI_i + COM\&A_i}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^{H} \frac{CPérdidas_i}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^{H} \frac{CFalla_i}{(1+r)^t}$$

Donde VP : Costo actualizado a minimizar

aVI_i : Anualidad de las inversiones en el año i

$COM\&A_i$: Costos de Operación, Mantención y Administración en el año i

$CPérdidas_i$: Costo de las pérdidas técnicas en el año i

$CFalla_i$: Costo de falla en el año i

H : Horizonte de planificación, 10 años.

r : Tasa de descuento real, 10%.

La fórmula anterior para el cálculo del VP puede también expresarse de la siguiente manera simplificada:

$$VP = VP\,(aVI_i + COM\&A_i) + VP\,(CPérdidas_i + CFalla_i)$$

La expresión anterior ilustra el compromiso que existe para el proceso de adaptación económica del sistema entre un aumento en los costos de inversión, operación, mantenimiento y administración a medida que crecen las redes y una disminución en los otros costos operativos representados en menores niveles de pérdidas y de costo de falla. La configuración del sistema para la que se obtiene el mínimo VP representa la óptima desde el punto de vista económico. Las principales restricciones de este proceso de optimización económica están representadas por el requerimiento de abastecer la demanda de potencia y energía en el horizonte de planificación sujeto al estricto cumplimiento de la normativa de seguridad y calidad de servicio vigente.

En general, a partir de la configuración del sistema base se debe efectuar el cálculo del VP para diferentes configuraciones de la red y trayectorias de expansión alternativas consideradas para el SIC-3, de manera que se encuentre la solución de mínimo costo que cumpla con los requisitos de seguridad y calidad definidos para el servicio de subtransmisión y demás restricciones técnicas.

B. Componentes del VP

Las metodologías de cálculo de los valores de aVI_i, $COM\&A_i$, $CPérdidas_i$ y $CFalla_i$ están específicadas en las Bases, de la siguiente manera:

1) Anualidad de Inversiones (aVI) y COM&A

El valor del aVI_i en el cálculo del VP se determina de la siguiente manera:

$$aVI_i = \sum_{j=1}^{C_i} a_{ij} \cdot VI_{ij}$$

Donde C_i: número de componentes de inversión total en el año i.

a_{ij}: factor de recuperación de capital del componente de inversión j en el año i

VI_{ij}: valor de inversión del componente j en el año i

El factor de recuperación de capital a depende de la vida útil de cada componente y se calcula tal como se describió en el numeral 4.2.1.

Los COM&A corresponden a los costos de operación, mantenimiento y administración de las instalaciones que componen el sistema de subtransmisión. Para efectos del cálculo del VP se ha considerado que los COMA anuales corresponden a un porcentaje del valor de la anualidad de inversión en cada año i del horizonte de planificación.

2) Costos de Pérdidas y de Falla

Los costos de pérdidas para cada año del horizonte de planificación incluyen los costos por pérdidas de energía y potencia incurridos durante el año. Las Bases establecen una fórmula de cálculo de dichos costos que depende de los factores de expansión de pérdidas de energía y potencia de cada año, la energía y potencia retirada anualmente del sistema y de los precios de energía y potencia en los puntos de inyección al sistema de subtransmisión en el año base. En el Capítulo 11 se presenta el detalle de la metodología utilizada para el cálculo de los valores físicos de pérdidas y de la valorización económica de las pérdidas de energía y potencia.

Respecto a los costos anuales de falla, dicho valor es igual a la Energía No Suministrada de corta duración (ENS) en el año i multiplicada por el costo unitario de la ENS (en USD/MWh), el cual corresponde al valor establecido por la NTSyCS vigente.

La aplicación de los cálculos de VP y sus componentes se explica más delante de acuerdo con las distintas etapas en que las Bases dividen el proceso de adaptación del sistema.

C. Etapas de Análisis

Conforme a lo indicado en las Bases, la siguiente figura muestra el proceso de estapas sucesivas seguido en este Estudio para la adaptación final del sistema de subtransmisión:



Figura 6.1: Procesos de Prescindibilidad, Optimización y Adaptación

A continuación se describen los detalles metodológicos aplicados a cada una de las etapas de Prescindibilidad, Optimización y Adaptación del SIC-3. Los procedimientos realizados y los resultados obtenidos en cada una de estas etapas se encuentran en el capítulo 10 de este informe.

6.2 Verificación de la Suficiencia, Seguridad y Calidad del Servicio

Para todas las etapas del estudio, KEMA ha considerado que las alternativas de diseño que surjan de cada una de ellas cumplan con las especificaciones de suficiencia, seguridad y calidad de servicio establecidas en la NTSyCS vigente.

Para ello, se ha considerado el esquema de verificaciones que se detalla a continuación.

6.2.1 Verificación de Suficiencia

De conformidad con el artículo N° 225, letra s del DFL N° 4 de 2006, Ley Eléctrica, se define la suficiencia como el "atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda". En consecuencia, el sistema tendrá este atributo de suficiencia si no presenta tramos saturados o demanda sin abastecer.

Para saber si el SIC-3 presenta o no esta característica, en el estudio se considera la simulación de flujos de carga para diversas condiciones de operación. Estas condiciones de operación son aquellas cuya ocurrencia es recurrente en el tiempo:

Inyecciones de aportes de potencia al SIC-3

Al ser este sistema de subtransmisión en gran medida enmallado, los flujos de potencia al interior del mismo varían según como ingresan los aportes de potencia desde sus diversos puntos de ingreso. Para un determinado nivel de demanda, estos aportes dependen fundamentalmente del despacho de las plantas del SIC. A su vez, dicho despacho depende de la hidrología particular del año.

Así, la hidrología juega un rol determinante a la hora de establecer las capacidades del sistema, razón por la cual deben tenerse presente todas las posibilidades a la hora de su diseño.

Central Nueva Renca

Dentro de las posibilidades de despacho de las centrales, hay una que inyecta su energía en las fronteras del SIC-3, razón por la cual el que esté o no despachada también tiene incidencia en los flujos de este sistema de subtransmisión. Esta es la central Nueva Renca, con 312 MW de capacidad instalada. Por lo tanto, con respecto a esta central, el presente estudio debe considerar los casos de despacho y de no despacho.

Capacidades estacionales de las líneas

Como se sabe, la capacidad de una línea de transmisión es fuertemente dependiente de la temperatura ambiente. Dada la gran variabilidad estacional que presentan las temperaturas en el área donde se despliega el SIC-3, es necesario considerar en los estudios las demandas de invierno y la de verano. Ello, en atención que la capacidad de verano de las líneas disminuye en un 26%. Por esta consideración, se requiere simular los flujos por las líneas para todos los meses del año.

Así, cada condición topológica del SIC-3 debe ser analizada considerando todas las combinaciones posibles de operación. La cantidad total de combinaciones está dada por la multiplicación entre:

- Número de hidrologías (51)
- Nueva Renca: opera o no opera (2)
- Demandas máximas mensuales (12)

Es decir 51x 2 x 12 = 1.224 combinaciones anuales (102 combinaciones mensuales)

Para este análisis se emplea el programa de modelación y simulación de la operación OSE 2000.

6.2.2 Verificación de Seguridad

De conformidad con el artículo N° 225, letra t del DFL N° 4 de 2006, Ley Eléctrica, se define la seguridad de servicio como la “capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para

soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos a través de respaldos y de servicios complementarios".

Siguiendo la conceptualización de la ley, la verificación de la calidad del servicio consiste en analizar la respuesta del sistema en estudio para cada una las 1.224 combinaciones operativas posibles ante diversas situaciones de contingencia simple que pueden darse. Básicamente consiste en verificar la condición N-1, ante salidas de servicio de diversas componentes de la red.

Para la red actual, las contingencias a considerar son las siguientes:

1) Salida de servicio de un circuito en línea Alto Jahuel – Los Almendros (220 kV)

2) Salida de servicio de un circuito línea Alto Jahuel – Florida (110 kV)

3) Salida de servicio de un circuito línea Florida – Los Almendros (110 kV)

4) Salida de servicio de un circuito línea Los Almendros – El Salto (110 kV)

5) Salida de servicio de un circuito línea Ochagavía – Florida (110 kV)

6) Salida de servicio de un circuito línea Chena – Buin – Ochagavía (110 kV)

7) Salida de servicio de un circuito línea Cerro Navia – Chena (110 kV)

8) Salida de servicio de un circuito línea Cerro Navia – Renca (110 kV)

9) Salida de servicio de un circuito línea Cerro Navia – San Cristóbal (110 kV)

10) Salida de servicio de un circuito línea San Cristóbal – El Salto (110 kV)

11) Salida de servicio de un circuito línea Polpaico – El Salto (220 kV)

12) Salida de servicio de un circuito línea Renca – Brasil (110 kV)

13) Salida de servicio del transformador El Salto (220/110 kV)

14) Salida de servicio del transformador Los Almendros (220/110 kV)

15) Salida de servicio de un transformador en Cerro Navia (220/110 kV)

16) Salida de servicio del transformador Buin (220/110 kV)

17) Salida de servicio del transformador Chena (220/110 kV)

18) Salida de servicio del transformador Alto Jahuel (220/110 kV)

Este análisis se hace también con el programa OSE 2000.

Para el análisis de contingencias se ha tenido en cuenta que los conductores tienen una capacidad de sobrecarga admisible de 3,6% en verano y 6,5% en invierno, a excepción de los conductores de alta capacidad que no permiten sobrecarga respecto a su capacidad nominal

6.2.3 Verificación de Calidad del Servicio

La verificación de la calidad del servicio se centra en los niveles de voltaje. Para ello, se emplea como herramienta el modelo de simulación desarrollado en PowerFactory. Dadas las características de esta herramienta, se usa para analizar sólo aquellos casos que hayan pasado las verificaciones de suficiencia y seguridad.

El análisis de prescindibilidad señalado en el numeral 6.1 es realizado con el OSE2000. Cuando se prescinde de un elemento a la vez (tomando de la lista de candidatos a ser prescindibles), se utiliza el OSE2000 para verificar si ocurre alguna sobrecarga.

Esos candidatos que resultan con más sobrecarga relativa para el caso base se sacarían de la lista. Sin embargo, es razonable esperar que muchos candidatos no sean descartados de esta manera, y se puede dar una falsa indicación de lo que realmente se puede prescindir. Por lo tanto tendrá que llevarse a cabo una prueba más rigurosa. La siguiente prueba es hecha en PowerFactory, que proporciona una evaluación precisa de si el elemento en cuestión realmente se puede prescindir. Según esta prueba, un elemento candidato no se puede prescindir si hay resultados de sobrecargas en la red o violaciones a los criterios de voltaje adicionales. (Nótese el uso del término "adicional" en la oración: el análisis no se realiza de un modo absoluto, sino en una diferencia de uno, por dos razones: (a) la red base ya podría encontrar violaciones en algún año futuro, y (b) las Bases se refiere a una alteración significativa de la suficiencia y de seguridad.)

Los criterios para verificar los tramos sobrecargados son los mismos a los utilizados en OSE 2000. Es decir, la prueba toma en cuenta los límites de carga en las estaciones (por ejemplo, para conductores de la red aérea, el límite de carga en verano está sobre 76% del límite de carga en invierno). El modelo basado en PowerFactory utiliza las mismas inyecciones de carga al SIC-3 que el OSE2000 ha calculado. Sin embargo, ya que utiliza un modelo más detallado (flujo de potencia en corriente alterna), los flujos por los tramos son más precisos que los calculados por OSE2000, dando lugar así una verdadera evaluación de la sobrecarga.

El otro aspecto técnico de la prueba es la verificación de tensión. La norma NTSyCS describe dos conjuntos de criterios para el comportamiento aceptable de tensión:

- En el estado normal, el rango aceptable es de 0,95 p.u. a 1,05 p.u. para las barras de 200 kV a 500 kV, y de 0,93 p.u. a 1,07 p.u. para las barras con voltaje menor a 200 kV.
- En el estado de alerta (es decir, cuando la red está sujeta a una contingencia simple) el rango aceptable es 0,93 p.u. a 1,07 p.u. para las barras de 200 kV a 500 kV, y de 0,91 p.u. a 1,09 p.u. para la barras con voltaje menor a 200 kV.

A efectos de la verificación de tensión, se han considerado las mismas 18 contingencias descritas en la sección 6.2.2.

6.3 Metodología para la Etapa de Prescindibilidad

La etapa de prescindibilidad consiste en identificar aquellas instalaciones existentes cuya eliminación no produce alteraciones significativas ni en la suficiencia ni en la seguridad de abastecimiento de la demanda del año base ni en ninguno de los años del horizonte de planificación, manteniéndose el suministro de esta demanda en cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes.

Para efectos de la etapa de prescindibilidad, se considera que en cada tramo de red de doble circuito hay dos instalaciones, una por cada circuito. Bajo esta definición, el SIC-3 cuenta con un total de 213 tramos. Esto significa, en principio, probar del orden de $1{,}3 \times 10^{64}$ combinaciones topológicas posibles que contemplen uno o más tramos prescindibles. Por lo tanto, es necesario reducir el número de las combinaciones topológicas a verificar. Para ello, el espacio de búsqueda debe ser acotado usando aproximaciones heurísticas. La mejor aproximación heurística corresponde a verificar los factores de utilización de las líneas, definido éste como el cociente entre el flujo por la línea y su capacidad (la de invierno o de verano, según corresponda).

Para estableces los factores de utilización de las líneas (FU) se considera la red base del año 2009 y las demandas proyectadas de todos los meses dentro del horizonte de planificación, esto es, de enero de 2010 a diciembre de 2019. Esto en atención a que, de conformidad a las Bases, el proceso de prescindibilidad debe verificarse para todos los años del horizonte de planificación. Para cada uno de los meses de dicho horizonte, se simulan los flujos de carga en el sistema mediante el programa de modelación y simulación de la operación OSE2000, considerando las 102 combinaciones de condiciones operativas mensuales que se señalan en las verificaciones de suficiencia. Para cada una de esas 102 combinaciones se determinan los factores de utilización de cada uno de los elementos constitutivos del SIC-3.

Como resultado del proceso anterior, se obtienen para cada uno de los elementos un total de 102x12x10 = 12.240 factores de utilización. Los FU se ordenan de menor a mayor por instalación del SIC-3 para el período 2010-2019. Los tramos que aparecen con los menores factores de utilización durante el período de planificación son las instalaciones candidatas a ser prescindibles. Se utilizó 50% como valor de umbral por debajo del cual se seleccionaron los elementos a ser analizados, considerando la necesidad de que en un tramo de doble circuito, cada circuito sea capaz de transportar la carga del tramo en caso de una contingencia en el otro circuito.

Análisis de Prescindibilidad

En el análisis de prescindibilidad se procede a eliminar del sistema base cada una de las instalaciones consideradas como candidatas a ser prescindibles. Para ello, cada una de dichas instalaciones es eliminada de la red, y el sistema remanente es sometido a las verificaciones de suficiencia, seguridad y calidad de servicio, que están descritas en la sección 6.2.

La metodología considera que si dos o más instalaciones resultan ser prescindibles de manera individual, se debe proceder a verificar si todas aquellas instalaciones prescindibles individualmente, o un subconjunto de ellas, lo son simultáneamente.

Instalaciones Radiales

Por muy baja que resulte la utilización de un tramo de línea radial de doble circuito, no puede ser eliminado uno de sus circuitos de manera permanente, ya que perdería su capacidad de contingencia, a riesgo de no suministrar la totalidad de la demanda en zonas del SIC-3 que concentran importantes actividades estratégicas, administrativas, económicas, políticas y financieras del país.
De darse el caso de una línea radial con bajo factor de utilización, su potencial ajuste de dimensiones es realizado en la etapa de optimización. Por otra parte, si ocurre que la línea radial es de un solo circuito, su eliminación dejaría demanda sin abastecer.

6.4 Metodología para la Etapa de Optimización

La etapa de optimización tiene como sistema de partida base el que se obtiene como resultado del proceso de prescindibilidad. En esta etapa se determinan aquellas instalaciones en las que el bajo nivel de utilización (demanda de potencia) en el periodo de planificación, habida consideración de los respectivos crecimientos de demanda del sistema, no justifique el nivel de inversiones existente y resulte económicamente eficiente modificar sus características técnicas.

El propósito de la etapa de optimización es verificar si las instalaciones de la red resultante después de realizar el proceso de prescindibilidad son del "tamaño correcto" y si, como resultado del análisis a desarrollar en esta fase, se comprueba que una o más de ellas no lo son, se procede a redimensionarlas. Tener el "tamaño correcto" significa que la instalación debe estar dimensionada para dar la suficiencia, seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa vigente al menor costo factible. Es importante destacar que en esta etapa el redimensionamiento que se menciona es sólo para reducir el tamaño de las instalaciones. La posibilidad de aumentar la capacidad de las instalaciones queda restringida a la etapa de adaptabilidad, siempre que así lo indiquen los análisis.

Para efectos de su utilización en esta etapa de optimización y en la etapa posterior de adaptabilidad del sistema, se seleccionaron los diferentes tamaños disponibles tanto para conductores de los tramos de línea como para transformadores en las subestaciones, que son de uso comercial por las empresas que conforman el SIC-3, los cuales se muestran en las siguientes tablas:

Tabla 6-1: Tamaño de Conductores Disponibles para los diferentes niveles de voltaje

Tensión (kV)	Sección (mm^2)	Conductores por Fase	Capacidad Nominal de Invierno (MVA)
110	160	1x160	107
	330	1x330	172
	400	1x400	191
	218	1x218 (Alta Capacidad)	206
	630	1x630	259
	806	1x806	324
	517	1x517 (Alta Capacidad)	365
	800	2x400	382
	438	2x218 (Alta Capacidad)	404
	1260	2x630	518
	1034	2x517 (Alta Capacidad)	730
220	160	1x160	214
	330	1x330	344
	400	1x400	382
	218	1x218 (Alta Capacidad)	412
	630	1x630	519
	806	1x806	648
	517	1x517 (Alta Capacidad)	730
	800	2x400	764
	438	2x218 (Alta Capacidad)	808
	1260	2x630	1.038
	1034	2x517 (Alta Capacidad)	1.460
44	160	1x160	42,8
	330	1x330	68,8
	400	1x400	76,4
	218	1x218 (Alta Capacidad)	82,4
	630	1x630	103,6
	806	1x806	129,6
	517	1x517	146,0
	800	2x400	152,8
	438	2x218 (Alta Capacidad)	161,6
	1260	2x630	207,2
	1034	2x517	292,0

Tabla 6-2: Tamaño de los Transformadores Disponibles.

Relación de Tensión (kV/kV)	Capacidad (MVA)
220/110	400
110/12	50
110/12	25
110/12	20
110/12	12,5
110/12	10,5
110/23	37,5
110/23	20
110/44	28
110/44	10
44/12	4
44/12	3,5

6.4.1 Optimización de Elementos del Sistema

En esta etapa se deben distinguir diferentes tipos de elementos del SIC-3, a saber:

- Subestaciones de interconexión
- Subestaciones primarias de distribución
- Tramos de líneas del anillo
- Taps radiales

A cada uno de ellos se le aplica una metodología de optimización que toma en cuenta sus características operativas y topológicas.

A. Subestaciones de Interconexión

Para el caso del SIC-3, las subestaciones de interconexión corresponden a subestaciones de gran capacidad de transformación, y que tienen por objetivo reducir el voltaje desde 220 a 110 kV. Se hacen los análisis considerando la demanda de todo el periodo de planificación.

Para cada uno de los transformadores instalados en estas subestaciones se determinan los factores de utilización más exigentes para cada uno de los años de dicho período, tanto para las verificaciones de suficiencia como para las verificaciones de seguridad y calidad del servicio.

B. Subestaciones Primarias de Distribución

El análisis de las subestaciones primarias de distribución se realiza caso a caso. Para ello, se debe contrastar la proyección de la máxima demanda de la subestación y la capacidad instalada, tanto en condiciones normales como de contingencia.

En este caso, la verificación de suficiencia no requiere del análisis de diversas condiciones de operación, atendida su condición radial. Así mismo, las verificaciones de contingencia se deben realizar considerando la salida de servicio del transformador de mayor capacidad dentro de la subestación. Lo que se determina en cada caso es el factor de utilización agregado por subestación.

Se determinan por tanto los factores de utilización máximos en verificaciones de suficiencia y seguridad en subestaciones primarias de distribución para el horizonte de planificación 2010 al 2019.

C. Tramos de línea

Para los tramos de línea, la carga esperada por tramo se proyecta para todo el horizonte de análisis, y en consecuencia los factores de utilización esperados por tramo. Para ello, se emplea el mismo procedimiento utilizado en la etapa de prescindibilidad para establecer los factores de utilización por tramo y para todo el horizonte de planificación. Las diferencias metodológicas para efectos de la optimización son:

- ✓ No se consideran aquellas líneas que eventualmente hubieran sido consideradas como prescindibles.
- ✓ Se requieren todos los máximos factores de utilización por año para efectos de hacer el análisis de optimización.

D. Taps radiales

Para los taps no es necesario simular todas las combinaciones operativas, toda vez que se trata de instalaciones radiales, y en consecuencia los flujos de carga que determinan su diseño no tienen dependencia con las combinaciones de operación que se tratan en el caso de suficiencia por las líneas. En este caso, el flujo por el tap depende exclusivamente de la demanda máxima agregada de la subestación asociada. El procedimiento contempla la determinación de los factores máximos de utilización de estas instalaciones, considerando las demandas de verano y de invierno.

6.4.2 Evaluación Económica de la Optimización

Sobre la base de las proyecciones anteriores, se realiza la evaluación económica con el objetivo de buscar el conductor óptimo (menor VP) para un conjunto de líneas y taps que presenten un perfil sistemático de bajo factor de utilización durante todo el período de planificación. De esta manera, se da cumplimiento a las Bases cuando ellas señalan que se deben optimizar "aquellas instalaciones existentes en las que el bajo nivel de utilización (demanda de potencia) en el período de planificación señalado en las Bases, habida consideración de los respectivos crecimientos de demanda del sistema, no justifique el nivel de inversiones existentes".

Para analizar si las instalaciones así identificadas pueden ser optimizadas, entendiéndose para efectos de esta etapa sólo como una reducción del tamaño de las mismas, todos los tramos identificados se someten a pruebas de sustitución del conductor existente por conductores de menor capacidad, en el caso de líneas y taps, y de transformadores de menor capacidad en el caso de subestaciones. Para ello se consideran los conductores y transformadores de uso comercial por las empresas que conforman el SIC-3 señalados en las Tablas 6-1 y 6-2.

Para determinar el monto de las inversiones y de COMA de las alternativas en evaluación, se desarrolló una metodología basada en módulos de valorización que permite obtener para todos los casos potenciales de reemplazo sus costos anuales de inversión y de COMA, considerando la nueva instalación sustituta, y las correspondientes modificaciones en las instalaciones existentes (i.e. modificaciones en estructuras de soporte y su ferretería asociada). La descripción del desarrollo de dichos módulos de valorización se presenta en el Anexo 13.

A. Procedimiento de Evaluación

En el caso de líneas, el procedimiento de pruebas de sustitución de conductor permite obtener una selección preliminar de tramos a ser optimizados. Los tramos potencialmente optimizables corresponden a aquellos cuyo VP considerando el conductor originalmente instalado resulta ser mayor que los que resultan de considerar uno de capacidad inferior.

Se debe tener en cuenta que los tramos optimizados preliminarmente corresponden a optimizaciones individuales. Para verificar si ellos son óptimos de manera agregada, deben ser sometidos a evaluaciones globales, verificando en forma iterativa las diferentes combinaciones de redes globales óptimas que pueden establecerse a partir de los óptimos individuales preliminares. Para ello, se realizan las diversas verificaciones globales de suficiencia, seguridad y calidad del sistema dentro de los estándares normados. Las verificaciones de suficiencia, seguridad y de calidad a realizar son las detalladas en el numeral 6.2.

El procedimiento a emplear para probar los tramos potencialmente optimizables pertenecientes a la parte enmallada del SIC-3 depende de los resultados. Si hay P instalaciones potencialmente optimizables en forma individual, hay 2^P combinaciones posibles de a ser analizadas. Esto es, sólo una de las P instalaciones individualmente óptimas puede resultar globalmente óptima o bien todas

las P instalaciones pueden resultar simultáneamente óptimas. Como las combinaciones a probar pueden ser muchas, se evalúan aquellas combinaciones que por sus condiciones operativas y de disposición topológica tengan una mayor probabilidad de resultar aún más óptimas que sus componentes individuales

En el caso de transformadores en subestaciones, se consideran potencialmente optimizables a aquellos cuyo VP considerando el transformador originalmente instalado resulta ser mayor que el que resulta de considerar uno de capacidad inferior. Además, para ellos se realizan las diversas verificaciones de suficiencia, seguridad y calidad detalladas en el numeral 6.2.

B. Cálculo de las Pérdidas

Los cálculos de pérdidas en el SIC-3 durante la etapa de optimización se realizan para su valorización e inclusión en el cálculo del VP durante la evaluación económica y determinación del sistema optimizado.

Las pérdidas tanto de energía como de potencia, se modelan en OSE2000 mediante secantes de la curva de pérdidas cuadráticas. Éste cálculo se realiza para cada año del horizonte de planificación y para cada hidrología simulada. El resultando entregado por OSE2000 son las pérdidas de energía y potencia por mes para todos los años del periodo de planificación.

En el caso de las pérdidas de energía, para cada caso de hidrología en análisis se suman los valores de los doce meses de cada año, obteniéndose así el valor anual correspondiente. La pérdida anual a considerar finalmente, será aquella que resulte de promediar las pérdidas anuales resultantes para cada una de las 51 hidrologías analizadas. Para las pérdidas de potencia por año se toma las del mes de agosto, ya que este mes corresponde al de mayor demanda coincidente con generación. De aquí se tomó el promedio de las 51 hidrologías.

OSE2000 proporciona las pérdidas asociadas con las pérdidas resistivas en líneas y en transformadores. Es del caso señalar que para estos últimos, sólo considera la pérdida variable en el cobre. La pérdida fija en el fierro debe ser agregada posteriormente.

Posteriormente, utilizando rutinas de MatLab se extraen los datos del OSE2000 y se calcula el valor promedio para:

- Las pérdidas de potencia en MW a nivel del sistema, asociadas a la condición de demanda máxima de generación. Los datos resultantes son una serie de tiempo con un valor por año.
- Las pérdidas de energía en GWh a nivel del sistema. Los datos resultantes son una serie de tiempo con un valor por año.

Estos dos conjuntos de valores físicos son utilizados para calcular el VP del costo de pérdidas de energía y potencia como parte de la evaluación económica.

Finalmente, la valorización de las pérdidas se realiza mediante la metodología desarrollada en el Capítulo 11.

C. Optimización de los Enlaces Radiales y Taps

Los enlaces radiales se refieren a las partes de la red que no están enmalladas. Para el SIC-3, cada enlace radial comienza en una barra en el anillo, los tramos fuera de ésta barra y eventualmente alcanza una o múltiples barras de carga.

La Figura 6-2 abajo muestra un ejemplo de un enlace radial típico en el SIC-3. Este simple ejemplo será utilizado para ilustrar los procedimientos metodológicos detrás del análisis de optimización de enlaces radiales y taps. En este caso, Lo Espejo 110 es una barra del anillo del sistema, y el enlace radial que comienza en ésta barra soporta la barra Panamericana 012 en la subestación Panamericana 110/12 kV.

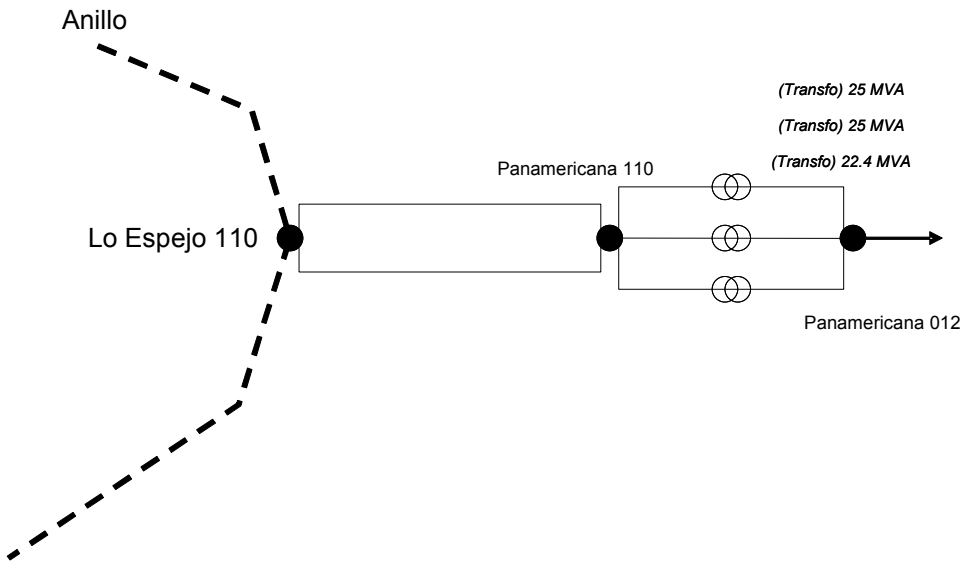


Figura 6.2: Ejemplo de un Enlace Radial

Para la optimización, se analiza la factibilidad de reducir la capacidad de cada conductor y transformador, sin degradar la operación tanto en suficiencia como seguridad y calidad de servicio. La optimización de los tramos radiales se hace por separado de los tramos del anillo. Esto se debe a que los flujos por los tramos radiales dependen sólo de la demanda y no de la hidrología.

Como se señaló en el capítulo de criterios, se debe considerar que la capacidad nominal del conductor para verano es alrededor de un 76% de la capacidad nominal para invierno. En el ejemplo anterior, los conductores entre Lo Espejo 110 y Panamericana 110 tienen una capacidad de invierno de 165 MVA por cada circuito, sin embargo dicho límite para verano corresponde a 125 MVA. Un concepto útil es aplicar el denominado factor de utilización máximo, que se utiliza en el

análisis de prescindibilidad y de optimización de tramos del anillo. Este tema se detalla más adelante.

Para las líneas en doble circuito, la salida de un circuito no debe dar lugar a la sobrecarga permanente del circuito remanente. Del mismo modo, para los transformadores, la salida de servicio de un transformador no debe sobrecargar en forma permanente a los restantes transformadores.

En el ejemplo considerado, debido a la naturaleza de los circuitos radiales, toda la carga de barra Panamericana 012 debe ser soportada por los conductores entre Lo Espejo 110 y Panamericana 110, y por los transformadores de la subestación Panamericana 110/12 kV:

- En el horizonte de planificación, la carga máxima resultante para éste enlace radial es 77,4 MVA. Esto es más de lo que los tres transformadores en conjunto pueden soportar en condición permanente y que corresponde a 72,4 MVA. Por lo tanto, ninguno de los tres transformadores se puede reducir. De hecho, se debe aumentar la capacidad del conjunto en algún año del horizonte de planificación para soportar la demanda máxima, sin embargo esto no forma parte del alcance del proceso de optimización y debe ser evaluado en el proceso de adaptabilidad.
- La demanda máxima de invierno de 77,4 MVA se da en el 2019 y cada circuito transportaría en tal caso 38,7 MVA, equivalente a un factor de utilización de 38,7 MVA/165 MVA = 23,5%. Por su parte, la capacidad nominal de dichos ciruitos en verano es de 125,4 MVA y la demanda máxima de verano de 71 MVA se da en el 2019. En tal caso cada circuirto transportaría 30,5 MVA, equivalente a un factor de utilización de 30,5 MVA/125,4 MVA = 24,4%. En caso de contingencia los factores de utilización serían de 47% en invierno y 48,8% en verano. Es decir, no reflejan sobrecarga.
- Dado que el circuito en cuestión es de 110 kV y tiene una capacidad nominal original de 165 MVA, la Tabla 6-1 indica que el único tamaño disponible para optimizar dicho circuito es a 1x160 mm2 que tiene una capacidad nominal de 107 MVA. Este tamaño de conductor, de hecho, es técnicamente factible ya que la línea puede soportar la demanda en condiciones de suficiencia y en caso de contingencia el factor de utilización máximo del circuito remanente sería de 76%.
- Hasta el momento, para este ejemplo de enlace radial, los conductores de la línea se podrían optimizar, pero no así los transformadores de la subestación. La decisión de si es conveniente reducir la sección de los conductores resulta del cálculo del VP para ambas situaciones (conductor original vs. conductor candidato de optimización), siendo óptima la solución de menor VP. En este caso en particular, el análisis económico mostró que el tramo considerado no era optimizable debido a que al reducir la sección de los conductores, la disminución en los costos de inversión y COMA no compensa el aumento en el costo de pérdidas de energía y potencia.

El ejemplo de la Figura 6-2 es sencillo puesto que el conocimiento de la demanda máxima en el tramo radial, tanto en invierno como verano, es suficiente para llevar a cabo el proceso de

optimización del tramo en análisis. En algunos casos, sin embargo, el flujo en algunas líneas depende de la hidrología considerada y de las inyecciones de generación local. Para éstos tramos especiales, es necesaria la simulación de la operación en OSE2000 bajo los distintos escenarios hidrológicos para cada año del análisis. Esta categoría incluye los tramos señalados en la Tabla 6-3:

Tabla 6-3: Tramos con Flujos obtenidos de OSE2000

Tramos de Línea
Cementos Polpaico 110->Tap Batuco 110 I & II
Cerro Navia 110->Tap Batuco 110 I & II
Cerro Navia Chilectra 110->Tap Altamirano 110 I & II
Tap Altamirano 110->Renca 110 I & II
Tap Chena 220->Chena 220 I & II
Tap Las Vizcachas 110->Florida 110 I & II
Las Vegas 110->Cementos Polpaico 110 I & II

Para estas líneas, se consideraron los flujos de potencia tanto en invierno como verano, en escenarios de generación con y sin Renca, para todas las hidrologías y cada año del horizonte de planificación.

En todos los casos anteriores, también se ha verificado que los casos candidatos a optimización no degraden en forma significativa los índices de calidad establecidos en la NTSyCS respecto al caso base.

6.5 Metodología para la Etapa de Adaptabilidad

En la etapa de adaptabilidad se deben generar diversos planes de expansión del SIC-3, tal que a partir del sistema ya optimizado en la etapa anterior, dichos planes cumplan con las condiciones de suficiencia, seguridad y calidad, abasteciendo la totalidad de la demanda para el período de planificación. A los planes que cumplan con estas exigencias normativas se les denomina planes de expansión factibles. De entre todos aquellos planes de expansión factibles que se generen, se debe optar por aquel que minimice la función objetivo de valor presente indicada en las Bases.

Para esta etapa, las Bases contemplan la posibilidad de cambiar el trazado y nivel de tensión de las redes existentes. Al respecto, sobre la base de la experiencia de KEMA en el desarrollo de redes urbanas, las alternativas de cambio de trazado son a priori descartables, toda vez que ellas requieren habilitar nuevos trazados cada vez más de difíciles de realizar, ya sea por los elevadísimos costos de servidumbres o bien por la cada vez más creciente oposición de la comunidad a la instalación de

líneas. Así, de cambiar el trazado, la solución factible en zonas densamente pobladas, como es el caso donde se emplaza gran parte del SIC-3, es el de líneas subterráneas, cuyos costos son significativamente mayores al de una línea aérea.

Por ello, las mejores alternativas de desarrollo surgen de considerar los corredores actuales por donde pasan las líneas existentes y es factible proceder a su reforzamiento. La alternativa de nuevos trazados es analizada sólo en el caso de que, como resultado de la revisión de la expansión, aparezcan nuevas subestaciones en el horizonte de estudio.

Por otra parte, la alternativa de considerar nuevos niveles de voltaje, como por ejemplo cambiar de 110 a 220 kV también puede descartarse a priori como alternativa de desarrollo, al menos para el horizonte de planificación 2010-2019. Esto debido a que el cambio exigiría cuantiosos niveles de inversión, toda vez que esta alternativa exigiría también inversiones en las subestaciones de interconexión y en las primarias de distribución. Se deben cambiar los transformadores existentes o bien incorporar unidades de bajada intermedia para hacer compatible la nueva tensión de las líneas con la tensión de entrada de las subestaciones. Lo anterior, sin contar con el nivel de inversiones que se requeriría para mantener los niveles de suficiencia, seguridad y calidad del servicio mientras se realiza el cambio. A lo anterior se debe sumar que al pasar de 110 kV a 220 kV se debe ampliar la franja de servidumbres y de seguridad de los trazados existentes.

Por lo tanto, serán los refuerzos en líneas y la incorporación de nueva capacidad de transformación las alternativas más recurrentes para realizar la expansión del SIC-3. Para estos efectos, se aplican los mismos módulos de valorización empleados para efectos de la etapa de optimización, con la diferencia que en este caso la evaluación económica del VP debe considerar el costo del retiro de las instalaciones cuando se haga un refuerzo (desmontaje) y el costo de montaje adicional para realizar los refuerzos, incluyendo la utilización de líneas auxiliares como se describe a continuación. Las consideraciones que aplican en estos casos se presentan en el Anexo 13.

Evaluación económica del uso de líneas auxiliares

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, establece las condiciones mínimas de operación para mantener la calidad y suficiencia del servicio de las redes, así como las condiciones de seguridad asociadas a ellas. Tanto el crecimiento vegetativo del consumo como la incorporación de nuevos clientes, hace que continuamente sea necesario efectuar obras de manera de suplir la nueva demanda en cumplimiento con dicha norma.

Las principales obras asociadas al crecimiento de la demanda en los sistemas de subtransmisión, corresponden a la construcción de nuevas subestaciones, instalación de nuevos transformadores de poder, construcción de nuevas líneas y refuerzos de líneas existentes. Entre las obras que poseen mayor dificultad se encuentran los refuerzos de líneas, dados los riesgos que implica efectuar dichas obras, principalmente por la necesidad de desconectar ya sea la totalidad de una línea o sólo tramos de ella durante períodos prolongados.

En el caso de sistemas enmallados, la ejecución de refuerzos sin la utilización de líneas auxiliares, implica tiempos prolongados de obra y la necesidad de radializar redes que operan normalmente enmalladas. Esto tiene como consecuencia una operación riesgosa ante la posibilidad de una falla en el resto de los tramos radializados y mayores tiempos de despeje de falla, lo que deriva finalmente en altos niveles de energía no suministrada en contingencia.

La ejecución de refuerzos sin la utilización de líneas auxiliares teóricamente podría realizarse desenergizando un circuito a la vez. Sin embargo, dicha práctica expone a serios riesgos de electrocución a los trabajadores que están efectuando la obra. Además, la necesidad de modificar, cambiar o intercalar nuevas estructuras hace infactible la ejecución de la obra bajo la desenergización de sólo un circuito.

En la práctica, una manera de mitigar los riesgos asociados al refuerzo de una línea, corresponde a la construcción de líneas auxiliares en forma paralela a las líneas que se desea reforzar. Esto permite mantener las condiciones normales de calidad y continuidad de servicio como también disminuir los tiempos de trabajos asociados a ellos.

KEMA ha analizado la conveniencia económica de la utilización de líneas auxiliares en las obras de refuerzo de los planes de adaptación del SIC-3. Como resultado de dicho análisis, se ha determinado que en el 92% de los refuerzos que se requieren en el plan de expansión del SIC-3, es más económico realizarlos mediante el uso de líneas auxiliares.

Este resultado, surge de considerar que el uso de líneas auxiliares permite acortar en un tercio el tiempo de ejecución de un refuerzo respecto de hacerlo sin línea auxiliar. Esto se traduce en que los intereses intercalarios aumentarían en un 67% al no utilizar líneas auxiliares.

Por otra parte, la utilización de líneas auxiliares elimina el riesgo de energía no suministrada de corta duración ante contingencia simple y así el costo de falla asociado.

El detalle de esta evaluación se presenta en el Anexo 13

Análisis de Adaptabilidad

Para efectos de determinar el plan óptimo de expansión, el SIC-3 se divide en dos subsistemas. El primero, conformado por las instalaciones radiales, en donde los flujos dependen exclusivamente del nivel de la demanda de los retiros y no de la hidrología o si opera o no Renca. Aquí califican las líneas radiales, los taps y las subestaciones primarias de distribución. El segundo, que comprende las redes enmalladas y en dónde el nivel de los flujos por los tramos depende tanto del nivel de los retiros como de las condiciones hidrológicas.

6.5.1 Adaptabilidad de Tramos Radiales

En el caso de tramos radiales, se analizan los flujos máximos por las líneas para todos los meses del horizonte de planificación, tanto en meses de invierno como verano, en horas de punta y valle.

La metodología de adaptabilidad de tramos radiales se ilustra con el siguiente ejemplo.

Considérese el caso de la Figura 6-3 en el cual la línea de doble circuito "Tap Lo Boza 110 - Lo Boza 110", presenta sus máximos flujos en los meses de verano, los que se muestran en la Tabla 6-4.

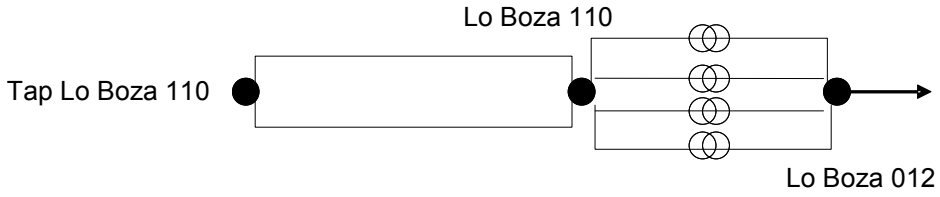


Figura 6.3: Ejemplo de Adaptabilidad (Tap Lo Boza 110 - Lo Boza 110)

Tabla 6-4: Flujo de Potencia Máxima Tap Lo Boza 110->Lo Boza 110

Flujo de Potencia máxima en verano	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Tap Lo Boza 110->Lo Boza 110 I	34,3	36,0	38,2	41,0	44,1	46,6	49,2	51,9	54,6	57,5
Tap Lo Boza 110->Lo Boza 110 II	34,3	36,0	38,2	41,0	44,1	46,6	49,2	51,9	54,6	57,5
TOTAL (MVA)	**68,6**	**72,0**	**76,4**	**82,0**	**88,2**	**93,2**	**98,4**	**103,8**	**109,2**	**115,0**

En primer lugar, se analiza si el conductor existente es capaz de soportar el flujo de potencia durante el horizonte de planificación. Luego, si fuese necesario el aumento de capacidad del conductor, se determina cuándo se debe realizar dicho cambio y cuál debe ser el conductor que lo reemplace. Dicho reemplazo se hace en el sentido óptimo de la minimización del VP establecido en las Bases.

De acuerdo a la Tabla 6-4, el mayor flujo en condición normal se produce en el año 2019, con un valor de 57,5 MVA por circuito, lo cual no presenta inconveniente en dicha condición toda vez que la capacidad nominal del conductor en invierno es de 107 MVA y 81,3 MVA en verano. Sin embargo, ante contingencia simple, el conductor remanente debe soportar el flujo total de la demanda de 115 MVA del 2019. Para determinar la capacidad nominal mínima que debe tener el nuevo conductor se sigue el procedimiento que se describe a continuación.

En el caso que el flujo máximo en contingencia se presenta en verano, se utiliza la siguiente fórmula:

$$\frac{MVA_{"N-1"} * (100\% - 3,6\%)}{0,76}$$

Donde:

- $MVA_{"N-1"}$ es el flujo a través del conductor durante la contingencia.
- 0,76 es el factor de verano que se utiliza para reflejar que en verano el tramo tiene una capacidad nonimal equivalente al 76% de la capacidad nominal de invierno.
- 3,6% es la sobrecarga admisible en meses de verano durante la contingencia.

Similarmente, en caso que el flujo máximo en contingencia se presenta en invierno, la fórmula correspondiente es la siguiente:

$$\frac{MVA_{"N-1"} * (100\% - 6,5\%)}{1,0}$$

Para el conductor del ejemplo, la fórmula que se obtiene es

$$\frac{115MVA * (100\% - 3,6\%)}{0,76} = 146MVA$$

El resultado anterior implica que el nuevo conductor debe tener una capacidad nominal de invierno de al menos 146 MVA o equivalentemente una capacidad nominal de verano de 111 MVA. La Tabla 6-5, de donde se debe escoger el conductor, sugiere que cualquier conductor con una capacidad nominal de invierno igual o superior a 172 MVA podría utilizarse.

Tabla 6-5 - Tabla de Conductores para 110 kV

Tensión (kV)	Sección (mm^2)	Conductores por Fase	Capacidad Nominal de Invierno (MVA)
110	160	1x160	107
	330	1x330	172
	400	1x400	191
	218	1x218 (Alta Cap.)	206
	630	1x630	259
	806	1x806	324
	517	1x517 (Alta Cap.)	365
	800	2x400	382
	438	2x218 (Alta Cap.)	404
	1260	2x630	518
	1034	2x517 (Alta Cap.)	730

La siguiente cuestión a resolver es cuándo debe realizarse dicho refuerzo.

- Se debe tener en cuenta que la capacidad nominal de verano del conductor existente es de 81,3 MVA. En una situación de contingencia, el tramo remanente puede soportar una demanda de hasta 103,6% su capacidad nominal o 84,3 MVA.
- De acuerdo con lo señalado en la Tabla 6-4, la demanda total en la línea "Tap Lo Boza 110-Lo Boza 110", llegará a 88,13 MVA en el año 2014, excediendo así la capacidad en contingencia del conductor. Entonces, desde el punto de vista técnico, el cambio del conductor se debería realizar a principios del 2014.

Efectuar el refuerzo bajo el procedimiento señalado anteriormente, implica que no se presenta energía no suministrada de corta duración ante una contingencia simple en el horizonte de planificación.

A fin de reflejar plenamente el objetivo de minimización del VP establecido en las Bases, se continúa el análisis considerando la postergación del refuerzo, respecto del año determinado bajo el procedimiento anterior. Para este efecto, se determina, respecto del caso sin postergación, la variación en valor presente del aVI+COMA, costo de pérdidas de energía y potencia y del costo de falla de la energía no suministrada de corta duración que aparece en el escenario de postergación al superarse la demanda admisible de sobrecarga en contingencia.

En el caso que la postergación implique un VP inferior al caso sin postergación, entonces se continúa el análisis sucesivamente postergando el refuerzo en un año hasta obtener el menor VP. Se determina de esta forma el año óptimo del refuerzo en el sentido del menor VP.

Para la valorización del costo de falla, se ha utilizado el precio unitario de la ENS establecido en las Bases y la energía no suministrada de corta duración se ha determinado a partir de la demanda que supera el límite de sobrecarga admisible ante contingencia simple, las horas y frecuencia de indisponibilidad forzada establecidas en la NTSyCS y la probabilidad de que dicha contingencia se produzca en horas de punta. Se ha considerado que en horas de valle no se produce energía no suministrada de corta duración.

6.5.2 Subestaciones de Distribución Primaria

A partir del sistema optimizado obtenido al final de la etapa descrita en el punto 6.3, se analizan los flujos máximos por los transformadores de cada una de las subestaciones de distribución primaria para todos los meses del horizonte de planificación, tanto en meses de invierno como verano, en horas de punta y valle. Se determina el factor de utilización global anual en suficiencia como la demanda máxima de la subestación dividida por la suma de las capacidades nominales de los transformadores.

Se realiza un análisis de contingencia bajo los siguientes supuestos y consideraciones:

1) Salida de servicio del transformador de mayor capacidad nominal de la subestación.
2) En condición de contingencia y en forma conservadora, los transformadores tienen la posibilidad de repartirse la carga uniformemente en proporción a sus capacidades nominales.
3) Horas y frecuencia de indisponibilidad forzada establecidas en la NTSyCS y la probabilidad de que dicha contingencia se produzca en horas de punta. Se ha considerado que en horas de valle no se produce energía no suministrada de corta duración.
4) Para dichas horas de indisponibilidad forzada los transformadores tienen una capacidad admisible de sobrecarga sin pérdida de vida útil de 10%.

Se establece el factor de utilización global anual en contingencia simple como la demanda máxima de la subestación dividida por la suma de las capacidades nominales aumentadas en la capacidad de sobrecarga admisible sin pérdida de vida útil de todos los transformadores de la subestación, a excepción del transformador de mayor capacidad de ésta.

Mediante los factores de utilización señalados, se comprueba tanto en condición normal como contingencia simple el año en que debe agregarse capacidad en transformación en la subestación. Para ello, se evalúan tanto la instalación de nuevas unidades de transformación como el reemplazo de unidades existentes por otras de mayor capacidad. Las nuevas unidades de transformación posibles corresponden a las comercialmente disponibles para el SIC-3 que se detallan en la tabla siguiente:

Tabla 6-6: Capacidades nominales de unidades de transformación

Relación de Transformación (kV/kV)	Capacidad Nominal (MVA)
220/23	20
110/44	28
110/44	10
110/23	37,5
110/23	20
110/12	50
110/12	25
110/12	20
110/12	12,5
110/12	10,5
44/12	4
44/12	3,5

A fin de reflejar plenamente el objetivo de minimización del VP establecido en las Bases, se continúa el análisis considerando para dichas alternativas la postergación de la instalación de capacidad en transformación adicional, respecto del año determinado bajo el procedimiento anterior. Para este efecto, se determina, respecto del caso sin postergación, la variación en valor presente del aVI+COMA, costo de pérdidas de energía y potencia y del costo de falla de la energía no suministrada de corta duración que aparece en el escenario de postergación al superarse la demanda admisible de sobrecarga en contingencia.

En el caso que la postergación implique un VP inferior al caso sin postergación, entonces se continúa el análisis sucesivamente postergando la entrada de la capacidad adicional en transformación en un año hasta obtener el menor VP para cada una de las alternativas de unidades de transformación. Se determina de esta forma el año de entrada y capacidad adicional en transformación óptimos en el sentido del menor VP, entre todas las alternativas factibles en cada subestación.

Por otra parte, KEMA ha evaluado la conveniencia de la ampliación de subestaciones de bajada considerando alternativas de patio abierto y celdas en media tensión, obteniendo como resultado que la alternativa de desarrollo en patio abierto es un 7,1% más cara en valor presente que en celdas.

Entre las consideraciones utilizadas en esta evaluación se tienen las siguientes:

- La totalidad de la inversión en la instalación de un juego de celdas se realiza en el año en que se contruye el nuevo patio de media tensión. En cambio, en el caso de patio abierto, sólo el equipamiento asociado al lado fuente del patio y el equipamiento de control se debe instalar el año en que se construye el nuevo patio. En el caso de patio abierto, tanto los interruptores

como equipamiento asociado al lado carga se deberán instalar a medida que el crecimiento de carga amerite su instalación.

- De acuerdo a la experiencia de Kema, se consideró que la superficie de terreno requerida por un juego de celdas, equivale aproximadamente un tercio de la que utiliza un patio abierto.

6.5.3 Subestaciones de Interconexión y Líneas Enmalladas

El análisis de adaptabilidad de líneas enmalladas y subestaciones de interconexión se realiza a través de un proceso de dos etapas combinadas.

En primer lugar, se determinan alternativas de expansión de las subestaciones de interconexión, y luego, para cada una de esas alternativas se establecen alternativas de expansión en líneas. Esto, toda vez que el flujo que deberán transportar las líneas son dependientes de cómo se efectúen las expansiones de las subestaciones que ingresan energía al sistema.

6.5.3.1 Adaptación de Subestaciones de Interconexión

A la salida de estas subestaciones, se deriva en lo principal un sistema enmallado en 110 kV que será objeto de adaptación en el siguiente numeral 6.5.3.2. Las características propias de este subsistema de transformación permiten hacer la adaptación en forma independiente.

La capacidad de expansión que tiene actualmente el sistema real corresponde a 400 MVA, en bancos de transformadores monofásicos (3x133 MVA) que consideran para la instalación del primer banco una unidad de reserva de 133 MVA. El segundo banco a instalar en una subestación es de sólo tres unidades monofásicas, compartiendo con el primero la unidad de reserva.

Al respecto, KEMA considera que la capacidad de desarrollo en bancos es la adecuada. Disponer además de una unidad de reserva, para efectos de tener capacidad de reserva en casos de contingencias es también un criterio razonable. No obstante, consideramos que en la medida que una subestación vaya incorporando nuevos bancos, cada uno de esos bancos debe disponer de su propia unidad de reserva, a los efectos de disminuir los tiempos de maniobra en caso de requerirse poner operativa la unidad de respaldo.

Metodología de Adaptación

Para todos los años del período de planificación se simulan las distintas condiciones de operación, seleccionando para cada año el mayor factor de utilización global de cada uno de los transformadores 220/110 kV del sistema. Lo anterior, es considerando la red en la situación que quedó después del proceso de optimización. Es decir, se trata de un análisis estático en donde no se incorporan nuevas instalaciones al sistema o se refuerzan las existentes optimizadas. El propósito de esta simulación es establecer cuándo se requiere incorporar nueva capacidad de transformación de interconexión al sistema.

Adicionalmente, se determina la evolución del factor de utilización de toda la capacidad instalada en transformadores de interconexión. En este caso, este factor se determina como el máximo valor de las distintas condiciones de operación de la suma de las demandas de estas subestaciones dividido por la suma de sus capacidades. Equivale a considerar que el transporte tiene una capacidad infinita y que estos transformadores de interconexión actúan como un todo. Si bien el análisis debe hacerse equipo por equipo, el propósito de este factor de utilización global es establecer un indicador más para generar las alternativas de expansión en subestaciones 220/110 kV.

Sobre la base de los factores de utilización, se genera una senda de inversiones base en el período de planificación. A partir de dicha senda base se generan secuencias de alternativas de inversión.

La idea general de la metodología es ir generando un árbol de alternativas en la medida que van pasando los años. Dado que si en cada año se generan sólo dos alternativas, al final del período de evaluación se tendrá un total de 2^{10} alternativas, es decir, 1024 combinaciones posibles. Para reducir el número de alternativas a probar, se considerará una aplicación heurística, en la que año a año se vayan privilegiando aquellas soluciones que tengan una mayor duración como alternativa de solución.

Los resultados de estas alternativas y el plan de expansión base de la transformación de interconexión se pueden observar en el capítulo 10.

6.5.3.2 Adaptación de Líneas Enmalladas

En el análisis de adaptabilidad de las líneas enmalladas, se incluyen los tramos Alto Jahuel–>Los Almendros y Polpaico –> El Salto a nivel de 220 kV. El análisis del sistema enmallado es significativamente más complejo que para los tramos radiales, toda vez que los flujos no dependen sólo de la demanda de los retiros sino también de las condiciones hidrológicas y de la generación conectada al SIC-3. Se determinan, para el caso base optimizado y para los años del horizonte del estudio, el factor de utilización en horas de punta y valle en cada tramo para la operación con Renca y sin Renca, para todos de los meses del horizonte de planificación en cada una de las condiciones hidrológicas bajo análisis. De manera similar a las líneas radiales, se considera para los conductores una sobrecarga admisible en contingencia simple de 3,6% en verano y 6,5% en invierno respecto a sus respectivas capacidades nominales.

Cuando se verifique en algún año la primera sobrecarga de una línea, se procederá a reemplazar el conductor existente por otro de mayor capacidad. Los conductores se seleccionan de acuerdo con el mayor flujo de potencia que se presente en el horizonte de planificación.

Se revisan dos estrategias de selección de conductores:

A.- El conductor sobrecargado se reemplaza por el primer conductor de la lista que tenga una capacidad superior al que se va a reemplazar.

B.- El conductor sobrecargado se reemplaza por el segundo conductor de mayor capacidad al que se va a reemplazar.

Los conductores que se emplean son aquellos comercialmente incorporados al SIC-3, cuya lista se muestra en la Tabla 6-1.

Cada conductor candidato se prueba desde el año en que se verifica la sobrecarga hasta el 2019. Se utilizan los siguientes criterios:

- No se aplazará la entrada del nuevo conductor si el factor de utilización del tramo en condición normal es mayor al 60% o bien, 120% en contingencia simple. Esto, a efectos de evitar riesgos de propagación de la falla en el sistema de acuerdo a lo establecido en la NTSyCS.
- En caso contrario, se analiza la postergarción de la entrada del nuevo conductor sólo a medida que la función de VP disminuya.

Así se determina, a través de múltiples alternativas, el año y conductor óptimo para el refuerzo que minimice la función de VP establecida en las Bases.

Finalmente, cada una de las alternativas seleccionadas bajo el criterio de mínimo VP se verifica en el sentido de suficiencia, seguridad y calidad de servicio de acuerdo a lo señalado en el punto 6.2.

7. Valor Base de Inversión de las Instalaciones del SIC-3

En este capítulo se describe el procedimiento seguido para establecer el valor de inversión de las instalaciones del SIC-3 tanto de las instalaciones del sistema base como de aquellas que surjen como resultado de los procesos de optimización y adaptabilidad, de acuerdo con los criterios definidos en las Bases del Estudio y aplicando las metodologías expuestas en el capítulo 4.

7.1 Procedimiento de Valorización de las Instalaciones

Para llevar a cabo el proceso de valorización de las instalaciones se recibió información actualizada del inventario físico de las instalaciones existentes por parte de las empresas de subtransmisión pertenecientes al SIC-3. El inventario está conformado por una base de datos de gran extensión que contiene el elenco, características técnicas y precios de los distintos elementos que componen cada una de las instalaciones del sistema. Cuando los precios de algunos de los elementos en el inventario no se encontraban actualizados a diciembre de 2009 se aplicó un índice de actualización de precios con base en la variación del Índice de Precios al por Mayor (IPM).

Por otra parte, se procedió a construir una base de datos para las diferentes instalaciones que componen el SIC-3, tomando como punto de partida el listado de instalaciones del sistema existentes a 2009 que fue informado al CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga del SIC). Este listado se encuentra desagregado en tramos de línea, paños de línea, subestaciones (comprendiendo equipos comunes, obras civiles y terrenos), transformadores, paños distintos a los de línea y equipos de compensación. A continuación se detallan los procedimientos metodológicos empleados para valorizar líneas y subestaciones, empleando la información contenida en el inventario y la base desglosada.

A. Procedimiento de Valorización de Líneas

Los tramos de línea que forman parte del SIC-3 fueron desglosados en los siguientes elementos constitutivos: conductores principales, cable de guardia, cadenas de aisladores, estructuras, fundaciones de las estructuras y accesorios de montaje. Las cantidades de cada uno de los elementos constitutivos mencionados anteriormente dependen en su mayor parte de la longitud del tramo de línea que se estuviese valorando. En el inventario los elementos se repiten tantas veces como sea necesario hasta completarse la longitud del tramo.

El costo unitario de cada tramo se determina a partir del costo unitario de cada uno de sus elementos constitutivos. A su vez, y dependiendo de la naturaleza de estos elementos constitutivos, el costo unitario de éstos podía ser el resultado de considerar la valorización de unidades de material más elementales, información que se extrajo del inventario físico del sistema. De esta manera se construyó el precio de cada elemento de tramo desde sus componentes más básicos (p.ej. conductores, cable de guardia, etc.) hasta los más complejos (p.ej. estructuras, cadenas de

aisladores, etc.), para luego sumar cada uno de los costos de los elementos constitutivos y finalmente obtener el costo unitario (Cu) del tramo de línea.

Para cada elemento constitutivo de los tramos se adicionó un valor de 1% del costo unitario, por concepto de Otros Materiales (OM), y se agregaron los recargos por Flete a Bodega (FB), Bodegaje (B), Flete a Obra (FO), los costos por el montaje de cada elemento (MO) y los recargos por concepto de Ingeniería (Ing) y Gastos generales (Gg), así como los costos por Intereses Intercalarios (Int) y Terrenos (T), tal como se describió en el capítulo 4. Los recargos se determinaron aplicando los factores definidos en el "Estudio de Recargos" para las instalaciones del SIC-3. Una vez finalizado el proceso para cada elemento constitutivo de un tramo, se sumaban los valores de cada componente pertenecientes a cada uno de los elementos del tramo, obteniendo de esta manera el valor total de cada componente para el tramo. Por último, se procedió a sumar los valores totales de las componentes de costo de tramo, estableciendo así el costo total de inversión (CI) de cada uno de los tramos de línea existentes que pertenecen al SIC-3.

El costo de inversión (CI) también incluye los montos correspondientes a bienes intangibles (BI) y capital de explotación (CE). Dicho valores se calculan de manera agregada como se indica en el numeral 5.4.3 y posteriormente son asignados a cada instalación a prorrata de su valor de inversión.

B. Procedimiento de Valorización de Subestaciones

El procedimiento de valorización de las subestaciones es análogo al de los tramos de línea. En este caso, los elementos constituvos son transformadores, paños de línea, paños distintos a línea y equipos de compensación.

Los costos de terreno y las obras civiles para cada subestación se calcularon en forma separada. Para los terrenos se usó el valor comercial del mismo y para las obras civiles el costo de materiales y mano de obra de construcción. Como equipamiento propio de subestación se agruparon los equipos comunes, terrenos y las obras civiles.

C. Cálculo del aVI de las Instalaciones

Para el cálculo de las anualidades del valor de inversión (aVI) de las instalaciones de subtransmisión se tomó, en primer lugar, el conjunto de elementos que componen cada una de las instalaciones del sistema. Con base a la información de la vida útil de cada tipo de elemento definida en las Bases, la tasa de descuento real de 10% y el costo de inversión total (CI) del elemento, se calculó el factor anual de recuperación de capital y el valor anual de inversión para cada elemento. Luego se sumaron los valores de aVI de los elementos constitutivos de cada instalación del sistema y se obtuvo así el aVI de cada una de las instalaciones del sistema. Igualmente, una vez calculada la anualidad de las inversiones de cada una de las instalaciones, se procedió a calcular la vida útil equivalente de las mismas.

Los cálculos del valor presente VP de las instalaciones del sistema, realizados en los procesos descritos en el capítulo 6, tomaron como base el valor del aVI de cada instalación calculado de la manera arriba indicada.

7.2 Asignación de Instalaciones Compartidas

De acuerdo a lo estipulado en el Decreto N° 121 y sus modificaciones posteriores, que establecen las instalaciones pertenecientes a los distintos sistemas, del conjunto de sesenta subestaciones pertenecientes al SIC-3, diez de ellas poseen instalaciones compartidas con otros sistemas de transmisión o con instalaciones de generación como se indica en la siguiente tabla:

Tabla 7-1: Subestaciones con Instalaciones Compartidas

Subestación	Propiedad	Tipo de Frontera
Alto Jahuel	Transelec	Instalaciones del sistema troncal, sistema de transmisión adicional, SIC-3 y SIC-4
Cerro Navia	Transelec	Instalaciones del sistema troncal, sistema de transmisión adicional y SIC-3
Polpaico	Transelec	Instalaciones del sistema troncal, sistema de transmisión adicional y SIC-3 (Transelec, Chilectra y Pehuenche)
Las Vegas	Chilquinta	Instalaciones de SIC-2 (Chilquinta) y SIC-3 (AES Gener)
El Manzano	Chilectra	Instalaciones del SIC-3 y de sistemas de transmisión adicional
Los Almendros	Chilectra	Instalaciones del SIC-3 y de sistemas de transmisión adicional
Metro	Metro S.A.	Instalaciones del SIC-3 y de sistemas de transmisión adicional
Macul	Chilectra	Instalaciones del SIC-3 y de sistemas de transmisión adicional
Santa Raquel	Chilectra	Instalaciones del SIC-3 y de sistemas de transmisión adicional
Renca	AES Gener	Instalaciones de SIC-3 y Generación (AES Gener)

Una vez identificadas las subestaciones que poseen instalaciones compartidas, se determinó el factor de prorrateo por el cual se deben afectar los valores de equipos comunes, obras civiles y terreno, con el propósito de establecer qué proporción de estos valores se deben asignar al SIC-3. Para ello, aplicando los criterios de asignación expuestos en la sección 4.3.2, se determinaron los volúmenes de energía y la cantidad de paños asociados a cada subestación.

A continuación se muestran los volúmenes de energía asociados a cada subestación:

Tabla 7-2: Volúmenes de Energía en Subestaciones con Instalaciones Compartidas

Subestación	Barra	Energía Manejada por Patio [kWh/año_2009]
Alto Jahuel	Alto Jahuel 066	283,484,283
	Alto Jahuel 110	2,877,774,527
	Alto Jahuel 154	1,052,163,798
	Alto Jahuel 220	12,782,579,234
	Alto Jahuel 500	10,466,873,327
Cerro Navia	Cerro Navia 110	5,847,841,213
	Cerro Navia 220	6,805,485,836
Los Almendros	Los Almendros 110	1,764,045,316
	Los Almendros 220	1,766,744,306
Macul	Macul 012	284,466,981
	Macul 020	36,603,847
	Macul 110	321,815,712
Polpaico	Polpaico 220	11,659,714,960
	Polpaico 500	6,324,726,106
Santa Raquel	Santa Raquel 012	290,196,729
	Santa Raquel 020	32,460,706
	Santa Raquel 110	323,406,000

Para las subestaciones Metro y Renca, pertenecientes a Metro S.A y a AES Gener, a efectos prácticos, se consideraron solamente las instalaciones asociadas a subtranmisión, por lo tanto no fueron afectas a los criterios expuestos en la sección 4.3.2.

Para el caso de subestación Las Vegas, en coordinación en el consultor del SIC-2, la totalidad de las instalaciones compartidas de subtransmisión se asignaron al SIC-2, por lo cual no se consideró el prorrateo de sus instalaciones.

A continuación se muestra el número de paños totales en los patios de las anteriores subestaciones y cuáles de ellos perteneces al SIC-3:

Tabla 7-3: Número de Paños en Subestaciones con Instalaciones Compartidas

Barra	Paños Totales	Paños_SIC-3
Alto Jahuel 110	8	5
Alto Jahuel 220	16	4
Cerro Navia 110	6	6
Cerro Navia 220	10	2
Los Almendros 110	6	6
Los Almendros 220	6	4
Macul 012	1	1
Macul 110	7	6
Polpaico 220	14	2
Santa Raquel 012	1	1
Santa Raquel 110	7	6

Con los antecedentes anteriores, se determinaron los factores de prorrateo que se utilizan para establecer la proporción de equipos comunes y terrenos que se asignan al SIC-3 en subestaciones con instalaciones compartidas. Dichos factores se presentan en la Tabla 7-4 a continuación:

Tabla 7-4: Cálculo Factores de Prorrateo Instalaciones Comunes

Barra	Paños Totales	Paños_SIC3	SIC-Destino	Energía Manejada por Patio kWh/año_2009	Prorrata_Energia	Porcentaje_x_Paño
Alto Jahuel 110	8	5	SIC 3	2.877.774.527,00	10,50%	62,50%
Alto Jahuel 220	16	4	SIC 3	12.782.579.234,00	46,50%	25,00%
Cerro Navia 110	6	6	SIC 3	5.847.841.213,00	46,20%	100,00%
Cerro Navia 220	10	2	SIC 3	6.805.485.836,00	53,80%	20,00%
Los Almendros 110	6	6	SIC 3	1.764.045.316,00	50,00%	100,00%
Los Almendros 220	6	4	SIC 3	1.766.744.306,00	50,00%	66,67%
Macul 012	1	1	SIC 3	284.466.980,60	44,20%	100,00%
Macul 110	7	6	SIC 3	321.815.711,80	50,10%	85,71%
Polpaico 220	14	2	SIC 3	11.659.714.960,00	64,80%	14,29%
Santa Raquel 012	1	1	SIC 3	290.196.728,50	44,90%	100,00%
Santa Raquel 110	7	6	SIC 3	323.406.000,10	50,10%	85,71%

7.3 Valor del Sistema Base SIC-3

Aplicando los criterios de valorización establecidos al inventario físico de las instalaciones existentes del SIC-3 y considerando los factores de asignación calculados para subestaciones donde existen instalaciones compartidas, se obtuvieron los siguientes valores de inversión para el sistema de subtransmisión base.

Tabla 7-5: Valor de Inversión del Sistema Base SIC-3

Grupo	Tipo de instalación	Valor de Inversión US$	Valor Anual US$
Líneas	Cable Guardia	5.541.996	621.508
	Tramos	368.202.013	39.398.343
Total Líneas		**373.744.010**	**40.019.851**
Subestaciones	Elementos Comunes de Patio	72.991.761	8.855.742
	Eq de Comp React	23.966.148	2.561.089
	OtrosDeEqDeCompReact	8.418.670	1.103.557
	OtrosDePanos	67.410.376	8.665.251
	OtroTransformadores	53.748.850	7.721.849
	Panos	104.512.903	11.171.452
	Subestaciones	165.348.888	17.314.361
	Transformadores	206.737.754	22.092.571
Total Subestaciones		**703.135.350**	**79.485.872**
Total General		**1.076.879.359**	**119.505.723**

Nota: No incluye Bienes Muebles & Inmuebles, Bienes Intangibles y Capital de Explotación

8. Organización de la Empresa y Costos de Personal

En este capítulo se presenta la justificación y el diseño de la organización de la empresa de subtransmisión, su dotación de personal y el cálculo del costo de la planta de personal propio de la empresa. Igualmente se presenta el detalle y cálculo de los costos para las actividades de operación y mantenimiento de las instalaciones del sistema de subtransmisión, incluyendo la valoración de los recursos humanos, equipos y materiales empleados.

8.1 Organización de la Empresa

Como punto de partida para el diseño de la organización de la empresa de subtransmisión, se define como objetivo central de la misma el prestar el servicio de subtransmisión de manera eficiente, en total cumplimiento de la normativa del sector, procurando la calidad, economía y productividad de sus operaciones.

Se entiende como servicio de subtransmisión a aquel que permite transportar una cantidad de energía y potencia desde una barra troncal hasta un cliente de subtransmisión (como por ejemplo una distribuidora o un cliente libre) en condiciones de suficiencia e integridad del servicio, de calidad del producto, de seguridad de las personas y con pleno respeto de las normas técnicas y medioambientales.

8.1.1 Macroprocesos y Estructura Organizacional

Para el cumplimiento de su objetivo, los macroprocesos principales que la empresa de subtransmisión debe llevar a cabo son los siguientes:

(1) Planificación, diseño y construcción de las instalaciones de subtransmisión: planificar, diseñar y desarrollar las obras requeridas para el sistema de subtransmisión.

(2) Operación de las instalaciones de subtransmisión: utilizar de manera adecuada las instalaciones que conforman el sistema de subtransmisión.

(3) Mantenimiento de las instalaciones de subtransmisión: mantener las instalaciones del sistema en estado operativo.

(4) Gestión comercial de los servicios de subtransmisión: atención y servicio al cliente y cobro por los servicios prestados.

Los macroprocesos de apoyo requeridos por la empresa son:

(5) Gestión económica y control de actividades: estrategia, organización y control interno de las actividades de la empresa.

(6) Gestión financiera: manejo de los recursos financieros de la empresa.

(7) Gestión administrativa: manejo de los recursos físicos de la empresa.

(8) Gestión de recursos humanos: manejo de los recursos humanos de la empresa.

(9) Gestión regulatoria y medio ambiental: cumplimiento de normativa aplicable a las actividades de la empresa.

(10) Representación y consejería jurídica: soporte en materia legal a las actividades de la empresa.

(11) Relaciones Institucionales: relacionamiento con los entes externos y grupos de interés de la empresa.

En la siguiente figura se muestran la relación entre los distintos macroprocesos de la empresa de subtransmisión, agrupando los macroprocesos de tipo estratégico, los de tipo productivo y los de tipo administrativo:

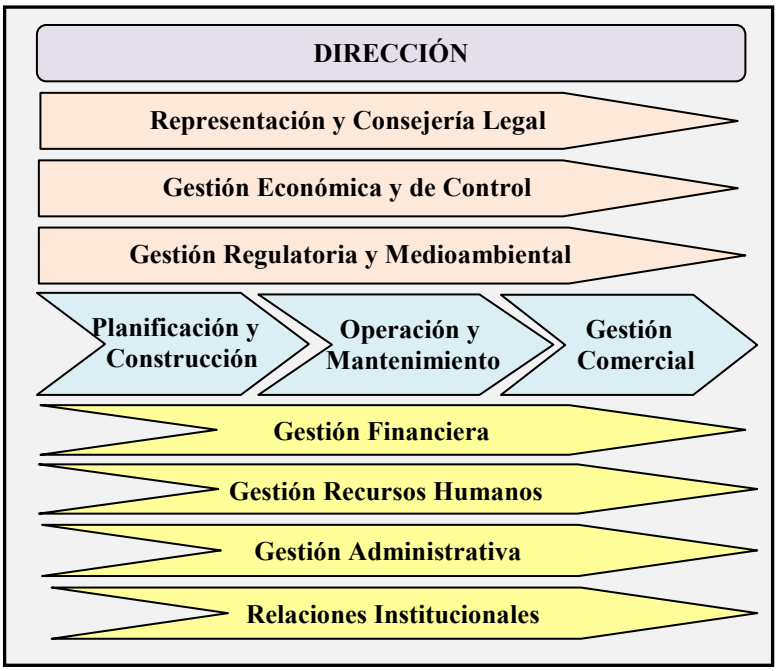


Figura 8.1: Macroprocesos de la Empresa de Subtransmisión

Para definir la estructura jerárquica se considera, además de los órganos de dirección, una organización compuesta por unidades administrativas que están encabezadas por gerencias, las cuales a su vez están conformadas, dependiendo de sus funciones y tamaño, por subgerencias, áreas y departamentos. En principio una gerencia debe estar encargada de manejar todas las actividades correspondientes a un macroproceso, o a varios en la medida que se traten de procesos afines y/o presenten economías organizacionales.

Para la empresa de subtransmisión se propone entonces una estructura organizacional conformada en su primer nivel de la siguiente manera.

- Directorio y Gerencia General

- Fiscalía (Gerencia)
- Gerencia de Gestión Económica, Finanzas y Tributaria
- Gerencia Administrativa y de Recursos Humanos
- Gerencia de Ingeniería
- Gerencia de Explotación
- Gerencia Comercial y de Regulación
- Subgerencia de Relaciones Institucionales

De acuerdo con lo anterior el organigrama general de la empresa está constituido tal como se muestra en la siguiente figura:

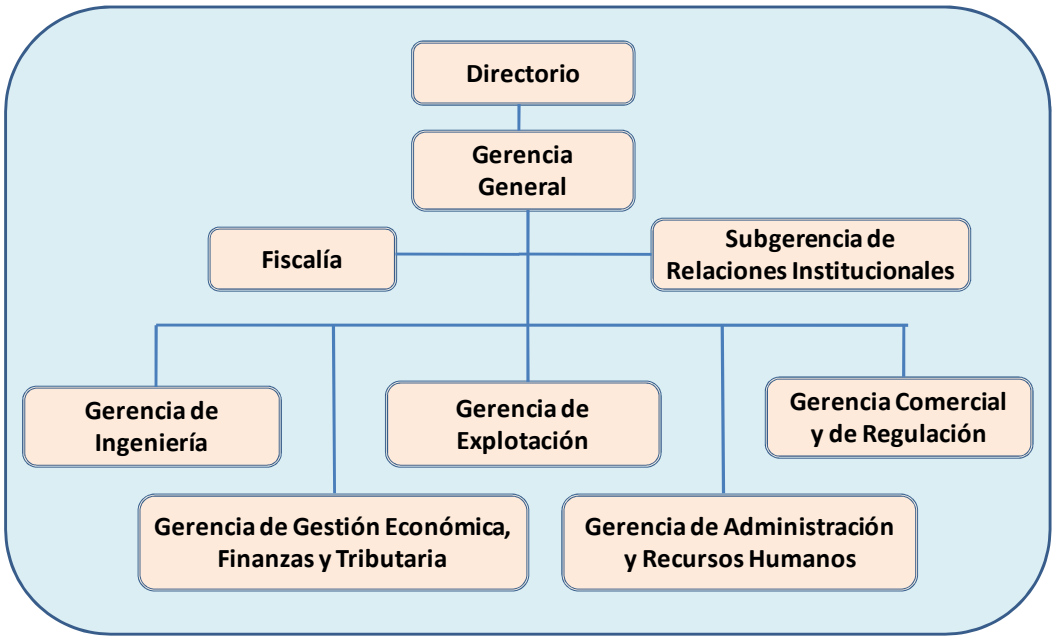


Figura 8.2: Organigrama General de la Empresa

8.1.2 Funciones de la Organización

A continuación se describen las funciones a cargo y los procesos y subprocesos desarrollados por cada gerencia, incluyendo la definición de las actividades que son realizadas con recursos propios y las que son contratadas con terceros.

A. Directorio y Gerencia General

1) Directorio

Representa a los propietarios de la empresa y está conformado por un grupo de directores con dedicación en tiempo parcial. Es la máxima instancia decisoria de la empresa. Encargado de definir la estrategia y políticas de largo plazo, direccionar las actividades de la empresa hacia el cumplimiento de objetivos específicos, tomar decisiones a nivel empresarial, monitorear el desempeño global de la empresa y evaluar la gestión del equipo de gerencia en la administración de la empresa.

2) Gerencia General

Corresponde a la unidad de más alta jerarquía administrativa, encabezada por el Gerente General. Asesora al directorio en el direccionamiento de la empresa y está encargado de implementar la estrategia de largo plazo y las políticas de la empresa. En particular:

- Fija metas, objetivos y programas específicos para la empresa.
- Define la organización y recursos para cumplimiento de los objetivos
- Define con autorización del directorio las actividades a contratar con terceros
- Monitorea el desarrollo de las actividades, el cumplimiento de presupuestos y los resultados de la empresa.
- Ejecuta acciones necesarias para velar por el cumplimiento de los objetivos y metas
- Reporta periódicamente al directorio
- Representa legalmente a la empresa en su relacionamiento exterior

3) Fiscalía

Gerencia asesora de la Gerencia General cuya principal función es dar consejería y apoyo legal a la dirección y las dependencias administrativas de la empresa. Encabezada por un experto jurídico de dedicación completa, puede subcontratar asesorías para aspectos específicos.

- Vela por el estricto cumplimiento del ordenamiento legal, normas y regulaciones que rigen las actividades de la empresa
- Brinda asesoría en materia legal a todas las unidades administrativas de la empresa
- Representa a la empresa en juicios, acciones legales y materias jurídicas
- Responde en primer término ante requerimientos de cumplimiento de las autoridades
- Decide las estrategias legales relacionadas con las acciones anteriores
- Coordina el equipo legal y determina la subcontratación de asesoría legal externa para asuntos específicos.

4) Subgerencia de Relaciones Institucionales

Subgerencia dependiente de la Gerencia General que bajo su dirección coordina y ejecuta la estrategia de relacionamiento de la empresa con los entes externos y grupos de interés, incluyendo autoridades nacionales y locales, comunidades, gremios, propietarios y accionistas, clientes y proveedores. Igualmente se encarga de supervisar el sistema de calidad y la gestión ambiental de la empresa. Comprende las áreas de responsabilidad social empresarial, de relaciones institucionales y de gestión ambiental y calidad.

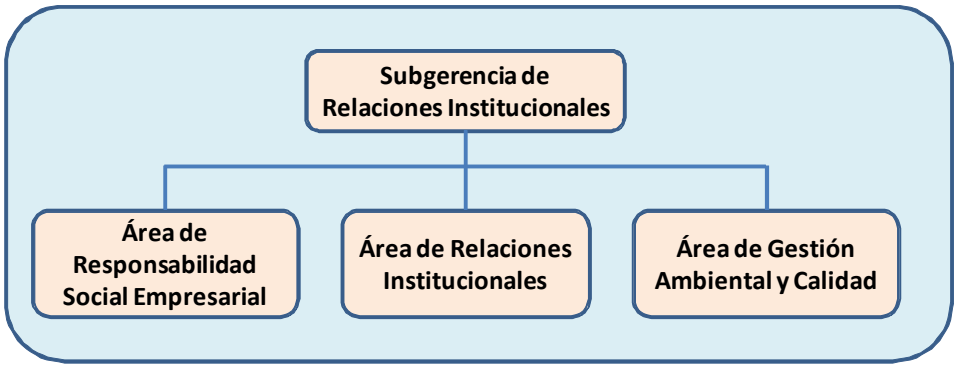


Figura 8.3: Organigrama Subgerencia de Relaciones Institucionales

- Define y programa las actividades de responsabilidad social empresarial
- Establece e implementa la estrategia de comunicaciones y relaciones institucionales de la empresa.
- Administra los programas institucionales, de relaciones públicas y de comunicaciones.
- Prepara boletines, comunicados de prensa y reportes sobre la empresa para entes externos.
- Coordina la participación de la empresa en eventos públicos: seminarios, reuniones gremiales, foros empresariales, etc.
- Establece en coordinación con otras áreas y hace seguimiento a las políticas de gestión medioambiental adoptadas por la empresa en sus procesos internos
- Monitorea el cumplimiento de la gestión ambiental de la compañía
- Mantiene y actualiza la documentación del sistema de calidad de la empresa
- Supervisa la aplicación y cumplimiento del sistema de calidad
- Monitorea las no conformidades de calidad e identifica aspectos de mejoramiento
- Gestiona las auditorías de calidad y medioambientales, y los procesos de certificación y recertificación respectivos.

B. Gerencia de Gestión Económica, Finanzas y Tributaria

1) Gerencia de Gestión Económica, Finanzas y Tributaria

Esta gerencia se encarga de la planificación y el control de las actividades internas de la empresa, la administración de los recursos económicos, las políticas de manejo de activos, la gestión financiera incluyendo manejo de fondos, el seguimiento, medición y evaluación del desempeño y resultados de la empresa, la realización de auditorías y actividades de control interno, asegurar la continuidad de las operaciones de la empresa y realizar estudios y evaluaciones económicas. Esta gerencia tiene las siguientes tres subgerencias: Subgerencia de Planificación, Subgerencia de Control y Riesgos y la Subgerencia de Finanzas y Tributaria.

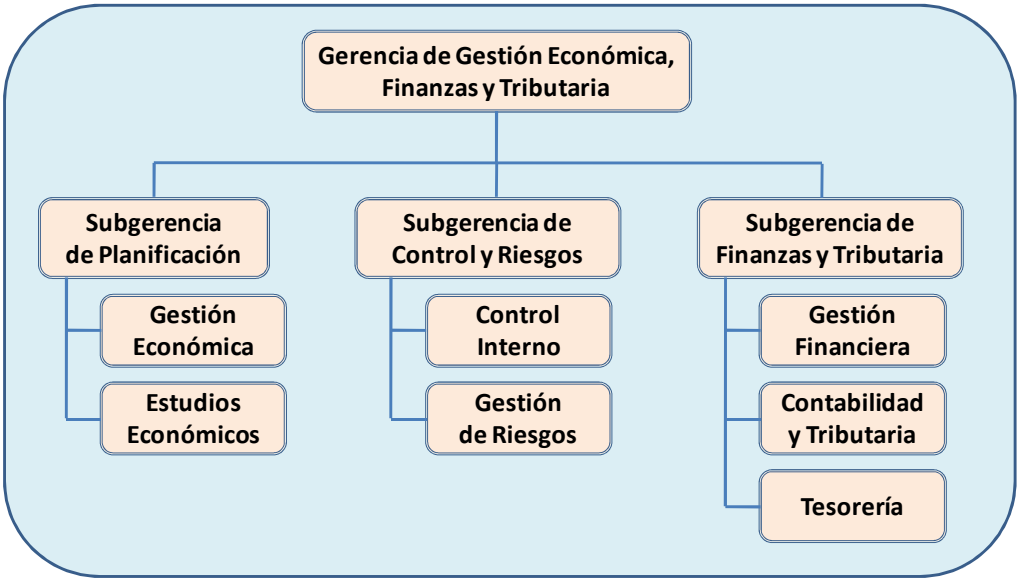


Figura 8.4: Organigrama Gerencia de Planificación y Control

2) Subgerencia de Planificación

Compuesta por las áreas de gestión económica y de estudios económicos

- Aplica las políticas y programas generales de la empresa
- Realiza la planificación económica y financiera a corto y largo plazo
- Establece los presupuestos para las diferentes áreas de la compañía
- Define el manejo de recursos, los programas e inversiones de la empresa.
- Realiza estudios de mercado y evaluaciones económicas para las diferentes áreas del negocio
- Mide y evalúa los resultados de cada área del negocio y el cumplimiento de presupuestos
- Supervisa y analiza el desempeño global y cumplimiento de los objetivos de la empresa
- Propone y diseña programas y acciones de mejoramiento para el cumplimiento de los objetivos

- Vela por la continuidad y sostenibilidad de las operaciones
- Establece y aplica los programas de gestión de la innovación
- Produce los informes de gestión periódicos para los directores, administradores y entes externos, incluyendo la memoria anual y los informes de RSE.

3) Subgerencia de Control y Riesgos

Compuesta por las áreas de control interno y de gestión de riesgos

- Planifica y ejecuta las actividades de control interno de la empresa
- Gestiona la realización de auditorías externas e internas de la empresa
- Realiza seguimiento y control de la ejecución de los programas de la empresa
- Realiza seguimiento y control del proceso de registro de ingresos y gastos
- Realiza seguimiento y control de los procesos internos de la empresa
- Realiza seguimiento y control de la utilización de los recursos físicos
- Identifica correctivos y oportunidades de mejoramiento en la utilización de recursos y en las actividades de la empresa
- Realiza y supervisa la gestión integral de riesgos de la empresa
- Establece y aplica los planes de mitigación de riesgos y de continuidad del negocio

4) Subgerencia de Finanzas y Tributaria

Compuesta por las áreas de gestión financiera, de contabilidad y tributaria, y de tesorería. La subgerencia financiera se encarga del manejo de los recursos financieros incluyendo decisiones sobre inversiones, créditos y el efectivo, así como del manejo de la contabilidad de las operaciones y los aspectos tributarios.

- Realiza el registro, consolidación, análisis y reporte de la información financiera de la empresa, tanto para la administración de la misma como para los entes externos que la requieran.
- Realiza estudios de planificación financiera a corto y largo plazo para reportar y apoyar a la dirección en las decisiones sobre la política de inversiones, créditos y reparto de utilidades.
- Realiza proyecciones de ingresos, gastos y flujo de efectivo para la dirección y las áreas del negocio.
- Administra los ingresos por servicios prestados y realiza los pagos de obligaciones financieras
- Registra y realiza la contabilidad de todas las transacciones y operaciones económicas de la empresa.
- Aplica controles contables a las transacciones financieras de las distintas áreas del negocio
- Realiza reservas y provisiones de gastos

- Prepara los estados financieros parciales y anuales para la dirección de la empresa y para los entes externos.
- Realiza análisis financieros de los resultados de las áreas del negocio y de la empresa.
- Maneja las inversiones financieras y gestiona créditos de corto y largo plazo.
- Obtiene recursos financieros, administra excedentes y déficit de caja.
- Vigila el nivel de gastos y propone medidas de ahorro
- Realiza análisis tributarios, prepara la declaración y el pago de impuestos nacionales y locales.
- Gestiona los seguros de la empresa

C. Gerencia de Administración y de Recursos Humanos

Gerencia encargada de la administración integral de los recursos humanos de la empresa, de proveer los servicios logísticos, informáticos y generales para los procesos internos, y de administrar y controlar los recursos físicos de trabajo. Su función es establecer e implementar las políticas y programas para el manejo del personal, gestionar la adquisición y manejo de bienes y servicios administrativos, y operar y mantener los sistemas de información de oficina. Comprende la Subgerencia de Recursos Humanos, Subgerencia de Administración y el Área de Tecnologías de Información.

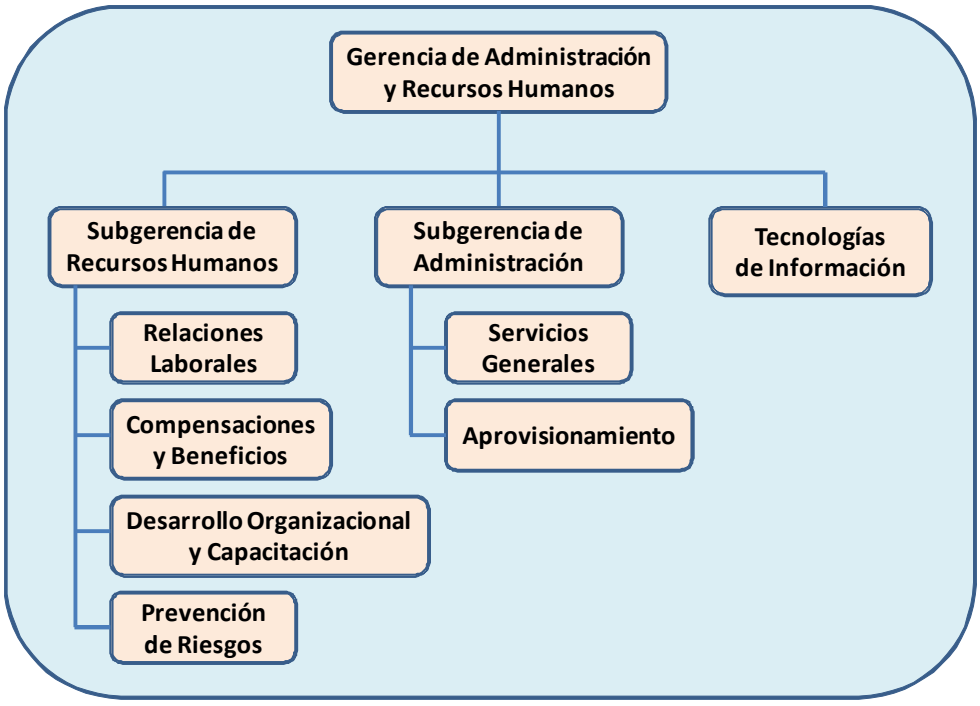


Figura 8.5: Organigrama Gerencia de Administración y Recursos Humanos

1) Subgerencia de Recursos Humanos

Formula e implementa las políticas referentes al manejo del personal de la organización. Compuesta por las áreas de relaciones laborales, de compensaciones y beneficios, de desarrollo organizacional y capacitación, y de prevención de riesgos laborales.

- Coordina el rediseño e implementación de cambios organizacionales
- Establece las descripciones y requerimientos de cargos de la empresa
- Gestiona el proceso de búsqueda, selección y contratación del personal
- Maneja las relaciones laborales de la empresa con los empleados
- Elabora y supervisa el cumplimiento del reglamento interno de trabajo
- Expide permisos, autorizaciones y certificaciones laborales
- Mide y controla el clima de trabajo y la armonía de las relaciones interpersonales
- Establece y aplica los procesos de retiro de personal
- Organiza y promueve programas para prevenir accidentes laborales y enfermedades profesionales
- Realiza el reconocimiento y evaluación de riesgos laborales
- Organiza y supervisa las actividades de seguridad y salud ocupacional
- Asesora en la definición de políticas y aplica los programas de remuneración y paquete de beneficios para el personal
- Coordina los programas de evaluación del desempeño del personal
- Elabora la nómina de pago para todo el personal de la empresa
- Contrata y administra los programas de prestaciones, convenios y beneficios para el personal.
- Establece y administra los programas de entrenamiento y capacitación del personal
- Establece y administra los programas de desarrollo y promoción del personal

2) Subgerencia de Administración

Encargada de la adquisición de bienes y servicios para el funcionamiento de la empresa y de prestar servicios generales administrativos. Compuesta por las áreas de aprovisionamiento y de servicios generales. Contrata los servicios de aseo, mantención y vigilancia de edificios y equipos.

- Establece las políticas para la adquisición de bienes y contratación de servicios
- Establece los requerimientos y gestiona la compra de materiales e insumos
- Maneja las relaciones comerciales con proveedores nacionales y extranjeros
- Administra el almacenamiento y suministro de equipos, materiales e insumos a las áreas de la empresa

- Supervisa e inspecciona la calidad de los equipos, materiales e insumos adquiridos.
- Coordinación la entrega y distribución de equipos, materiales e insumos con las áreas de la empresa.
- Negocia y administra los contratos de prestación de servicios de terceros en coordinación con las áreas respectivas.
- Maneja las relaciones administrativas con los contratistas y vigila el cumplimiento de las condiciones contractuales de los servicios adquiridos
- Administra la información de contratos y revisa el cumplimiento de las normas laborales por los contratistas
- Mantiene los centros de documentación de la empresa
- Administra los servicios de recepción, manejo y distribución de correspondencia.
- Administra las actividades de seguridad, vigilancia, mantenimiento y aseo de las oficinas, áreas generales y equipos generales de la empresa.
- Provee servicios de mensajería, transporte y servicios varios a las áreas de trabajo de la empresa.

3) Área de Tecnologías de Información

Establece e implementa los programas para los servicios de información y comunicaciones generales de la empresa y procura la actualización tecnológica de los mismos. Se apoya en contratos de prestación de servicios por terceros.

- Asesora a los administradores en el direccionamiento tecnológico de la empresa
- Monitorea el desarrollo de nuevas tecnologías y su aprovechamiento por la empresa
- Establece las políticas y programas para el uso de tecnologías de la información y de comunicaciones en las actividades de la empresa
- Coordina el desarrollo e implementación de los sistemas de información y de comunicaciones de la empresa, su actualización y expansión.
- Administra los recursos y sistemas de información (incluyendo microinformática) y de comunicaciones de la empresa.
- Coordina la contratación de prestación de servicios de información y de comunicaciones con terceros, incluyendo el soporte técnico y mantenimiento.
- Supervisa los servicios prestados por los contratistas de sistemas de información y comunicaciones
- Da soporte a la distintas áreas de la empresa en la implementación y uso de los sistemas de información y comunicaciones

D. Gerencia de Ingeniería

Esta gerencia está encargada de realizar los estudios de planificación técnica del sistema, desarrollar la ingeniería básica y especificaciones para el desarrollo de las obras, coordinar el suministro de equipos y materiales, y supervisar la construcción y puesta en servicio de las mismas. Las labores de desarrollo de la ingeniería de detalle y construcción de las obras son contratadas con firmas especializadas. La Gerencia de Ingeniería también se encarga de realizar estudios y análisis técnicos del sistema especiales y para responder requerimientos externos. Comprende la Subgerencia de Planificación Técnica, la Subgerencia de Ingeniería y la Subgerencia de Obras.

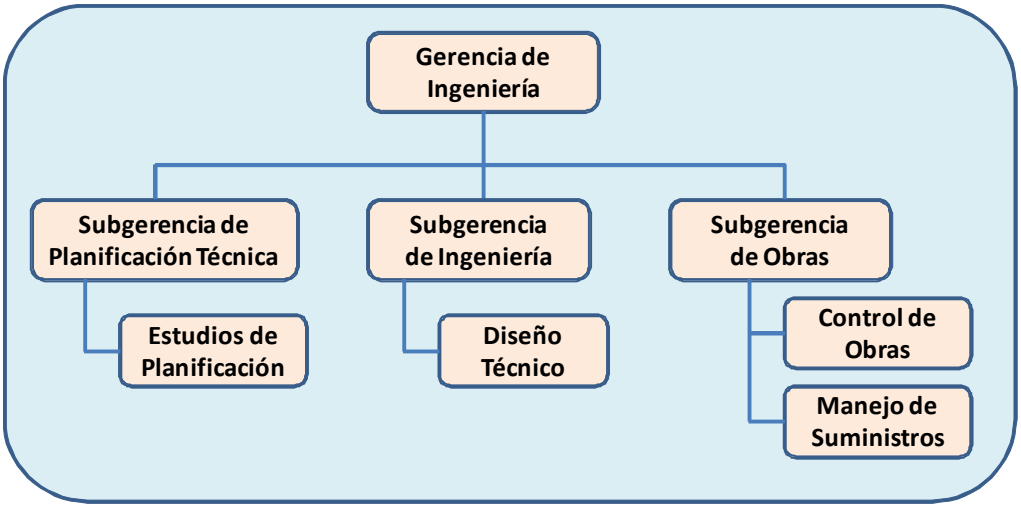


Figura 8.6: Organigrama Gerencia de Ingeniería

1) Subgerencia de Planificación Técnica

Realiza los estudios de planificación de nuevas obras del sistema y desarrollo del diseño básico y de especificaciones para contratar su construcción. Tiene un área de estudios de planificación que elabora los planes de expansión.

- Establece las metodologías de planificación para la expansión del sistema
- Realiza proyecciones de crecimiento de demanda de potencia y energía
- Realiza estudios de largo plazo de evolución del mercado y del sistema, estableciendo escenarios de planificación.
- Realiza análisis relacionados con el desarrollo futuro del sistema de subtransmisión
- Estudia alternativas de desarrollo para dar solución a los requerimientos técnicos de suficiencia, calidad y seguridad.
- Realiza evaluaciones económicas para establecer el costo de distintas alternativas de desarrollo del sistema de subtransmisión
- Coordina los requerimientos de planificación técnica con los planes y presupuestos de la empresa

- Prepara el plan de expansión del sistema de subtransmisión en el largo y mediano plazo
- Prepara y actualiza el plan de inversiones del sistema de subtransmisión en el mediano y corto plazo
- Revisa y actualiza anualmente los planes de expansión y de inversiones del sistema de subtransmisión
- Prepara la información requerida, propone los proyectos de obras y participa en los comités de aprobación de inversiones.
- Realiza estudios de factibilidad técnica y económica para el desarrollo de proyectos del plan de inversiones
- Investiga el desarrollo de nuevas tecnologías y realiza análisis sobre su integración al sistema de subtransmisión
- Realiza estudios y análisis para la implementación de nuevas tecnologías y herramientas operativas dentro de la empresa
- Analiza y evalúa la implementación de nuevas metodologías, esquemas o herramientas de planificación

2) Subgerencia de Ingeniería

Realiza las actividades de diseño y soporte técnico de la obras de subtransmisión y realiza estudios y análisis técnicos especiales.

- Establece y revisa los criterios de diseño de obras en cumplimiento de la normativa técnica aplicable y los requerimientos del sistema
- Prepara y actualiza los estándares técnicos para las instalaciones de subtransmisión de acuerdo con la normativa vigente y el estado del arte
- Elabora la ingeniería conceptual y básica de las obras del sistema de subtransmisión, incluyendo instalaciones y sistemas para la operación (SCADA, comunicaciones, etc.).
- Elabora pliegos y especificaciones para contratar la construcción de obras de líneas y subestaciones del sistema de subtransmisión
- Define y establece los requerimientos de construcción para las instalaciones de subtransmisión
- Revisa y aprueba los cambios al diseño y especificaciones de obras en construcción
- Gestiona las concesiones, obtención de servidumbres y adquisición de terrenos para nuevas obras.
- Gestiona los estudios, declaraciones de impacto y cumplimiento de requerimientos ambientales de los nuevos proyectos
- Gestiona y coordina la obtención de permisos y autorizaciones para nuevas obras, así como la coordinación interna con proyectos de terceros.

- Brinda apoyo técnico para el desarrollo de estudios tarifarios o relacionados con procedimientos regulatorios
- Realiza estudios especiales a solicitud de las áreas de operación, de regulación o para atender requerimientos de autoridades.
- Mantiene y actualiza la información de terrenos, servidumbres y de características técnicas y operativas de las instalaciones del sistema.

3) Subgerencia de Obras

Realiza las labores de inspección técnica de las obras del sistema, coordina el suministro de equipos y materiales para las mismas y es responsable de su puesta en servicio. Comprende el área de control de obras y de manejo de suministros para las mismas.

- Prepara y revisa la programación de las obras contenidas en el plan de inversiones
- Coordina el proceso de licitación y contratación de las obras del sistema
- Supervisa el proceso de construcción de las obras para asegurar que se ejecutan en los tiempos y con las especificaciones contratadas
- Lleva el control del avance, gastos y cumplimiento de los programas y presupuestos de las obras del sistema
- Prepara y presenta informes periódicos sobre el cumplimiento del programa de obras y el avance en la ejecución de los distintos proyectos
- Atiende requerimientos, solicitudes y disputas con los contratistas de la obra.
- Emprende acciones y medidas preventivas y correctivas para evitar atrasos o desviaciones en la construcción de las obras
- Programa, participa y supervisa –en coordinación con el contratista– en la realización de pruebas a equipos e instalaciones y en la puesta en servicio de las obras finalizadas.
- Prepara informes y evaluaciones de cierre de obras, recomienda mejoras para los procesos de diseño, contratación y construcción.
- Gestiona la adquisición de los equipos y materiales necesarios para la ejecución del plan de obras
- Prepara especificaciones técnicas y requisiciones de compra, realiza la evaluación de ofertas y negocia los términos de suministro.
- Revisa y aprueba los planos constructivos de fabricantes y realiza la inspección de equipos en el sitio de fábrica
- Recibe y distribuye la documentación técnica del fabricante a los encargados de las obras
- Programa y coordina la entrega, transporte y recepción de materiales y suministros de las obras con proveedores y contratistas
- Lleva el registro y controla el stock de materiales; aprueba y registra el flujo de materiales.

- Mantiene bases de datos de equipos, precios, costos de obra, rendimientos y tiempos de construcción.
- Consigna las nuevas instalaciones a la gerencia de explotación

E. Gerencia de Explotación

Es la gerencia encargada de las actividades de explotación de las instalaciones de subtransmisión y otros activos operativos de la empresa. Su función es velar y tomar todas las acciones necesarias para la correcta operación de las instalaciones y equipos de manera que realicen sus funciones esperadas en las condiciones programadas, que se preste el servicio cumpliendo las normas técnicas y criterios operativos establecidos y que se lleven a cabo las labores de mantenimiento para preservar las condiciones operativas de instalaciones y equipos así como su vida útil. Comprende la Subgerencia de Operación Técnica, la Subgerencia de Mantenimiento y la Subgerencia de Estudios y Calidad.

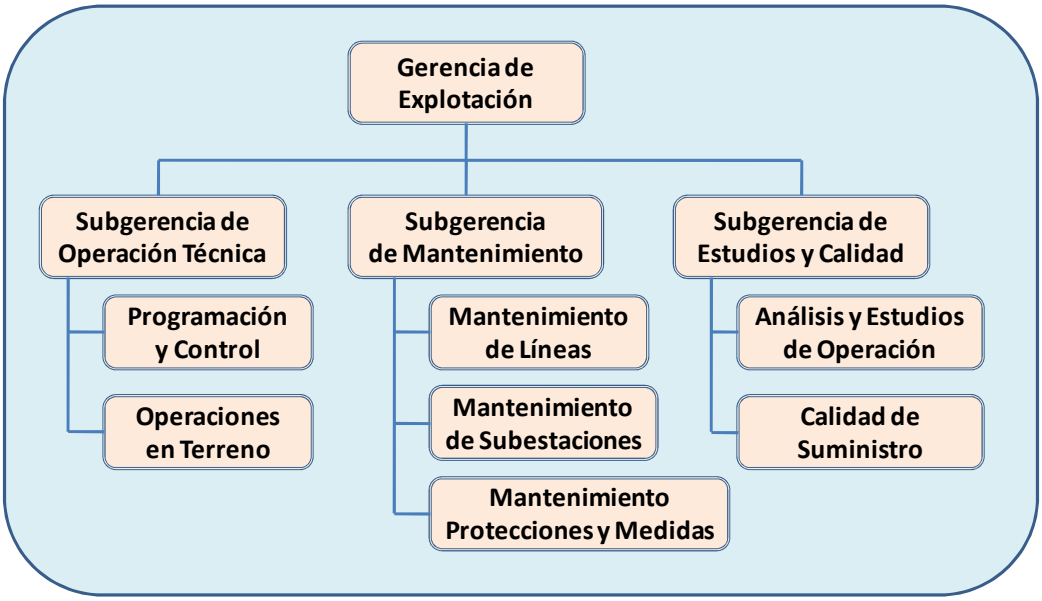


Figura 8.7: Organigrama Gerencia de Explotación

1) Subgerencia de Operación Técnica

Encargada de programar, coordinar, supervisar y realizar la operación de todas las instalaciones y equipos del sistema de subtransmisión, siguiendo las instrucciones del CDEC. Comprende el área de programación y control de la operación y el área de operación en terreno. El área de programación y control comprende a su vez los departamentos de programación y análisis de la operación y de centro de control. La supervisión y control centralizado de la operación se realiza con personal propio mientras que la operación en terreno se contrata con terceros.

- Opera los sistemas eléctricos de la empresa con el objeto de asegurar la seguridad, calidad y economía del servicio.

- Coordina la operación del sistema con el Centro de Despacho Económico de Carga y ejecuta las maniobras acordadas de acuerdo con los protocolos de operación.
- Establece y coordina los protocolos de operación con el CDEC y con otras empresas conectadas al sistema de subtransmisión.
- Realiza estudios de optimización de la operación y de seguridad eléctrica de mediano y corto plazo para definir las condiciones operativas, restricciones y estrategias de operación.
- Establece programas de desconexión de cargas y restablecimiento ordenado del servicio de acuerdo con las condiciones del sistema.
- Define los estados operativos del sistema (normal, alerta, emergencia y recuperación) y las condiciones operativas en cada uno de ellos.
- Estudia, coordina y aprueba la programación de mantenimientos de instalaciones del sistema. Autoriza la salida de instalaciones por mantenimiento y su puesta en servicio.
- Define el programa diario de operación de acuerdo con las condiciones de la red, las instrucciones de despacho y los recursos disponibles.
- Supervisa y controla la ejecución diaria del programa de operación, la evolución de las variables eléctricas, el cumplimiento de las restricciones operativas y la calidad del suministro, tomando las acciones correctivas requeridas.
- Programa, ordena y coordina la ejecución de maniobras sobre las instalaciones del sistema. Coordina la ejecución de maniobras con el CDEC y otros centros de control o áreas operativas de empresas conectadas al sistema.
- Estudia los cambios diarios en las condiciones operativas y define las acciones a seguir en coordinación con el CDEC.
- Dirige las operaciones de restablecimiento del servicio en casos de fallas parciales o totales en el mismo
- Ejecuta las operaciones programadas o forzadas en todas las instalaciones del sistema mediante telecomando o por instrucción a los operadores en terreno
- Ordena y supervisa la ejecución de maniobras por parte del personal de operación en terreno
- Recolecta, mantiene y produce la información técnica y las bases de datos de operación.
- Establece los programas de supervisión, inspección y operaciones en terreno y los sistemas para la atención de fallas, eventos y la restitución del servicio
- Coordina la atención de fallas, interrupciones de servicio y desconexiones en el sistema.
- Coordina la selección y contratación del personal de operación en terreno
- Supervisa la ejecución de las maniobras locales sobre las instalaciones del sistema por parte de los contratistas
- Controla la organización y recursos empleados por los contratistas para las operaciones en terreno

- Realiza auditorias e inspecciones técnicas a los contratistas e instalaciones para certificar el cumplimiento de las condiciones contratadas
- Lleva el control de la frecuencia, extensión y costo de las labores de operación en terreno realizadas por contratistas
- Evalúa la eficacia y rendimientos de los contratistas de operación en terreno

2) Subgerencia de Mantenimiento

Se encarga del conjunto de actividades necesarias para el mantenimiento de las líneas y subestaciones del sistema de subtransmisión. Las labores de programación, coordinación y supervisión del mantenimiento se realizan con personal propio mientras que las labores de trabajos de mantenimiento en terreno se contratan con terceros. Comprende el área de mantenimiento de líneas, de mantenimiento de subestaciones y de protecciones y sistemas de medida.

- Establece las metodologías y programas de mantenimiento predictivo y correctivo para todas las instalaciones del sistema
- Establece el plan de mantenimientos de mediano y corto plazo para todas las instalaciones del sistema
- Coordina la programación de desconexión y mantenimiento de líneas, subestaciones y sistemas de protección y medida con la subgerencia de operación.
- Coordina la selección y contratación del personal y empresas de mantenimiento de líneas, subestaciones y sistemas de protección y medida.
- Programa y coordina las labores de mantenimiento de líneas, subestaciones y sistemas de protección y medida a ser realizadas por las empresas contratistas.
- Supervisa la ejecución de las tareas de mantenimiento de líneas, subestaciones y sistemas de protección y medida sobre las instalaciones del sistema por parte de los contratistas.
- Controla la organización y recursos empleados por los contratistas para las tareas de mantenimiento de líneas, subestaciones y sistemas de protección y medida.
- Realiza auditorias e inspecciones técnicas a los contratistas de mantenimiento de líneas, subestaciones y sistemas de protección y medida y las instalaciones mantenidas para certificar el cumplimiento de las condiciones contratadas
- Lleva el control de la frecuencia, extensión y costo de las tareas de mantenimiento de líneas, subestaciones y sistemas de protección y medida efectuadas por los contratistas.
- Evalúa la eficacia y rendimientos de los contratistas de mantenimiento de líneas, subestaciones y sistemas de protección y medida.
- Lleva las estadísticas de tiempo entre fallas, modos de falla, disponibilidad y vida útil de equipos y preparar estadística de mantenimiento.
- En base a las estadísticas de falla e indicadores de mantenimiento evalúa la calidad de los materiales y equipos de las instalaciones y de los programas de mantenimiento

- Define y propone políticas para el mejoramiento de los suministros y de las actividades de mantenimiento
- Investiga e incorpora nuevas tecnologías y herramientas para mejorar la eficacia y productividad de las tareas de diagnóstico, monitoreo y mantenimiento de las instalaciones del sistema.
- Desarrolla los estudios de laboratorio requeridos por la empresa y supervisa los estudios de laboratorio contratados por la empresa

3) Subgerencia de Estudios y Calidad

Se ocupa de realizar los análisis de la operación y los estudios eléctricos de explotación del sistema, del registro de las variables eléctricas operativas, de realizar cálculos estadísticos, preparar informes operativos y en general de supervisar el cumplimiento de las normas técnicas, las reglas de operación y los requerimientos de calidad del suministro. Comprende las áreas de análisis y estudios de la operación y de calidad del suministro.

- Realiza análisis de la operación, registra las estadísticas de la operación y produce informes periódicos con los resultados de la misma.
- Realiza análisis de eventos y fallas ocurridos en el sistema, proponiendo soluciones y medidas correctivas.
- Realiza evaluaciones del comportamiento del sistema eléctrico y de sus componentes, proponiendo alternativas para mejorar su funcionamiento.
- Analiza y evalúa la implementación de nuevas metodologías, esquemas o herramientas de operación y mantenimiento.
- Define políticas de operación y esquemas operativos para el sistema de subtranmisión
- Realiza estudios de esquemas especiales y de coordinación de protecciones
- Elabora planes de acción para condiciones especiales de operación y los planes de emergencia
- Registra y lleva estadísticas de las interrupciones del servicio, fallas, disponibilidad de equipos, comportamiento de parámetros eléctricos e indicadores de otras variables operativas de interés.
- Elabora informes periódicos con las estadísticas operativas y de calidad del suministro, ilustrando el cumplimiento de la normativa técnica aplicable.
- En caso de encontrar variables de operación fuera de los rangos establecidos por las normas, estudia y explica las causas y propone medidas y planes para evitarlo
- Prepara los reportes técnicos de operación para las autoridades respecto al cumplimiento de normas y la calidad del suministro
- Responde a las solicitudes de información, interrogantes y reclamos de terceros respecto a la calidad del suministro

- Analiza la normativa técnica y reglamentación eléctrica para evaluar y recomendar acciones a seguir para su cumplimiento
- Adquiere, procesa y pone a disposición de las diferentes áreas los datos de medición de energía del sistema, flujos en el sistema y pérdidas.
- Establece, programa y lleva a cabo los programas para auditoria y calibración de los puntos y equipos de medición y de los sistemas de telemedición.

F. Gerencia Comercial y de Regulación

Esta gerencia gestiona las actividades comerciales de la empresa, el relacionamiento con los clientes a los que presta servicios y las actividades relacionadas con el marco regulatorio en que la empresa desenvuelve sus operaciones. Comprende la Subgerencia de Operaciones Comerciales y la Subgerencia de Regulación.

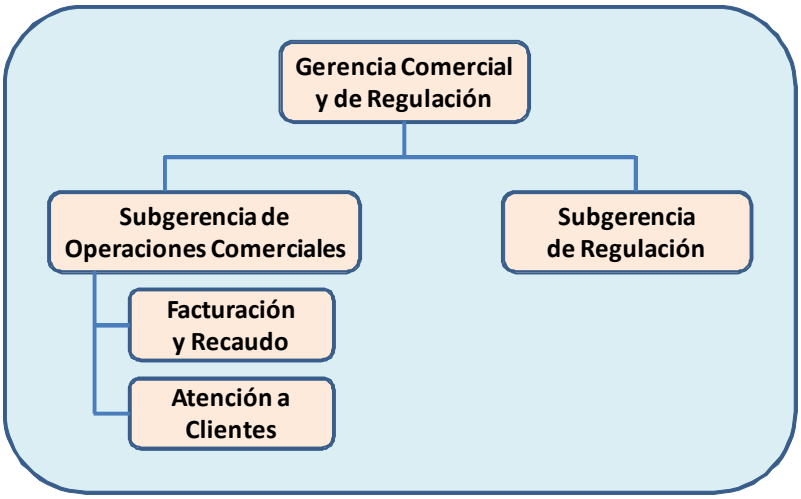


Figura 8.8: Organigrama Gerencia Comercial y de Regulación

1) Subgerencia de Operaciones Comerciales

Tiene a cargo la gestión comercial de los clientes de la empresa para la prestación de servicios. Conformada por el área de Facturación y Recaudo y por el área de Atención a Clientes.

- Con base en las metodologías tarifarias define los precios y procedimientos para la facturación de servicios a los clientes de la empresa
- Actualiza los precios y procedimientos de facturación de acuerdo con las modificaciones a los esquemas tarifarios
- Reúne, completa y valida la información de demanda de energía y potencia de los clientes de la empresa para el cobro de servicios
- Prepara la información necesaria y realiza la expedición de las facturas a los clientes por servicios prestados por la empresa

- Hace seguimiento al pago oportuno de las facturas por parte de los clientes.
- Prepara información requerida por el área financiera para el seguimiento de pagos de cada cliente
- Realiza la gestión de cobro a clientes con retraso en el pago
- Ordena la suspensión del servicio de acuerdo con la normativa vigente
- Prepara y pública informes periódicos con el total de servicios facturados y estadísticas de recaudo de pagos
- Prepara y envía información de ingresos y pagos al área de contabilidad
- Atiende consultas y reclamos de los clientes relacionados con sus facturas, y coordina la respuesta de solicitudes relacionadas con otras áreas.
- Estudia y aprueba, en coordinación con otras áreas, las solicitudes de conexión y servicio de nuevos clientes.
- Procesa en coordinación con otras áreas las solicitudes de desconexión y retiro de clientes
- Mantiene actualizada la base de datos de los clientes y administra los sistemas de gestión de clientes (CRM)
- Hace seguimiento y prepara informes periódicos de los servicios utilizados e ingresos percibidos por cada cliente
- Realiza encuestas de satisfacción del cliente y con base en los resultados hace recomendaciones para mejorar los servicios
- Establece, revisa y analiza los programas de atención al cliente.
- Prepara programas de orientación y asesoramiento de clientes

2) Subgerencia de Regulación

Tiene a su cargo las actividades relacionadas con la definición, aplicación y cumplimiento de la regulación técnica y económica que determina el marco de acción de la empresa de subtransmisión.

- Asesora a la dirección y otras áreas de la empresa en materias de definición y aplicación de la regulación del sector eléctrico y del segmento de subtransmisión
- En coordinación con las otras áreas de la empresa define las reglas del negocio y restricciones operativas que resultan de la aplicación del marco regulatorio y normativa técnica.
- Estudia y propone medidas para optimizar el desarrollo de actividades de la empresa cumpliendo con la normativa y regulaciones sectoriales
- Monitorea continuamente el proceso de desarrollo y expedición de nueva normativa y regulaciones, evaluando el impacto que pueda tener sobre las actividades de la empresa.
- En coordinación con otras áreas define las modificaciones requeridas a las actividades para el cumplimiento de nueva normativa y regulaciones sectoriales

- Realiza la revisión y análisis de propuestas regulatorias, y presenta propuestas regulatorias de la empresa.
- Define y defiende la posición de la empresa frente a propuestas de cambios normativos o regulatorios.
- Conduce y coordina los procesos de definición tarifaria y de implementación de las metodologías tarifarias.
- Responde en primer término, en coordinación con otras áreas, a los requerimientos de información y solicitudes de las autoridades regulatorias.
- Coordina las relaciones e intercambio de información con las autoridades regulatorias del sector
- Hace seguimiento a los resultados de la aplicación de las regulaciones y propone ajustes y modificaciones a las mismas
- Hace seguimiento y control de los parámetros tarifarios y de tipo económico, participa en el cálculo de los márgenes de explotación de la empresa

8.1.3 Actividades Tercerizadas

De manera consistente con la organización propuesta, en la siguiente tabla se resume las actividades que la empresa de subtransmisión contrata con terceros y su justificación.

Tabla 8-1: Actividades Tercerizadas

ÁREA	ACTIVIDAD	JUSTIFICACIÓN
Fiscalía	Asesoría de expertos legales	Se requieren recursos con calificaciones muy específicas, para asuntos de carácter puntual. Recurso de alto costo que resulta más eficiente si se contrata por tareas específicas.
Gerencias	Consultorías y asesorías técnicas externas	En el giro normal de las actividades se requiere contratar consultorías y asesorías externas para el desarrollo de estudios y cubrir necesidades puntuales. Los requerimientos son de corto plazo y con características muy especificas, que pueden ser cubiertos de manera eficiente por empresas especializadas en el campo que se requiera.
Gerencia de Administración	Mantenimiento de sistemas de información y comunicaciones	Estos servicios requieren un nivel de especialización muy específico y están muy ligados al tipo de sistema instalado en la empresa. Los proveedores tienen como práctica estándar ofrecer paquetes de mantenimiento para sus sistemas a precios muy competitivos.
Gerencia de Administración	Aseo, mantención y vigilancia de oficinas e instalaciones	Estas labores no requieren de personal especializado y pueden contratarse con empresas de servicios generales que manejan economías de escala y esquemas de flexibilidad laboral que les permite obtener reducciones de costos y ofrecer precios competitivos.
Gerencia de	Ingeniería de	El desarrollo de nuevos proyectos requiere la concentración de un gran

ÁREA	ACTIVIDAD	JUSTIFICACIÓN
Ingeniería	detalle, Construcción de instalaciones	número de recursos por un período determinado de tiempo. Si no existe un flujo garantizado y continuo de obras, es más eficiente contratar el diseño detallado y la construcción de las mismas. Existen normalmente firmas especializadas en dichas actividades que poseen los equipos, recursos y organización apta para dicho trabajos y ofrecen precios competitivos.
Gerencia de Explotación	Operaciones en terreno	La programación y control de la operación y las actividades en terreno tienen actividades y perfiles de trabajo muy diferentes. La primera requiere personal de alta calificación técnica o con amplio entrenamiento trabajando en sede o en centros de control. La segunda involucra desplazamientos, manejo de operarios, conocimiento de equipos instalados y cumplimiento de protocolos de maniobras. En la medida que no se requiere presencia continua en todas las subestaciones, existen firmas de ingeniería como las señaladas en el punto anterior, con recursos e infraestructura adecuados para desarrollar las operaciones en terreno de manera apropiada, bajo la supervisión y control de la empresa de subtransmisión, y a precios eficientes. Esto permite a la empresa dedicar recursos en actividades de mayor valor agregado de análisis y control del sistema.
Gerencia de Explotación	Mantenimiento de las instalaciones en terreno	Como se señaló anteriormente las actividades en terreno requieren un perfil muy específico que puede ser cubierto por firmas como las constructoras de manera adecuada y a precios competitivos. El mantenimiento de instalaciones en terreno involucra actividades periódicas con las características señaladas para las operaciones en terreno y por tanto puede ser contratada con terceros, bajo la supervisión y control de la empresa, sin afectar su calidad y a costos eficientes.

Cabe señalar que la tercerización de las actividades arriba señaladas es una práctica común de las empresas en general y del sector eléctrico en particular. En la medida que dichas empresas están sometidas a una regulación tarifaria estricta y tienen incentivos al control de costos y el aumento de productividad, se corrobora que la práctica de hacer "outsourcing" de actividades tiene un impacto favorable en la organización y costos de las empresas, permitiendo dedicar sus recursos a aquellas actividades donde pueden generar mayor valor agregado.

8.2 Dotación y Costos de Personal

8.2.1 Aspectos Generales

A partir de la definición de la estructura organizacional se determinaron los tipos y características de los cargos de trabajo requeridos para desempeñar las funciones establecidas de cada unidad de la organización y se constituyó la dotación de personal de las mismas. Para esto en primer lugar se consideró la estructura jerárquica de la organización, que comprende gerencias, subgerencias, áreas

y departamentos de acuerdo con la división del trabajo y los procesos internos de la empresa. Luego se establecieron los cargos y el personal requerido por cada unidad de la organización de acuerdo con el tipo y volumen de actividades de los procesos involucrados. Por consiguiente, la asignación de personal a cada unidad de trabajo dependió de las actividades específicas de cada una de ellas.

La determinación del personal requerido por la empresa se realizó en término del número de unidades equivalentes de tiempo completo (Full Time Equivalent, FTE) necesarias para cumplir las tareas previstas. En el caso de personal propio de la empresa un (1) FTE representa un empleado de tiempo completo. Este tipo de representación permite realizar asignaciones parciales del personal, por ejemplo de 0,5 FTE. En la práctica, números no enteros de FTE implican la contratación de personal en tiempo parcial o de manera temporal, o acomodar el tiempo de un empleado en áreas diversas hasta ocupar su tiempo completo. En el caso de la empresa de subtransmisión se han ajustado las áreas de trabajo para tener empleados de tiempo completo en cada una de ellas, los cuales son contratados de manera permanente. En consecuencia, se puede hablar indistintamente de unidades de FTE o número de empleados.

Entre otros, se han utilizado los siguientes criterios generales para definir el plantel de empleados de la empresa de subtransmisión:

- Los integrantes del Directorio no se consideran empleados de la empresa. Las remuneraciones por los servicios prestados por los Directores se contabilizan como gastos de administración.
- Las gerencias y subgerencias cuentan con apoyo administrativo de una secretaria, así como otras áreas que lo ameritan por su tamaño.
- Cada área o departamento está encabezada por un jefe con personal a cargo.
- Cada área o departamento está conformada por un número fijo de personas vinculados en tiempo completo.

8.2.2 Definición de Cargos y Personal

En esta sección se presentan los cargos y el número de empleados de la planta de personal de la empresa por unidad de trabajo de la organización. Los cargos de trabajo de la empresa son los requeridos para desarrollar las actividades previstas de las distintas áreas de la organización, considerando las calificaciones que deben tener las personas responsables de tales labores. En el Anexo 5 se incluye el título y la descripción de las tareas establecidas para cada tipo de cargo de trabajo de la empresa.

Para determinar la dotación de personal se estimó en primer lugar la carga de trabajo en horas para desempeñar las tareas asociadas a cada cargo con base en el volumen de trabajo previsto. Considerando el giro continuo de las operaciones de la empresa y la recurrencia de las mismas, se calculó la dedicación de tiempo para cada tipo de cargo en horas por mes. Para calcular los FTE

finalmente requeridos se dividió la carga de trabajo mensual por las horas correspondientes a un (1) FTE, definido como 160 horas por mes, como se indica en el siguiente cuadro:

Tabla 8-2: Horas disponibles de FTE

Horas Disponibles del Personal	
Días Anuales	365
Días Feriados (1)	10,58
Días de Fín de Semana	104,3
Contingencias médicas (2)	11,1
Días de Vacaciones	15
Días Hábiles	224
Horas Día (45 semanales)	9
Factor de eficiencia	95%
Horas/año	1.916
Horas/mes	160

(1) Promedio anual de feriados en días de semana

(2) Castro, R. y Sepulveda, J. "Uso de licencias médicas en el ISAPRE", 2010.

También en el Anexo 5 se presenta la carga de trabajo prevista por mes y los correspondientes FTE por cargo de la empresa. En general, el cálculo de FTEs se aproximó al siguiente número entero más cercano para determinar el número de empleados por área, dejando en algunos casos un margen para actividades extraordinarias. En situaciones puntuales fue posible asignar un empleado a dos áreas relacionadas.

A. Cargos y Personal de la Gerencia General y Fiscalía

1) Gerencia General

Está conformada por el gerente general, que es asistido por una secretaría bilingüe de gerencia y cuenta un chofer profesional de gerencia.

2) Subgerencia de Relaciones Institucionales

La subgerencia está formada por un subgerente y su secretaria.

- Área de Responsabilidad Social Empresarial: comprende un jefe de área y un analista de soporte, el cuál asiste también al área de relaciones institucionales
- Área de Relaciones Institucionales: tiene un jefe de área
- Área de Gestión Ambiental y Calidad: tiene un jefe de área, un analista de gestión ambiental y un analista del sistema de calidad.

3) Fiscalía

Comprende un fiscal, su secretaría y dos abogados expertos

La siguiente tabla muestra la dotación de personal de la Gerencia General y la Fiscalía

Tabla 8-3: Personal de Gerencia General y Fiscalía

Gerencia	Subgerencia	Área / Departamento	Empleados
G. General			3
	S. Relaciones Institucionales		2
		Responsabilidad Social	2
		Relaciones Institucionales	1
		Gestión Ambiental y Calidad	3
Fiscalía			4
		Subtotal	*15*

B. Cargos y Personal de la Gerencia de Gestión Económica, Finanzas y Tributaria

La dirección de la gerencia está a cargo de un gerente, que cuenta con la asistencia de una secretaria de gerencia.

1) Subgerencia de Planificación

Comprende un subgerente y una secretaria de subgerencia.

- Áreas de Gestión Económica y de Estudios Económicos: tienen un jefe para las dos áreas, un analista de gestión y un analista de estudios.

2) Subgerencia de Control y Riesgos

Comprende un subgerente y una secretaria de subgerencia.

- Áreas de Control Interno y de Gestión de Riesgos: tienen un jefe para las dos áreas, un analista de control y un analista de riesgos.

3) Subgerencia de Finanzas y Tributaria

Comprende un subgerente y una secretaria de subgerencia.

- Área de Gestión Financiera: tiene un jefe de área y un analista de gestión y activos.
- Área de Tesorería: comprende el jefe de área y un tesorero.
- Área de Contabilidad y Tributaria: tiene un jefe de área, un analista de contabilidad y un analista tributario.

La siguiente tabla muestra la dotación de personal de la Gerencia de Gestión Económica, Finanzas y Tributaria.

Tabla 8-4: Personal de Gerencia de Gestión Económica, Finanzas y Tributaria

Gerencia	Subgerencia	Área / Departamento	Empleados
Planificación y Control			2
	Planificación		2
		Gestión Económica	2
		Estudios Económicos	1
	Control y Riesgos		2
		Control Interno	2
		Gestión de Riesgos	1
	Finanzas y Tributaria		2
		Gestión Financiera	2
		Tesorería	2
		Contabilidad y Tributaria	3
		Subtotal	*21*

C. Cargos y Personal de la Gerencia de Administración y Recursos Humanos

Está encabezada por un gerente con el soporte de una secretaria de gerencia.

- Área de Tecnologías de Información: comprende un jefe de área, un analista de sistemas y un administrativo de sistemas.

1) Subgerencia de Recursos Humanos

Comprende un subgerente y una secretaria de subgerencia.

- Área de Relaciones Laborales: compuesta por un jefe de área, un asistente social y un medico contralor
- Área de Compensaciones y Beneficios: formada por el jefe de área, un analista de compensaciones y beneficios y un liquidador de remuneraciones.
- Área de Desarrollo Organizacional y Capacitación: cuenta con un jefe del área y un analista de desarrollo organizacional y capacitación.
- Área de Prevención de Riesgos: tiene un jefe de área y un analista.

2) Subgerencia de Administración

Comprende un subgerente y una secretaria de subgerencia.

- Área de Servicios Generales: conformada por un jefe de área, una secretaria de área, un supervisor de servicios y un supervisor de seguridad.
- Área de Aprovisionamiento: cuenta con un jefe de área, una secretaria de área, un analista de compras y control de suministros y un administrativo de aprovisionamiento.

La siguiente tabla muestra la dotación de personal de la Gerencia de Administración y Recursos Humanos:

Tabla 8-5: Personal de Gerencia de Administración y Recursos Humanos

Gerencia	Subgerencia	Área / Departamento	Empleados
Administración y Recursos Humanos			2
		Tecnologías de Información	3
	Recursos Humanos		2
		Relaciones Laborales	3
		Compensaciones y Beneficios	3
		Desarrollo Organizacional y Capacitación	2
		Prevención de Riesgos	2
	Administración		2
		Servicios Generales	4
		Aprovisionamiento	4
		Subtotal	*27*

D. Cargos y Personal de la Gerencia de Ingeniería

Dirigida por un gerente con el soporte de una secretaria.

1) Subgerencia de Planificación Técnica

Comprende un subgerente y una secretaria de subgerencia, dos ingenieros del área de estudios de planificación y un ingeniero de estudios de nuevas tecnologías.

2) Subgerencia de Ingeniería

Comprende un subgerente y una secretaria de subgerencia, un jefe de estudios de ingeniería y un analista de ingeniería. A esta subgerencia también pertenece personal del área de diseño, el cual no se incluye aquí pues su remuneración está considerada a través del recargo por ingeniería (Ing.) de las instalaciones del sistema.

3) Subgerencia de Obras

Comprende un subgerente y una secretaria de subgerencia, y dos analistas de supervisión de proyectos y obras. Esta subgerencia contiene las áreas de control e inspección de obras y de manejo de suministros para las misma, la mayoría de cuyo personal no se incluye aquí pues su remuneración está considerada a través de los costos de montaje (M) y el recargo por bodegaje (B) de las instalaciones del sistema.

La siguiente tabla muestra la dotación de personal propio de la Gerencia de Ingeniería:

Tabla 8-6: Personal de Gerencia de Ingeniería

Gerencia	Subgerencia	Área / Departamento	Empleados
Ingeniería			2
	Planificación Técnica		2
		Estudios de Planificación	2
		Otros	1
	Ingeniería		2
		Estudios de Ingeniería.	2
		Diseño Técnico	0
	Obras		2
		Control de Obra	2
		Manejo de Suministros	0
		Subtotal	*15*

El total de empleados de la empresa no incluido en la dotación arriba descrita por estar remunerados a través de los recargos (ver Anexo 2), pero que hace parte del plantel y ocupa espacio en las oficinas administrativas es igual a 45 personas, distribuidas de la siguiente manera:

- Diseño y construcción de las obras: 27 personas
- Inspección técnica de obras y control de suministros: 14 personas
- Gestión de fletes y bodegaje: 4 personas

E. Cargos y Personal de la Gerencia de Explotación

Tiene la dirección de un gerente con el apoyo de una secretaria.

1) Subgerencia de Operación Técnica

Comprende un subgerente y una secretaria de subgerencia.

- Área de Programación y Control: tiene un jefe de área y una secretaria de área.
  - Departamento de Centro de Control: lo conforma un jefe de departamento, 6 despachadores principales y 12 despachadores de sistema. El número de despachadores es el que corresponde a 6 grupos, cada uno con 1 despachador principal y 2 despachadores de sistema, que es el número requerido para asegurar la supervisión y control continuo del sistema y cumplir la legislación laboral.
  - Departamento Programación de la Operación: cuenta con un jefe de departamento y dos analistas de programación.
- Área de Operaciones en Terreno: formada por un jefe de área y dos analistas de operaciones. La ejecución de las operaciones en terreno es contratada con terceros.

La supervisión y control permanente del sistema de subtransmisión lo realiza el equipo de despacho desde el centro de control del sistema. El equipo está conformado por un despachador principal y 2 despachadores de sistema. Dada la necesidad de supervisión continua del sistema, debe preverse un sistema de turnos para el personal despachador. Considerando los requerimientos de la legislación laboral vigente y para cumplir con los tiempos de descanso y compensación de festivos de dicho personal, y debido a la necesidad de contar con un respaldo por lo crítico del cargo, es necesario contar con 6 grupos para atender un sistema de 3 turnos diarios de 8 horas cada uno.

2) Subgerencia de Mantenimiento

Comprende un subgerente y una secretaria de subgerencia.

- Área de Mantenimiento de Líneas: tiene un jefe de área, 3 analistas de mantenimiento y 3 supervisores de mantenimiento.
- Área de Mantenimiento de Subestaciones: cuenta con un jefe de área, 3 analistas de mantenimiento, 3 supervisores de mantenimiento y un jefe de laboratorio.
- Área de Mantenimiento de Protecciones y Medidas: tiene un jefe de área, 3 analistas de mantenimiento y 3 supervisores de mantenimiento.

La ejecución de labores de mantenimiento en terreno se contrata con terceros.

3) Subgerencia de Estudios y Calidad

Comprende un subgerente y una secretaria de subgerencia.

- Área de Estudios y Análisis de Explotación: cuenta con un jefe de área, un ingeniero de análisis de la explotación y dos ingenieros de estudios.
- Área de Calidad de Suministro: tiene un jefe de área y dos analistas de calidad.

La siguiente tabla muestra la dotación de personal de la Gerencia de Explotación:

Tabla 8-7: Personal de Gerencia de Explotación

Gerencia	Subgerencia	Área / Departamento	Empleados
Explotación			2
	Operación Técnica		2
		Programación y Control	2
		Depto. Centro de Control	19
		Depto. De Programación	3
		Operaciones en Terreno	3
	Mantenimiento		2
		Mantenimiento de Líneas	7
		Mantenimiento Subestaciones	8
		Mmto. Medidas y Protecciones	7

Gerencia	Subgerencia	Área / Departamento	Empleados
	Estudios y Calidad		2
		Estudios de Explotación	4
		Calidad de Suministro	3
Subtotal			*64*

De acuerdo con la modelación realizada más adelante para las actividades contratadas de operaciones y mantenimiento en terreno (ver numeral 8.3), estas ocupan un total de 123 personas, divididas en 45 personas de operación y 78 de mantenimiento. Estos recursos no hacen parte del costo de personal de la empresa sino de los costos del contratista. Es de anotar que la magnitud de dichos requerimientos ilustra la conveniencia de una política de tercerización para dichas actividades.

F. Cargos y Personal de la Gerencia Comercial y de Regulación

Tiene a la cabeza un gerente con la asistencia de una secretaria.

1) Subgerencia de Operaciones Comerciales

Comprende un subgerente y una secretaria de subgerencia.

- Área de Facturación y Recaudo: tiene un jefe de área, un analista de facturación, un analista de mediciones y un administrativo de facturación
- Área de Atención a Clientes: tiene un jefe de área y un ejecutivo de cuentas

2) Subgerencia de Regulación

Comprende un subgerente con una secretaria de subgerencia, dos analistas de regulación económica y un analista técnico.

La siguiente tabla muestra la dotación de personal de la Gerencia Comercial y de Regulación.

Tabla 8-8: Personal de Gerencia Comercial y de Regulación

Gerencia	Subgerencia	Área / Departamento	Empleados
Comercial y de Regulación			2
	Operaciones Comerciales		2
		Facturación y Recaudo	4
		Atención a Clientes	2
	Regulación		2
		Regulación	3
Subtotal			*15*

G. Resumen de Dotación de Personal

El plantel de empleados de la empresa de subtransmisión obtenido es de 157 personas. Dicho número representa los recursos de personal propio empleados por la compañía y cuya remuneración se contabiliza para determinar los costos directos de personal. No se incluyen los 45 empleados adicionales cuyo costo, de acuerdo con la metodología de valoración adoptada para las instalaciones, se contabiliza como valores de recargo de las obras. Tampoco se incluyen los recursos empleados en las actividades contratadas con terceros, en especial la ejecución de maniobras y trabajos de mantenimiento en terreno.

En el siguiente cuadro se resume la dotación de personal de la empresa por gerencia y subgerencias.

Tabla 8-9: Dotación de Personal de la Empresa

Gerencia	Subgerencia	Empleados
Gerencia General		3
	Relaciones Institucionales	8
Fiscalía		4
	Subtotal	*15*
Gerencia de Gestión Económica, Finanzas y Tributaria		2
	Planificación	5
	Control y Riesgos	5
	Finanzas y Tributaria	9
	Subtotal	*21*
Gerencia de Administración y RRHH		5
	Recursos Humanos	12
	Administración	10
	Subtotal	*27*
Gerencia de Ingeniería		2
	Planificación Técnica	5
	Ingeniería	4
	Obras	4
	Subtotal	*15*
Gerencia de Explotación		2
	Operación Técnica	29
	Mantenimiento	24
	Estudios y Calidad	9
	Subtotal	*64*
Gerencia Comercial y de Regulación		2

Gerencia	Subgerencia	Empleados
	Operaciones Comerciales	8
	Regulación	5
	Subtotal	*15*
Total		**157**

8.2.3 Costos de Personal

Para establecer los costos de personal de la empresa de subtransmisión, de acuerdo con la estructura organizacional y la dotación de personal descritas, sólo se toman en cuenta los empleados propios que son remunerados directamente vía pagos salariales y cuyo costo no se incluye en otros conceptos. En consecuencia los costos directos de personal de la empresa corresponden a los 157 empleados definidos en la sección precedente.

La remuneración de cada empleado se estableció de acuerdo con los valores observados en el mercado laboral nacional, tomando como base el estudio de remuneraciones descrito en el numeral 5.2.5. Como primera medida se realizó la homologación de los cargos definidos para la empresa de subtransmisión con aquellos contenidos en el estudio de remuneraciones, procurando que existiera la mayor correspondencia entre las funciones y responsabilidades establecidas para cada tipo de cargo. En el Anexo 6 se presenta la homologación de cargos.

Una vez realizada la homologación de cargos, se aplicaron los valores de remuneración definidos en el estudio de mercado, correspondiente a la encuesta general que incluye las 144 empresas de la muestra consultadas. En general se utilizaron los valores del segundo cuartil o percentil 50% que corresponden a la mediana de la muestra para cada tipo de cargo. Sólo en los siguientes casos, ya sea debido al nivel de especialización más alto, la mayor experiencia de trabajo o el mayor grado de responsabilidad requerido por el cargo de trabajo de la empresa frente a sus homólogos de la encuesta de remuneración, se utilizaron los valores de remuneración del percentil 75%, tal como se indica a continuación.

- Jefe del Área de Gestión Ambiental y Calidad: estas dos dimensiones son fundamentales para evaluar el desempeño e impacto de las actividades de la empresa frente a todos los grupos de interés, ambas implican un grado de calificación y responsabilidad más alta que su homólogo "Jefe de Relaciones Públicas", que fue el equivalente más cercano encontrado en la encuesta de remuneración.
- Abogado Experto de la Fiscalía: este abogado necesita tener una especialización en derecho del sector y tener adecuada experiencia de trabajo relacionada con la legislación y regulación sectoriales y su aplicación.
- Jefe del Área y Analista de Facturación y Recaudo: esta área es fundamental en la organización puesto que es responsable de que los ingresos por los servicios prestados por la empresa se reciban en la cantidad, modo y oportunidad correctos. Requieren un

conocimiento detallado del cálculo de peajes, de manejo financiero y mantener una relación fluida con los clientes.

- Subgerente de Regulación: como responsable directo de la gestión regulatoria y tarifaria de la empresa requiere tener un conocimiento y experiencia profunda de la regulación sectorial, mayor que su homólogo de "Subgerente Comercial" de la encuesta de remuneración. Además debe contar con un perfil alto que le permita establecer buenas relaciones con las autoridades y otros entes sectoriales.
- Gerente de Ingeniería: la naturaleza de su trabajo requiere un alto grado de especialización en sistemas de subtransmisión y amplia experiencia específica para dirigir los estudios, proyectos y labores especializadas de ingeniería de la empresa.
- Jefe de Estudios de Ingeniería: requiere una amplia experiencia profesional en desarrollo de proyecto de subtransmisión, al ser responsable directo de la supervisión, control y ejecución de los proyectos de la empresa.
- Gerente de Explotación: requiere un conocimiento completo de las instalaciones del sistema de subtransmisión, así como una vasta experiencia en los diversos aspectos de operación y mantenimiento de los equipos y redes del sistema. Es responsable de dirigir la gerencia más grande de la empresa.
- Jefe de Área de Programación y Control: debe tener un conocimiento a profundidad y detallado de la conformación, tecnologías y las características operativas de las instalaciones del sistema de subtransmisión.
- Jefe de Departamento de Centro de Control y Jefe de Departamento de Programación de la Operación: son los responsables primarios de la correcta operación del sistema de subtransmisión, deben tener una formación de múltiples años en operación de redes eléctricas y amplia experiencia práctica y conocimiento de las operaciones de las instalaciones del sistema.
- Despachador Principal del Sistema: debe tener un alto nivel de capacitación y de entrenamiento, así como una experiencia de múltiples años en la supervisión y control de sistemas de subtransmisión.
- Subgerente de Estudios y Calidad: requiere una alta formación técnica en sistemas de subtransmisión para tener la capacidad de dirigir estudios especializados de análisis de la explotación y de calidad técnica del suministro.
- Jefe del Área de Estudios y Análisis de Operación y Jefe del Área de Calidad de Suministro: requieren un alto grado de especialización profesional para poder realizar estudios y análisis técnicos de detalle respecto a la operación del sistema de subtransmisión, la cuál debe ser mayor que la esperada para su homólogos de la encuesta "Jefe de Proceso Técnicos" y "Jefe de Aseguramiento de Calidad".

Para calcular el costo total del plantel de empleados se utilizó la información de remuneraciones brutas por cargo de trabajo del cuartil correspondiente, extractada del estudio de remuneración.

Dicho monto incluye el pago de sueldos, asignaciones, gratificaciones, bonificaciones y otras compensaciones monetarias directas como se indica en el Anexo 4. Adicionalmente se consideró un pago de bonificación por turno de 3% para los empleados directamente involucrados en la supervisión continua del sistema como los adscritos al centro de control y los pertenecientes al departamento de operaciones en terreno. Igualmente se incluyó un pago de bonificación por conducción igual a 4 UF/mes para los empleados que, por la naturaleza de sus funciones, conducirán los vehículos de la empresa destinados a realizar las visitas en terreno, como se define más adelante (ver numeral 9.1.2). Dicha compensación reconoce la responsabilidad adicional de los empleados por las labores de conducción en terreno, lo cual resulta más económico que disponer de choferes profesionales. Los valores de bonificación utilizados corresponden al monto reportado por las empresas de subtransmisión como pago por dichos conceptos.

El costo total anual de personal de la empresa asciende a USD 8.197.344. El costo discriminado por gerencia y subgerencia se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 8-10: Costo Anual del Personal de la Empresa

Gerencia	Subgerencia	USD
Gerencia General		329.304
	Relaciones Institucionales	403.632
Fiscalía		403.884
	Subtotal	*1.136.820*
Gerencia de Gestión Económica,		236.340
Finanzas y Tributaria	Planificación	275.928
	Control y Riesgos	239.820
	Finanzas	430.212
	Subtotal	*1.182.300*
Gerencia de Administración y		294.468
Recursos Humanos	Recursos Humanos	533.472
	Administración	371.736
	Subtotal	*1.199.676*
Gerencia de Ingeniería		282.684
	Planificación Técnica	274.764
	Ingeniería	242.052
	Obras	226.596
	Subtotal	*1.026.096*
Gerencia de Explotación		232.476
	Operación Técnica	1.255.416
	Mantenimiento	879.204
	Estudios y Calidad	439.152
	Subtotal	*2.806.248*
Gerencia Comercial y de Regulación		203.184

Gerencia	Subgerencia	USD
	Operaciones Comerciales	352.824
	Regulación	290.196
	Subtotal	*846.204*
Total		**8.197.344**

El monto anterior representa el costo directo de personal de la empresa. Existe además toda una serie de beneficios laborales colectivos, no monetarios o indirectos, y de gastos en que incurre la empresa en servicios a sus empleados, tales como capacitación, indemnizaciones, seguros, subsidios, etc., los cuales son contabilizados en este Estudio como parte de los gastos administrativos de la empresa.

Los costos directos de personal se contabilizan en el valor anual de los COMA de la empresa. Para cada uno de los años del período tarifario se asume que en términos reales el costo de personal no tendrá variaciones. Es decir, la planta presupuestada puede acomodar el crecimiento de las actividades de la empresa en el mencionado periodo.

8.3 Costo de Actividades de Operación y Mantenimiento

8.3.1 Costos de Operación

La determinación de los Costos de Operación se ha realizado en base a un modelo de operación que ha diseñado el consultor, utilizando estándares de operación de empresas de transmisión de energía en alta tensión a nivel internacional y sus mejores prácticas. Además, el consultor ha cotejado estos estándares con las actividades de operación del sistema de subtransmisión que desarrolla actualmente la empresa propietaria de la mayor parte de las instalaciones del SIC-3.

Como se explicó en el numeral 5.3.1, las tareas de operación del sistema se pueden subdividir en aquéllas realizadas de manera centralizada (desde un Área de Operación del Sistema creada para la Empresa de Subtransmisión), y las que requieren de personal de terreno con presencia permanente.

a) Actividades Centralizadas en Centro de Operación del Sistema

El Área de Programación y Control, perteneciente a la Subgerencia de Operación Técnica, es el área responsable de las funciones generales de operación que puedan realizarse remotamente desde un centro de control, de acuerdo a la tecnología disponible. Sus funciones, así como la organización encargada de cumplirlas se encuentran descritas en el numeral 8.1.2.

Esta área cuenta con un Centro de Control el cual recibe información en tiempo real de las condiciones de funcionamiento del sistema y posee la capacidad de intervenir en éste a través de un sistema SCADA/EMS. Las inversiones y costos relacionados a este centro se encuentran descritas más adelante en el numeral 9.1.1.

b) Actividades de Operación en Terreno

El Área Operaciones en Terreno, perteneciente a la misma subgerencia, es el área responsable de supervisar y coordinar las actividades en terreno. Estas actividades requieren de personal calificado para su correcta ejecución. Las actividades típicas de operación son las siguientes:

- Inspección de Equipos, Sistemas e Instalaciones: Consiste en visitas programadas a las subestaciones del SIC 3, con el objeto de detectar y reportar al despacho del Centro de Control del Sistema cualquier falla o anormalidad en las instalaciones.
- Ejecución de Maniobras: Intervenir el sistema para modificar la conectividad de sus componentes, según instrucciones provenientes del Centro de Control del Sistema.

La presencia de personal permanente, de turno, en las subestaciones de enlace, sumado a la automatización existente, permite mantener un nivel de vigilancia y operatividad suficientes para el estándar de seguridad exigido en la NTSyCS. Las actividades de inspección e intervención realizadas por el personal de turno son, tal como se indicó, siempre coordinadas por el despacho del Centro de Control del Sistema.

Para cuantificar el costo de operación asociado a estas actividades, se consideró que éste debía ser prestado por una empresa externa.

A. Modelación del Servicio de Operación del Sistema en Terreno

Este servicio requiere que se asigne un funcionario supervisor de punto fijo en cada uno de las subestaciones de transformación AT/AT de subtransmisión del SIC-3, es decir, Cerro Navia, Chena, Los Almendros, El Salto y el complejo Alto Jahuel-Buin. Estos funcionarios deberán mantener una presencia continuada bajo un esquema de turnos.

Adicionalmente, la práctica habitual en la operación requiere disponibilidad permanente de dos cuadrillas móviles de operación compuestas de un supervisor, un ayudante y el respectivo vehículo.

El hecho de requerir personal con disponibilidad permanente obliga a emplear un sistema de turnos para el dimensionamiento del personal de la empresa contratista. Es necesario contar con 5 personas por cada puesto de presencia permanente a ocupar de acuerdo con un régimen de 3 turnos de 8 horas cada uno, esto tomando en cuenta las restricciones que impone la legislación laboral vigente.

El personal operativo se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 8-11: Personal de Operación en Terreno

Cargo	Cantidad
Guardia SS/EE	25
Jefe Cuadrilla	10
Ayudante Cuadrilla	10

La empresa contratista debe contar con dos camionetas que serán utilizadas por las cuadrillas. Adicionalmente, se considera un conjunto de equipos y herramientas para las cuadrillas móviles. También se incluye equipamiento personal y de seguridad, del cual debe disponer cada funcionario.

Mayores detalles respecto a esta materia se presenta en el Anexo 7.

B. Valorización de los Costos de Operaciones en Terreno

Para determinar el costo anual asociado al dimensionamiento de recursos realizado en el punto anterior, se utilizaron precios de mercado vigentes:

- Las remuneraciones fueron determinadas a partir de la encuesta de remuneraciones de PricewaterhouseCoopers de diciembre de 2009.
- Los costos de vehículos se determinaron a partir de cotizaciones de compra de vehículos de uso intensivo.
- La valorización de equipos y herramientas específicas de operación de redes AT se ha diseñado en base a cotizaciones. La vida útil considerada para estos equipos corresponde a la estipulada en las Bases del Estudio de 15 años.

A efectos de valorizar el costo de la prestación, es necesario considerar que en el costo que paga la empresa subtransmisora por el servicio se incluye el costo de administración y la utilidad de los contratistas. A fin de incluir estos valores en los costos de operaciones en terreno, el consultor ha diseñado un esquema de recargos porcentuales por los siguientes conceptos:

- Gastos Generales: Considera todos los costos de administración del contratista. Entre ellos se destaca la dotación administrativa, oficinas, bodegas e insumos generales de administración. El valor de este recargo se ha dimensionado en 11% de acuerdo con estándares de mercado.
- Utilidad Base: La utilidad de cada contratista corresponde a un 10% por sobre el valor base de la actividad prestada.
- Imprevistos: Se ha considerado un recargo de un 4% por imprevistos, siguiendo la política de las empresas contratistas del mercado.

Mayores detalles respecto a esta materia se presenta en el Anexo 7.

Los resultados del modelo de costos de operaciones en terreno de las instalaciones del SIC-3 para el año base (2009) se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 8-12: Costo de Operaciones en Terreno

ITEM de Costo de Operación	Costo Anual (USD)
Costos guardia SSEE	386.137
Costos cuadrillas móviles	408.901
TOTAL	*795.038*

8.3.2 Costos de Mantenimiento

En este punto se describen las actividades de mantenimiento, así como la cuantificación de los costos asociados a ellas. Para ello, el Consultor ha diseñado y valorizado los costos de mantenimiento del SIC-3 en base a un diseño eficiente basado en su experiencia y las mejores prácticas de la industria.

Para la determinación y cuantificación de las actividades de mantenimiento, el consultor realizó un análisis crítico y en detalle de diversas fuentes de información, entre las cuales se cuentan las estrategias de mantenimiento de la empresa de referencia, información de tipo estadística relacionada con el mantenimiento y reparaciones en el sistema de subtransmisión, encuestas realizadas a personal de mantenimiento, estadísticas operacionales, rendimientos y estándares disponibles.

Las actividades de mantenimiento pueden ser clasificadas en distintos ejes de acuerdo al tipo de infraestructura intervenida, alcance y criticidad.

a) Según el tipo de infraestructura

Por ejemplo, de acuerdo con el tipo de infraestructura se puede clasificar según:

- Líneas de Subtransmisión: Incluye todas las líneas del SIC-3, mayoritariamente en niveles de tensión 110 y 220 kV.
- Subestaciones: Se incluyen en este conjunto tanto subestaciones de enlace (220/110 kV) como primarias de distribución. El mantenimiento considerado para subestaciones incluye los diversos equipos e instalaciones eléctricas de la subestación, salvo el transformador y elementos de protección y control.
- Transformadores: Considera todas las actividades de mantenimiento de transformadores, incluyendo los cambiadores de tap bajo carga.
- Protecciones: Corresponden a equipos asociados a los elementos de protección y control en subestaciones, como por ejemplo, relés de sobrecorriente y paneles de control.

Además, a la tipología anterior se debe añadir el Mantenimiento General que incluye las actividades de aseo, áreas verdes y mantenimiento menor de recintos de subestaciones.

b) Según el alcance

En el eje clasificatorio de alcance, se han definido dos tipos:

- Preventivas: Se dividen en invasivas y no invasivas.
  - Invasivas: Consideran todo tipo de actividades que deben realizarse periódicamente para posibilitar la sustentación de tasas de falla dentro de la lo establecido por la NTSyCS y preservar la vida útil de diseño de las componentes del sistema. Algunas tareas de este tipo requieren la desconexión del elemento intervenido.
  - No Invasivas: Considera todo tipo de inspecciones no invasivas, entre las cuales se cuentan mediciones termográficas, inspecciones visuales, y en general actividades de medición y diagnóstico. Dentro de las revisiones se encuentra la verificación de variables tales como campos electromagnéticos y ruido de manera de dar cumplimiento a la normativa medioambiental. Otras tareas de este tipo corresponden a las podas y roces de franjas y recintos, de manera tal de asegurar el buen funcionamiento del sistema.
- Correctivas: Consideran actividades de reparaciones y reemplazos de partes y piezas, tanto para casos de fuerza mayor (emergencias) como para reparaciones planificadas con el fin de corregir anormalidades detectadas.

Para el desarrollo de las tareas de mantenimiento preventivo se utilizó como base los planes de mantenimiento de la empresa de referencia incluyendo las frecuencias, los cuales fueron contrastados y validados con base a las mejores prácticas de la industria. Por otro lado, no es posible planificar las actividades de mantenimiento correctivo, debido a su naturaleza esporádica. Para tratar estos casos, se utilizó la información estadística de la empresa de referencia, creando una tarea correctiva para subestaciones y otra para líneas de una duración tal que la cuadrilla esté disponible el mismo tiempo de la duración estadística de las tareas correctivas.

El detalle de actividades utilizadas en la modelación de los costos de Mantenimiento se describe exhaustivamente en el Anexo 7.

A. Modelación de Actividades y Recursos de Mantenimiento

Para determinar los costos de mantenimiento se consideró que las actividades de mantenimiento del SIC-3 son realizadas por personal de empresas contratistas. Para una adecuada representación de las actividades tercerizadas de mantenimiento y los costos para la empresa de subtransmisión, se ha seguido una metodología consistente en los siguientes pasos:

i) Definición del número de empresas contratistas

Se consideró más de un contratista tomando en cuenta que:

- El SIC-3 abarca gran parte de la Región Metropolitana, por lo que dejar a una única entidad la responsabilidad de mantener todos los elementos del sistema constituye un

riesgo potencial frente a cualquier falla del colaborador (huelgas legales, problemas de logística, etc.). Como antecedente, la empresa de referencia ha rechazado adjudicar a un mismo oferente todos los servicios de mantenimiento en AT.

- Los trabajos de mantenimiento en las instalaciones del SIC-3 se caracterizan por requerir un elevado nivel de especialización, por lo que un solo contratista pierde enfoque y capacidad de monitoreo.

Debido a esto, se decidió emular la práctica actual de la empresa de referencia, en cuanto a utilizar un modelo que considere tres contratos:

- Mantenimiento de Líneas: Incluye todos los trabajos preventivos y correctivos en líneas de subtransmisión, tanto aéreas como subterráneas.
- Mantenimiento de Subestaciones: Realiza todos los trabajos de mantenimiento que se realizan a los equipos de subestaciones, equipos de control, protecciones y transformadores.
- Mantenimiento General: Se encarga de realizar el mantenimiento menor en los recintos, aseo, mantenimiento de áreas verdes, entre otros.

Si bien construir el modelo en base a tres contratistas elimina aparentes economías de ámbito, principalmente al aumentar los costos de administración, es claramente la opción correcta desde el punto de vista metodológico, ya que estas aparentes economías se verían ampliamente contrarrestadas por un aumento en riesgos que el sistema no puede aceptar.

ii) Determinación de las frecuencias de ejecución

Kema determinó frecuencias para cada tarea de mantenimiento en base a un análisis crítico de las frecuencias utilizadas por la empresa de referencia, concluyendo que se encontraban dentro de valores esperados para las mejores prácticas de la industria. Las frecuencias y la cantidad de elementos a mantener explican la cantidad de veces al año que deberá realizarse cada una de las tareas del plan de mantenimiento. Las frecuencias correspondientes a cada actividad se presentan en el Anexo 7.

iii) Determinación del tiempo de ejecución

Los tiempos de ejecución para cada actividad se determinaron en función de su complejidad considerando los rendimientos eficientes de los contratistas. Los tiempos de ejecución de cada actividad se detallan en el Anexo 7, los cuales ya incluyen los tiempos de traslado.

iv) Determinación de los Recursos empleados en cada actividad

Para cada tarea se definieron los recursos en tipo y cantidad de personas, además del tipo y cantidad de vehículos según su alcance y rendimientos. Con ello se definieron las cuadrillas necesarias. Los tipos de cuadrilla y los recursos necesarios se detallan en el Anexo 7.

v) Dimensionamiento de personal y vehículos necesarios

Para realizar este dimensionamiento, se clasificaron las horas de intervención entre actividades "críticas" y "no-críticas" de acuerdo a la existencia de restricciones de tiempo u horarios que experimentaran distintas actividades.

Así, las actividades "críticas" son aquellas tareas que requieren la desconexión de elementos de la red y poseen restricciones establecidas por el nivel de holgura del sistema y el cumplimiento de la NTSyCS. Dentro de las actividades críticas, también fueron clasificadas las tareas de mantenimiento correctivo. Este tipo de actividades son realizadas en su mayor parte en horarios de baja demanda ya que de lo contrario no sería factible cumplir con los requisitos de la normativa vigente. Se utilizan días y horarios que normalmente no son considerados hábiles, es decir, durante la madrugada y en sábados y domingos. Por lo tanto, para evitar infracciones a la Ley Laboral, el personal que realiza estas funciones deberá trabajar según un sistema de turnos. Las restricciones de la legislación vigente hacen necesario contratar 5 grupos de trabajadores para satisfacer un sistema de 3 turnos de 8 horas cada uno.

Por otra parte, para las tareas no-críticas, se considera que el personal puede desempeñarse en jornadas normales de trabajo de lunes a viernes en régimen diurno. Este tipo de régimen es más económico para el empleador ya que el personal está disponible más horas.

Como resultado, se obtienen las horas disponibles por año-trabajador según se muestra en la Tabla 8-13. En el Anexo 7 se detallan las consideraciones para la determinación de dichas horas.

Tabla 8-13: Horas Disponibles por Año

Régimen Laboral	Horas/año
Normal	1.916
Turnos (horario no hábil)	1.752

Para el caso de los vehículos, se consideró 3.240 horas disponibles al año de acuerdo a lo utilizado en otros proceso tarifarios.

A partir de los tiempos de ejecución y traslado y de la cantidad de tareas a realizar obtenidas de los pasos anteriores, junto con las horas disponibles de personal y vehículos, se obtuvo un total de tiempo utilizado para cada tipo de cuadrilla definida. Esto permitió obtener un requerimiento de horas-hombre para cada tipo de funcionario, así como las horas de utilización de vehículos considerando las frecuencias de ejecución y la cantidad de elementos en el inventario. Los resultados para el año base (2009) del personal se observan en la Tabla 8-14 y de los vehículos en la Tabla 8-15.

Tabla 8-14: Personal de Mantenimiento

Contrato	Ítem	Horas Normales	Horas Turno
Subestaciones	SS/EE Supervisor	1.518	10.246
Subestaciones	SS/EE Capataz	3.847	9.892
Subestaciones	SS/EE Especialista	4.083	18.988
Subestaciones	SS/EE Técnico Especialista Ensayos	0	575
Subestaciones	PROT Ingeniero	0	3.758
Subestaciones	PROT Técnico	89	3.758
Subestaciones	PROT Ayudante Alambrador	89	2.119
Líneas	LL/TT Supervisor	414	2.740
Líneas	LL/TT Capataz	4.926	301
Líneas	LL/TT Especialista	6.430	4.417
Líneas	LLTT Ayudante	7.228	3.041
General	SS/GG Capataz	12.788	0
General	SS/GG Ayudante	12.788	0
General	SS/GG Supervisor	4.248	0

Tabla 8-15: Vehículos de Mantenimiento

Contrato	Ítem	Horas
Subestaciones	Camión 3/4 SSEE	632
Subestaciones	Camioneta D/C SSEE	17.939
Líneas	Camión 3/4 LLTT	1.121
Líneas	Camioneta D/C 4x4 LLTT	7.847
Líneas	Helicóptero	2
Líneas	Bulldozer D6	879
Subestaciones/Líneas	Camión pluma	676
General	Camión Capacho	44
General	Camión 3/4 SSGG	4.248
General	Camioneta D/C SSGG	8.540

A partir de los resultados anteriores, se dimensionó la cantidad de personal necesario para atender las actividades de mantenimiento de acuerdo a la cantidad de horas de trabajo requeridas, calculadas en el punto anterior. En el caso de los vehículos, para los de uso intensivo (Camiones y Camionetas) se consideró la compra. Para los de uso esporádico se consideró arriendo con operario. Los

resultados para el año base (2009) del personal se observan en la Tabla 8-16 y de los vehículos en la Tabla 8-17.

Tabla 8-16: Cantidades de Trabajo de Mantenimiento

Contrato	Ítem	Cant Normal	Cant Turno
Subestaciones	SS/EE Supervisor	1	6
Subestaciones	SS/EE Capataz	3	6
Subestaciones	SS/EE Especialista	3	11
Subestaciones	SS/EE Tecnico Especialista Ensayos	0	1
Subestaciones	PROT Ingeniero	0	3
Subestaciones	PROT Tecnico	1	3
Subestaciones	PROT Ayudante Alambrador	1	2
Líneas	LL/TT Supervisor	1	2
Líneas	LL/TT Capataz	3	1
Líneas	LL/TT Especialista	4	3
Líneas	LLTT Ayudante	4	2
General	SS/GG Capataz	7	0
General	SS/GG Ayudante	7	0
General	SS/GG Supervisor	3	0

Tabla 8-17: Cantidades de Vehículos de Mantenimiento

Contrato	Ítem	Cantidad
Subestaciones	Camion 3/4 SSEE	1
Subestaciones	Camioneta D/C SSEE	6
General	Camion 3/4 SSGG	2
General	Camioneta D/C SSGG	3
Líneas	Camion 3/4 LLTT	1
Líneas	Camioneta D/C 4x4 LLTT	3

Con el fin de obtener una asignación eficiente de los recursos se consideró que el personal y los vehículos se pueden compartir e intercambiar entre distintos equipos de trabajo, no relacionándose con una cuadrilla específica.

vi) Determinación de los equipos y herramientas de cuadrillas

Se consideró un kit de ropa y elementos de seguridad por trabajador cuyo detalle se aprecia en el Anexo 7. Además, se consideró un kit por vehículo de la cuadrilla, diferenciado según el contrato, cuyo detalle se observa en el mismo anexo.

viii) Determinación de costos de administración y utilidad de los contratistas

A efectos de valorizar el costo de cada actividad, es necesario considerar que en el costo que paga la empresa subtransmisora por el servicio se incluye el costo de administración y la utilidad de los contratistas. A fin de incluir estos valores en los costos de cada actividad de mantenimiento, el consultor ha diseñado un esquema de recargos porcentuales por los siguientes conceptos:

- Gastos Generales: Considera todos los costos de administración del contratista. Entre ellos se destaca la dotación administrativa, oficinas, bodegas e insumos generales de administración. El valor de este recargo se ha dimensionado en 11% de acuerdo con estándares de mercado.
- Utilidad Base: La utilidad de cada contratista corresponde a un 10% por sobre el valor base de la actividad prestada.
- Imprevistos: Se ha considerado un recargo de un 4% por imprevistos, siguiendo la política de las empresas contratistas del mercado.

B. Valorización de los Costos de Mantenimiento

Para determinar el costo anual asociado al dimensionamiento de recursos realizado en el punto anterior, se utilizaron precios de mercado vigentes:

- Las remuneraciones fueron determinadas a partir de la encuesta de remuneraciones de PricewaterhouseCoopers de diciembre de 2009.
- Los costos de vehículos se determinaron con cotizaciones de compra o arriendo. Se consideró la compra de vehículos de uso intensivo (camionetas y camiones) y arriendo de los de uso esporádico.
- La valorización de equipos e instrumentos específicos de mantenimiento de redes AT se ha diseñado en base a cotizaciones. La vida útil considerada para estos equipos corresponde a la estipulada en las Bases del estudio (15 años).

Los resultados del modelo de costos de mantenimiento de las instalaciones del SIC-3 para el año base (2009), separadas por contrato se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 8-18: Costos de Mantenimiento en Terreno

Contrato	Costo Anual (USD)
Mantenimiento Subestaciones	1.277.066
Mantenimiento Líneas	603.000
Mantenimiento General	472.720
TOTAL	*2.352.785*

Consumo de Materiales de Mantenimiento

Adicionalmente existe una serie de materiales consumibles que se usan en actividades de mantenimiento y deben estar disponibles en las bodegas de la empresa para ser usados por los contratistas. El uso y reposición de dichos materiales representa un costo anual que no se encuentra considerado en los costos anuales de los contratos de mantenimiento modelado. En el Anexo 7 se presenta el detalle del uso típico de materiales de mantenimiento para el año base (2009) de las instalaciones de subtransmisión con su respectivo costo anual. El monto total del gasto anual de materiales de mantenimiento para el año base (2009) es igual a USD 91.792.

8.3.3 Resumen de Costos de Operación y Mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento en terreno han sido calculado para el año base (2009). Estos costos dependen directamente del volumen de actividades que a su vez lo determina la cantidad y tamaño de las instalaciones del sistema. Con base en el proceso de adaptación descrito en el capítulo 6 se prevé un crecimiento del SIC-3 durante el período tarifario que va acompañado de un incremento en los mencionados costos. En la siguiente tabla se presentan los costos de operación y mantenimiento calculados para el año base y el crecimiento previsto durante el período de tarificación.

Tabla 8-19: Costos de Operación y Mantenimiento en Terreno

Concepto	2009	2010	2011	2012	2013
Costos Operación en Terreno	795.038	795.038	795.038	795.038	795.038
Costos Mantenimiento en Terreno	2.352.785	2.354.802	2.379.064	2.412.989	2.415.786
Materiales de Mantenimiento	91.792	91.871	92.817	94.141	94.250
Total	*3.239.615*	*3.241.711*	*3.266.919*	*3.302.168*	*3.305.074*

9. Bienes Muebles e Inmuebles y Gastos de la Empresa

En este capítulo se identifican, dimensionan y valorizan los bienes muebles e inmuebles que requiere la empresa para la operación, mantenimiento y administración de las instalaciones de subtransmisión. Igualmente se determinan otros gastos administrativos y generales en que incurre la empresa de subtransmisión y se calcula su monto.

9.1 Costo de Bienes Muebles e Inmuebles

En esta sección se presenta el cálculo de los costos de bienes muebles e inmuebles requeridos por la empresa de subtransmisión como negocio en marcha. Estos bienes representan activos de la empresa cuyos costos no se incluyen como parte del valor de inversión sino que se contabilizan de acuerdo con sus costos anuales de capital, operación y mantenimiento.

Dentro de la dotación de bienes muebles e inmuebles de la empresa, tal como se señaló en el numeral 5.4.1, se identifican dos grupos. El primero corresponde a sistemas necesarios para la operación segura y confiable del sistema de subtransmisión, tales como el SCADA y el sistema de comunicaciones. El segundo comprende los elementos de la infraestructura básica de la organización, tal como los edificios administrativos, equipo de oficina y vehículos.

9.1.1 Costos y Gastos de los Sistemas Operativos

Por su relevancia para la adecuada prestación del servicio de subtransmisión, se realizó el dimensionamiento y valoración de los principales sistemas operativos de manera que estuvieran específicamente adaptados para la operación de las instalaciones del SIC3, incluyendo los gastos anuales relacionados con su mantenimiento. A continuación se presenta el cálculo de costos de los sistemas operativos de la empresa.

A. Sistemas de SCADA y EMS

Para la operación segura y confiable de las instalaciones de subtransmisión, en línea con las tendencias y avance tecnológicos en esta área, es indispensable contar con un sistema de adquisición de datos en tiempo real y monitoreo más conocido como SCADA por sus siglas en inglés (Supervisory Control and Data Acquisition), así como un sistema con aplicaciones para la gestión de energía o sistema EMS (Energy Management System).

En el Anexo 8 se presenta la valoración detallada de los sistemas de SCADA/EMS adaptados a las instalaciones del SIC-3, incluyendo sus características y especificaciones, dimensionamiento, valoración de sus componentes, costos de instalación incluyendo capacitación del personal y los costos de operación y mantenimiento. A continuación se relacionan los costos calculados para dichos sistemas, incluyendo el costo anual de capital de la inversión.

Tabla 9-1: Costos de los Sistemas SCADA/EMS

Sistema	Costo de Inversión (USD)	Vida Útil (años)	Costo Anual de Capital (USD)	Costo Anual de Operación & Mmto. (USD)
Equipos SCADA/EMS	3.715.200	5	980.060	278.640
Unidades Terminales Remotas	1.941.700	10	316.003	134.799
Total SCADA/EMS	**5.656.900**		**1.296.063**	**413.439**

Para efecto de considerar los costos adicionales por la expansión del sistema durante el horizonte tarifario se aplican los siguientes criterios:

- Como se especifica en el Anexo 8, los equipos de los sistemas centrales de SCADA/EMS y la UTR han sido dimensionados con suficiente reserva, de acuerdo con la práctica estándar, para acomodar el crecimiento del sistema durante la vida útil de los mismos.
- En caso que, producto del proceso de adaptación económica del sistema de subtransmisión, se requiera incorporar nuevas subestaciones al SIC-3, debe considerarse como costo adicional la instalación del equipamiento de UTR en cada nueva subestación.
- Según la valoración establecida en el Anexo 8, el costo de instalación de una UTR típica es de USD 39.400. Considerando su vida útil de 10 años, el costo anual equivalente es de USD 6.412 y el costo anual de operación y mantenimiento (7%) es igual a USD 2.758, valores a adicionar por cada nueva subestación del sistema.

B. Sistemas de Comunicaciones

La operación de la red de subtransmisión del SIC-3 está centralizada en un Centro de Control que supervisa de manera continua el funcionamiento de las instalaciones del sistema y coordina las maniobras que se efectúan sobre las mismas, en permanente comunicación y coordinación con el Centro de Despacho y Control del CDEC y con los Centros de Control de otras empresas de generación, transmisión y distribución de energía que operan en el SIC.

Por lo anterior, el SIC-3 debe contar con sistemas de telecomunicaciones apropiados, confiables y que cumplan con los estándares de funcionamiento establecidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, los cuales deben posibilitar ejercer las acciones de supervisión y control a distancia que las actividades de operación requieren y transportar la información operacional hasta y desde el Centro de Control del sistema.

En el Anexo 9 se presenta la valoración detallada de los sistemas de comunicaciones requeridos por la empresa de subtransmisión para operar las instalaciones del SIC-3. Para tal efecto se han considerado los tipos y características técnicas de los distintos sistemas de comunicaciones requeridos, sus especificaciones y dimensionamiento acorde a las necesidades del sistema de subtransmisión, los costos de inversión incluyendo la adquisición e instalación de equipos propios y

los costos de operación y mantenimiento incluyendo el pago por servicios de terceros. A continuación se relacionan los costos calculados para los sistemas de comunicaciones, incluyendo el costo anual de capital de la inversión.

Tabla 9-2: Costos de los Sistemas de Comunicaciones

Sistema	Costo de Inversión (USD)	Vida Útil (años)	Costo Anual de Capital (USD)	Costo Anual de Operación & Mmto. (USD)
Sistema de Transmisión de Comunicaciones	4.829.400	10	785.963	482.940
Sistema de Telefonía Operativa y de Gestión	342.870	10	55.801	34.287
Sistema de Teleprotecciones	266.200	10	43.323	26.620
Sistema de Radio VHF	419.100	10	68.207	41.910
Sistema de Telefonía Satelital:	20.010	10	3.257	4.761
Total Comunicaciones	**5.877.580**		**956.549**	**590.518**

De acuerdo con lo indicado en el Anexo 9, las plataformas de comunicaciones han sido dimensionadas para acomodar el crecimiento del sistema de subtransmisión durante el horizonte de planificación, considerando un número igual de subestaciones. En los casos en que, producto del proceso de adaptación económica del sistema de subtransmisión, se requiera incorporar nuevas subestaciones al SIC-3, debe considerarse como costo adicional la instalación de un enlace de comunicaciones para la nueva subestación.

- Según la valorización establecida en el Anexo 9, el costo de un enlace adicional de comunicaciones es de USD 49.033 para un enlace de fibra óptica de 5 km y de USD 65.033 para un enlace de microondas.
- Considerando la vida útil asumida de 10 años y un costo anual de operación y mantenimiento del 10%, los valores adicionales a considerar por enlace de comunicaciones de una nueva subestación corresponden a USD 7.980 de anualidad de inversión y USD 4.903 de COMA para un enlace de fibra óptica, y a USD 10.584 de anualidad de inversión y USD 6.503 de COMA para un enlace vía microondas.

C. Otros Sistemas Operativos

Los otros sistemas utilizados para la operación confiable y segura de las instalaciones de subtransmisión incluyen el Sistema de Información Geográfica (GIS), el sistema de alarma y monitoreo de subestaciones y los programas y aplicaciones que apoyan los procesos operativos de la empresa.

1) Sistema de Información Geográfico (GIS)

El sistema de información geográfico permite la georeferenciación de las instalaciones del sistema de subtransmisión para labores de operación y mantenimiento de instalaciones y para la realización de estudios del sistema. Este sistema está conformado por una planimetría digital que abarca toda el área de servicio del SIC-3, mayoritariamente la Región Metropolitana, y una serie de aplicaciones para el procesamiento y utilización de la información.

El valor total de este sistema para el SIC-3 se estima en USD $1.000.000, incluyendo la adquisición e instalación de equipos, implementación y capacitación del personal.

2) Sistema de Vigilancia de Subestaciones

Para la supervisión y protección de las subestaciones principales del sistema de subtransmisión se requiere la instalación de cámaras de video y un sistema de alarma con capacidad de detección de movimiento, temperatura y humo, equipado para enviar imágenes y señales de alarma a una central de monitoreo remoto usando los canales del sistema de telecomunicaciones.

El sistema de vigilancia de subestaciones se dimensionó para tener supervisión sobre las 15 principales centrales del sistema. Se estima un costo de USD $12.000 de inversión en compra e instalación de equipos por subestación supervisada y de USD $30.000 para la central de supervisión remota. Para un total de USD $210.000.

3) Programas y Aplicaciones para Operación

Corresponde a aplicaciones informáticas comerciales o desarrollos a medida que apoyan la realización de los procesos operativos. Se han valorizado de acuerdo con la información de costos de adquisición suministrada por las empresas propietarias de instalaciones del SIC-3 o según el valor del tiempo estimado para desarrollar las aplicaciones a medida.

- *Suite de programas de modelación y simulación eléctrica*: estos programas permiten modelar y simular distintas condiciones de operación de la red para realizar análisis y estudios de flujos de potencia, cortocircuito, estabilidad electromagnética y electromecánica, entre otros. Se considera la adquisición de 4 licencias por valor de USD $25.000 cada una, para un costo total de USD $100.000.

- *Programa OSE2000*: programa de simulación de despacho hidrotérmico del Sistema Interconectado Central (SIC), con módulos de optimización de recursos energéticos y de operación del sistema. Permite hacer estudios de planificación del sistema en diferentes horizontes de tiempo. Con base en cotización del proveedor, se considera la adquisición de 2 licencias por un valor de USD $85.000 cada una y un costo anual de mantenimiento de USD 21.840.

- *Sistema de Gestión de Mantenimientos*: sistema integrado para el registro, programación y control integrado de las actividades de mantenimiento de la empresa. Incluye el sistema básico

para el manejo de información de 60 subestaciones, varias estaciones de uso e interfaces con dispositivos de campo y otras aplicaciones. Considerando los costos de adquisición, instalación y capacitación, el costo total de inversión es de USD $200.000.

- *Programas para Operación*: comprende diversos programas de apoyo a procesos operativos de la empresa como simulador de interrupciones del sistema, cálculo de indisponibilidades, reportes de falla, programación y registro de operaciones del sistema y gestión de protecciones. Para la valorización de estas aplicaciones se considera que son desarrolladas por encargo de la empresa, requiriendo en su conjunto un total de 2.000 horas-hombre a un costo de 1 UF/hora, para un costo global de USD $83.500.

- *Programas para la Producción y Gestión de Planos y Diagramas de la Red*, incluye sistemas de diseño asistido por computador (CAD) y digitalización, manejo de base de datos e interfaces con otros sistemas y dispositivos periféricos. El costo total es de USD $50.000.

Para los anteriores sistemas operativos, cuando no se indica otra cosa, se estima un costo anual de mantenimiento igual al 10% del costo de adquisición e instalación. En la siguiente tabla se resumen los costos de los otros sistemas operativos.

Tabla 9-3: Costos de Otros Sistemas Operativos

Sistema	Costo de Inversión (USD)	Vida Útil (años)	Costo Anual de Capital (USD)	Costo Anual de Operación & Mmto. (USD)
Sistema de Información Geográfica	1.000.000	5	263.797	100.000
Sistema de Vigilancia de Subestaciones	210.000	5	55.397	21.000
Programas de Modelación y Simulación	100.000	5	26.380	10.000
Programa OSE2000	170.000	5	44.846	21.840
Sistema de Gestión de Mantenimientos	200.000	5	52.759	20.000
Programas para Operación	83.500	5	22.027	8.350
Programas para Producción y Gestión de Planos y Diagramas	50.000	5	13.190	5.000
Total Otros Sistemas	**1.813.500**		**478.397**	**186.190**

9.1.2 Costos de Infraestructura y Otros Bienes

Se detalla a continuación el cálculo de los costos relacionados con la infraestructura básica de la empresa de subtransmisión y otros bienes que requiere la empresa para la operación, mantenimiento y administración de las instalaciones del SIC-3.

A. Oficinas de la Sede Administrativa

La determinación del espacio físico necesario para las oficinas de la sede administrativa se realiza en función de la dotación de personal que resulta del diseño de la organización. De acuerdo con lo indicado en el numeral 8.2, el personal que conforma la organización y tiene puesto de trabajo en sede es de 202 personas, considerando 157 personas incluidas en el cálculo del costo de personal propio y 45 empleados que son remunerados a través de los recargos respectivos. El espacio necesario para la sede administrativa incluye las oficinas y puestos de trabajo de personal ejecutivo, profesional, técnico, administrativo y de servicios generales, las superficies comunes como área de reuniones, áreas de circulación, baños, ascensores y escaleras, y las áreas de servicios generales como cafeterías, casino, almacenes, archivos, cuartos de equipos de computo y cuartos de máquinas (ascensores, aire acondicionado, calderas, entre otros).

1) Espacio Requerido

De acuerdo con la práctica estándar, para el dimensionamiento del espacio de oficinas se utilizan un valor promedio en términos de área en metros cuadrados por persona que cubre los requerimientos típicos de oficinas. Para establecer dicho valor se realizó un sondeo con varias fuentes independientes, tal como se resume en el siguiente cuadro:

Tabla 9-4: Valores Típicos de Área de Oficinas

Fuente	Descripción	Valores Promedio
"2002 Space Use Update, Real Property Performance Results" U.S. General Services Administration (GSA), Office of Government-wide Policy, Office of Real Property.	En 1997 la Oficina de Bienes Raíces de la Administración de Servicios Generales del gobierno federal de Estados Unidos realizó un estudio sobre el uso de espacio de oficinas tanto en el gobierno federal como en el sector privado para uso de las agencias federales ("Office Space Use Review: Current Practices and Emerging Trends", Sept.1997). Los resultados de dicho estudio fueron actualizados en el 2002.	• Estándar recomendado para uso oficial: 200 ft^2/p (18.58 m^2/p) • Rango de oficinas privadas: 152 - 325 ft^2/p (14.12 – 30.2 m^2/p) • Promedio oficinas privadas: 239 ft^2/p (22.2 m^2/p)
"Efficiency Standards for Office Space, A report to Office of Government Commerce (UK)", IPD	Estudio orientado a recomendar un estándar eficiente de uso de espacio de oficinas para los departamentos y organismos públicos del Reino Unido, para uso de la Oficina de Comercio Gubernamental en su papel de definir estándares	• Mediana del sector público: 15 m^2/p • Mediana del sector privado: 12 m^2/p • Mediana sector público y

Fuente	Descripción	Valores Promedio
Occupiers, Nov.2007	de aprovisionamiento para el gobierno central.	privado: 13.7 m^2/p • Valor objetivo (rango inferior del estudio): 12 m^2/p
"Office Accommodation Guidelines – Management Guide", Government of South Australia, 2001.	Guías desarrolladas por la unidad de Propiedad Raíz del Departamento de Servicios Administrativos y de Información, en conjunto con el Comité de Acomodamiento en Oficinas del Gobierno del Estado de South Australia. Las guías brindan asistencia práctica a las dependencias del gobierno estatal para la planeación y manejo del acomodamiento en oficinas de acuerdo con buenas prácticas administrativas y de diseño.	• Valor objetivo: no mayor a 15 m^2/p
"Government Office Accommodation Workspace Guidelines Workbook – Management Guide", New South Wales Government, Australia, 1999.	Guías desarrollada como parte del programa de reforma para el acomodamiento en oficinas del gobierno del estado de New South Wales en Australia. Las guías están dirigidas a apoyar la toma de decisiones de las agencias del gobierno acercas de la planeación efectiva y eficiente del acomodamiento en oficinas.	• Valor objetivo: 18 m^2/p • Valor de diseño: 15 m^2/p
"Office Space Standards and Guidelines", Northwest Territories Canada, 2003.	Estándares y guías de espacio en oficinas del gobierno de la provincia de Northwest Territories en Canadá, para ser utilizados por los departamentos y agencias del gobierno provincial en la planeación y diseño del espacio para el acomodamiento general en oficinas arrendadas o de su propiedad.	• Primeros 5 empleados: 22.9 m^2/p • Siguientes 5 empleados: 18.1 m^2/p • Resto de empleados: 17.2 m^2/p
Office Finder, Office Space Calculator www.officefinder.com/ officespacecalc.html	Space Calculator es una herramienta de cálculo de espacio de oficinas que puede accederse a través del website de Officce Finder, una conocida empresa de servicios de Bienes Raíces de Estados Unidos.	• Valor Eficiente: 185 ft^2/p (17.20 m^2/p) • Valor Típico: 220 ft^2/p (20.44 m^2/p) • Valor Espacioso: 250 ft^2/p (23.23 m^2/p)

En los valores anteriores se observa un rango amplio, desde 12 m^2 por persona en el límite inferior hasta un valor superior a 23 m^2/persona (descartando el valor extremo de 30 m^2/p). Las diferencias

se originan en variables tales como el sitio geográfico, la cultura organizacional y el tipo de actividad, que puede demandar más o menos espacio.

En el caso de la empresa de subtransmisión se considera que el valor medio por empleado del área de oficinas debería estar en el rango alto puesto que al tener un perfil eminentemente técnico ocupa una gran cantidad de espacio para alojar equipos de cómputo y de comunicaciones y para disponer de áreas de reuniones. En consecuencia se toma como promedio eficiente de espacio requerido de oficina el valor de 15 m^2/persona.

También deben considerarse las necesidades extraordinarias de espacio. En primer lugar la empresa requiere espacio adicional para el centro de control de operaciones, el cual el Consultor estima en 100 m^2. En segundo término, dada la cantidad de personal, debe preverse espacio adicional para el casino, que también se estima en 100 m^2. Finalmente se prevé un margen para el crecimiento esperado de la planta de personal durante el horizonte de estudio igual a 5%.

Aplicando los criterios anteriores, el total de espacio requerido para la sede administrativa es de 3.380 m^2 calculado de la siguiente manera:

- Espacio estándar Oficinas = 202 p x 15 m^2/p = 3.030 m^2
- Margen de crecimiento = 3030 m^2 x 0.05 = 150 m^2
- Espacio adicional Centro de Control = 100 m^2
- Espacio adicional Casino = 100 m^2

2) Costo de las Oficinas

Para determinar el costo de las oficinas debe establecerse en primer lugar si es más conveniente comprarlas o tomarlas en arriendo. Con tal fin se realizó un sondeo del valor actual de compra y arriendo de espacio de oficinas en cuatro comunas de Santiago que concentran la mayor proporción de locales de uso comercial en Santiago. La información se extrajo de fuentes de consulta pública sobre precios de propiedades tales como los sitios de internet de la Cámara Nacional de Servicios Inmobiliarios (ACOP), de El Mercurio On Line (EMOL) y de Corredores Integrados S.A.

El valor promedio (ponderado por área) de compra de espacio de oficina en las comunas de Las Condes, Providencia, Santiago y Vitacura es de 44,13 UF/m^2, en tanto que el valor promedio de arriendo es de 0,5 UF/m^2 por mes. La siguiente tabla resume los valores de área ofrecida por comuna y de precio promedio en cada una.

Tabla 9-5: Valores de Espacio de Oficinas

Sector	m^2ofrecidos en venta	Precio de venta UF/m^2	m^2ofrecidos en arriendo	Precio arriendo UF/m^2-mes
Las Condes	9.896	53,46	29.426	0,53

Sector	m^2ofrecidos en venta	Precio de venta UF/m^2	m^2ofrecidos en arriendo	Precio arriendo UF/m^2-mes
Providencia	9.242	44,35	8.966	0,44
Santiago	14.405	37,86	3.322	0,29
Vitacura	2.217	42,27	4.103	0,61
Promedio		44,13		0,50

El costo promedio de adquisición de las oficinas es de 3.380 m2 x 44,13 UF/m2 = UF 149.159,4, mientras que el pago anual de las oficinas tomadas en arriendo equivaldría a 3.380 x 0,50 x 12 = UF 20.280.

Tomando la vida útil de oficinas igual a 40 años y una tasa anual de 10%, se tendría un costo anual equivalente de compra de las oficinas de UF 15.252,95. Aún considerando el pago de la tasa marginal de contribuciones de 1,225% anual y sin ningún tipo de exención, el costo anual equivalente de adquisición sigue siendo menor que el pago de arriendo y resulta más conveniente la compra de las oficinas. El costo total de adquisición de las oficinas es igual a USD 6.229.589 y el costo anual equivalente es igual a USD 637.034.

B. Bodegas y Talleres Técnicos

De acuerdo con la metodología utilizada para calcular el valor de inversión del sistema de subtransmisión, los costos de bodegaje para el desarrollo de las obras del sistema, incluyendo el arriendo de espacio de almacenamiento de suministros, están incluidos en el factor de recargo por bodegaje (ver Anexo 2). Por consiguiente se considera en este ítem únicamente el costo de bodegas y talleres técnicos requeridos para el almacenamiento y manejo de equipos, materiales y suministros correspondientes a repuestos, consumibles y herramientas de trabajo que utiliza la empresa para apoyar labores de operación y mantenimiento de las instalaciones.

Para esto se consideran dos espacios de bodega/taller de 200 m^2 cada uno para un total de 400 m^2. Para establecer si es más conveniente comprar o arrendar el espacio para bodegas y talleres, se toma como referencia los precios de venta y arriendo establecidos anteriormente para la zona menos costosa, debido a la flexibilidad que se dispone para ubicar las bodegas y talleres. Para el sector Santiago el precio de venta de espacios comerciales es de 37,86 UF/m2, que para una vida útil de 40 años y una tasa de descuento del 10% corresponde a un costo anual equivalente de 3,872 UF/m2. Aún sin considerar el pago de contribuciones, el costo anual equivalente de compra de las bodegas es mayor que el pago anual de arriendo igual a 12 x 0,29 UF/m2 = 3,480 UF/m2.

En este caso es por tanto más económico tomar en arriendo los espacios de bodega y talleres. El pago anual por arriendo de dicho espacio es de 12 x 0,29 UF/m2 x 400 m2 = UF 1.392, equivalente a USD 58.136.

C. Microinformática

Los componentes de microinformática corresponden a computadores de escritorio y portátiles, impresoras, servidores, routers, switches y equipo asociado que conforman una red de computación interna, utilizada por los empleados de la empresa de subtransmisión para llevar a cabo y administrar de manera eficiente sus actividades.

La microinformática comprende elementos de hardware y el software básico de oficina, conformando una plataforma de trabajo ágil y actualizada para desempeñar las tareas diarias de cada empleado. La plataforma de microinformática de la empresa debe considerar la compatibilidad entre elementos, su actualización tecnológica, la interacción con redes externas, simplicidad en la operación y administración de la misma y costos eficientes.

Para calcular los costos de microinformática se ha estimado el tipo y cantidad de las distintas componentes de acuerdo con el número de empleados de la empresa y sus requerimientos de trabajo. El costo de los elementos de microinformática se obtuvo de listados de precios de proveedores locales.

1) Requerimientos de Hardware

Los equipos personales y de la red de computación requeridos se dimensionan en función de la dotación de personal de la empresa. Para esto se definieron perfiles de usuarios de acuerdo con sus necesidades de cómputo, lo que define las características técnicas de los equipos para cada tipo de perfil. Los perfiles de usuario definidos son los siguientes.

- Usuarios Avanzados: Corresponde a empleados de las áreas que involucran cálculos técnicos, manejo de volúmenes de datos, manejo de gráficos, uso de herramientas de programación o aplicaciones avanzadas, los cuales requieren utilizar un computador personal con mayor capacidad de procesamiento, memoria y velocidad. Estos usuarios usan equipos de escritorio con pantallas de mayor resolución que los usuarios estándar.

- Usuarios Móviles: Son los empleados que tienen un cargo de tipo ejecutivo o que deben movilizarse con frecuencia. De acuerdo con las labores que desempeñan requieren movilidad para trabajar fuera de la empresa, conectividad con la red de trabajo interna y redes externas, soporte para herramientas audiovisuales, de manejo de agenda y multitareas. Los usuarios móviles utilizan equipos portátiles con un buen balance entre movilidad y rendimiento.

- Usuarios Estándar: Este perfil corresponde al promedio de los empleados de la empresa, que tienen necesidades básicas de herramientas de oficina y conectividad y no necesitan mayor movilidad. Los usuarios estándar utilizan un equipo con configuración de escritorio, pantalla estándar, capacidad de almacenamiento adecuado y desempeño normal.

De acuerdo con los perfiles de usuarios anteriores y el personal de la empresa de subtransmisión se definieron los siguientes requerimientos de equipos, considerando también la necesidad de equipos

extra para reuniones, presentaciones y la redundancia para los cargos directivos: 20 usuarios avanzados, 35 usuarios móviles y 120 usuarios estándar. Para el dimensionamiento de los otros equipos de microinformática se adoptaron los siguientes criterios:

- Impresoras Blanco y Negro: una por cada 10 usuarios
- Impresoras a Color con Scanner: una por cada 30 usuarios
- Servidores: uno por cada 30 usuarios
- Switches: uno por cada 20 puntos de conexión
- Routers: dos por cada 3 servidores
- Routers Inalámbricos: dos por piso de edificio (se asume edificación de 6 pisos)
- Plotter: uno por cada 4 equipos de usuario avanzado
- Proyectores: uno por cada 15 usuarios
- UPS: una por cada servidor más uno por cada cuatro PC avanzados
- Cableado: un punto de red por equipo, impresora, servidor, switch y router.

Todos los equipos deben incorporar tecnologías de última generación disponibles en el mercado. Las características técnicas definidas para los principales componentes del hardware son las siguientes:

- PC Estándar: CPU Intel Pentium Dual Core 2.7 GHz, Disco duro 320 Gb 7200 rpm, Memoria RAM 2Gb 800 MHz, Unidad óptica DVD-RW, Monitor LCD 17" Resolución 1280x1024.
- PC Avanzada: CPU Intel Core i3-540 3.06 GHz, Disco duro 500 Gb 7200 rpm, Memoria RAM 2Gb 1333 MHz, Unidad óptica DVD-RW, Monitor LCD 20" Resolución 1600x900.
- PC Móvil: CPU Intel Pentium Dual Core 2.2GHz, Disco duro 320 Gb 5400 rpm, Memoria RAM 2Gb 800 MHz, Unidad óptica DVD-RW, Monitor LCD 15.6" Resolución 1366x768.
- Impresora Blanco/Negro: LaserJet, USB 2.0, impresión a doble cara, 26 ppm, 600x600 dpi.
- Impresora a Color & Scanner: LaserJet Color, USB 2.0, impresión a doble cara, 12 ppm, 600x600 dpi.
- Servidor: CPU Intel Xeon 2,26 GHz, Memoria máxima 192 Gb. 48 Gb, 5 slots de expansión, DVD-ROM.
- Switch: Fast Ethernet Switch de 24 puertos, Buffer 3,0 Mb
- Router Inalámbrico: Conexión Wi-Fi banda ancha, 4 puertos Ethernet bidireccionales, 1 puerto Internet.
- UPS: Sistema AVR, 4 salidas de tensión regulada, 2 salidas de supresor de picos, 1000 VA, 220-240V, 50-60 Hz.

- Proyector: Resolución WXGA 1280x800, 2500 lúmenes, Widescreen (16:10).

En la siguiente tabla se detalla el costo de los requerimientos de hardware de microinformática:

Tabla 9-6: Requerimientos Hardware de Microinformática

Componente	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Valor Total (USD)
PC Estándar	120	575,43	69.052
PC Avanzada	20	814,51	16.290
PC Móvil	35	754,70	26.414
Impresora Blanco / Negro	18	226,40	4.075
Impresora Color & Scanner	6	367,91	2.207
Servidor	6	3.474,53	20.847
Switch	11	168,11	1.849
Router	4	2.250,00	9.000
Router Inalámbrico	12	116,79	1.402
Plotter	5	5.100,00	25.500
Proyector	16	1.018.85	16.302
UPS	11	250,00	2.750
Cableado (puntos)	237	120,00	28.440
Total Hardware			**224.129**

2) Requerimientos de Software

El software de microinformática comprende los programas para la conexión y funcionamiento de las estaciones de trabajo y los elementos de la red, y las aplicaciones de uso general para trabajo de oficina (manejo de agenda, procesador de texto, hoja de cálculo) y de comunicaciones mediante correo electrónico y mensajería. El número de licencias corresponde al número de computadores en la red. Se prevé la instalación de sistema operativo Windows 7, la suite de aplicaciones Office Professional 2007 (Word, Excel, Power Point, Publisher, Access y Outlook) y un programa de protección antivirus.

Como software de utilidades se prevén instalar programas para gestión de proyectos (MS Project) para los perfiles de usuarios avanzados y móviles. Adicionalmente se incluye para los usuarios avanzados programas de desarrollo y compilación en C++ y Visual Basic. También se consideran otras aplicaciones misceláneas para manejo de documentos (PDF), bases de datos, gráficos y comunicaciones. El detalle de los costos de requerimientos de software se presenta en el cuadro siguiente.

Tabla 9-7: Requerimientos Software de Microinformática

Componente	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Valor Total (USD)
Sistema Operativo	175	254,70	44.572
Antivirus	175	12,20	2.135
Aplicaciones Ofimática	175	367,91	64.383
Utilidades	55	739,99	40.699
Compiladores	20	599,00	11.980
Otras aplicaciones	55	300,00	16.500
Total Software			**180.270**

Considerando para los sistemas de cómputo una vida útil de 5 años, una tasa de descuento de 10% y un gasto por servicios contratados de operación y mantenimiento de 15% del valor inicial, se obtienen los siguientes costos:

Tabla 9-8: Costos de Microinformática

Componente	Costo de Inversión (USD)	Vida Útil (años)	Costo Anual de Capital (USD)	Costo Anual de Operación & Mmto. (USD)
Hardware	224.129	5	59.125	33.619
Software	180.270	5	47.555	27.041
Total Microinformática	**404.399**		**106.679**	**60.660**

D. Sistemas de Gestión y Administrativos

Aparte de los sistemas de microinformática que apoyan las actividades de oficina, y en línea con las tendencias de la administración moderna, la empresa de subtransmisión requiere utilizar sistemas de gestión y administrativos que apoyen el manejo de dichos procesos de la empresa.

Actualmente se dispone de soluciones integradas de gestión empresarial, las cuales cuentan con una base de datos común y reúnen diversos módulos con una serie de aplicaciones para distintas actividades como la contabilidad financiera, gestión de compras y proveedores, manejo de inventarios, gestión de activos, administración de recursos humanos, logística, entre otros. Dicho software recibe la denominación genérica de Planeación de Recursos Empresariales o ERP (Enterprise Resource Planning).

Adicionalmente al sistema ERP, o como complemento de éste, la empresa también requiere soluciones especializadas de gestión relacionadas con otros procesos de apoyo específicos como son

las aplicaciones de CRM (Customer Relashionship Management), de BI (Business Intelligence), de cuadro de mando estratégico BSC (Balance Score Card) y otras herramientas financieras y gerenciales.

Para establecer el costo total de adquisición e implementación de los sistemas de gestión debe considerarse el costo de las licencias, del hardware requerido y de la implantación y capacitación del personal. El costo de licencias depende del número de aplicaciones y el número de licencias. Tomando como base un costo promedio de USD 5.000 por módulo o aplicación y por licencia, junto con costos típicos de 50% para el hardware, base de datos y sistema operativo y 25% de implementación se obtienen la siguiente valoración de los sistemas de gestión:

- Costo de 20 licencias con 6 módulos cada una = USD 5.000 x 6 x 20 = USD 600.000
- Costo de hardware y sistema operativos (50%)= USD 600.000 x 0,5 = USD 300.000
- Costo de implementación y capacitación = USD 600.000 x 0,25 = 150.000

El costo total de inversión en los sistemas de gestión es de USD 1.050.000. Considerando la vida útil de 5 años del equipo computacional, el costo anual equivalente de los sistemas de gestión es igual a USD 276.987. El costo anual de servicio y mantenimiento de los sistemas se estima en 20% de la inversión, igual a USD 210.000.

E. Vehículos de Producción y Administrativos

Se considera una dotación de 4 vehículos tipo camioneta para los traslados al terreno del personal propio de operaciones, con un valor de USD 25.000 cada uno, para un costo total de USD 100.000. Igualmente se prevé una dotación de 3 vehículos tipo automóvil para uso de los niveles ejecutivos de la planta administrativa, con un valor de USD 33.333 cada uno y un costo total de USD 100.000. El costo total de adquisición de vehículos es de USD 200.000. La vida útil de los vehículos es de 10 años, lo que resulta en un costo anual equivalente de USD 32.549

Para calcular los gastos de operación y mantenimiento de los vehículos se considera lo siguiente:

- Consumo de combustible: una media de 0,09 USD/km para las camionetas a diesel y 0,11 USD/km para los vehículos a benzina.
- Gastos de mantenimiento y servicios: revisión y servicio cada 1.000 km a 500 USD.
- Costo de seguros y otros: prima de seguro anual de 1.500 USD y 2% del valor del vehículo en patente.

El detalle del cálculo de gastos en vehículos se presenta en el siguiente cuadro:

Tabla 9-9: Gastos en Vehículos

Descripción	Vehículo Producción	Vehículos Administrativo
Número	4	3
Kilometros /año	4 x 30.000	3 x 20.000
Costo combustible	13.200	5.400
Costo mantenimiento y servicios	6.000	3.000
Seguros y otros gastos (10% valor)	8.000	6.480
Total Gasto Vehículos (USD)	**27.200**	**14.880**

El total por gasto de operación y mantenimiento de los vehículos es de USD 42.080.

F. Equipos de Operación y Mantenimiento

En el desarrollo continuo de las actividades de operación y mantenimiento la empresa utiliza distintos tipos de equipos y materiales. En primer lugar se requiere disponer de un cierto número de equipos en bodega para remplazar aquellos que se retiran de servicio por mantenimiento, reparaciones o cambio definitivo. Igualmente se requieren elementos y materiales para el mantenimiento de las instalaciones y la dotación de equipos para laboratorio. A continuación se detallan los costos asociados con cada uno de estos tipos de equipos. Los precios utilizados para la valorización de equipos se obtuvieron del "Estudio de Precios" y de costos reales informados por las empresas de subtransmisión.

1) Equipo del Inventario en Bodega

El equipo que conforma el inventario en bodega de la empresa junto con su valor se presenta en el Anexo 10. Las cantidades consideradas corresponden a las mínimas requeridas como respaldo de mantenimiento, dadas las eventuales contingencias que ocurren en el sistema (fenómenos climáticos, fallas varias, etc.). El valor total de dichos equipos es de USD 3.213.945. El equipamiento electromecánico y electromagnético tiene una vida útil de 30 años, obteniéndose por consiguiente un costo anual equivalente de USD 340.933 para el equipo inventariado.

2) Equipo y Materiales de Mantenimiento

De acuerdo con lo establecido en el numeral 8.3, las actividades de operación y mantenimiento en terreno de las instalaciones de subtransmisión son realizadas por empresas contratistas, las cuales cuentan con una organización e infraestructura propia para llevar a cabo dichas labores. En consecuencia, el valor de los equipos y herramientas para operación y mantenimiento en terreno se contabilizan dentro de los costos de dichas actividades. Por su parte, el uso y reposición de los materiales consumibles que se usan en actividades de mantenimiento representa un costo anual de operación y mantenimiento, el cual también ha sido considerado como gasto de las actividades contratadas de operación y mantenimiento en terreno.

3) Equipo de Laboratorio

Por último se considera la dotación del equipo de laboratorio con que debe contar la empresa de subtransmisión para realizar labores especializadas como por ejemplo la revisión de aceites de transformadores. Para la valoración del equipo de laboratorio se tomo como referencia la dotación y costos de los equipos del laboratorio suministrados por una de las empresas de subtransmisión del SIC-3, la cual se presenta en el Anexo 10. El valor total del equipo de laboratorio es de USD 189.200. Considerando dicha dotación como equipamiento de operación y mantenimiento no fungible, este tiene una vida útil de 15 años para la cual se obtiene un costo anual equivalente de USD 24.875.

G. Equipos de Oficina y Otros

La dotación de equipos de oficina de la empresa comprende el amoblamiento y decoración de las mismas, incluyendo sillas, escritorios, paneles, divisiones, mesas, cortinas, estanterías, bibliotecas, pizarras, telones de proyección, papeleras, cuadros, lámparas, entre otros, y elementos de servicio como refrigeradores, hornos microondas, cafeteras, dispensadores de agua y loza. Para determinar su costo se considera un valor típico de 4 UF/m2 de oficinas, lo que resulta en un costo total de USD 564.658.

Igualmente se debe considerar dentro de este rubro el equipamiento de seguridad de la sede administrativa, de manera que se cumpla con las exigencias de la normativa de urbanismo y construcciones, y se garantice la protección y confiabilidad de las oficinas de la empresa. El equipamiento de seguridad incluye puertas corta fuego, escalas presurizadas, extintores, sistema de detección de incendio mediante sensores de humo, red de rociadores, sistema de control de acceso y de asistencia con lectores de proximidad, sistema de circuito cerrado de televisión, barrera de estacionamiento comandada desde portería, y torniquetes de acceso equipados con lector de proximidad. Se considera un valor típico 0,45 UF/m2 de oficina para estos sistemas. El costo total es de USD 63.524.

El costo total de la inversión en equipamientos de oficina es de USD 628.182. Para los equipos de oficina no fungibles se toma una vida útil de 15 años, por lo que se obtiene un costo anual equivalente de USD 82.589.

9.1.3 Resumen de Costos de Bienes Muebles e Inmuebles

En la siguiente tabla se presenta el resumen de los costos de los bienes muebles e inmuebles empleados por la empresa de subtransmisión para presar los servicios de operación, mantenimiento y administración de las instalaciones del SIC-3, y los costos de operación y mantenimiento asociados a la utilización de dichos bienes.

Tabla 9-10: Costo de Bienes Muebles e Inmuebles de la Empresa

Bienes Muebles e Inmuebles	Costo de Inversión (USD)	Costo Anual de Capital (USD)	Costo Anual de Oper.&Mmto. (USD)
Sistemas Operativos			
Sistemas de SCADA/EMS	5.656.900	1.296.063	413.439
Sistemas de Comunicaciones	5.877.580	956.549	590.518
Otros Sistemas Operativos	1.813.500	478.397	186.190
Subtotal Sistemas Operativos	*13.347.980*	*2.731.009*	*1.190.147*
Infraestructura y Otros Bienes			
Oficinas Administrativas	6.229.589	637.034	
Bodegas y Talleres			58.136
Microinformática	404.399	106.679	60.660
Sistemas de Gestión	1.050.000	276.987	210.000
Vehículos	200.000	32.549	42.080
Equipos de Operación y Mmto.	3.403.145	365.808	
Equipamiento de Oficinas	628.182	82.589	
Subtotal Infraestructura y Otros	*11.915.315*	*1,501,647*	*370,876*
Total Bienes M&I	***25.263.295***	***4.232.656***	***1.561.023***

De los valores anteriores, el costo anual de capital de los bienes muebles e inmuebles se contabiliza en el aVI del sistema. El costo anual de BM&I indicado corresponde al inicio del período tarifario, y permanece constante en términos reales durante el mismo, puesto que se previeron las reservas necesarias para tal efecto. Sólo en caso de que el proceso de expansión del sistema requiera la adición de una nueva subestación durante el período de tarificación, debe añadirse el valor de la instalación de una UTR y del canal de comunicación con la red del SIC-3, de acuerdo con los costos unitarios definidos en la sección 9.1.1 para los sistemas SCADA y de Telecomunicaciones.

Por su parte, los costos indicados de operación y mantenimiento relacionados con el uso de BM&I se contabilizan en el valor de los COMA. Como en el caso de la inversión, dichos valores permanecen invariantes durante el período tarifario excepto si, por el proceso de expansión, se requiere añadir la dotación de UTR y comunicaciones a nuevas subestaciones del sistema. En tal caso se debe adicionar a los COMA el gasto adicional de operación y mantenimiento de esos elementos.

9.2 Gastos Administrativos y Generales

Se detalla a continuación el cálculo de otros gastos administrativos y de servicios generales en que incurre la empresa de subtransmisión para la prestación de sus servicios a través de las instalaciones del SIC-3. Entre estos se cuentan los gastos de la dirección, los relacionados con beneficios

recibidos por los empleados, las certificaciones y asesorías externas, los requeridos para la administración de edificios e instalaciones, los tributos legales y pagos a entes oficiales y los gastos varios.

9.2.1 Gastos de Personal

A. Costos del Directorio

Como se estableció al definirse la estructura organizacional de la empresa, el direccionamiento de la misma es responsabilidad de un grupo de directores que representan a los propietarios de la firma. En tal calidad los miembros del directorio no se consideran empleados de la empresa y reciben una remuneración por sus labores que constituyen costos administrativos de dirección. Para determinar el valor de dichos costos se ha diseñado un directorio básico compuesto por cinco miembros: un presidente, un vicepresidente y tres directores.

La remuneración de los directores generalmente tiene una contribución fija y una dieta por asistencia a las sesiones ordinariamente mensuales. Considerando los dos tipos de retribución, se ha calculado en promedio una remuneración de 100 UF/mes para los directores, 50% más para el vicepresidente y el doble para el presidente. Se obtienen entonces los siguientes gastos anuales del directorio (en $ de diciembre 2009):

- Presidente: 12 x 200 UF = 2.400 UF = $50.262.912
- Vicepresidente: 12 x 150 UF = 1.800 UF = $37.697.184
- Directores: 3 x 12 x 100 = 3.600 UF = $75.394.368

En total se tiene un costo anual del directorio de $163.354.464, equivalente a USD 325.764.

B. Otros Gastos de Personal

Además de la remuneración monetaria directa determinada en el numeral 8.2.3 bajo el rubro de Costos de Personal, existen retribuciones y beneficios otorgados por la empresa de manera global o a grupos particulares de empleados, que a menudo no constituyen pagos directos pero que para la empresa constituyen gastos administrativos asociados al personal. A continuación se detalla los beneficios previstos del personal de la empresa y su valor:

1) Remuneraciones Extraordinarias

Incluye recargos por trabajo en días festivos, trabajo nocturno, horas extra y turnos preventivos. Al estar adaptada la dotación de personal de la empresa a la carga de trabajo, este tipo de dedicación de trabajo deben ser una fracción menor del tiempo normal de labores, además de ser sólo percibida por personal de tipo operativo. En consecuencia, se estima que esta remuneración está representada en un recargo promedio de 50% de la remuneración horaria, representa un 5% del tiempo de trabajo y es percibido por el 40% de los empleados. Calculando sobre el valor promedio de remuneración

mensual (sin bonos) de la empresa igual a $2.164.574, se obtiene un monto anual de $40.780.574, equivalente a USD 81.325.

2) Seguro de Accidentes y Plan Global de Salud

La empresa debe contar con un seguro de accidentes para sus empleados. De información suministrada por las empresas de subtransmisión se estableció un valor de la póliza anual igual al 2.64% del valor de la nomina. La empresa también debe contar con un plan de aseguramiento de salud que complemente los eventos y montos no cubiertos por los planes individuales de salud de los empleados, respecto a enfermedades catastróficas, gastos de hospitalización, consultas especializadas, exámenes, asistencia médica y licencias. Se considera que para cubrir las prestaciones de salud se toma un plan de aseguramiento con una póliza anual igual al 3,0% del valor de la nómina. Se tiene entonces los siguientes valores anuales por concepto de seguros y planes de salud:

- Seguro de accidentes: USD 8.132.531 x 2,64% = USD 214.700
- Plan global de salud: USD 8.132.531 x 3,00% = USD 243.976

3) Indemnizaciones

La indemnización por años de servicio al momento de retiro de los empleados depende de la remuneración del mismo y los años completados al servicio de la empresa. Para determinar el gasto anual por indemnización de empleados se consideró una rotación anual del personal del 5% y una indemnización igual a un mes de sueldo por cada año de servicio al momento de retiro. Sobre la base de la remuneración media de los empleados, la antigüedad media de los mismos y bajo el concepto de negocio en marcha se calculó el pago anual de indemnizaciones igual a 3.59% del valor de la nomina.

- Gasto de Indemnizaciones: USD 8.132.531 x 3,59% = USD 291.958

4) Capacitación y Selección

La capacitación del personal de la empresa es fundamental para asegurar la competencia y actualización de los empleados y el buen desempeño de sus labores. Un plan de capacitación adecuado debe prever la formación y entrenamiento del personal operativo y administrativo, el refuerzo y actualización en nuevos temas del personal sénior y en general educar sobre los procesos, planes y políticas de la empresa.

Para este ítem, de acuerdo con las prácticas reportadas por las empresas de subtransmisión, se ha considerado un estándar de 80 horas promedio al año de capacitación por empleado, a un costo de 0,5 UF cada hora. Sobre el monto así calculado se descuenta el monto reconocido por el Servicio Nacional de Capacitación y Empleo (SENCE) igual a 1% de la remuneración anual.

- Valor Bruto de Capacitaciones: 157 x 80 x 0.5 UF = $131.521.286, que es equivalente a USD 262.282
- Compensación SENCE: USD 8.132.531 x 1.00% = USD 81.325

- Gasto neto al año por capacitación: USD 180.957

Respecto a la selección de personal se asume la contratación de una asesoría externa para esta labor con un costo igual a 1,5 sueldos mensuales promedio por proceso de selección. Considerando una rotación anual del personal del 5%, se deben ocupar 8 vacantes cada año.

- Gastos de selección: 1,5 x $2,164,574 x 8 = USD 51.800

El gasto anual de capacitación y selección de personal es de USD 232.757

5) Subsidios y otros Beneficios

De acuerdo con las prácticas del mercado laboral, como beneficio adicional la empresa subsidia ciertos pagos de los empleados relacionados con sus necesidades de servicios, educación, vivienda, recreación y bienestar, tal como se detalla a continuación.

- Bono Eléctrico: Bonificación para el consumo de electricidad igual a 2,3436 UF al mes. Equivale a un gasto anual de USD 184.405
- Beneficios Educativos: consistentes en ayuda escolar, becas para estudios profesionales y prestamos educativos para empleados e hijos. Se estima en una promedio de 15 UF al año percibido por la mitad del personal. El monto anual equivale a USD 49.177
- Sala Cuna / Jardín Infantil: este beneficio para las madres de niños pequeños es equivalente a un monto de 10 UF. Se estima que es percibido por un 10% de los empleados, obteniéndose un costo global de USD 78.684.
- Casino para empleados, plan habitacional para apoyar por una vez la compra de vivienda, planes vacacionales. Se estima un gasto anual de USD 100.000 por estos beneficios.
- Asignaciones Especiales: por matrimonio, natalidad, cuota mortuoria de familiares y ayuda especial por muerte de empleados. Se calcula un gasto anual de 500 UF, igual a USD 20.882.

El total de este grupo de gastos es de USD 433.148

El resumen de gastos de personal se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 9-11: Gastos de Personal

Tipo de Gasto	Valor Anual (USD)
Costos del Directorio	325.764
Remuneraciones Extraordinarias	81.325
Seguro y Plan de Salud	458.676
Indemnizaciones	291.958
Capacitación y Selección	232.757
Subsidios y Beneficios	433.148
Total	*1.823.628*

9.2.2 Certificaciones y Asesorías Externas

De acuerdo con los actuales estándares de responsabilidad social empresarial y para garantizar la calidad, sostenibilidad y seguridad de sus operaciones, la empresa de subtransmisión requiere implantar y mantener un sistema de gestión de calidad, un sistema de gestión ambiental y un sistema de gestión de la salud y seguridad laboral. Para garantizar la adopción de políticas apropiadas en estos campos y el cumplimiento de unos requisitos mínimo, la empresa debe certificar su adherencia a normativa internacionalmente reconocidas.

En efecto, la certificación de una empresa ha pasado de ser un valor agregado a convertirse en un prerrequisito para generar confianza en su interior y entorno sobre lo apropiado de sus procesos. En consecuencia se requiere que la empresa de subtransmisión certifique el cumplimiento de las normas ISO 9.001, ISO 14.001 y OHSAS 18.001 que son estándares globalmente aceptados de buenas prácticas en materias de calidad, gestión ambiental y salud y seguridad ocupacional.

La certificación de la empresa requiere la contratación de asesores expertos para asistir a la empresa en el proceso y de surtir el proceso de certificación que es administrado por empresas especializadas. Una vez obtenida la certificación de cumplimiento de las normas, periódicamente deben hacerse revisiones de recertificación para mantener la validez de la misma.

Adicionalmente a los anteriores procesos de certificación, en el giro normal de sus actividades la empresa debe contratar asesorías externas con firmas especializadas, ya sea en materias de regulación, soporte legal, asuntos financieros u otros estudios específicos. En esta sección se detalla el cálculo de los gastos de la empresa para certificar sus procesos y de las asesorías externas de apoyo a sus actividades. Para el dimensionamiento de tareas y valorización de costos se ha recurrido a costos promedio de las actividades, información proporcionada por las empresas y la experiencia del Consultor en estos temas.

A. Certificaciones ISO 9.001, ISO 14.001 y OHSAS 18.001

1) Certificaciones ISO

La norma ISO9.001 especifica los requisitos para el sistema de gestión de calidad y la norma ISO 14.001 para el sistema de gestión ambiental. La empresa debe certificar bajo ISO 9.001 los procesos clave del servicio de subtransmisión tales como:

- Planificación y desarrollo de las redes: elaborar y presupuestar el plan de expansión del sistema y desarrollar las obras de subestaciones y líneas de subtransmisión.
- Operación del sistema: supervisión y control de la operación coordinada de las instalaciones del sistema de subtransmisión
- Mantenimiento de las redes: mantenimiento de líneas, transformadores, equipos de patio, protecciones, sistemas de control y servicios generales de las instalaciones.

Respecto a la norma ISO 14.001 debe cubrir todos los sitios en donde se encuentran instalaciones del sistema y edificios de la empresa, y los procesos que se llevan a cabo en cada sitio.

En ambos casos las etapas que conforman el proceso de certificación comprenden las siguientes actividades, divididas entre consultoría externa y actividades extras internas:

Tabla 9-12: Etapas de Certificación ISO

Tipo Labor	Etapa / Actividad		Descripción
Consultoría	Implementación	Diagnostico	Estudio de la situación inicial
		Recopilación legislación	Búsqueda de la normativa vigente
		Elaboración de documentos	Redacción y apoyo en la elaboración de la documentación
		Capacitación	Cursos, charlas sobre: temas generales, específicos y auditorías
		Apoyo en auditorías	Guía y ejecución de auditorías internas
	Certificación	Preauditoría	Auditoría que tiene como objeto preparar al personal y corregir posibles errores antes de la auditoría de certificación
		Auditoría de certificación	Auditoría destinada a evaluar el grado de cumplimiento de la implementación
		Auditoria de seguimiento	Auditorías realizadas después de haber obtenido la certificación que controlan el funcionamiento continuo de los sistemas de gestión de calidad y medioambiental
		Certificados originales	Documento que acredita la certificación de la norma
Otras	Difusión y comunicación		Campaña de la política de calidad, afiches, autoadhesivos, etc.
	Sistema de control		Software utilizado para administrar los sistemas de gestión de calidad y medioambiental
	Calibración de equipos		En proceso de mantenimiento

Tipo Labor	Etapa / Actividad		Descripción
	Eventos de comunicación interna		Evento realizado una vez que se obtiene la certificación
	Otros (transporte, servicios externos)		Otros gastos
	Capacitaciones, cursos y charlas	Política de empresa, normas	Documentos específicos que identifican el compromiso de la empresa por implementar estos temas
		Temas específicos	Temas particulares de la empresa respecto a calidad o medioambiente
		Auditores	Personas capacitadas para lograr el grado de cumplimiento de los requisitos de las normas.

Se asume la contratación de una firma especializada para las actividades de "consultoría", las otras labores corresponden a actividades puntuales de apoyo coordinadas por el área de calidad de la empresa. Las certificaciones ISO 9.001 e ISO 14.001 tienen una vigencia de 3 años, al cabo de los cual debe recertificarse el cumplimiento.

Para efectos de establecer el valor total del proceso, se asume que los gastos de certificación inician en el año 1 del período de tarificación –ya que deben certificarse procesos en marcha– con la implementación y puesta en operación, y continúan con los costos anuales de mantenimiento del sistema hasta la recertificación en el año 5, a partir del cual recurrirían los costos anuales de mantenimiento y trianuales de recertificación.

A partir del dimensionamiento de las instalaciones y actividades de la empresa, de la revisión de costos recientes de estos procesos reportados por las empresas de subtransmisión y de ajustes realizados por el Consultor considerando dedicaciones estimadas de tiempo y un valor promedio de 1 UF por hora de asesoría externa, se obtuvieron los cálculos de costos de los procesos de certificación de ISO 9.001 e ISO 14.001 que se muestran en las tablas 9-13 y 9-14.

Tabla 9-13: Costos del Proceso de Certificación ISO 9.001

ISO 9001	Unidad	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Implementación		**32.000**	**0**	**0**	**0**	**0**
Diagnóstico	US$/año	5.000	0	0	0	0
Recopilación legislación	US$/año	3.000	0	0	0	0
Elaboración de documentos	US$/año	10.000	0	0	0	0
Capacitación	US$/año	7.000	0	0	0	0
Apoyo en auditorías	US$/año	7.000	0	0	0	0
Certificación		**61.000**	**33.000**	**33.000**	**43.000**	**38.500**
Pre-auditoría	US$/año	3.000	0	0	0	0
Auditoría de certificación	US$/año	5.000	0	0	0	0
Auditoría de re-certificación	US$/año	0	0	0	0	5.000
Auditoría de seguimiento	US$/año	0	2.500	2.500	2.500	2.500
Certificados originales	US$/año	500	0	0	0	500
Difusión - comunicación	US$/año	5.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Sistema de control	US$/año	10.000	2.000	2.000	2.000	2.000
Calibración equipos	US$/año	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000
Evento comunicación interna	US$/año	5.000	0	0	10.000	0.000
Otros (transporte, servicios externos)	US$/año	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500
Capacitaciones, cursos y charlas	US$/año	10.000	5.000	5.000	5.000	5.000
TOTAL	**US$/año**	**93.000**	**33.000**	**33.000**	**43.000**	**38.500**

Tabla 9-14: Costos del Proceso de Certificación ISO 14.001

ISO 14001	Unidad	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Implementación		**24.000**	**0**	**0**	**0**	**0**
Diagnóstico	US$/año	5.000	0	0	0	0
Recopilación legislación	US$/año	3.000	0	0	0	0
Elaboración de documentos	US$/año	5.000	0	0	0	0
Capacitación	US$/año	1.000	0	0	0	0
Apoyo en auditorías	US$/año	10.000	0	0	0	0
Certificación		**59.500**	**33.500**	**33.500**	**43.500**	**37.200**
Pre-auditoría	US$/año	3.000	0	0	0	0
Auditoría de certificación	US$/año	3.500	0	0	0	0
Auditoría de re-certificación	US$/año	0	0	0	0	3.500
Auditoría de seguimiento	US$/año	0	3.000	3.000	3.000	3.000
Certificados originales	US$/año	500	0	0	0	200
Difusión - comunicación	US$/año	5.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Sistema de control	US$/año	10.000	2.000	2.000	2.000	2.000
Calibración equipos	US$/año	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000
Evento comunicación interna	US$/año	5.000	0	0	0	0
Otros (transporte, servicios externos)	US$/año	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500
Capacitaciones, cursos y charlas	US$/año	10.000	5.000	5.000	5.000	5.000
TOTAL	**US$/año**	**83.500**	**33.500**	**33.500**	**43.500**	**37.200**

Por consistencia con el período tarifario se consideran sólo los gastos de los primeros 4 años, atribuibles al primer ciclo de certificación, resultando los siguientes valores.

Tabla 9-15: Resumen Gastos Certificación ISO

Certificación	Año 1 (USD)	Años 2-4 (USD)
ISO 9.001	93.000	33.000
ISO 14.001	83.500	33.500
Total	176.500	66.500

Para efectos de su contabilización en el COMA se asume que los costos de implementación se amortizan durante los 4 años del período tarifario, de manera tal que se obtenga un gasto anual total por certificaciones ISO igual a USD 94.000 durante todo el período.

2) Certificación OHSAS 18.001

Para la determinación de los costos asociados se asume que se certifican bajo OHSAS 18.001 todos los sitios y equipamientos de la empresa. El proceso de certificación se asemeja al de las ISO, sus etapas y actividades se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 9-16: Etapas de Certificación OHSAS

Etapa	Actividad	Descripción
Implementación con apoyo de empresa consultora	- Diagnóstico - Recopilación de antecedentes - Elaboración de documentos - Capacitación - Apoyo en auditorias	- Estudio situación inicial - Legales, normas - Redacción y apoyo en elaboración. - Cursos, charlas - Auditorias internas
Certificación por parte de una empresa certificadora	- Preauditoria - Auditoria de certificación - Auditoria de seguimiento - Certificados	- Preparación - Verifica el funcionamiento del Sistema de Gestión
Otros realizado por empresa de apoyo	- Difusión, comunicación - Sistemas de control - Calibración equipos - Comunicación interna - Traslados	- Campaña, afiches, etc - Software - Areas operativas - Ya certificada la empresa - Auditorias
HH internas	- Implementación - Auditorias - Gestores - Comité paritario	- Elaborar documentos - Internas - Responsables - Apoyo

Los costos para las etapas de implementación, certificación y otros son similares a los descritos para los procesos de certificación ISO 14.001. Los costos de HH internas corresponden a las actividades que debe desarrollar el personal interno del área de calidad de la empresa. Se considera que el año 1 corresponde a la implementación, los años restantes son de mantención del sistema. Considerando lo anterior y utilizando los mismos criterios que se aplicaron a los procesos de

certificación ISO, se calcularon los siguientes costos para el proceso de certificación OHSAS 18.001:

Tabla 9-17: Costos del Proceso de Certificación OHSAS 18.001

OHSAS 18001	Unidad	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
implementación		**24.000**	**0**	**0**	**0**	**0**
diagnóstico	US$/año	5.000	0	0	0	0
recopilación legislación	US$/año	3.000	0	0	0	0
elaboración de documentos	US$/año	5.000	0	0	0	0
capacitación	US$/año	1.000	0	0	0	0
apoyo en auditorías	US$/año	1.000	0	0	0	0
certificación		**69.500**	**34.500**	**34.500**	**34.500**	**43.200**
pre-auditoría	US$/año	3.000	0	0	0	0
auditoría de certificación	US$/año	3.500	0	0	0	0
auditoría de Re-certificación	US$/año	0	0	0	0	3.500
auditoría de seguimiento	US$/año	0	4.000	4.000	4.000	4.000
certificados originales	US$/año	500	0	0	0	200
difusión - comunicación	US$/año	5.000	1.000	1.000	1.000	1.000
sistema de control	US$/año	10.000	2.000	2.000	2.000	2.000
calibración equipos	US$/año	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000
evento comunicación interna	US$/año	5.000	0	0	0	5.000
otros (transporte, servicios externos)	US$/año	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500
capacitaciones, cursos y charlas	US$/año	20.000	5.000	5.000	5.000	5.000
TOTAL	**US$/año**	**93.500**	**34.500**	**34.500**	**34.500**	**43.200**

Por consistencia con el período tarifario se consideran sólo los gastos de los primeros 4 años, atribuibles al primer ciclo de certificación, resultando los siguientes valores: USD 93,500 en el primer año y de USD 34.500 para los años sucesivos. El valor a amortizar durante los 4 años del período tarifario es de USD 197.000, correspondiente a un gasto anual de USD 49.250.

Finalmente se obtiene un gasto anual por certificaciones ISO y OHSAS igual a USD 143,250.

B. Asesorías Externas

La empresa de subtransmisión contrata una serie de asesorías externas para la realización de estudios o actividades que necesitan un conocimiento y experiencia específicos, como es el caso de la realización del presente estudio. A continuación se relaciona el tipo y costo anual de asesorías requeridas por la empresa de subtransmisión de acuerdo con la valoración hecha por el Consultor.

- Estudio del VASTx: estudio tarifario realizado cada cuatro años. Incluye la contratación del estudio, la realización de estudios de precios y de recargos, la tasación de valores de terrenos y servidumbres, y la compra de encuestas salariales. Se estima un costo agregado de USD 800.000 amortizado en 4 años para un gasto anual de USD 200.000.
- Asesorías Gerenciales: de temas estratégicos y de gestión, se estima un presupuesto anual de USD 80.000.

- Asesorías Legales: se ha estimado un gasto de un asesor legal equivalente a 40 horas al mes a una tarifa de 3 UF/hora, para un valor anual de USD 60.142.
- Asesoría Financiera, Contables y Tributaria: se estima un requerimiento de apoyo de 60 horas al mes a una tarifa de 2,5 UF/hora, igual a 1.800 UF equivalentes a USD 75.176.
- Auditorías Externas Financieras, Contables y de Control Interno: para auditar las cuentas y estados financieros de la empresa y los controles internos. Valor estimado de las auditorías igual a USD 150.000.
- Asesoría de estudios regulatorios y de estudios técnicos de la red: USD 200.000
- Asesorías para gestión de riesgos, clima laboral, desarrollo del personal: se estiman 1000 UF al año equivalentes a USD 41.765.
- Otras asesorías de actualización tecnológica, sostenibilidad, administrativas, con un presupuesto anual de USD 100.000

El gasto total anual en asesorías externas asciende USD 907.083 al año

El monto total de los gastos anuales de certificaciones y asesorías es de USD 1.050.333

9.2.3 Gastos de Edificios e Instalaciones

Comprende gastos generales relacionados con la utilización de edificios de la empresa e instalaciones del SIC-3.

A. Aseo y Mantención de Oficinas

Los gastos de aseo y mantención de las oficinas de la empresa incluyen los costos por servicios de aseo, de reparaciones y mantenimiento de la estructura de las instalaciones y de zonas verdes, de mantenimiento de ascensores, aire acondicionado y otros equipos. Para este ítem se considera un costo mensual promedio de 0,12 UF por metro cuadrado de oficina.

De acuerdo con el espacio de oficina calculado en el numeral 2.1, el gasto anual por aseo y mantención de oficinas es igual a de 4.867 UF, equivalente a USD 203.269.

B. Vigilancia de Oficinas e Instalaciones

La vigilancia de las oficinas e instalaciones de la empresa incluye el control y registro de la entrada y salida de personas, equipos, materiales y vehículos de edificios, bodegas, talleres y recintos de la empresa, así como la supervisión permanente de las mismas por parte de personal de seguridad. En este rubro se incluyen los gastos de vigilancia de las subestaciones del sistema, especialmente las que sirven de interconexión con el sistema de transmisión troncal.

Considerando los costos de vigilancia reportados por la empresa que posee la mayoría de instalaciones del SIC-3, ajustados a las necesidades del sistema, se estima un gasto mensual de vigilancia igual a $30.000.000 correspondiente al pago del servicio al contratista de vigilancia. En consecuencia, el gasto anual por vigilancia de oficinas e instalaciones es igual a USD 717.918

C. Seguros

Los seguros requeridos por la empresa corresponden al aseguramiento de oficinas y las instalaciones de subtransmisión contra daños por calamidades (sismos, incendios, etc.) y seguros contra robo. Para calcular el gasto en seguros se utilizan valores típicos para las pólizas anuales determinados como un porcentaje del valor del activo asegurado, tal como se indica a continuación:

Tabla 9-18: Gasto en Seguros

Tipo de Seguro	Instalaciones SIC-3	Bienes Muebles e Inmuebles
Porcentaje póliza anual	0,50%	0,27%
Valor total activos (USD)	1.040.805.333	26.240.631
Activos asegurados	33.33%	100%
Valor póliza anual (USD)	*1.734.675*	*70.849*

El gasto anual en seguros asciende a USD 1.805.524.

D. Patentes Municipales

El pago del valor de la patente es anual y su costo varía en cada municipalidad. El monto a pagar varía entre 2,5 y 5,0 por mil del capital invertido, con un mínimo de 1 UTM y un máximo de 8.000 UTM (Unidades Tributarias Mensuales). El valor de la UTM a diciembre de 2009 fue de $36.863 pesos, lo que corresponde a un tope máximo de valor de patente igual a $294.904.000 pesos.

Considerando el porcentaje más bajo de pago igual a 0,25% de la inversión, se alcanzaría el tope máximo para un valor de inversión de aproximadamente 118.000 millones de pesos (alrededor de 235 millones de dólares). Dado que el valor de inversión de las redes es muy superior a dicho valor (ver capítulo 7), se toma como costo de patente anual el pago del tope máximo que corresponde a USD 588.103.

E. Contribuciones

El costo de las contribuciones a pagar por bienes raíces de la empresa corresponde al monto por los edificios y bodegas de propiedad de la empresa y por los terrenos de las subestaciones. Por su condición de bienes habitacionales, la contribución se calcula aplicando la tasa anual de impuesto territorial al valor de las propiedades.

La tasa anual de liquidación de contribuciones es de 1,0% sobre la porción de la base imponible que no exceda el valor de $61.172.396 a 1º de enero de 2010, y de 1,2% sobre la porción de la base imponible que excede dicho valor más una sobretasa anual de beneficio fiscal de 0,025%. Adicionalmente debe considerarse un monto de avalúo exento de $17.128.272 a 1º de enero de 2010. En la siguiente tabla se presenta el resultado del cálculo de contribuciones.

Tabla 9-19: Cálculo de Contribuciones

Tipo de Bien Raíz	Valor Propiedad ($)	Contribución ($)
Edificio Administrativo	3.123.827.404	37.957.965
Subestaciones	66.973.890.258	845.299.224
Total	*70.036.545.266*	*883.257.189*

El gasto total en contribuciones de bienes raíces es de USD 1.761.406

Finalmente el resumen de gastos en edificios e instalaciones se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 9-20: Gastos de Edificios e Instalaciones

Tipo de Gasto	Valor Anual (USD)
Aseo y Mantención de Oficinas	203.269
Vigilancia de Oficinas e Instalaciones	717.918
Seguros	1.805.524
Patentes Municipales	588.103
Contribuciones	1.761.406
Total	*5.076.220*

9.2.4 Otros Gastos

Se incluyen en esta sección otros gastos administrativos y generales.

A. Gastos de Lectura de Medidores

Corresponden a los gastos requeridos para capturar las medidas de consumo desde cada punto de lectura de los clientes de la empresa, con el fin de elaborar la facturación. El proceso incluye la extracción de los canales de registro de los datos acumulados cada mes, el procesamiento de dichos datos y su reporte a la empresa de subtransmisión. El costo estimado de las actividades involucradas en la lectura de un punto de medición durante el año es de 42,42 UF, distribuidos así: calibración y remplazo de baterías 4,98 UF, arriendo canal de telemedida 12 UF, lectura y procesamiento datos 8,64, cargo central de interrogación 16,8 UF.

El sistema SIC-3 cuenta con 174 puntos con necesidad de medición de energía, obteniéndose un gasto total anual de 7.381 UF para la lectura de medidores, lo que es equivalente a USD 308.265.

B. Gastos del Panel de Expertos y del CDEC

El presupuesto fijado al panel de expertos para el año 2009 a cargo de la empresa Chilectra fue de USD 170.493. Considerando sólo la proporción correspondiente a los activos de subtransmisión, igual a 30.04% para dicha empresa, resulta un pago al panel asociado al servicio de subtransmisión de USD 51.216.

Adicionalmente debe considerarse que el SIC-3 comprende instalaciones de otras empresas además de Chilectra, aunque ésta sea la propietaria mayoritaria. Tomando nuevamente la relación entre el valor de los activos de subtransmisión de Chilectra y el de todas las instalaciones del SIC-3, se calcula un factor de expansión de 1,124. Por tanto, el gasto anual de pago al panel de expertos de la empresa de subtransmisión es de USD 57.567.

Por su parte, los gastos presupuestados del CDEC son financiados por los participantes en relación a sus ingresos y los costos de los sistemas de operación se reparten en partes iguales. De acuerdo con lo valores a diciembre de 2009, a Chilectra correspondía un pago de $159.809.005, equivalente a USD 318.694. Aplicando el factor de expansión antes definido para el SIC-3, a la empresa de subtransmisión corresponde un pago de USD 358.212.

En total, el pago anual por concepto de Panel de Expertos y CDEC asciende a USD 415.779.

C. Gastos Varios

Como gastos varios se incluyen aquellos relacionados con las actividades diarias de la empresa como son los gastos de útiles de escritorio, materiales consumibles, telefonía y banda ancha, viáticos, dotación de vestuario, suscripción a publicaciones técnicas, revistas y diarios, servicios públicos, entre otros. Para calcular el monto anual de estos gastos se solicitó información a las empresas de subtransmisión sobre valores incurridos por estos conceptos en 2009, con lo cual se obtuvo un valor mensual por empleado de $ 230.983.

Considerando la planta de la empresa de 157 empleados, se calcula un monto anual de gastos varios de $435.171.972, equivalente a USD 867.827.

El total anual de otros gastos asciende a USD 1.591.871

9.2.5 Resumen de Gastos

En la siguiente tabla se presenta el resumen de los gastos administrativos y generales de la empresa de subtransmisión del SIC-3.

Tabla 9-21: Gastos Administrativos y Generales de la Empresa

Gasto	Valor Anual (USD)
Gastos de Personal	1.823.628
Certificaciones y Asesorías	1.050.333
Gastos de Edificios e Instalaciones	5.076.220
Otros Gastos	1.591.871
Total Gastos	***9.542.052***

El nivel de gastos de la empresa depende en buena parte del número de empleados de la misma. Considerando que la planta de personal de la empresa ha sido diseñada para permanecer invariante durante los cuatro años del período tarifario, no se prevé variaciones de los gastos durante dicho período.

9.3 Resumen de COMA

Los costos de operación, mantenimiento y administración de la empresa de subtransmisión se componen de los costos del personal propio, los costos de las actividades contratadas de operación y mantenimiento en terreno, los costos de operación y mantenimiento asociados a la utilización de bienes muebles e inmuebles y los gastos administrativos y generales.

En la siguiente tabla se presenta el valor de los componentes de los COMA y su valor total durante el período de tarificación.

Tabla 9-22: Resumen de COMA

COMA	2009	2010	2011	2012	2013
Costos de Personal Propio	8.197.344	8.197.344	8.197.344	8.197.344	8.197.344
Costos de Operación y Mantenimiento en Terreno	3.239.615	3.241.711	3.266.919	3.302.168	3.305.074
Costos de Operación y Mantenimiento de Bienes M&I	1.561.023	1.561.023	1.561.023	1.561.023	1.561.023
Gastos Administrativos y Generales	9.542.052	9.542.052	9.542.052	9.542.052	9.542.052
Total	***22.540.034***	***22.542.130***	***22.567.338***	***22.602.587***	***22.605.493***

9.4 Bienes Intangibles y Capital de Explotación

9.4.1 Bienes Intangibles

Se reconocen como bienes intangibles los costos de contratación inicial del personal, gastos de puesta en marcha y de estudios preliminares. En línea con lo establecido en las Bases, el proceso de organización y puesta en marcha de la empresa se considera dividido en tres fases.

- Fase I: En esta primera fase se realizan los estudios previos de orden técnico, legal, económico y financieros que se requieren para que la empresa inicie actividades. Adicionalmente comprende las gestiones para la constitución formal de la sociedad y obtener la concesión del servicio.

- Fase II: Esta segunda fase consiste en el período previo al inicio de operaciones, caracterizado por las actividades de selección y contratación inicial de personal y la adquisición de una dotación mínima en preparación para el inicio de las operaciones de la empresa.

- Fase III: Fase de puesta en marcha, consistente en el inicio de operaciones en período de prueba. En esta fase se considera la capacitación y entrenamiento de la planta de personal y el desarrollo de las actividades previstas de operación y mantenimiento de la infraestructura.

En el Anexo 11 se presentan los supuestos, criterios y el detalle del cálculo de los costos de cada una de las fases de organización y puesta en marcha de la empresa, que constituyen bienes intangibles de la misma. En la siguiente tabla se resumen los resultados del cálculo de bienes intangibles:

Tabla 9-23: Bienes Intangibles

Concepto	Costo (USD)
Estudios previos y asesoría legal	776.247
Organización inicial	768.253
Puesta en Marcha	2.645.280
Total	**4.189.780**

9.4.2 Capital de Explotación

El capital de explotación se determina como dos doceavos de los COMA correspondientes. Calculando sobre el valor de los COMA en el año base de USD 22.540.034, se obtiene un valor de capital de explotación igual a USD 3.756.672

9.5 Estudio de Eficiencia de los Costos de la Empresa

Para efectos de evaluar la eficiencia de la dotación de personal y los costos establecidos para la empresa de subtransmisión, en los términos descritos en el numeral 5.5 de este informe, se realizó un referenciamiento internacional. El objetivo de este referenciamiento fue evaluar el desempeño de la empresa "SIC-3" frente a una muestra representativa de empresas comparables que operan en 11 países alrededor del mundo.

9.5.1 Composición de la Muestra

Para la selección de la muestra se consideró la naturaleza de las operaciones, el entorno regulatorio, el tipo de activos y el tamaño de las operaciones. Dado que en la práctica es difícil encontrar empresas que se dediquen exclusivamente a prestar el servicio de subtransmisión, la muestra está conformada por 13 empresas de transmisión que en alguna de sus dimensiones comparte características con la empresa del SIC-3. En la siguiente tabla se indican las empresas referenciadas.

Tabla 9-24: Empresas del Estudio de Referenciamiento

EMPRESA	PAÍS	DESCRIPCIÓN
SIC 3	Chile	Empresa de subtransmisión que administra, opera y mantiene las instalaciones del SIC-3
TRANSELCA	Colombia	Transmisora regional que presta servicios en la costa norte de Colombia
ETESA	Panamá	Empresa transmisora y operadora del sistema eléctrico de Panamá
REP	Perú	Opera la mayor red de transmisión en el sistema eléctrico interconectado de Perú
ALTALINK	Canadá	Altalink es la principal empresa de transmisión de la Provincia de Alberta, Canadá
TRANSGRID	Australia	Transgrid es el propietario de la red de transmisión en el Estado de New South Wales, Australia
POWERLINK	Australia	Powerlink es el propietario de la red de transmisión en el Estado de Queensland, Australia
TRANSEND	Australia	Transend es el propietario de la red de transmisión en la isla de Tasmania, Australia
TRANSPOWER	Nueva Zelanda	Transpower es la empresa transmisora de Nueva Zelanda
OETC	Oman	Oman Electricity Transmission Company es la empresa transmisora de Omán (Medio Oriente)
FINGRID	Finlandia	Fingrid es la empresa operadora del sistema de transmisión (TSO) de Finlandia
SLOVENSKÁ EL.	Eslovaquia	Slovenská Elektrizacná es la operadora del sistema de transmisión de Eslovaquia
CEPS, A.S.	República Checa	Ceps es la empresa operadora del sistema de transmisión de la República Checa

EMPRESA	PAÍS	DESCRIPCIÓN
EIRGRID	Irlanda	El Grupo Eirgrid comprende Eirgrid TSO de la República de Irlanda, SONI TSO de Irlanda del Norte y SEMO el operador del mercado de Irlanda.

La siguiente tabla muestra las características técnicas y variables de entrada/salida del modelo de eficiencia para las empresas de transmisión participantes en el estudio. Se utilizó la información disponible más reciente y se actualizaron los valores monetarios a dólares de diciembre de 2009.

Tabla 9-25: Datos de las Empresas

EMPRESA	Valor Bruto de los Activos (USD)	Costos de O&M (USD)	Capacidad de Transforma-ción (MVA)	Sub-estacio-nes	Longitud de Líneas (km)	Número de Empleados	Energía Transporta-da (GWh)	Demanda de Punta (MW)
SIC 3	1,066,068,628	22,540,034	7,360	59	430	157	13,876	2,400
TRANSELCA	133,439,907	43,912,118	2,817	14	1,546	154	11,400	1,500
ETESA	369,865,352	19,703,749	1,674	13	1,239	428	5,392	1,121
REP	436,680,474	42,904,754	1,783	46	5,837	338	25,336	3,674
ALTALINK	1,991,871,304	77,069,565	n.a.	270	11,800	525	52,460	7,355
TRANSGRID	6,901,029,921	337,725,197	45,587	91	12,609	995	71,508	14,289
POWERLINK	4,245,773,228	399,329,134	30,000	109	13,000	1,000	49,104	8,677
TRANSEND	1,832,835,433	62,810,236	n.a.	47	3,650	270	11,031	2,236
TRANSPOWER	1,252,294,286	595,604,286	n.a.	173	11,806	520	38,816	6,612
OETC	663,355,181	45,948,006	10,746	38	3,524	147	13,838	2,977
FINGRID	2,032,035,660	326,598,880	21,000	106	14,000	260	62,800	13,900
SLOVENSKÁ EL.	399,010,280	262,595,640	10,010	24	2,319	520	29,830	4,342
CEPS, A.S.	2,003,545,440	529,992,000	18,630	39	5,483	492	58,480	10,266
EIRGRID	180,784,470	93,879,750	n.a.	30	2,100	267	27,000	4,900

De las empresas examinadas, TRANSGRID es la empresa con mayor Valor de Activos, mientras que TRANSELCA tiene el menor valor. En relación con los Costos de O&M, el máximo valor es de TRANSPOWER y el mínimo de ETESA. La mayor capacidad de transformación corresponde a TRANSGRID, mientras que ALTALINK tiene el mayor número de subestaciones, mientras que ETESA tiene la menor cantidad de subestaciones y capacidad de transformación.

La empresa con mayor longitud de las redes es FINGRID y la de menor es el SIC 3. POWERLINK es la compañía con el mayor número de empleados y OETC tiene el menor número. Entre todas las empresas TRANSGRID transporta la mayor cantidad de energía y tiene la mayor demanda de punta, mientras que el menor valor de energía transportada y demanda de punta corresponden a ETESA.

9.5.2 Cálculo de Indicadores de Desempeño

De acuerdo con lo definido en el numeral 5.5 se calcularon los indicadores de Eficiencia en el Gasto y de Productividad Laboral para el año 2009, y se obtuvieron los resultados que se presentan a continuación.

A. Eficiencia en el Gasto

Indica los kWh transportados por la empresa por cada dólar gastado en O&M. A mayor valor, mayor eficiencia del gasto. El promedio para los valores calculados del indicador Eficiencia en el Gasto fue 285,75 kWh/USD. El mayor valor fue 680,69 kWh/USD para ALTALINK y el menor valor fue 65,17 kWh/USD para TRANSPOWER. El SIC 3 presenta el segundo valor más alto de eficiencia en relación con el promedio de la muestra.

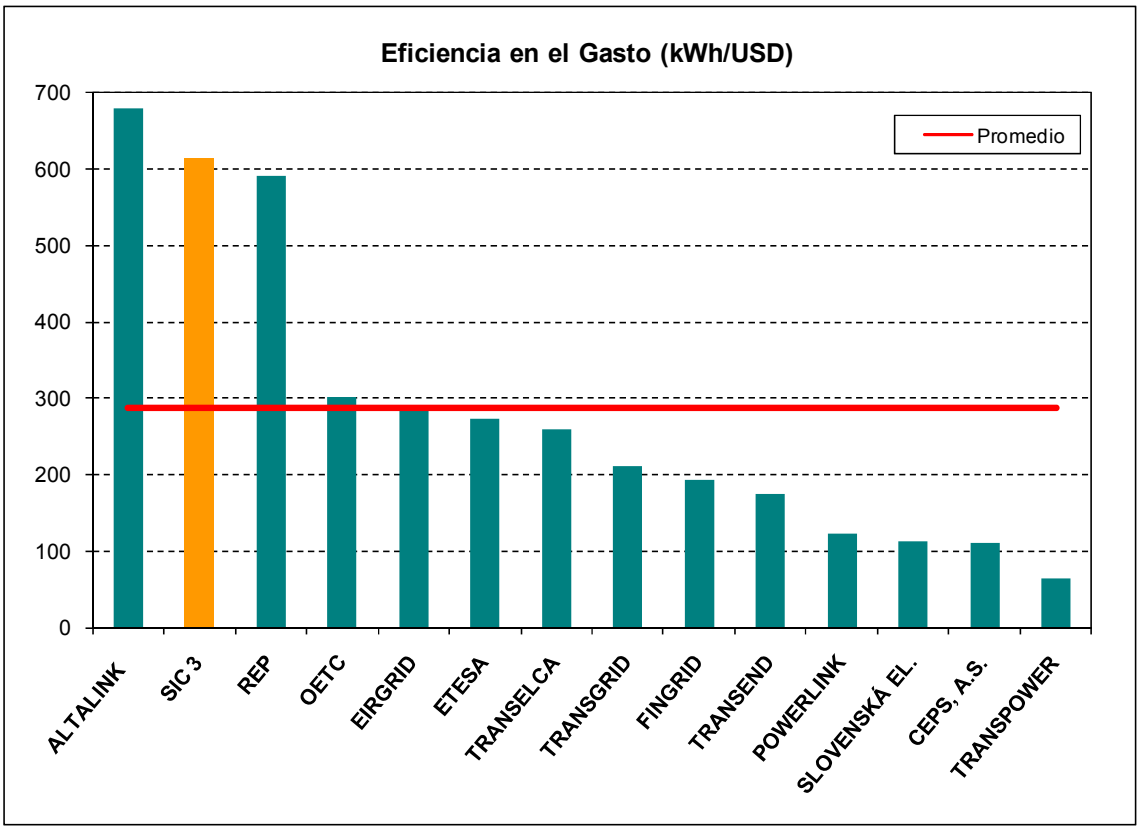


Figura 9.1: Eficiencia en el Gasto

Tabla 9-26: Indicador de Eficiencia del Gasto

EMPRESA	Indicador (kWh/USD)
ALTALINK	680,69

EMPRESA	Indicador (kWh/USD)
SIC 3	615,61
REP	590,52
OETC	301,16
EIRGRID	287,60
ETESA	273,64
TRANSELCA	259,61
TRANSGRID	211,73
FINGRID	192,28
TRANSEND	175,62
POWERLINK	122,97
SLOVENSKÁ EL.	113,60
CEPS, A.S.	110,34
TRANSPOWER	65,17

B. Productividad Laboral

Indica los GWh transportados por la empresa por cada empleado de tiempo completo (FTE). A mayor valor del indicador mayor productividad laboral. El promedio para los valores calculados del indicador Productividad Laboral fue de 85,67 GWh/FTEs. El mayor valor fue 241,54 GWh/FTEs para FINGRID y el menor valor fue 12,6 GWh/FTEs para ETESA. El SIC 3 presenta un valor de productividad adecuado para este tipo de empresas, ligeramente por encima del promedio de las empresas de la muestra.

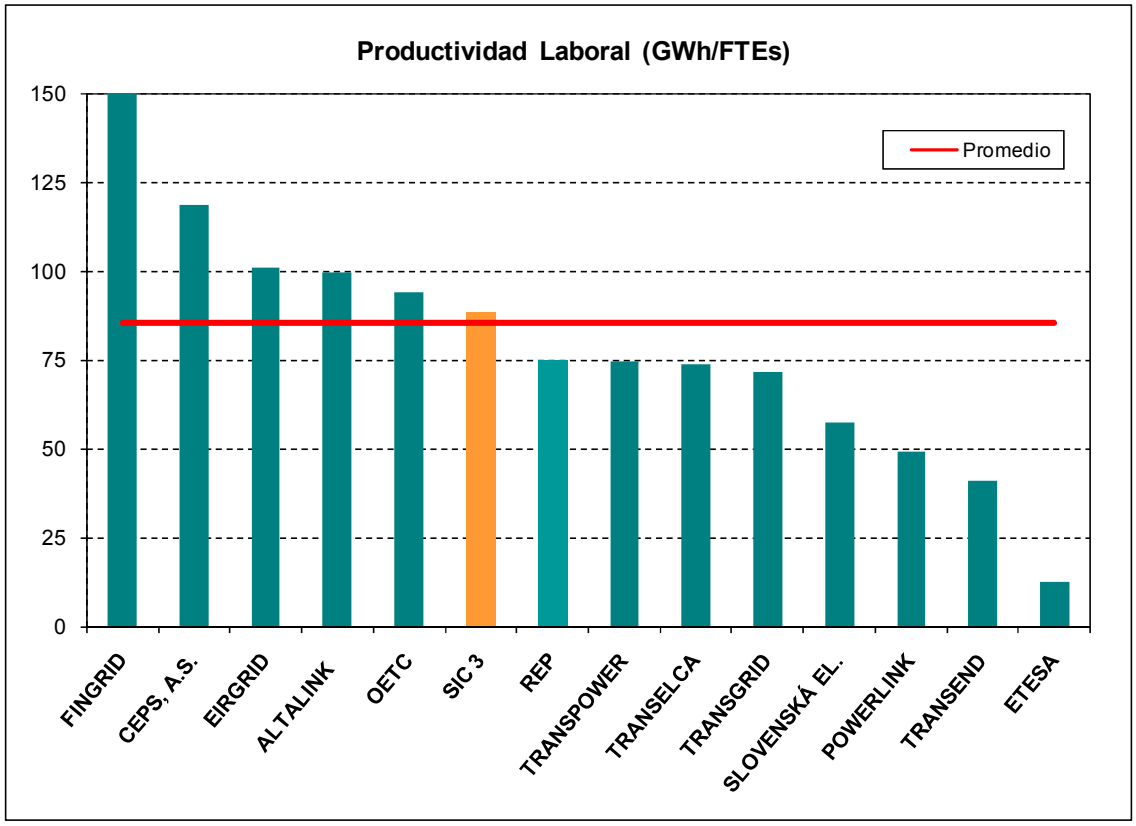


Figura 9.2: Productividad Laboral

Tabla 9-27: Indicador de Productividad Laboral

EMPRESA	Indicador
FINGRID	241.54
CEPS, A.S.	118.86
EIRGRID	101.12
ALTALINK	99.92
OETC	94.13
SIC 3	88.38
REP	74.96
TRANSPOWER	74.65
TRANSELCA	74.03
TRANSGRID	71.87
SLOVENSKÁ EL.	57.37
POWERLINK	49.10
TRANSEND	40.86
ETESA	12.60

C. Posición en la Frontera Eficiente

Para el análisis de posición de las empresas frente a la frontera de eficiencia, se consideraron las dos variables de entrada normalizadas por el tamaño de la operación, COMA/ET ($/GWh) y FTE/ET (#/TWh), en donde ET es la Energía Transportada. En la gráfica que se muestra en la Figura 9.3, los puntos más cerca de los ejes y hacia el origen representan un desempeño más eficiente que los puntos alejados de ellos. La envolvente de las empresas ubicadas más cerca al origen forman una frontera de eficiencia, es decir de combinaciones de entradas de las empresas para las cuales no es posible encontrar un desempeño superior.

De la figura se observa que FINGRID y ALTALINK son las empresas más eficientes de la muestra y definen la frontera de eficiencia. Ambas están en la frontera pues entre ellas no se puede definir cuál es más eficiente que la otra puesto que una supera a la otra en una de las variables medidas.
La posición de SIC-3 (mostrada en rojo) es muy cercana a la frontera de eficiencia, siendo superada por ALTALINK.

En conclusión, del análisis de eficiencia puede decirse que la empresa de subtransmisión tiene un COMA con un alto índice de eficiencia. Por otro lado, respecto al número de empleados su productividad está acorde a la del promedio de empresas semejantes y de hecho es ligeramente superior. Cuando se analiza el desempeño agregado de las empresas, la empresa de subtransmisión está prácticamente sobre la frontera de eficiencia siendo sólo superada por ALTALINK, una de las empresas de transmisión de energía más eficientes de Norteamérica.

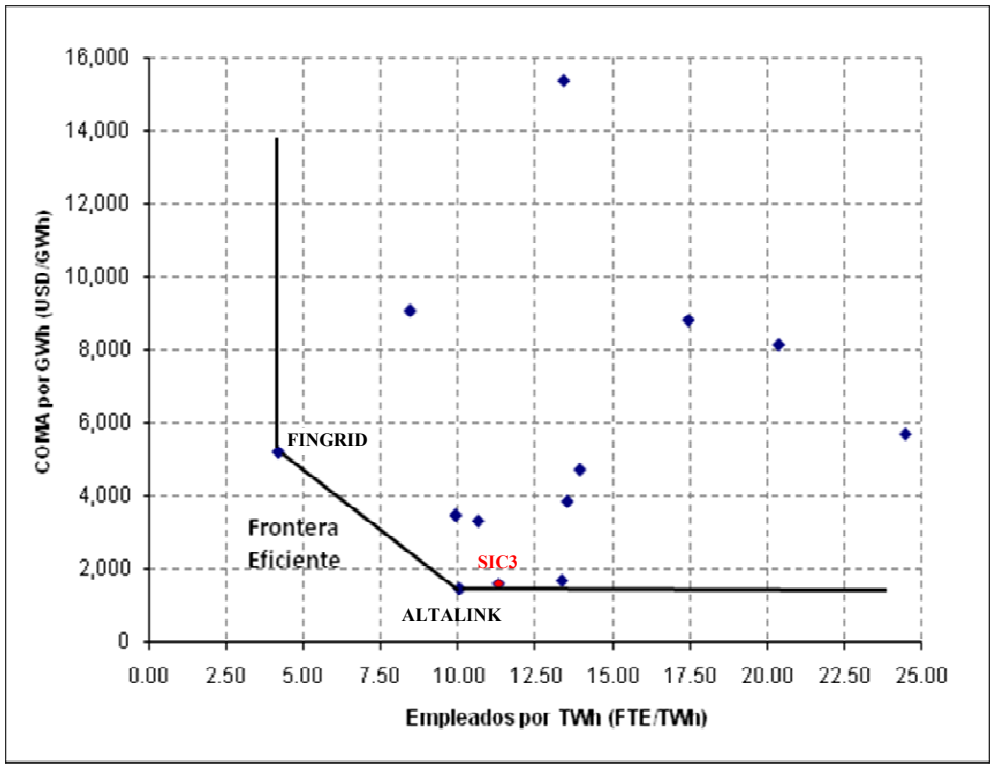


Figura 9.3: Frontera de Eficiencia

10. Determinación del Sistema Económicamente Adaptado

Como se explicó en el capítulo 6, para determinar el sistema económicamente adaptado para el horizonte de planificación, se deben seguir las metodologías de prescindibilidad, optimización y adaptabilidad. En este capítulo se presentan los resultados obtenidos en cada una de las etapas de análisis.

10.1 Resultados del Análisis de Prescindibilidad

El estudio de prescindibilidad consiste en determinar aquellas instalaciones que no son necesarias y por tanto prescindibles en el sistema actual, habida consideración de la evolución de la demanda durante todo el período de planificación. Esta comprobación se realiza de forma iterativa eliminando instalaciones que no producen cambios significativos ni en la suficiencia, ni en la seguridad de abastecimiento de la demanda actual, ni de calidad, según se explico en el capítulo 6.2. La prescindibilidad considera como punto de partida las instalaciones actualmente existentes, definidas en el Decreto Nº 121 y sus modificaciones posteriores.

Las instalaciones que son sometidas al análisis de prescindibilidad son las que se encuentran enmalladas entre sí, debido que los tramos radiales no son objeto de este análisis según se señaló en la descripción metodológica. En el análisis de prescindibilidad se procede a eliminar del sistema base cada una de las instalaciones consideradas como candidatas a ser prescindibles. Para ello, cada una de dichas instalaciones es eliminada de la red, y el sistema remanente es sometido a las verificaciones de suficiencia y seguridad.

Las candidatas a ser prescindibles surgieron del cálculo de los factores de utilización (F.U.) de las líneas. Para cada uno de los 120 meses del horizonte de planificación, se corrieron los flujos de OSE 2000, considerando las 102 combinaciones mensuales (según lo descrito en la sección 6.4). Para cada una de esas 102 combinaciones se determinan los factores de utilización de cada uno de los elementos del SIC-3.

Se seleccionaron como candidata a ser prescindibles aquellas líneas cuyo máximo factor de utilización estaba por debajo del 50%, en escenarios con Renca y sin Renca, dando como resultado la siguiente tabla de 17 tramos candidatos:

Tabla 10-1: Tramos Candidatos a ser Prescindibles y sus Factores de Utilización.

Nombre del Tramo	F.U. sin Renca	F.U. con Renca
Tap Chacabuco 110->Tap Recoleta 110 I	20,02%	19,86%
Tap Lo Valledor 110->Tap Pajaritos 110 I	20,90%	20,29%
Florida 110->Tap La Reina 110 I	29,58%	29,58%
Tap Maipu 110->Tap Lo Valledor 110 I	29,68%	29,68%

Nombre del Tramo	F.U. sin Renca	F.U. con Renca
Cerro Navia Chilectra 110->Tap Pudahuel 110 I	30,92%	40,32%
Tap Vitacura 110->Tap Alonso de Cordova 110 I	33,12%	33,12%
Florida 110->Tap Macul 110 I	35,29%	35,29%
Ochagavia 110->Tap Club Hipico 110 I	35,78%	38,90%
Tap El Manzano 220->El Salto 220 I	38,33%	35,15%
Tap Santa Marta 110->Tap Maipu 110 I	38,69%	38,69%
Tap Santa Elena 110->Tap San Joaquin 110 I	39,50%	37,82%
Polpaico 220->Tap El Manzano 220 I	40,27%	37,06%
Tap Quilicura 110->Tap Chacabuco 110 I	40,76%	40,09%
El Salto 110->Tap La Dehesa 110 I	45,06%	42,22%
Tap Los Dominicos 110->Tap Apoquindo 110 I	48,60%	48,60%
El Salto 110->(Ei1) El Salto-San Cristobal-110	32,50%	27,67%
(Ei2) El Salto-San Cristobal-110->(Ei3) El Salto-San Cristobal-110	25,35%	21,58%

Todos los factores de utilización resultantes bajo este criterio correspondieron al período de verano.

Una vez determinadas las candidatas a ser prescindibles, se hace el análisis de prescindibilidad por cada elemento. Dicho análisis se hace eliminando una a una las instalaciones candidatas. Cuando se prescinde de un elemento a la vez (tomando de la lista de candidatos a ser prescindibles), se utiliza el OSE2000 para verificar la ocurrencia de alguna sobrecarga en condición de operación normal. Como resultado de este análisis de condición normal, se determinó que todas las instalaciones de la Tabla 10-1 podían ser prescindibles. En consecuencia, con todas ellas se debe seguir al análisis de seguridad y de calidad.

Dado que con OSE2000 se detectó cuales eran las condiciones operacionales donde los factores de utilización eran máximos, el análisis de seguridad es factible de hacer con la herramienta Power Factory, en conjunto con el análisis de calidad del producto. PowerFactory proporciona una evaluación precisa de si el elemento en cuestión realmente se puede prescindir.

Se simularon en PowerFactory todos los 17 casos, considerando adicionalmente simulaciones de las contingencias señaladas en 6.2.2 Verificación de Seguridad. Con los resultados de estas simulaciones, se verificó si exisitían sobrecargas o violaciones a los rangos de voltajes permitidos por la norma. Para cada uno de los 17 casos, se consideraron las inyecciones de potencia al SIC-3 que daba como resultado el máximo factor de utilización desplegado en la Tabla 10-1.

Esos candidatos que resultan con más sobrecarga relativa para el caso base se eliminan de la lista de instalaciones eventualmente prescindibles.

Como resultado final de este procedimiento de prescindibilidad, en que se emplearon las herramientas OSE2000 y PowerFactory, se concluyó que ninguna de los tramos detectados

preliminarmente como candidatos a ser prescidible puede ser eliminado. De hacerlo, en algún año del período de planificación se verifica en contingencia una degradación significativa de la seguridad y calidad de servicio en relación a sobrecargas y/o niveles de voltaje fuera de norma.

10.2 Resultado del Análisis de Optimización

Para la etapa de optimización, el tema a analizar es si a cada conductor y a cada transformador se les puede reducir su capacidad, respetando aún los requisitos de suficiencia, seguridad y calidad de servicio.

10.2.1 Optimización de Tramos del Anillo

Si bien los 17 tramos del anillo seleccionados como candidatos a ser prescindibles resultaron no serlo, estas mismas instalaciones son candidatas naturales a ser objeto de análisis de optimización, en virtud del criterio de selección por la vía de un umbral de factor de utilización (50% o menos). Para los tramos seleccionados se calculó en OSE2000 la máxima potencia que transitaba por cada uno de ellos durante el periodo de planificación.

Para todos estos casos, se determinaron las opciones de conductor que podían soportar esa máxima potencia, y posteriormente se hicieron las simulaciones en OSE2000 para cada alternativa de conductor considerada. El resultado del proceso de optimización individual para los tramos de la red enmallada fue el siguiente:

Tabla 10-2: Tramos de la Red Enmallada Optimizables

Número del Tramo	Nombre del Tramo	Conductor Actual (mm^2)	Nuevo Conductor (mm^2)	Ahorro en VP con Nuevo Conductor (USD)
0	Caso Base Sistema Prescindido	--	--	0
8	Ochagavia 110->Tap Club Hipico 110	800 (2x400)	806 (1x806)	25.872
4	Tap Maipu 110->Tap Lo Valledor 110	1260 (2x630)	800 (2x400)	193.616
4	Tap Maipu 110->Tap Lo Valledor 110	1260 (2x630)	806 (1x806)	433.013
10	Tap Santa Marta 110->Tap Maipu 110	1260 (2x630)	800 (2x400)	85.321

De los resultados anteriores se observa que los tramos 8 y 10 son candidatos a optimización y que de las dos alternativas de optimización posibles para el tramo 4, la segunda es superior.

A continuación se realizó el análisis de las diferentes combinaciones posibles de optimización simultánea de tramos, dando por resultado lo siguiente:

Tabla 10-3: Combinación de Alternativas de Optimización en Redes Enmalladas

Número del Tramo	Nombre del Tramo	Conductor Actual (mm^2)	Nuevo Conductor (mm^2)	Ahorro en VP con Nuevo Conductor (USD)
8 / 10	Ochagavia 110->Tap Club Hipico 110 / Tap Santa Marta 110->Tap Maipu 110	800 (2x400) / 1260 (2x630)	806 (1x806) / 800 (2x400)	110.675
8 / 4 /10	Ochagavia 110->Tap Club Hipico 110 / Tap Maipu 110->Tap Lo Valledor 110 / Tap Santa Marta 110->Tap Maipu 110	800 (2x400) / 1260 (2x630) / 1260 (2x630)	806 (1x806) / 806 (1x806) / 800 (2x400)	542.674
4 / 10	Tap Maipu 110->Tap Lo Valledor 110 / Tap Santa Marta 110->Tap Maipu 110	1260 (2x630) / 1260 (2x630)	806 (1x806) / 800 (2x400)	518.950
8 / 4	Ochagavia 110->Tap Club Hipico 110 / Tap Maipu 110->Tap Lo Valledor 110	800 (2x400) / 1260 (2x630)	806 (1x806) / 806 (1x806)	459.587

Se toma la combinación que ofrece el mayor ahorro en el VP del sistema, en este caso es la combinación de los tramos 8, 4 y 10, toda vez que todas las combinaciones de la Tabla 10-3 superaron las pruebas de verificaciones señaladas en el capítulo 6.2 de este informe.

10.2.2 Optimización de Enlaces Radiales (Tramos y Transformadores)

Los enlaces radiales se hacen por separado de la red enmallada. Esto se debe a que, independientemente de lo que se debe hacer en el anillo, en un enlace radial se debe servir directamente a la carga. Además, cada enlace radial se puede optimizar de forma independiente al resto de enlaces radiales.

La optimización de los enlaces radiales se realizó en 3 pasos:

1. Pre-selección Técnica: Se consideró el peor caso de flujo para cada conductor y para cada transformador. Cuando se optimizaba o se disminuía el tamaño de los conductores o los transformadores, la capacidad de la nueva opción debía poder soportar el flujo del peor caso, incluso en condiciones de contingencia simple. La contingencia simple se refiere a situaciones donde una línea de doble circuito funciona como un circuito sencillo debido a la salida de uno de sus circuitos o cuando sale de servicio el transformador de mayor capacidad en una subestación y el resto asume la carga.

   Como resultado de este análisis se encontraron 58 conductores y 6 transformadores que se consideran "optimizables". Dependiendo del factor de utilización (máximo), un conductor o

un transformador puede tener una o más opciones de reducción. Se encontraron un total de 171 opciones de reducción.

2. Filtrado con la Valoración Económica: Cada una de las 171 opciones es evaluada económicamente mediante el cálculo del VP. Sólo aquellas que resultan con una reducción neta del VP se toman en cuenta posteriormente en el paso 3. Las tablas 10-4 y 10-5 se indican las opciones que pasaron la prueba de VP.

Tabla 10-4: Tramos Radiales que pueden ser Optimizables

Nombre del Tramo Radial	Capacidad Actual MVA	Capacidad Optimizada MVA
Cerro Navia Chilectra 110->Tap San Pablo 110 I&II	382	324
	382	259
	382	206
	382	191
	382	172
Renca 110->Tap Carrascal 110 I&II	518	382
	518	324
	518	259
Tap Altamirano 110->Renca 110 I&II	518	404
	518	382
Tap Andes 110->Andes 110 I&II	259	191
	259	172
	259	107
Tap Carrascal 110->(Ei1) Tap Carrascal-Brasil-110 I&II	382	324
	382	259
	382	206
	382	191
	382	172
Tap Chacabuco 110->Chacabuco 110 I&II	383	324
	383	259
	383	206
	383	191
Tap Club Hipico 110->Club Hipico 110 I&II	206	191
	206	172
Tap El Manzano 220->El Manzano 220 I&II	330	214
Tap La Cisterna 110->La Cisterna 110 I&II	259	206
	259	191
	259	172
Tap La Reina 110->La Reina 110 I&II	259	191
	259	172
Tap Las Acacias 110->Las Acacias 110 I&II	259	191
	259	172

Nombre del Tramo Radial	Capacidad Actual MVA	Capacidad Optimizada MVA
	259	107
Tap Macul 110->Macul 110 I&II	259	206
	259	191
	259	172
Tap Maipu 110->Maipu 110 I&II	259	191
Tap Pajaritos 110->Pajaritos 110 I&II	259	206
	259	191
	259	172
Tap Pudahuel 110->Pudahuel 110 I&II	259	191
	259	172
	259	107
Tap Quilicura 110->Quilicura 110 I&II	259	191
	259	172
Tap San Pablo 110->San Pablo 110 I&II	165	107
Tap Santa Elena 110->Santa Elena 110 I&II	259	191
Tap Santa Marta 110->Santa Marta 110 I&II	259	191
	259	172
Tap Santa Raquel 110->Santa Raquel 110 I&II	259	206
	259	191
	259	172
	259	107

Tabla 10-5: Transformadores Radiales que pueden ser Optimizables

Nombre del Transformador (RADIAL)	Capacidad Actual MVA	Capacidad Optimizada MVA
La Dehesa 110->La Dehesa 023 I	50	37,5
	50	20
Lo Boza 110->Lo Boza 023	50	37,5
	50	20
Malloco 110->Malloco 023 II	50	37,5
Pajaritos 110->Pajaritos 023	50	37,5
	50	20
Quilicura 110->Quilicura 023	50	37,5

3. Filtrado Final en Power Factory: El flujo de potencia AC se utiliza para comprobar si las opciones que figuran en las tablas 10-4 y 10-5 son aceptables desde el punto de vista de seguridad y calidad de servicio. El número de combinaciones posibles que surgen de las tablas 10-4 y 10-5 es muy grande. Sin embargo, debido a que el flujo de potencia de los circuitos radiales desde distintos puntos del anillo es independiente uno de otro, se pueden cambiar varios enlaces radiales de forma simultánea y analizar el flujo de potencia AC. Por

lo tanto, sólo fueron consideradas unas pocas combinaciones "de interés", como se observa en la Tabla 10-6. En dicha Tabla hay 6 combinaciones mostradas, desde la 0 (sistema con las capacidades actuales) hasta la 5 (sistema con las capacidades mínimas que pueden soportar los enlaces optimizables).

Tabla 10-6: Combinaciones de Optimización Enlaces Radiales

	Combinaciones de Optimización de Enlaces Radiales					
Nombre del Enlace Radial	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**
Cerro Navia Chilectra 110->Tap San Pablo 110	MVA=382	MVA=324	MVA=259	MVA=206	MVA=191	MVA=172
Renca 110->Tap Carrascal 110	518	382	324	259	259	259
Tap Altamirano 110->Renca 110	518	404	382	382	382	382
Tap Andes 110->Andes 110	259	191	172	107	107	107
Tap Carrascal 110->(Ei1) Tap Carrascal-Brasil-110	382	324	259	206	191	172
Tap Chacabuco 110->Chacabuco 110	383	324	259	206	191	191
Tap Club Hipico 110->Club Hipico 110	206	191	172	172	172	172
Tap El Manzano 220->El Manzano 220	330	214	214	214	214	214
Tap La Cisterna 110->La Cisterna 110	259	206	191	172	172	172
Tap La Reina 110->La Reina 110	259	191	172	172	172	172
Tap Las Acacias 110->Las Acacias 110	259	191	172	107	107	107
Tap Macul 110->Macul 110	259	206	191	172	172	172
Tap Maipu 110->Maipu 110	259	191	191	191	191	191
Tap Pajaritos 110->Pajaritos 110	259	206	191	172	172	172
Tap Pudahuel 110->Pudahuel 110	259	191	172	107	107	107
Tap Quilicura 110->Quilicura 110	259	191	172	172	172	172
Tap San Pablo 110->San Pablo 110	165	107	107	107	107	107
Tap Santa Elena 110->Santa Elena 110	259	191	191	191	191	191
Tap Santa Marta 110->Santa Marta 110	259	191	172	172	172	172
Tap Santa Raquel 110->Santa Raquel 110	259	206	191	172	107	107
La Dehesa 110->La Dehesa 023 I	50	37,5	20	20	20	20
Lo Boza 110->Lo Boza 023	50	37,5	20	20	20	20
Malloco 110->Malloco 023 II	50	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5
Pajaritos 110->Pajaritos 023	50	37,5	20	20	20	20
Quilicura 110->Quilicura 023	50	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5

Del análisis en contingencia se encontró que los enlaces radiales correspondientes a Tap Santa Elena 110->Santa Elena 110 y Tap Carrascal-Brasil-110, no pasaron la prueba de seguridad, porque superaban el límite térmico en los escenarios con Renca y sin Renca.

- Para el caso del Tap Santa Elena existía una violación de los límites de seguridad para los casos del 1 a 5, lo cual significa que el tramo Tap Santa Elena 110->Santa Elena 110 no es optimizable.
- Para el caso del tramo Tap Carrascal – Brasil 110 se encontró una violación de los límites de seguridad en Caso 5. Lo anterior significa que dicho tramo sólo puede ser reducido de 2x800

mm^2 (caso 0) hasta 1x400mm2 (Caso 4), y no a la mínima alternativa de 1x330 mm^2 (Caso5).

Al calcular el ahorro en el Valor Presente para cada uno de los tramos radiales resultantes del proceso de optimización, el resultado es el siguiente:

Tabla 10-7: Ahorros en el VP para los Tramos Radiales

Nombre del Tramo	Conductor Actual (mm^2)	Nuevo Conductor (mm^2)	Ahorro en VP con Nuevo Conductor (USD)
Cerro Navia Chilectra 110->Tap San Pablo 110 I	2x400	1x330	458.728
Renca 110->Tap Carrascal 110 I	2x630	1x806	8.459
Tap Altamirano 110->Renca 110 I	2x630	2x400	16.688
Tap Andes 110->Andes 110 I	1x630	1x330	335
Tap Carrascal 110->(Ei1) Tap Carrascal-Brasil-110 I	2x400	1x400	737.717
Tap Chacabuco 110->Chacabuco 110 I	2x400	1x400	410.798
Tap Club Hipico 110->Club Hipico 110 I	1x218	1x330	23.330
Tap El Manzano 220->El Manzano 220 I	1x315	1x160	1.165
Tap La Cisterna 110->La Cisterna 110 I	1x630	1x330	153.860
Tap La Reina 110->La Reina 110 I	1x630	1x330	247.710
Tap Las Acacias 110->Las Acacias 110 I	1x630	1x330	331
Tap Macul 110->Macul 110 I	1x630	1x330	33.941
Tap Maipu 110->Maipu 110 I	1x630	1x400	21
Tap Pajaritos 110->Pajaritos 110 I	1x630	1x330	200.762
Tap Pudahuel 110->Pudahuel 110 I	1x630	1x330	248
Tap Quilicura 110->Quilicura 110 I	1x630	1x330	1.842
Tap San Pablo 110->San Pablo 110 I	1x315	1x160	13.391
Tap Santa Marta 110->Santa Marta 110 I	1x630	1x330	189.665
Tap Santa Raquel 110->Santa Raquel 110 I	1x630	1x160	744.137

Para el caso de los transformadores optimizables, la variación del VP dio como resultado el siguiente:

Tabla 10-8: VP de los Transformadores Radiales Optimizables

Nombre del Transformador	Capacidad Actual (MVA)	Capacidad Nueva (MVA)	Ahorro en VP con Nuevo Conductor (USD)
Costanera 110->Costanera 012	25	20	- 32.592
La Dehesa 110->La Dehesa 023 I	50	20	543.475
Lo Boza 110->Lo Boza 023	50	20	612.228
Malloco 110->Malloco 023 II	50	37,5	194.860
Pajaritos 110->Pajaritos 023	50	20	541.066
Quilicura 110->Quilicura 023	50	37,5	240.694

Como se puede observar de la tabla anterior, al reducir la capacidad del Transformador Costanera 110->Costanera 012, da un aumento neto del VP en vez de un ahorro, lo que implica que económicamente no es optimizable.

En resumen, la sección de conductor óptima de los tramos de línea optimizables se seleccionó como aquella que minimizaba el VP de las redes del sistema de subtransmisión, entre aquellas secciones y capacidades que superaron las pruebas técnicas de suficiencia, seguridad y calidad del servicio. Finalmente, para la red optimizada, la reducción en el valor presente de costos de inversión y de operación del sistema frente al sistema prescindido es de USD 5.918.127.

A continuación en las Tablas 10-9 y 10-10 se muestras los tramos que en definitiva resultaron optimizados:

Tabla 10-9: Tramos de líneas optimizados

Nombre del Tramo	Conductor actual (mm2)	Conductor optimizado (mm2)
Cerro Navia Chilectra 110->Tap San Pablo 110	2x400	1x330
Renca 110->Tap Carrascal 110	2x630	1x806
Tap Altamirano 110->Renca 110	2x630	2x400
Tap Andes 110->Andes 110	1x630	1x330
Tap Carrascal 110->(Ei1) Tap Carrascal-Brasil-110	2x400	1x400
Tap Chacabuco 110->Chacabuco 110	2x400	1x400
Tap Club Hipico 110->Club Hipico 110	1x218	1x330
Tap El Manzano 220->El Manzano 220	1x315	1x160
Tap La Cisterna 110->La Cisterna 110	1x630	1x330
Tap La Reina 110->La Reina 110	1x630	1x330
Tap Las Acacias 110->Las Acacias 110	1x630	1x330
Tap Macul 110->Macul 110	1x630	1x330
Tap Maipu 110->Maipu 110	1x630	1x400
Tap Pajaritos 110->Pajaritos 110	1x630	1x330
Tap Pudahuel 110->Pudahuel 110	1x630	1x330
Tap Quilicura 110->Quilicura 110	1x630	1x330

Tap San Pablo 110->San Pablo 110	1x315	1x160
Tap Santa Marta 110->Santa Marta 110	1x630	1x330
Tap Santa Raquel 110->Santa Raquel 110	1x630	1x160
Ochagavia 110->Tap Club Hípico 110	2x400	1x806
Tap Maipu 110->Tap Lo Valledor 110	2x630	1x806
Tap Santa Marta 110->Tap Maipu 110	2x630	2x400

Tabla 10-10: Tramos de transformación optimizados

Nombre del Transformador	Capacidad actual (MVA)	Capacidad optimizada (MVA)
La Dehesa 110->La Dehesa 023 I	50	20
Lo Boza 110->Lo Boza 023	50	20
Malloco 110->Malloco 023 II	50	37,5
Pajaritos 110->Pajaritos 023	50	20
Quilicura 110->Quilicura 023	50	37,5

10.3 Resultados del Análisis de Adaptabilidad

Finalmente, la etapa de adaptación consiste en identificar las instalaciones óptimas requeridas para satisfacer la demanda proyectada durante el horizonte de planificación y las exigencias de seguridad y calidad de servicio. Este proceso considera como punto de partida el sistema resultante de la etapa de optimización.

10.3.1 Tramos Radiales

La información de las líneas radiales que se pueden adaptar se obtuvo de los resultados de las pruebas de evaluación económica y de las pruebas de seguridad y calidad de servicio en PowerFactory.

En la Tabla 10-11 siguiente se muestran los resultados del proceso de adaptación de líneas radiales:

Tabla 10-11: Adaptación de Líneas Radiales

		Caso Base Optimizado			Caso Adaptado		
Nombre_Tramo	Año Entrada	Cantidad Circuitos	Tipo Conductor	Conductores x_fase &sección (mm2)	Cantidad Circuitos	Tipo Conductor	Conductores x_fase &sección (mm2)
Cementos Polpaico 110->Tap Batuco 110	2013	2	AAAC FLINT	1x375,4	2	AAC COREOPSIS	806

		Caso Base Optimizado			Caso Adaptado		
Nombre_Tramo	Año Entrada	Cantidad Circuitos	Tipo Conductor	Conductores x_fase &sección (mm2)	Cantidad Circuitos	Tipo Conductor	Conductores x_fase &sección (mm2)
Cerro Navia 110->Tap Batuco 110	2012	2	AAAC FLINT	1x375,4	2	AAAC	1x630
Las Vegas 110->Cementos Polpaico 110	2012	2	AAAC FLINT	1x375,4	2	AAC COREOPSIS	1x806
San Bernardo 110->Malloco 110	2010	1	CU	1x53	1	AAC COREOPSIS	1x806
Tap Altamirano 110->Altamirano 110	2011	2	CU	1x67	2	AAAC	1x330
Tap Las Vizcachas 110->Florida 110	2010	2	CU	1x107	2	AAAC	1x330
Tap Lo Boza 110->Lo Boza 110	2014	2	AAAC	1x160	2	AAAC	1x330
Tap Lo Valledor 110->Lo Valledor 110	2018	2	AAAC	1x160	2	AAAC	1x330
Tap Recoleta 110->Recoleta 110	2011	2	CU	1x67	2	AAAC	1x330
Tap San Bernardo 110->San Bernardo 110	2017	2	AAAC	1x315	2	AAC COREOPSIS	1x806
Tap San Jose 110->San Jose 110	2014	2	CU	1x67	2	AAAC	1x330
Tap Vitacura 110->Vitacura 110	2014	2	AAAC	1x500	2	AAC COREOPSIS	1x806

10.3.2 Subestaciones de Distribución Primaria

Los resultados de la adaptación de las subestaciones de distribución primaria se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 10-12: Adaptación de Subestaciones de Distribución Primaria

		Caso Base Optimizado	Caso Final
Nombre_Transformador	Año Entrada	Capacidad MVA	Capacidad MVA
Altamirano 110->Altamirano 12 III	2010	-	50
Costanera 110->Costanera 12 II	2010	-	20
La Reina 110 ->La Reina 12 I	2010	20	50
Lo Valledor 110 ->Lo Valledor 12 I	2010	25	50
Lord Cochrane 110/12 - 2 ->Lord Cochrane 110/12 - 2 II	2010	-	50
Quilicura 110 ->Quilicura 23 V	2010	-	20
Santa Marta 110 ->Santa Marta 23 IV	2010	-	20

		Caso Base Optimizado	Caso Final
Nombre_Transformador	Año Entrada	Capacidad MVA	Capacidad MVA
Apoquindo 110->Apoquindo 12 IV	2011	-	50
Recoleta 110 ->Recoleta 12 I	2011	25	50
San Joaquin 110 ->San Joaquin 12 II	2011	25	50
Chacabuco 110->Chacabuco 12 V	2012	-	25
Lo Boza 110 ->Lo Boza 12 II	2012	25	50
Maipú 110 ->Maipú 12 IV	2012	-	25
Santa Elena 110 ->Santa Elena 12 III	2012	25	50
Vitacura 110 ->Vitacura 12 V	2012	-	50
Andes 110 ->Andes 12 III	2013	-	25
Polpaico 110 ->Polpaico 23 II	2013	-	20
Chacabuco 110 ->Chacabuco 23 II	2013	-	37,5
La Cisterna 110 ->La Cisterna 12 I	2013	25	50
Santa Rosa Sur 110 ->Santa Rosa Sur 12 I	2013	25	50
Santa Rosa Sur 110 ->Santa Rosa Sur 12 II	2013	25	50
Curacaví 44 ->Curacaví 12 IV	2014	-	4
Los Domínicos 110 ->Los Domínicos 12 IV	2014	-	25
Malloco 110 ->Malloco 12 V	2015	-	20
Panamericana 110 ->Panamericana 12 IV	2015	-	25
San Cristóbal 110 ->San Cristóbal 12 V	2015	-	50
Santa Raquel 110 ->Santa Raquel 12 III	2015	25	50
La Dehesa 110 ->La Dehesa 12 I	2016	25	50
San Jose 110 ->San Jose 12 II	2016	25	50
Alonso de Cordova 110 ->Alonso de Cordova 12 IV	2017	20	50
Batuco 110 ->Batuco 23 III	2017	-	37,5
Club Hipico 110 ->Club Hipico 12 III	2017	25	50
Pajaritos 110 ->Pajaritos 12 V	2017	-	25
San Pablo 110 ->San Pablo 23 II	2017	-	37,5
Santa Marta 110 ->Santa Marta 12 V	2018	-	25
Ochagavía 110 ->Ochagavía 12 III	2019	-	50
Puente Alto 110 ->Puente Alto 12 III	2019	-	25
Quilicura 110 ->Quilicura 12 VI	2019	-	25
San Joaquin 110 ->San Joaquin 12 III	2019	22,4	25
Vitacura 110 ->Vitacura 12 VI	2019	-	20

10.3.3 Subestaciones de Interconexión

El análisis de adaptabilidad de subestaciones de interconexión y líneas enmalladas fue realizado en dos etapas como se explicó en el capítulo 6, primero, se determinarán las alternativas de expansión de las subestaciones de interconexión, y luego, para cada una de esas alternativas se establecerán alternativas de expansión en líneas.

En la Tabla 10-13 se muestran los factores de utilización proyectados. Adicionalmente, se ha incluido una última línea, denominada "Capacidad. Interconexión", en el que se muestra la evolución del factor de utilización de toda la capacidad instalada en transformadores de interconexión. Para este caso, este factor se determina como el máximo valor de las distintas condiciones de operación de la suma de las demandas de estas subestaciones dividido por la suma de sus capacidades. Equivale a considerar que el transporte tiene una capacidad infinita y que estos transformadores de interconexión actúan como un todo. Si bien el análisis debe hacerse equipo por equipo, el propósito de este factor de utilización global es establecer un indicador más para generar las alternativas de expansión en subestaciones 220/110 kV.

Tabla 10-13: Factores de utilización SS/EE de Interconexión

Subestación	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Alto Jahuel	71%	66%	72%	77%	79%	83%	90%	95%	99%	**106%**
Buin	72%	74%	79%	83%	88%	91%	96%	**101%**	**105%**	**108%**
Cerro Navia 1	82%	86%	92%	99%	**108%**	**111%**	**122%**	**128%**	**134%**	**139%**
Cerro Navia 2	92%	97%	**104%**	**112%**	**122%**	**125%**	**137%**	**144%**	**151%**	**156%**
Chena	96%	99%	**105%**	**112%**	**120%**	**124%**	**134%**	**141%**	**147%**	**153%**
El Salto	95%	**104%**	**134%**	**127%**	**129%**	**135%**	**135%**	**140%**	**146%**	**156%**
Los Almendros	87%	87%	93%	100%	**106%**	**111%**	**117%**	**121%**	**125%**	**127%**
Capacidad Interconexión	82%	84%	88%	93%	100%	**102%**	**111%**	**117%**	**123%**	**129%**

En la tabla 10-13 se han destacado aquellas subestaciones y el año en que la capacidad es superada y en consecuencia se debe incrementar la capacidad de transformación.

Nótese que la capacidad agregada recién es superada en el año 2015. No obstante, en términos de capacidades individuales, el transformador de El Salto se ve sobrecargado en el año 2011, en tanto que las subestaciones Cerro Navia y Chena se sobrecargan el 2012. La subestación El Salto pasa de una sobrecarga de 4% en 2011 a una de 34% en 2012. Ello se debe a que en las simulaciones se ha considerado operativa la obra de transformadores desfasadores del tramo Polpaico – Cerro Navia 220 del Plan de Obras Troncal.

Las alternativas factibles para dar solución a los problemas de sobrecarga que se presentan en el horizonte de planificación se indican en la tabla 10-14.

Tabla 10-14: Alternativas de Desarrollo en Subestaciones de Interconexión

Obra
Segundo transformador 400 MVA, 220/110 kV, S/E Chena
Tercer transformador 400 MVA, 220/110 kV, S/E Chena
Tercer transformador 400 MVA, 220/110 kV, S/E Cerro Navia
Segundo transformador 400 MVA, 220/110 kV, S/E Almendros
Segundo transformador 400 MVA, 220/110 kV, S/E El Salto
Tercer transformador 400 MVA, 220/110 kV, S/E El Salto
Segundo transformador 400 MVA, 220/110 kV, S/E Buin
Primer transformador nueva subestación Florida

Para solucionar el déficit del año 2011, se considerarán tres alternativas:

- Alternativa 2011-1: Ampliación S/E El Salto
- Alternativa 2011-2: Ampliación S/E Chena
- Alternativa 2011-3: Ampliación S/E Cerro Navia

En las tablas siguientes se muestra la evolución de los factores de utilización para todas las alternativas planteadas. Ellas han sido obtenidas simulando en el sistema los flujos que resultan para el resto del período de planificación luego de la incorporación de las obras contemplada en la alternativa correspondiente.

Tabla 10-15: Alternativa 2011-1, Ampliación S/E El Salto

Subestación	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Alto Jahuel	71%	64%	70%	75%	76%	80%	88%	92%	96%	**102%**
Buin	72%	73%	77%	82%	87%	88%	95%	99%	**103%**	**107%**
Cerro Navia 1	82%	83%	88%	96%	**105%**	**104%**	**118%**	**124%**	**129%**	**134%**
Cerro Navia 2	92%	93%	99%	**108%**	**118%**	**117%**	**132%**	**139%**	**146%**	**151%**
Chena	96%	97%	**102%**	**110%**	**118%**	**120%**	**131%**	**138%**	**144%**	**149%**
El Salto	95%	61%	80%	76%	78%	80%	80%	84%	87%	93%
Los Almendros	87%	81%	87%	95%	**100%**	**104%**	**111%**	**115%**	**118%**	**119%**
El Salto 2	-	61%	80%	76%	78%	80%	80%	84%	87%	93%
Capacidad Interconexión	82%	73%	77%	82%	87%	88%	97%	**102%**	**107%**	**113%**

Tabla 10-16: Alternativa 2011-2, Ampliación S/E Chena

Subestación	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019

Subestación	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Alto Jahuel	71%	61%	67%	71%	74%	77%	81%	87%	91%	97%
Buin	72%	63%	66%	69%	73%	72%	79%	83%	86%	89%
Cerro Navia 1	82%	78%	86%	92%	**101%**	89%	**113%**	**119%**	**125%**	**130%**
Cerro Navia 2	92%	87%	96%	**103%**	**114%**	**100%**	**127%**	**134%**	**140%**	**146%**
Chena 220	96%	73%	78%	83%	89%	87%	99%	**104%**	**109%**	**114%**
El Salto 220	95%	94%	**132%**	**123%**	**127%**	**131%**	**133%**	**137%**	**144%**	**153%**
Los Almendros	87%	82%	89%	95%	**101%**	**104%**	**111%**	**115%**	**118%**	**121%**
Chena 2	-	65%	70%	74%	80%	78%	88%	93%	97%	**101%**
Capacidad Interconexión	82%	73%	77%	82%	86%	84%	96%	**102%**	**107%**	**113%**

Tabla 10-17: Alternativa 2011-3, Ampliación S/E Cerro Navia

Subestación	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Alto Jahuel	71%	64%	70%	75%	76%	80%	87%	91%	96%	**102%**
Buin	72%	70%	74%	78%	83%	84%	90%	94%	98%	**101%**
Cerro Navia 1	82%	66%	72%	78%	85%	83%	95%	100%	**105%**	**108%**
Cerro Navia 2	92%	75%	81%	87%	95%	93%	**107%**	**112%**	**118%**	**122%**
Chena	96%	90%	95%	**102%**	**109%**	**111%**	**122%**	**128%**	**134%**	**139%**
El Salto	95%	91%	**131%**	**124%**	**127%**	**132%**	**129%**	**135%**	**142%**	**152%**
Los Almendros	87%	84%	90%	97%	**103%**	**106%**	**113%**	**117%**	**121%**	**123%**
Cerro Navia 3	-	63%	68%	74%	80%	79%	90%	95%	99%	**103%**
Capacidad Interconexión	82%	73%	77%	82%	87%	88%	97%	**102%**	**107%**	**113%**

De las alternativas planteadas, puede apreciarse que si bien todas ellas dan solución a la sobrecarga que se presentan el año 2011 en la subestación El Salto, claramente la alternativa 1, que es la de ampliar la propia S/E con sobrecarga, es la que da una solución sistémica integral, que permite que El Salto no vuelva a sobrecargarse dentro del período de planificación. En consecuencia, se opta por esta solución para conformar el plan base.

La próxima sobrecarga que se verifica corresponde a las subestaciones Chena y Cerro Navia en el año 2013. Para dar solución a esta sobrecarga, se plantean las siguientes dos alternativas:

- Alternativa 2013-1: Ampliación S/E Chena
- Alternativa 2013-2 : Ampliación S/E Cerro Navia

En las tablas siguientes se muestran los nuevos factores de utilización a partir del 2013, luego de simular los flujos de ambas alternativas.

Tabla 10-18: Alternativa 2013-1, Ampliación S/E Cerro Navia

Subestación	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Alto Jahuel	71%	64%	70%	73%	74%	79%	85%	89%	93%	99%
Buin	72%	73%	77%	77%	81%	83%	89%	93%	97%	100%
Cerro Navia 1	82%	83%	88%	75%	82%	78%	92%	97%	**101%**	**104%**
Cerro Navia 2	92%	93%	99%	84%	92%	88%	**104%**	**109%**	**114%**	**118%**
Chena	96%	97%	**102%**	**100%**	**107%**	**108%**	**120%**	**125%**	**131%**	**136%**
El Salto	95%	61%	80%	74%	76%	79%	78%	82%	85%	91%
Los Almendros	87%	81%	87%	92%	97%	**101%**	**107%**	**111%**	**114%**	**115%**
El Salto 2	-	61%	80%	74%	76%	79%	78%	82%	85%	91%
Cerro Navia 3	-	-	-	71%	78%	74%	88%	92%	96%	99%
Capacidad Interconexión	82%	73%	77%	73%	77%	77%	86%	91%	95%	**101%**

Tabla 10-19: Alternativa 2013-2, Ampliación S/E Chena

Subestación	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Alto Jahuel	71%	64%	70%	69%	72%	75%	80%	85%	89%	94%
Buin	72%	73%	77%	68%	72%	71%	78%	82%	85%	88%
Cerro Navia 1	82%	83%	88%	90%	98%	94%	**110%**	**115%**	**120%**	**125%**
Cerro Navia2	92%	93%	99%	**101%**	**111%**	**106%**	**123%**	**130%**	**135%**	**140%**
Chena	96%	97%	**102%**	82%	87%	85%	97%	**102%**	**107%**	**111%**
El Salto	95%	61%	80%	74%	76%	79%	79%	83%	86%	92%
Los Almendros	87%	81%	87%	91%	96%	99%	**106%**	**109%**	**112%**	**113%**
El Salto 2	-	61%	80%	74%	76%	79%	79%	83%	86%	92%
Chena 2	-	-	-	73%	78%	76%	87%	91%	95%	99%
Capacidad Interconexión	82%	73%	77%	73%	76%	76%	86%	90%	95%	**100%**

De las tablas anteriores, podemos apreciar que la solución de ampliar la S/E Cerro Navia presenta en el tiempo una mejor repartición de los flujos. En consecuencia, la solución base adoptada para el año 2013 es la incorporación de un tercer transformador en la subestación Cerro Navia.

Para los años que restan, hasta completar el período de planificación, las alternativas que se han planteado y las correspondientes tablas de los factores de utilización se presentan a continuación.

- Alternativa 2014-1 : Ampliación subestación Chena
- Alternativa 2014-2 : Ampliación subestación Almendros

Tabla 10-20: Alternativa 2014-1, Ampliación Subestación Chena

Subestación	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Alto Jahuel	71%	64%	70%	73%	70%	73%	77%	82%	87%	92%
Buin	72%	73%	77%	77%	68%	68%	74%	77%	80%	83%

Subestación	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Cerro Navia 1	82%	83%	88%	75%	76%	65%	83%	90%	95%	98%
Cerro Navia 2	92%	93%	99%	84%	85%	74%	94%	**102%**	**106%**	**110%**
Chena	96%	97%	**102%**	**100%**	80%	79%	88%	93%	98%	**102%**
El Salto	95%	61%	80%	74%	75%	77%	78%	81%	85%	90%
Los Almendros	87%	81%	87%	92%	93%	96%	**103%**	**106%**	**108%**	**110%**
El Salto 2	-	61%	80%	74%	75%	77%	78%	81%	85%	90%
Cerro Navia 3	-	-	-	71%	72%	62%	79%	86%	90%	93%
Chena 2	-	-	-	-	71%	70%	79%	83%	87%	91%
Capacidad Interconexión	82%	73%	77%	73%	68%	66%	76%	81%	86%	90%

Tabla 10-21: Alternativa 2014-2, Ampliación subestación Los Almendros

Subestación	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Alto Jahuel	71%	64%	70%	73%	70%	74%	80%	85%	89%	95%
Buin	72%	73%	77%	77%	80%	82%	88%	91%	95%	98%
Cerro Navia 1	82%	83%	88%	75%	80%	81%	90%	95%	99%	**103%**
Cerro Navia 2	92%	93%	99%	84%	90%	91%	**101%**	**106%**	**111%**	**115%**
Chena	96%	97%	**102%**	**100%**	**105%**	**108%**	**117%**	**123%**	**128%**	**133%**
El Salto	95%	61%	80%	74%	74%	76%	75%	78%	82%	88%
Los Almendros	87%	81%	87%	92%	63%	66%	69%	72%	74%	74%
El Salto 2	-	61%	80%	74%	74%	76%	75%	78%	82%	88%
Cerro Navia 3	-	-	-	71%	76%	77%	86%	90%	94%	97%
Almendros 2	-	-	-	-	55%	58%	61%	63%	65%	65%
Capacidad Interconexión	82%	73%	77%	73%	70%	71%	78%	82%	86%	91%

Para la senda base, se escoge la ampliación de S/E Chena.

- Alternativa 2016-1 : Ampliación subestación Almendros
- Alternativa 2016-2 : Ampliación subestación Buin

Tabla 10-22: Alternativa 2016-1, Ampliación Subestación Almendros

Subestación	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Alto Jahuel	71%	64%	70%	73%	70%	73%	73%	78%	82%	87%
Buin	72%	73%	77%	77%	68%	68%	73%	76%	79%	82%
Cerro Navia 1	82%	83%	88%	75%	76%	65%	84%	89%	93%	96%
Cerro Navia 2	92%	93%	99%	84%	85%	74%	95%	100%	**104%**	**108%**
Chena	96%	97%	**102%**	**100%**	80%	79%	87%	92%	96%	100%
El Salto	95%	61%	80%	74%	75%	77%	75%	78%	83%	86%
Los Almendros	87%	81%	87%	92%	93%	96%	67%	69%	71%	71%

Subestación	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
El Salto 2	-	61%	80%	74%	75%	77%	75%	78%	83%	86%
Cerro Navia 3	-	-	-	71%	72%	62%	80%	84%	88%	91%
Chena 2	-	-	-	-	71%	70%	78%	82%	86%	89%
Almendros 2	-	-	-	-	-	-	59%	61%	62%	63%
Capacidad Interconexión	82%	73%	77%	73%	68%	66%	70%	74%	78%	82%

Tabla 10-23: Alternativa 2016-2, Ampliación Subestación Buin

Subestación	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Alto Jahuel	71%	64%	70%	73%	70%	73%	76%	81%	85%	90%
Buin	72%	73%	77%	77%	68%	68%	50%	52%	54%	56%
Cerro Navia 1	82%	83%	88%	75%	76%	65%	84%	88%	93%	95%
Cerro Navia 2	92%	93%	99%	84%	85%	74%	94%	100%	**104%**	**107%**
Chena	96%	97%	**102%**	**100%**	80%	79%	84%	89%	93%	96%
El Salto	95%	61%	80%	74%	75%	77%	78%	81%	85%	90%
Los Almendros	87%	81%	87%	92%	93%	96%	**102%**	**106%**	**108%**	**109%**
El Salto 2		61%	80%	74%	75%	77%	78%	81%	85%	90%
Cerro Navia 3				71%	72%	62%	80%	84%	88%	91%
Chena 2					71%	70%	75%	79%	83%	86%
Buin 2							44%	46%	47%	49%
Capacidad Interconexión	82%	73%	77%	73%	68%	66%	70%	74%	78%	82%

Para efectos de la senda base, se elige la ampliación de la subestación Almendros.

- Alternativa 2018-1: Ampliación subestación Chena
- Alternativa 2018-2: Ampliación subestación Buin
- Alternativa 2018-3: Ampliación subestación El Salto

Tabla 10-24: Alternativa 2018-1, Ampliación subestación Chena

Subestación	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Alto Jahuel	71%	64%	70%	73%	70%	73%	73%	78%	79%	83%
Buin	72%	73%	77%	77%	68%	68%	73%	76%	69%	72%
Cerro Navia 1	82%	83%	88%	75%	76%	65%	84%	89%	88%	92%
Cerro Navia 2	92%	93%	99%	84%	85%	74%	95%	100%	99%	**104%**
Chena	96%	97%	**102%**	**100%**	80%	79%	87%	92%	76%	80%
El Salto	95%	61%	80%	74%	75%	77%	75%	78%	80%	87%
Los Almendros	87%	81%	87%	92%	93%	96%	67%	69%	68%	69%
El Salto 2	-	61%	80%	74%	75%	77%	75%	78%	80%	87%

Subestación	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Cerro Navia 3	-	-	-	71%	72%	62%	80%	84%	84%	88%
Chena 2	-	-	-	-	71%	70%	78%	82%	68%	71%
Almendros 2	-	-	-	-	-	-	59%	61%	60%	61%
Chena 3		-	-	-	-	-	-	-	68%	71%
Capacidad Interconexión	82%	73%	77%	73%	68%	66%	70%	74%	71%	75%

Tabla 10-25: Alternativa 2018-2: Ampliación Subestación Buin

Subestación	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Alto Jahuel	71%	64%	70%	73%	70%	73%	73%	78%	81%	86%
Buin	72%	73%	77%	77%	68%	68%	73%	76%	53%	55%
Cerro Navia 1	82%	83%	88%	75%	76%	65%	84%	89%	91%	93%
Cerro Navia 2	92%	93%	99%	84%	85%	74%	95%	100%	**102%**	**105%**
Chena	96%	97%	**102%**	**100%**	80%	79%	87%	92%	91%	94%
El Salto	95%	61%	80%	74%	75%	77%	75%	78%	82%	87%
Los Almendros	87%	81%	87%	92%	93%	96%	67%	69%	70%	70%
El Salto 2		61%	80%	74%	75%	77%	75%	78%	82%	87%
Cerro Navia 3				71%	72%	62%	80%	84%	86%	89%
Chena 2					71%	70%	78%	82%	81%	84%
Almendros 2							59%	61%	62%	62%
Buin 2									47%	48%
Capacidad Interconexión	82%	73%	77%	73%	68%	67%	70%	74%	72%	75%

Tabla 10-26: Alternativa 2018-3, Ampliación Subestación El Salto

Subestación	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Alto Jahuel	71%	64%	70%	73%	70%	73%	73%	78%	81%	86%
Buin	72%	73%	77%	77%	68%	68%	73%	76%	79%	81%
Cerro Navia 1	82%	83%	88%	75%	76%	65%	84%	89%	92%	94%
Cerro Navia 2	92%	93%	99%	84%	85%	74%	95%	100%	**103%**	**106%**
Chena	96%	97%	**102%**	**100%**	80%	79%	87%	92%	95%	99%
El Salto	95%	61%	80%	74%	75%	77%	75%	78%	58%	62%
Los Almendros	87%	81%	87%	92%	93%	96%	67%	69%	69%	69%
El Salto 2		61%	80%	74%	75%	77%	75%	78%	58%	62%
Cerro Navia 3				71%	72%	62%	80%	84%	87%	90%
Chena 2					71%	70%	78%	82%	85%	88%
Almendros 2							59%	61%	61%	61%
El Salto 3									58%	62%
Capacidad Interconexión	82%	73%	77%	73%	68%	67%	70%	74%	71%	75%

Para la senda base, se escoge la ampliación de Chena.

Se realizan las opciones de evolución de los factores de utilización para todas las alternativas que dan solución a los problemas de sobrecarga durante el horizonte de planificación. Sobre la base de los factores de utilización y de las obras de inversión planteadas para dar solución a los problemas de sobrecarga, se generará las alternativas de inversión. En consecuencia, el plan de expansión base de la transformación de interconexión es la siguiente:

Tabla 10-27: Plan Base de Ampliación de Subestaciones de Interconexión

Año	Obra
2010	
2011	Segundo transformador 400 MVA, 220/110 kV, S/E El Salto
2012	
2013	Tercer transformador 400 MVA, 220/110 kV, S/E Cerro Navia
2014	Segundo transformador 400 MVA, 220/110 kV, S/E Chena
2015	
2016	Segundo transformador 400 MVA, 220/110 kV, S/E Almendros
2017	
2018	Tercer transformador 400 MVA, 220/110 kV, S/E Chena
2019	

Tabla 10-28: Plan Alternativo de Expansión en Subestaciones de Interconexión

Año	Obra
2010	
2011	Segundo transformador 400 MVA, 220/110 kV, S/E El Salto
2012	
2013	Segundo transformador 400 MVA, 220/110 kV, S/E Chena
2014	Tercer transformador 400 MVA, 220/110 kV, S/E Cerro Navia
2015	
2016	Tercer transformador 400 MVA, 220/110 kV, S/E Chena
2017	
2018	Segundo transformador 400 MVA, 220/110 kV, S/E Almendros
2019	

10.3.4 Líneas Enmalladas

En la siguiente tabla se muestran los factores de utilización de líneas para el horizonte de planificación, para el caso base optimizado junto con la ampliación de las subestaciones de interconexión, operación con Renca y sin Renca y los periodos de invierno y verano.

Tabla 10-29: Factores de Utilización de Líneas

Tramo	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(Ei1) El Salto-San Cristobal-110->(Ei2) El Salto-San Cristobal-110 I										
Invierno										
Con Renca			67,2%	59,1%	57,1%	59,9%	60,5%	61,8%	63,2%	60,2%
Sin Renca			71,9%	68,8%	66,1%	73,4%	72,2%	71,0%	72,3%	71,9%
Verano										
Con Renca		69,0%	78,6%	75,7%	65,7%	61,0%	77,8%	69,6%	68,7%	66,6%
Sin Renca	53,1%	68,6%	82,8%	82,6%	70,9%	74,7%	84,1%	88,7%	81,0%	81,4%
(Ei1) Lo Espejo-Ochagavia-110->(Ei2) Lo Espejo-Ochagavia-110 I										
Invierno										
Con Renca									54,4%	57,2%
Sin Renca									54,3%	56,9%
Verano										
Con Renca							52,3%	55,2%	62,5%	65,7%
Sin Renca								53,4%	59,8%	64,1%
(Ei1) Tap Vitacura-Tap La Dehesa-110->Tap Vitacura 110 I										
Invierno										
Con Renca	68,3%	78,3%	97,1%	95,2%	105,9%	103,5%	98,3%	104,8%	112,0%	112,9%
Sin Renca	58,5%	73,5%	98,2%	92,1%	99,4%	102,7%	102,3%	99,8%	104,8%	108,7%
Verano										
Con Renca	72,1%	82,0%	89,6%	99,1%	110,3%	101,6%	106,5%	102,1%	104,4%	85,0%
Sin Renca	57,6%	75,2%	90,5%	99,6%	100,2%	111,1%	103,3%	113,9%	109,6%	110,3%
(Ei2) Lo Espejo-Ochagavia-110->Tap La Cisterna 110 I										
Invierno										
Con Renca					59,1%	62,6%	63,7%	66,9%	73,7%	77,5%
Sin Renca					58,2%	61,8%	62,4%	65,9%	73,5%	77,0%
Verano										
Con Renca				53,2%	66,1%	70,0%	70,8%	74,8%	84,6%	89,0%
Sin Renca				52,1%	63,2%	66,8%	68,4%	72,4%	80,9%	86,8%
(Ei2) Tap Vitacura-Tap La Dehesa-110->(Ei1) Tap Vitacura-Tap La Dehesa-110 I										
Invierno										

Tramo	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Con Renca	68,4%	78,5%	97,3%	95,4%	106,2%	103,7%	98,6%	105,0%	112,3%	113,2%
Sin Renca	58,6%	73,6%	98,5%	92,3%	99,7%	103,0%	102,6%	100,1%	105,0%	109,0%
Verano										
Con Renca	72,2%	82,2%	89,7%	99,3%	110,6%	101,7%	106,8%	102,3%	104,6%	85,1%
Sin Renca	57,6%	75,3%	90,6%	99,8%	100,4%	111,3%	103,5%	114,2%	109,8%	110,5%
(Ei3) El Salto-San Cristobal-110->San Cristobal 110 I										
Invierno										
Con Renca			66,9%	58,9%	56,9%	59,6%	60,3%	61,6%	62,9%	60,0%
Sin Renca			71,5%	68,5%	65,8%	73,0%	71,8%	70,6%	72,0%	71,5%
Verano										
Con Renca		68,7%	78,3%	75,4%	65,5%	60,8%	77,5%	69,3%	68,5%	66,3%
Sin Renca	53,0%	68,4%	82,5%	82,3%	70,7%	74,4%	83,7%	88,3%	80,6%	81,1%
Alto Jahuel 110->Tap Buin 110										
Invierno										
Con Renca	90,0%	94,8%	105,4%	108,4%	105,2%	107,6%	109,8%	114,2%	112,6%	115,8%
Sin Renca	90,1%	94,8%	105,8%	108,5%	105,4%	109,3%	109,9%	114,2%	112,6%	115,7%
Verano										
Con Renca	97,8%	111,5%	128,4%	129,9%	122,6%	126,9%	127,9%	132,5%	130,9%	135,5%
Sin Renca	99,5%	111,6%	128,0%	128,1%	122,5%	126,2%	127,5%	133,0%	130,6%	136,0%
Cementos Polpaico 110->Tap Batuco 110 I										
Verano										
Sin Renca				62,4%		60,8%				
Cerro Navia 110->Tap Batuco 110 I										
Verano										
Con Renca					52,3%	51,9%	53,1%	53,9%	55,2%	52,8%
Sin Renca					51,9%	52,1%	53,8%	53,9%	55,1%	52,8%
Cerro Navia Chilectra 110->Tap Lo Boza 110 I										
Verano										
Con Renca					52,6%	54,4%	55,2%	55,7%	59,3%	58,7%
Sin Renca										53,1%
Chena 110->Lo Espejo 110 I										
Invierno										
Con Renca					55,1%	57,7%	61,4%	63,8%	74,1%	78,4%
Sin Renca							56,1%	58,9%	70,0%	73,9%
Verano										
Con Renca					60,4%	65,3%	66,5%	70,0%	86,2%	90,8%
Sin Renca					57,0%	61,1%	62,9%	66,7%	81,4%	87,4%
FFCC Lo Espejo 110->Ochagavia 110 I										

Tramo	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Invierno										
Con Renca								55,5%	61,8%	65,0%
Sin Renca								54,5%	61,6%	64,6%
Verano										
Con Renca					54,4%	57,6%	57,8%	61,2%	70,3%	74,0%
Sin Renca						54,5%	55,4%	58,8%	66,7%	71,8%
Las Vegas 110->Cementos Polpaico 110 I										
Invierno										
Sin Renca				57,7%						
Verano										
Con Renca			52,0%	55,5%			52,6%			
Sin Renca			57,4%	74,6%	54,2%	73,4%	56,3%	56,2%		
Lo Espejo 110->(Ei1) Lo Espejo-Ochagavia-110 I										
Invierno										
Con Renca					59,2%	62,7%	63,8%	67,0%	73,8%	77,7%
Sin Renca					58,3%	61,9%	62,5%	66,0%	73,6%	77,2%
Verano										
Con Renca				53,3%	66,2%	70,1%	70,9%	74,9%	84,7%	89,1%
Sin Renca				52,1%	63,3%	66,9%	68,5%	72,5%	81,1%	87,0%
Los Almendros 110->Tap Andes 110 I										
Invierno										
Con Renca							53,9%	56,1%	56,2%	59,5%
Sin Renca							55,3%	57,3%	56,4%	58,7%
Verano										
Con Renca							59,2%	56,2%	54,4%	54,1%
Sin Renca							59,2%	63,4%	60,3%	60,0%
Los Almendros 110->Tap Los Dominicos 110 I										
Verano										
Con Renca					53,6%	54,5%	65,0%	64,6%	62,7%	59,7%
Sin Renca							62,0%	61,5%	59,0%	58,5%
Ochagavia 110->Tap Club Hipico 110 I										
Verano										
Con Renca									54,7%	57,7%
Sin Renca										55,2%
San Cristobal 110->Tap Recoleta 110 I										
Invierno										
Con Renca			57,6%							
Sin Renca			65,7%	61,5%	56,8%	64,3%	59,2%	56,2%	58,0%	54,8%

Tramo	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Verano										
Con Renca			67,9%	67,3%	61,7%	59,9%	54,0%	58,6%		
Sin Renca			73,3%	71,1%	56,8%	58,4%	60,0%	59,7%	55,8%	
Tap Andes 110->Tap La Reina 110 I										
Invierno										
Con Renca			53,7%				60,6%	63,0%	63,0%	66,1%
Sin Renca			57,2%	54,1%		53,7%	63,1%	64,9%	62,6%	65,0%
Verano										
Con Renca				54,7%			67,8%	61,3%	58,1%	56,1%
Sin Renca				57,1%			65,8%	70,8%	65,7%	64,3%
Tap Buin 110->Tap La Pintana 110 I										
Verano										
Con Renca			57,5%	58,2%	55,0%	56,9%	57,3%	59,4%	58,7%	60,7%
Sin Renca			57,4%	57,4%	54,9%	56,6%	57,2%	59,6%	58,6%	60,9%
Tap Chena 220->Chena 220 I										
Invierno										
Con Renca									53,9%	57,8%
Sin Renca									54,3%	57,5%
Verano										
Con Renca								52,9%	70,5%	74,6%
Sin Renca								53,2%	70,7%	75,1%
Tap Club Hipico 110->Tap San Joaquin 110 I										
Invierno										
Con Renca					58,6%	62,3%	60,5%	63,5%	74,5%	78,7%
Sin Renca					56,6%	60,5%	57,6%	61,2%	74,1%	77,6%
Verano										
Con Renca					57,2%	60,7%	57,4%	61,3%	78,2%	82,6%
Sin Renca						53,5%	51,9%	55,8%	69,9%	77,6%
Tap La Cisterna 110->FFCC Lo Espejo 110 I										
Invierno										
Con Renca								55,8%	62,1%	65,3%
Sin Renca								54,8%	61,9%	64,9%
Verano										
Con Renca					54,6%	57,9%	58,1%	61,5%	70,6%	74,3%
Sin Renca						54,8%	55,7%	59,1%	67,0%	72,2%
Tap Las Vizcachas 110->Florida 110 I										
Verano										
Con Renca	60,5%	59,4%	58,9%	58,3%	57,8%	57,2%	56,6%	56,0%	55,5%	54,9%

Tramo	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Sin Renca	60,5%	59,4%	58,9%	58,3%	57,8%	57,2%	56,6%	56,0%	55,5%	54,9%
Tap Lo Boza 110->Tap Quilicura 110 I										
Verano										
Con Renca					56,6%	58,3%	58,5%	58,2%	62,2%	60,4%
Sin Renca									52,0%	52,9%
Tap Macul 110->Tap Santa Elena 110 I										
Verano										
Con Renca	54,0%	63,5%	66,2%	61,3%			52,4%	53,4%		
Sin Renca	54,0%	63,6%	64,3%	64,5%			54,9%	56,2%		
Tap Pudahuel 110->Tap San Jose 110 I										
Invierno										
Con Renca	63,2%	60,5%	60,6%	67,2%	60,6%	61,8%	66,9%	67,4%	57,6%	61,6%
Verano										
Con Renca	64,0%	64,4%	61,2%	71,4%	67,6%	65,9%	70,0%	72,9%	63,0%	59,0%
Sin Renca				62,9%		52,9%	52,2%	56,2%		
Tap San Bernardo 110->Tap Las Acacias 110 I										
Invierno										
Con Renca	53,9%									
Sin Renca	53,9%									
Verano										
Con Renca	56,3%	55,9%	60,5%	57,0%						
Sin Renca	56,1%	55,9%	60,4%	56,6%						
Tap San Jose 110->Tap Pajaritos 110 I										
Invierno										
Con Renca	75,5%	72,1%	69,9%	79,7%	68,0%	68,6%	75,0%	74,6%	59,8%	63,8%
Sin Renca				56,6%						
Verano										
Con Renca	75,4%	75,2%	69,5%	83,6%	73,3%	69,6%	77,7%	81,0%	61,0%	53,6%
Sin Renca				67,8%				52,4%		
Tap Santa Raquel 110->Florida 110 I										
Invierno										
Con Renca			54,8%	55,3%						
Sin Renca			55,2%	55,3%						
Verano										
Con Renca		60,1%	71,9%	70,7%	60,9%	62,2%	60,1%	61,5%	56,8%	58,0%
Sin Renca		60,1%	71,6%	69,0%	60,7%	61,5%	59,7%	62,0%	56,5%	58,5%
Tap Santa Rosa Sur 110->Tap Santa Raquel 110 I										
Invierno										

Tramo	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Con Renca	60,4%	64,2%	69,8%	71,1%	66,1%	66,7%	67,0%	69,3%	65,8%	66,8%
Sin Renca	60,6%	63,1%	70,2%	71,1%	66,3%	68,4%	67,1%	69,3%	65,8%	66,7%
Verano										
Con Renca	65,3%	76,3%	89,8%	89,6%	80,6%	83,0%	81,9%	84,5%	80,8%	83,2%
Sin Renca	65,6%	76,3%	89,5%	87,8%	80,5%	82,3%	81,5%	84,9%	80,5%	83,6%

Como se señaló en el capítulo 6, para cada tramo sobrecargado existen uno o más conductores que cumplen con las necesidades de potencia requeridas. Además, no necesariamente el tramo debe reforzarse en el año que se sobrecarga ya que la variación del valor presente del costo de falla y pérdidas puede ser insuficiente para compensar la variación del valor presente de la anualidad de inversión y cosos de operación, mantenimiento y administración. A continuación se muestran todas las alternativas que se probaron para los tramos sobrecargados, pudiendo ser de 1 a 4.

Tabla 10-30: Adaptabilidad Red Enmallada - Alternativa 1

Nombre Tramo	Operación	Conductor Base Optimizado (mm2)	Nuevo Conductor (mm2)	Año Entrada
Alto Jahuel 110->Tap Buin 110	Sin Renca	1x330	1x630	2010
Tap La Dehesa 110->(Ei2) Tap Vitacura-Tap La Dehesa-110	Sin Renca	1x400	2x630	2010
Chena 110->Lo Espejo 110	Con Renca	2x400	2x517	2014
Tap Santa Rosa Sur 110->Tap Santa Raquel 110	Con Renca	1x330	1x806	2010
Lo Espejo 110->(Ei1) Lo Espejo-Ochagavia-110	Con Renca	2x400	2x517	2013
(Ei2) Lo Espejo-Ochagavia-110->Tap La Cisterna 110	Con Renca	2x400	2x517	2013
(Ei1) El Salto-San Cristobal-110->(Ei2) El Salto-San Cristobal-110	Sin Renca	1x400	2x400	2010
(Ei3) El Salto-San Cristobal-110->San Cristobal 110	Sin Renca	1x400	2x400	2010
Tap San Jose 110->Tap Pajaritos 110	Con Renca	1x178	1x630	2010
Tap Club Hipico 110->Tap San Joaquin 110	Con Renca	1x315	1x806	2014
Tap Chena 220->Chena 220	Sin Renca	1x630	2x400	2017
Las Vegas 110->Cementos Polpaico 110	Sin Renca	1x400	1x806	2012
Tap La Cisterna 110->FFCC Lo Espejo 110	Con Renca	2x400	2x517	2014
FFCC Lo Espejo 110->Ochagavia 110	Con Renca	2x400	2x517	2014
San Cristobal 110->Tap Recoleta 110	Sin Renca	1x159	1X330	2012
Tap Pudahuel 110->Tap San Jose 110	Con Renca	1x508	1x806	2010
Tap Santa Raquel 110->Florida 110	Con Renca	1X330	1x630	2011
Tap Andes 110->Tap La Reina 110	Sin Renca	1x152	1x218 (Alta Capacidad)	2012
Cerro Navia 110->Tap Batuco 110	Con Renca	1x375	1x218 (Alta Capacidad)	2014
Tap Macul 110->Tap Santa Elena 110	Con Renca	1x315	1x630	2010
(Ei1) Lo Espejo-Ochagavia-110->(Ei2) Lo Espejo-Ochagavia-110	Con Renca	2x630	2x517	2016
Los Almendros 110->Tap Los Dominicos 110	Con Renca	2x400	2x630	2014
Los Almendros 110->Tap Andes 110	Sin Renca	1x400	1x630	2016
Cementos Polpaico 110->Tap Batuco 110	Sin Renca	1x400	1x630	2013

Nombre Tramo	Operación	Conductor Base Optimizado (mm2)	Nuevo Conductor (mm2)	Año Entrada
Tap Lo Boza 110->Tap Quilicura 110	Con Renca	2x400	2x630	2014
Tap Buin 110->Tap La Pintana 110	Sin Renca	2x400	2x630	2012
Tap Las Vizcachas 110->Florida 110	Con Renca	1x107	1x160	2010
Tap San Bernardo 110->Tap Las Acacias 110	Con Renca	1x406	1x630	2010
Cerro Navia Chilectra 110->Tap Lo Boza 110	Con Renca	2x630	2x517	2014
Ochagavia 110->Tap Club Hipico 110	Con Renca	1x806	2x400	2018

Tabla 10-31: Adaptabilidad Red Enmallada - Alternativa 2

Nombre Tramo	Operación	Conductor Base Optimizado (mm2)	Nuevo Conductor (mm2)	Año Entrada
Alto Jahuel 110->Tap Buin 110	Sin Renca	1X330	1x806	2010
Tap La Dehesa 110->(Ei2) Tap Vitacura-Tap La Dehesa-110	Sin Renca	1x400	2x517	2010
(Ei1) Tap Vitacura-Tap La Dehesa-110->Tap Vitacura 110	Sin Renca	1x400	2x517	2010
Chena 110->Lo Espejo 110	Con Renca	2x400	2x517	2015
Tap Santa Rosa Sur 110->Tap Santa Raquel 110	Con Renca	1X330	2x400	2010
Lo Espejo 110->(Ei1) Lo Espejo-Ochagavia-110	Con Renca	2x400	2x517	2014
(Ei2) Lo Espejo-Ochagavia-110->Tap La Cisterna 110	Con Renca	2x400	2x517	2014
(Ei1) El Salto-San Cristobal-110->(Ei2) El Salto-San Cristobal-110	Sin Renca	1x400	2x218 (Alta Capacidad)	2010
(Ei3) El Salto-San Cristobal-110->San Cristobal 110	Sin Renca	1x400	2x218 (Alta Capacidad)	2010
Tap San Jose 110->Tap Pajaritos 110	Con Renca	1x178	1x806	2010
Tap Club Hipico 110->Tap San Joaquin 110	Con Renca	1x315	2x400	2014
Tap Chena 220->Chena 220	Sin Renca	1x630	2x218 (Alta Capacidad)	2017
Las Vegas 110->Cementos Polpaico 110	Sin Renca	1x400	2x400	2012
Tap La Cisterna 110->FFCC Lo Espejo 110	Con Renca	2x400	2x517	2015
FFCC Lo Espejo 110->Ochagavia 110	Con Renca	2x400	2x517	2015
San Cristobal 110->Tap Recoleta 110	Sin Renca	1x159	1x400	2012
Tap Pudahuel 110->Tap San Jose 110	Con Renca	1x508	2x400	2010
Tap Santa Raquel 110->Florida 110	Con Renca	1X330	1x806	2011
Tap Andes 110->Tap La Reina 110	Sin Renca	1x152	1x630	2012
Cerro Navia 110->Tap Batuco 110	Con Renca	1x375	1x630	2014

Nombre Tramo	Operación	Conductor Base Optimizado (mm2)	Nuevo Conductor (mm2)	Año Entrada
Tap Macul 110->Tap Santa Elena 110	Con Renca	1x315	1x806	2010
(Ei1) Lo Espejo-Ochagavia-110->(Ei2) Lo Espejo-Ochagavia-110	Con Renca	2x630	2x517	2017
Los Almendros 110->Tap Los Dominicos 110	Con Renca	2x400	2x630	2015
Los Almendros 110->Tap Andes 110	Sin Renca	1x400	1x806	2016
Cementos Polpaico 110->Tap Batuco 110	Sin Renca	1x400	1x806	2013
Tap Lo Boza 110->Tap Quilicura 110	Con Renca	2x400	2x630	2015
Tap Buin 110->Tap La Pintana 110	Sin Renca	2x400	2x630	2013
Tap Las Vizcachas 110->Florida 110	Con Renca	1x107	1X330	2010
Tap San Bernardo 110->Tap Las Acacias 110	Con Renca	1x406	1x806	2010
Cerro Navia Chilectra 110->Tap Lo Boza 110	Con Renca	2x630	2x517	2015
Ochagavia 110->Tap Club Hipico 110	Con Renca	1x806	2x218 (Alta Capacidad)	2018

Tabla 10-32: Adaptabilidad Red Enmallada – Alternativa 3

Nombre Tramo	Operación	Conductor Base Optimizado (mm2)	Nuevo Conductor (mm2)	Año Entrada
Cerro Navia 110->Tap Batuco 110	Con Renca	1x375	1x218 (Alta Capacidad)	2015
Los Almendros 110->Tap Los Dominicos 110	Con Renca	2x400	2x517	2014
Tap Buin 110->Tap La Pintana 110	Sin Renca	2x400	2x517	2012
Tap San Bernardo 110->Tap Las Acacias 110	Con Renca	1x406	1x630	2011
Ochagavia 110->Tap Club Hipico 110	Con Renca	1x806	2x400	2019

Tabla 10-33: Adaptabilidad Red Enmallada - Alternativa 4

Nombre Tramo	Operación	Conductor Base Optimizado (mm2)	Nuevo Conductor (mm2)	Año Entrada
Cerro Navia 110->Tap Batuco 110	Con Renca	1x375	1x630	2015
Los Almendros 110->Tap Los Dominicos 110	Con Renca	2x400	2x517	2015

Tap Buin 110->Tap La Pintana 110	Sin Renca	2x400	2x517	2013
Tap San Bernardo 110->Tap Las Acacias 110	Con Renca	1x406	1x806	2011
Ochagavia 110->Tap Club Hipico 110	Con Renca	1x806	2x218 (Alta Capacidad)	2019

Posteriormente se procede con la valoración económica de las opciones de adaptación, donde se seleccionan las alternativas con el menor VP, para cada tramo. Finalmente, las mejores alternativas son presentadas en la siguiente tabla:

Tabla 10-34: Adaptabilidad Red Enmallada

Nombre Tramo	Operación	Conductor Base (mm2)	Nuevo Conductor (mm2)	Año Entrada
Alto Jahuel 110->Tap Buin 110	Sin Renca	1x330	1x806	2010
Tap La Dehesa 110->(Ei2) Tap Vitacura-Tap La Dehesa-110	Sin Renca	1x400	2x630	2010
(Ei1) Tap Vitacura-Tap La Dehesa-110->Tap Vitacura 110	Sin Renca	1x400	2x630	2010
Chena 110->Lo Espejo 110	Con Renca	2x400	2x517	2014
Tap Santa Rosa Sur 110->Tap Santa Raquel 110	Con Renca	1x330	1x806	2010
Lo Espejo 110->(Ei1) Lo Espejo-Ochagavia-110	Con Renca	2x400	2x517	2013
(Ei2) Lo Espejo-Ochagavia-110->Tap La Cisterna 110	Con Renca	2x400	2x517	2013
(Ei1) El Salto-San Cristobal-110->(Ei2) El Salto-San Cristobal-110	Sin Renca	1x400	2x400	2010
(Ei3) El Salto-San Cristobal-110->San Cristobal 110	Sin Renca	1x400	2x400	2010
Tap San Jose 110->Tap Pajaritos 110	Con Renca	1x178	1x630	2010
Tap Club Hipico 110->Tap San Joaquin 110	Con Renca	1x315	1x806	2014
Tap Chena 220->Chena 220	Sin Renca	1x630	2x400	2017
Las Vegas 110->Cementos Polpaico 110	Sin Renca	1x400	1x806	2012
Tap La Cisterna 110->FFCC Lo Espejo 110	Con Renca	2x400	2x517	2014
FFCC Lo Espejo 110->Ochagavia 110	Con Renca	2x400	2x517	2014
San Cristobal 110->Tap Recoleta 110	Sin Renca	1x159	1x330	2012
Tap Pudahuel 110->Tap San Jose 110	Con Renca	1x508	1x806	2010
Tap Santa Raquel 110->Florida 110	Con Renca	1x330	1x806	2011
Tap Andes 110->Tap La Reina 110	Sin Renca	1x152	1x630	2012
Cerro Navia 110->Tap Batuco 110	Con Renca	1x375	1x630	2015
Tap Macul 110->Tap Santa Elena 110	Con Renca	1x315	1x630	2010
(Ei1) Lo Espejo-Ochagavia-110->(Ei2) Lo Espejo-Ochagavia-110	Con Renca	2x630	2x517	2016
Los Almendros 110->Tap Los Dominicos 110	Con Renca	2x400	2x630	2014
Los Almendros 110->Tap Andes 110	Sin Renca	1x400	1x630	2016
Cementos Polpaico 110->Tap Batuco 110	Sin Renca	1x400	1x630	2013
Tap Lo Boza 110->Tap Quilicura 110	Con Renca	2x400	2x630	2014

Nombre Tramo	Operación	Conductor Base (mm2)	Nuevo Conductor (mm2)	Año Entrada
Tap Buin 110->Tap La Pintana 110	Sin Renca	2x400	2x630	2012
Tap Las Vizcachas 110->Florida 110	Con Renca	1x107	1x330	2010
Tap San Bernardo 110->Tap Las Acacias 110	Con Renca	1x406	1x806	2010
Cerro Navia Chilectra 110->Tap Lo Boza 110	Con Renca	2x630	2x517	2014
Ochagavia 110->Tap Club Hipico 110	Con Renca	1x806	2x400	2018

Por último, se escogieron tres escenarios de expansión donde se incluyen los resultados de la optimización y la adapatación.

Escenario 1

Este escenario contempla:

- Adaptación líneas radiales (Tabla 10-11).
- Adaptación subestaciones de distribución primaria (Tabla 10-12).
- Plan base de ampliación de subestaciones de interconexión (Tabla 10-27).
- Adaptabilidad líneas enmalladas (Tabla 10-34).

Escenario 2

Este escenario contempla:

- Adaptación líneas radiales (Tabla 10-11). Se posterga un año la inversión.
- Adaptación subestaciones de distribución primaria (Tabla 10-12). Se posterga un año la inversión.
- Plan base de ampliación de subestaciones de interconexión (Tabla 10-27).
- Adaptabilidad líneas enmalladas (Tabla 10-34). Se posterga un año la inversión.

Escenario 3

Este escenario contempla:

- Adaptación líneas radiales (Tabla 10-11).
- Adaptación subestaciones de distribución primaria (Tabla 10-12).
- Plan alternativo de ampliación de subestaciones de interconexión (Tabla 10-28).
- Adaptabilidad líneas enmalladas (Tabla 10-34).

Para cada uno de estos tres escenarios de expansión se determinaron las pérdidas de energía y potencia mediante el OSE2000 y el costo de falla, con el objetivo de evaluarlos económicamente y obtener el escenario con menor valor presente VP.

Los ahorros en VP del sistema adaptado con respecto al sistema optimizado, durante el horizonte de planificación, se muestran en la Tabla 10-35 siguiente:

Tabla 10-35: Ahorro en VP de los Escenarios de Expansión

Escenario Expansión	Ahorro VP respecto a caso base optimizado (USD)
Escenario Expansión 1	294.246.248
Escenario Expansión 2	263.490.772
Escenario Expansión 3	310.616.701

De acuerdo con la Tabla 10-35, el escenario con mayor ahorro del valor presente es el escenario 3, que corresponde por tanto al escenario óptimo de expansión.

Los diagramas unilineales asociados a cada uno de estos planes de expansión se adjuntan a este informe en formado digital Autocad.

11. Pérdidas Medias de Potencia y Energía del Sistema

11.1 Factores de Expansión de Pérdidas

Como establecen las Bases del Estudio, una de las componentes del Valor Anual del Sistema de Subtransmisión son las pérdidas medias de potencia y energía. De acuerdo con el numeral 3.5.5 del Capítulo II de las mencionadas Bases, dichas pérdidas medias se expresan conforme los siguientes factores de expansión de pérdidas:

$$FPe = \frac{\sum_{i=1}^{H} \frac{E_i \cdot FPe_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^{H} \frac{E_i}{(1+r)^i}} \qquad \text{y} \qquad FPp = \frac{\sum_{i=1}^{H} \frac{P_i \cdot FPp_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^{H} \frac{P_i}{(1+r)^i}}$$

Donde:

FPe: Factor de Expansión de pérdidas medias de energía para el sistema (FPe>1)

FPp: Factor de expansión de pérdidas medias de potencia para el sistema (FPp>1)

FPe_i*:* Factor de expansión de pérdidas adaptado de energía en año i a que se refiere el numeral 3.5.2 del Capítulo II de las Bases (FPei>1)

FPp_i*:* Factor de expansión de pérdidas adaptado de potencia en año i a que se refiere el numeral 3.5.2 del Capítulo II de las Bases (FPpi>1)

H : Horizonte de tarificación

r : Tasa de descuento señalada en las Bases expresada en por unidad. Para todos los efectos del Estudio, la tasa de descuento a utilizar en los cálculos es un 10% real anual.

E_i *:* Energía retirada del sistema de subtransmisión adaptado en el año i, expresada en MWh

P_i *:* Potencia coincidente retirada en el Sistema de Subtransmisión Adaptado, en la hora de la demanda máxima en horas de punta de generación, en el año i, expresada en MW.

Los factores de expansión de pérdidas adaptados de energía y potencia en cada año i, referidos en el citado numeral 3.5.2 del Capítulo II de las Bases, se determinan de acuerdo con las siguientes expresiones:

$$FPe_i = \frac{\sum_{l=1}^{M_i} E_{il}}{\sum_{k=1}^{N_i} E_{ik}} \qquad \text{y} \qquad FPp_i = \frac{\sum_{l=1}^{M_i} kW_{il}}{\sum_{k=1}^{N_i} kW_{ik}}$$

Donde:

M_i: Número de barras de inyección del sistema adaptado en el año i.

N_i: Número de barras de retiro del sistema adaptado en el año i.

E_{il}: Energía inyectada en la barra l del Sistema adaptado en el año i

E_{ik}: Energía inyectada en la barra l del Sistema adaptado en el año i

kW_{il}: Potencia coincidente inyectada al sistema de subtransmisión adaptado en la hora de demanda máxima del sistema de generación, en el período de horas de punta de generación, en la barra l del sistema en el año i.

kW_{ik}: Potencia coincidente retirada al sistema de subtransmisión adaptado en la hora de demanda máxima del sistema de generación, en el período de horas de punta de generación, en la barra k del sistema en el año i.

Sobre los valores físicos de las pérdidas calculados de acuerdo con los flujos de potencia y energía en el sistema, debe considerarse la aplicación de factores de corrección y de pérdidas adicionales para tener en cuenta otros factores que también involucran pérdidas de potencia y energía. En el Anexo 12 se explican en detalle las metodologías utilizadas y los factores de corrección aplicables para establecer el valor de las pérdidas de potencia y energía del sistema.

11.2 Valoración de las Pérdidas de Potencia y Energía

Una vez establecidas las cantidades físicas de las pérdidas de potencia y energía, para la valoración de las mismas se utiliza la expresión empleada durante los procesos de adaptación económica del sistema para calcular el Costo Anual de las Pérdidas de Energía y Potencia del sistema, $CPérdidas_i$. Como se define en el numeral 3.5.1y 3.5.2 del Capítulo II de las Bases, la expresión para calcular el Costo Anual de las Pérdidas en el año i es la siguiente:

$$CPérdidas_i = Pe \times (FPe_i - 1) \times E_i + Pp \times 12 \times (FPp_i - 1) - kW_i$$

Donde:

E_i: Energía total retirada del sistema en el año i, expresada en MWh

kW_i: Potencia máxima retirada del sistema, coincidente con la hora de demanda máxima del sistema de generación, en el período de horas de punta de generación, en el año i, expresada en kW.

FP_{ei}: Factor de expansión de pérdidas de energía en año i del sistema adaptado (FPei>1)

FP_{pi}: Factor de expansión de pérdidas de potencia en año i del sistema adaptado (FPpi>1).

Pe: Precio de la energía en los puntos de inyección al respectivo sistema de subtransmisión, en el año base (US$/MWh)

Pe: Precio de la potencia en los puntos de inyección al respectivo sistema de subtransmisión, en el año base (US$/kW/mes).

Los precios Pe y Pp son los establecidos conforme al Anexo 12, y se mantienen constantes durante el horizonte del estudio.

Para efectos de este cálculo se considera como potencia coincidente con el sistema de generación, la potencia del bloque de punta del mes de agosto de cada año del periodo de tarificación, mes en el que se presenta la máxima potencia mensual del sistema en horas de punta. Sobre este valor se aplica un factor de corrección de coincidencia de la demanda máxima de generación con la demanda máxima del SIC-3 igual a 0,84975989.

11.3 Cálculo de los Factores de Expansión de Pérdidas Medias de Potencia y Energía

En la Tabla 11-1 se presentan los factores de expansión de pérdidas de potencia del sistema adaptado, para cada año del horizonte de tarificación:

Tabla 11-1: Factores de Expansión de Pérdidas de Potencia

Factor de Expansión de Pérdidas de Potencia	2010	2011	2012	2013
Inyecciones (MW)	2.030,76	2.134,26	2.238,06	2.362,75
Retiros (MW)	2.004,24	2.104,93	2.206,86	2.331,48
Pérdidas (MW)	26,52	29,33	31,20	31,27
FPp_i	*1,013233*	*1,013936*	*1,014138*	*1,013413*

Con los anteriores valores y aplicando la fórmula indicada en el numeral 12.1, se obtiene el factor de expansión de pérdidas medias de potencia para el sistema, que se muestra a continuación:

$$FPp = 1{,}013675$$

En la Tabla 11-2 se presentan los factores de expansión de pérdidas de energía del sistema adaptado, para cada año del horizonte de tarificación:

Tabla 11-2: Factores de Expansión de Pérdidas de Energía

Factor de Expansión de Pérdidas de Energía	2010	2011	2012	2013
Inyecciones (MWh)	13.526.200	14.213.956	14.906.627	15.752.267
Retiros (MWh)	3.390.338	14.064.831	14.749.331	15.590.729
Pérdidas (MWh)	135.862	149.125	157.296	161.538
FPe_i	*1,010146*	*1,010603*	*1,010665*	*1,010361*

Con los anteriores valores y aplicando la fórmula indicada en el numeral 11.1, se obtiene el factor de expansión de pérdidas medias de energía para el sistema, como se indica a continuación:

$$FPe = 1{,}010439$$

Finalmente, en la Tabla 11-3 se presenta el detalle del cálculo de los costos de pérdidas incurridas en cada año *i* del horizonte tarifario:

Tabla 11-3: Costo Anual de Pérdidas

Costo de Pérdidas	2010	2011	2012	2013
Pe (USD/MWh)	84,4048	84,4048	84,4048	84,4048
FPe_i	1,010146	1,010603	1,010665	1,010361
E_i (mes)	13.390.338	14.064.831	14.749.331	15.590.729
Pp (USD/kW-mes)	10,3760	10,3760	10,3760	10,3760
FPpi	1,013233	1,013936	1,014138	1,013413
kWi (kW)	2.004.240	2.104.930	2.206.864	2.331.476
$CPérdidas_i$ (USD)	*14.769.474*	*16.239.777*	*17.161.812*	*17.528.132*

12. Valor Anual del Sistema de Subtransmision SIC-3 (VASTx)

Las componentes del VASTx a que se refiere el punto 3.5.5 de las Bases, son las que se indican en los puntos siguientes.

12.1 Pérdidas medias de Energía y Potencia

Los factores de pérdidas determinados en el capítulo 11 son los siguientes:

FPe = 1,010439

FPp = 1,013675

12.2 Costos estándares de inversión, operación, mantención y administración

Acorde a lo señalado en la Bases, el valor anual actualizado del sistema de subtransmisión, se debe calcular de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$VASTx = \sum_{i=1}^{H} \frac{\left(aVI_i + COM\ \&\ A_i\right)}{\left(1+r\right)^i}$$

Donde,

VASTx	: Valor anual actualizado del sistema de subtransmisión, expresado en USD.
AVI_i	: Anualidad de las inversiones del sistema adaptado presentes en el año i, expresado en USD.
$COM\&A_i$	: Costos de operación, mantención y administración incurridos en el sistema adaptado en el año i, expersado en USD.
H	: Horizonte de tarificación igual a cuatro años.
r	: Tasa de descuento igual a 10%.

Las componentes de la fórmula anterior se muestran a continuación:

12.2.1 Anualidad de la inversión

El valor de inversión, los bienes intangibles, el capital de explotación y la anualidad resultante de este estudio se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 12-1: Anualidad de la Inversión USD

	Año Base	Horizonte de Tarificación			
ITEM	2009	2010	2011	2012	2013
Inversión Redes	*1.065.903.111*	*1.107.916.520*	*1.150.801.312*	*1.186.439.355*	*1.234.489.516*
Bienes Intangibles (BI)	*4.189.777*	*4.189.777*	*4.189.777*	*4.189.777*	*4.189.777*
Capital de Explotación (CE)	*3.756.666*	*3.757.015*	*3.761.216*	*3.767.091*	*3.767.576*
AVI Redes + BI + CE	***118.324.854***	***122.868.678***	***127.755.054***	***131.617.211***	***137.072.125***
AVI Bienes M&I	*4.232.655*	*4.232.655*	*4.232.655*	*4.232.655*	*4.232.655*
AVI	**122.557.508**	**127.101.333**	**131.987.709**	**135.849.866**	**141.304.780**

12.2.2 Costos de operación, mantención y administración

Los costos de operación, mantención y administración resultantes para la empresa de subtranmisión se muestran a continuación:

Tabla 12-2: Costos de operación, mantención y administración USD

	Año Base	Horizonte de Tarificación			
COMA	**22.540.034**	**22.542.130**	**22.567.338**	**22.602.587**	**22.605.493**

12.2.3 Resultado VASTx

Considerando los valores de AVI y COMA de las **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y Tabla 12-2 se obtiene es siguiente valor de AVI + COMA:

Tabla 12-3: AVI + COMA SIC-3 expresado en USD

	Año Base	Horizonte de Tarificación			
AVI + COMA	**145.097.542**	**149.643.463**	**154.555.047**	**158.452.453**	**163.910.273**

Al aplicar la fórmula indicada al comienzo de este capítulo, se obtiene como resultado el valor anual actualizado del SIC-3, VASTx = **USD 494.771.551**

13. Pago Anual de las Centrales Generadoras

13.1 Introducción

Los criterios que sirven de base para determinar el uso y el correspondiente pago que deben hacer los generadores por el uso de las redes de subtransmisión, se encuentran en la Ley y en las Bases. Dada la generalidad de los criterios, éstos requieren ser desarrollados en detalle a través de una metodología precisa que, siempre en el marco de dichos criterios, permita determinar los pagos que deben realizar los generadores según el uso de las redes de subtransmisión, permitiendo la reproducción completa de los resultados.

En este capítulo se presenta la metodología detallada que cumple con los criterios anteriores, entregando las señales económicas correctas de manera de asegurar que los generadores paguen en función del uso que hacen de estas redes. Igualmente se presenta el resultado de la aplicación de dicha metodología para calcular el pago anual que corresponde a las centrales generadoras por uso de las redes del SIC-3

13.2 La Ley y las Bases de la CNE

El Artículo 109 de la Ley, luego de regular la situación natural de flujo en un sistema de subtransmisión, se refiere a la situación extraordinaria en que una central inyecta directamente a un sistema de subtransmisión y al pago que, en dicha situación, deben realizar los generadores por el uso de las redes de subtransmisión. Al respecto señala:

> *"El pago anual por uso de sistemas de subtransmisión por parte de centrales generadoras que inyecten directamente su producción en dichos sistemas será determinado en los estudios a que se refiere el artículo 110º. Dicho monto deberá corresponder al valor esperado que resulta de ponderar, para cada condición esperada de operación, la participación de pago de las centrales en cada tramo del sistema de subtransmisión. Para tal efecto, se considerará que en los tramos del sistema de subtransmisión que presenten dirección de flujos hacia el sistema troncal en la correspondiente condición operacional, los pagos se asignarán a las centrales que, conectadas directamente al sistema de subtransmisión, se ubiquen aguas arriba del tramo respectivo. Los tramos que en dicha condición operacional presenten la dirección de flujos contraria, se entenderán asignados a los retiros del sistema de subtransmisión en estudio.*
>
> ..
>
> *Los criterios para determinar cuándo un tramo presenta dirección hacia o desde el sistema troncal, así como los demás criterios y procedimientos necesarios para la determinación de los valores señalados, serán establecidos en el reglamento."*

En definitiva, la metodología a emplear debe ser capaz de identificar el uso que hacen los generadores de cada tramo de la red a través de dos criterios. En primer lugar, se debe identificar

qué tramos son objeto de pago por parte de los generadores, es decir, que son usados por los generadores. Para ello se usa el criterio de determinar si el sentido del flujo en el tramo va hacia el troncal. En segundo lugar, los generadores que deben hacerse cargo del pago de este tramo deben estar aguas arriba de éste.

Por su parte, la sección 3.6 de las Bases precisan que la metodología debe respetar criterios como:

> *".. b) El pago asociado a cada central, en relación a su tamaño, deberá reflejar el uso esperado de las instalaciones del respectivo sistema de subtransmisión; y*
>
> *c) La proporción de las instalaciones del correspondiente sistema de subtransmisión no asignada a las centrales que se conectan directamente a él o a través de instalaciones adicionales, deberá ser pagada por los retiros sin perjuicio de la asignación de las instalaciones que no presentan flujos …"*

Sobre la base de estos criterios, las Bases precisan más adelante algunos procedimientos, los que en resumen establecen que, para identificar si un tramo tiene sentido de flujo hacia el troncal, debe existir una participación positiva de alguna carga en barras del troncal.

Adicionalmente, las Bases señalan:

> *"Sin perjuicio de la utilización de los criterios y procedimientos señalados, el pago que en definitiva el Consultor determine, no podrá ser superior al costo de conexión directa de la central al sistema troncal."*

Se entiende por costo de conexión directa al proyecto de conexión a la troncal que tenga completamente presupuestado una central. Al respecto, se realizaron las consultas a las empresas propietarias de centrales conectadas al SIC-3 y todas ellas respondieron que no tenían proyectos de conexión directa a la troncal para el horizonte de tarificación.

Al no existir los proyectos antes mencionados, las Bases indican que el pago máximo será el costo del camino de mínima distancia eléctrica entre la barra de conexión de la central al sistema y una barra troncal, multiplicando cada tramo por la razón entre la capacidad de generación y la capacidad del tramo. Considerando lo anterior, se calcularon las rutas de mínima distancia eléctrica y se valorizaron para cada central, de modo de realizar la comparación con la metodología.

13.3 Metodología de Asignación de Pagos de Centrales Generadoras

13.3.1 Procedimiento para identificar que tramos tienen sentido de flujo hacia el troncal

Según el procedimiento establecido en las Bases, si una carga del troncal tiene participación positiva en un tramo, entonces la orientación del flujo en dicho tramo es hacia el troncal. Esta participación puede encontrarse a través de metodologías de superposición como la de GLDF. Este procedimiento funciona bien en redes no enmalladas, como se aprecia en la Figura 13.1. Por

ejemplo, en el caso a), cuando la central G genera, G>0, la carga ΔL tiene participación positiva en el tramo k, GLDF>0, lo cual refleja que el flujo por ese tramo va hacia el troncal, o se acerca a la carga ΔL y no tiene participación positiva en el tramo j, GLDF<0, lo cual refleja que el flujo por ese tramo viene desde el troncal, o se aleja de la carga ΔL. Del mismo modo, en el caso b), cuando la central G no genera, G=0, la carga ΔL no tiene participación positiva en ninguno de los tramos, GLDF<0, lo cual refleja que el flujo viene desde el troncal, o se aleja de la carga ΔL y que por lo tanto, el generador G, no usa estos tramos. Este ejemplo muestra que el procedimiento funciona bien en redes radiales como la de la Figura 13.1, ya que la participación positiva de la carga se aplica sobre tramos en que claramente su sentido es afectado por la inyección de un generador y de este modo se cumple con el criterio de que el generador pagará un tramo según el uso que haga de él.

Sin embargo, en el caso de redes enmalladas, el procedimiento descrito en el párrafo anterior no permite concluir sobre la responsabilidad de pago de generadores o retiros. Es por ello, que el procedimiento debe ser complementado. Por ejemplo, en la Figura 13.2, en el caso a), cuando la central G genera, G>0, la carga ΔL1 tiene participación positiva en el tramo k, GLDF>0, lo cual reflejaría que el flujo por ese tramo va hacia el troncal acercándose a la carga ΔL1 y que además, no tiene participación positiva en el tramo j, GLDF<0, lo cual reflejaría que el flujo por ese tramo viene desde el troncal alejándose de la carga ΔL1. Por su parte, en el caso b), cuando la central G no genera, G=0, la carga ΔL1 no tiene participación positiva en los tramos j y k, GLDF<0, lo cual reflejaría que el flujo viene desde el troncal alejándose de la carga ΔL1 y que por lo tanto, el generador G, no usa estos tramos. Sin embargo, la carga ΔL2 si tiene participación positiva en los tramos j y k, y entonces, a pesar de que el generador G no opera y que evidentemente no esta usando estos tramos, éstos tendrían orientación hacia el troncal, y por lo tanto, para esta condición de operación el generador G sería su agente de pago. Cabe señalar, que en este caso, la asignación final de responsabilidad estará dada por GGDF*G y será nula, sin embargo, el ejemplo permite mostrar que en el caso extremo, es decir, cuando el generador no inyecta potencia a la red de subtransmisión, este procedimiento asignaría tramos a ser pagados por la generación. Este efecto de enmallamiento de la red hace completamente necesario la complementación del procedimiento, que permita aislar este efecto y así poder identificar correctamente si un tramo está o no siendo usado por la generación.

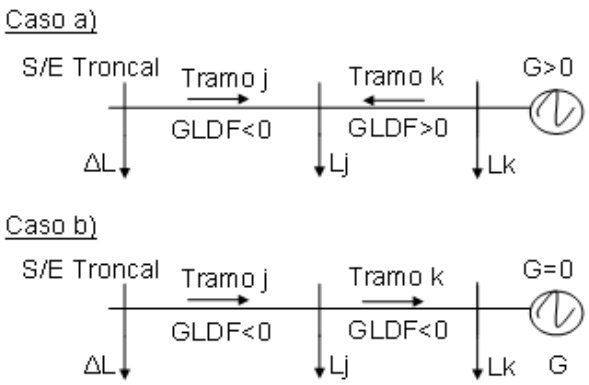


Figura 13.1: Orientación del Flujo en una Red Radial

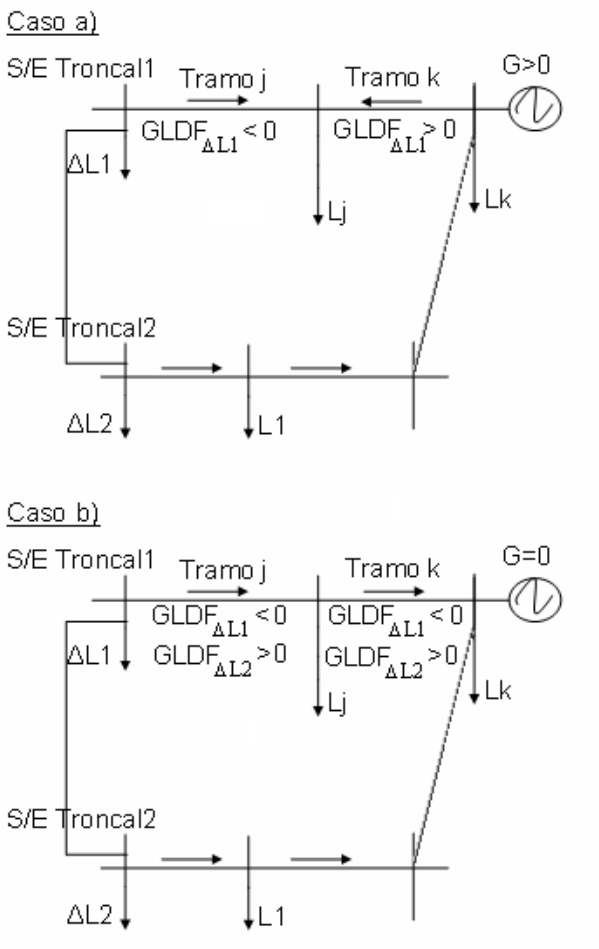


Figura 13.2: Orientación del Flujo en una Red Enmallada

Entonces, en redes enmalladas es necesario complementar el procedimiento de la participación positiva de la carga en el tramo en estudio, requiriendo adicionalmente que los tramos sobre los que se aplique este procedimiento deben ser afectados por la inyección de las centrales generadoras que están sumergidas en la red de subtransmisión. Para ello, una vez aplicado el procedimiento de la participación positiva de la carga en las barras frontera de subtransmisión, GLDF>0, debe aplicarse un procedimiento adicional que permita filtrar los efectos de enmallamiento de la red. Este filtro consiste en comparar la situación con y sin generación en la red de subtransmisión, si el valor absoluto del flujo en la situación se incrementa al incluir la generación, entonces el tramo tiene orientación hacia el troncal y por lo tanto, está siendo usado por los generadores.

13.3.2 Identificación de generadores que se encuentran aguas arriba de los tramos cuyo sentido de flujo va hacia el troncal

Una vez que para cada condición de operación se identificó qué tramos tienen sentido hacia el troncal, se debe determinar qué generadores son los que se encuentran aguas arriba de estos tramos. Para este caso, se considera que el tramo está aguas abajo del generador y por ende el generador aguas arriba de dicho tramos, si y solo sí el tramo pertenece a una ruta continua que permita ir desde el tramo hacia el generador avanzando en contra del sentido del flujo de potencia en todo el trayecto de conexión (ver Figura 3, Caso 1). Por el contrario, en el Caso 2 de la Figura 13.3, el generador no está aguas arriba del tramo, ya que, no existe una conexión continua que permita ir desde el tramo hacia el generador avanzando en contra del sentido del flujo de potencia.

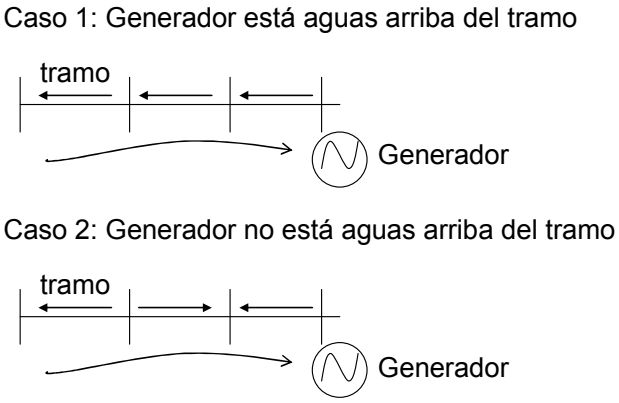


Figura 13.3: Generadores agua arriba de un tramo

Entonces, para que en una condición de operación el generador esté ubicado aguas arriba del tramo, deberá existir al menos una conexión continua que permita avanzar desde el tramo hacia la barra del generador en todo el trayecto contra el sentido de la corriente, o sea, contra el flujo de potencia.

13.3.3 Participación de pago de centrales que inyectan directamente en la red de subtransmisión

El art. 109 del DFL N° 4 establece que para cada condición de operación se debe determinar la participación de pago de las centrales en cada tramo del sistema de subtransmisión que presenta una dirección de flujo hacia el troncal. Para ello establece que los únicos generadores que participarán en el pago son los que cumplan con la condición de inyectar en la red de subtransmisión y de estar aguas arriba del tramo que presenta sentido hacia el troncal. Una vez que para cada condición de operación se ha determinado el pago de las centrales, se descuenta su valor esperado de los costos anuales de inversión, operación y administración de la red de subtransmisión para efectos de la determinación de los peajes regulados que serán aplicados sobre los retiros en dichos sistemas.

Para determinar las participaciones que tienen los generadores en un tramo se puede usar la metodología de GGDF, el cual asume que el flujo en un tramo k se puede expresar en función de las inyecciones de todos los generadores en el sistema eléctrico, G_i, es decir,

$$Flujo_k = \sum_i GGDF_i \cdot G_i .$$

en la red de subtransmisión, *SubTx*, denominados con el subíndice *m*, es decir,

$$Flujo_k = \sum_{m \in SubTx} GGDF_m \cdot G_m + \sum GGDF_n \cdot G_n .$$

Es aquí en donde debe aplicarse el criterio b) de las Bases, que dice:

> *"b) El pago asociado a cada central, en relación a su tamaño,* ***deberá reflejar el uso esperado de las instalaciones*** *del respectivo sistema de subtransmisión; y..".*

Siendo el uso esperado de las centrales que inyectan en subtransmisión equivalente a la responsabilidad que tienen sobre el flujo e igual a $\sum_{m \subset SubTx} GGDF_m \cdot G_m$. El resto, es decir, $\sum GGDF_n \cdot G_n$, no es responsabilidad de los generadores que inyectan en la red de subtransmisión, y por lo tanto, tal como se desprende del art. 109 del DFL N° 4, debe ser incluido en los peajes regulados que serán aplicados sobre los retiros en dichos sistemas. De aquí que la participación del pago de un generador *i*, λ_i, que inyectan su potencia, G_i, en el pago de un tramo k de la red de subtransmisión, *SubTx*, que tiene orientación hacia el troncal, debe ser igual a su responsabilidad en el flujo del tramo, $Flujo_k$, calculada como, $\lambda_{i \in SubTx} = \frac{GGDF_i \cdot G_i}{Flujo_k}$.

Lo anterior, bajo el supuesto de que no se consideran los contraflujos, es decir, cuando el flujo va hacia el generador, el GGDF asociado a ese generador es nulo.

13.4 Procedimientos Detallados

1) Procedimiento para identificar los tramos cuyo sentido de flujo va hacia el troncal:

1. Para cada condición esperada de operación, se realiza una simulación de un escenario ficticio en que todos los generadores que inyectan en la red de subtransmisión, inyectan su potencia

en la barra frontera de dicha red que representa la mínima distancia eléctrica a partir de su punto de inyección real.

2. Se identifican todas las líneas en que las barras frontera a la red de subtransmisión tienen participación positiva a través de la técnica del GLDF.
3. Son tramos candidatos todos aquellos en que exista al menos una barra frontera en que para una carga de prueba, se tenga un GLDF mayor que cero.
4. Para cada condición esperada de operación, se realiza una nueva simulación de la operación, en que todos los generadores inyectan su potencia en las barras de la red de subtransmisión en las cuales efectivamente inyectan.
5. En ambos escenarios y para cada tramo se determina el valor absoluto del flujo por el tramo.
6. Al valor absoluto del flujo por el tramo en del escenario ficticio, se le debe restar el valor absoluto del flujo en el escenario con los generadores inyectando en subtransmisión.
7. Si la diferencia es negativa, quiere decir que los generadores al inyectar en la red de subtransmisión, están aumentando el flujo por dicho tramo, y en consecuencia hacen uso de él. En este caso se dirá que el tramo tiene orientación de flujo hacia el troncal.

2) Metodología para determinar los generadores que se encuentran aguas arriba de un tramo

1. Una vez determinados los tramos con dirección al troncal, se procede a determinar para cada condición esperada de operación aquellos generadores que se encuentran aguas arriba de dicho tramo, según el siguiente procedimiento
2. Se identifica el sentido del flujo del tramo k. Se llamará nodo transmisor a aquel desde donde sale el flujo y nodo receptor a aquel hasta donde llega el flujo.
3. Se dirá que el flujo tiene sentido desde el nodo transmisor hacia el nodo receptor.
4. Se identifican todos los caminos que se conectan desde las barras en que se encuentran los generadores con el nodo transmisor del tramo k.
5. Un generador estará aguas arriba del tramo k, si partiendo desde el nodo transmisor se puede ir en forma continua y a contraflujo hasta llegar a la barra en que se encuentra dicho generador. Para ello, se anotan en una lista las barras recorridas desde el nodo transmisor del tramo k y hasta encontrar un tramo que no se encuentra a contraflujo.
6. Los generadores ubicados en alguna de las barras de la lista anterior son los que participan en el pago del tramo *k* para esa condición de operación.

3) Procedimiento para identificar la responsabilidad de uso de los generadores por el pago de la red de subtransmisión

1. Para cada condición de operación de debe construir el flujo por el tramo *k* en base a los GGDF de todos los generadores del sistema, vale decir: $Flujo_k = \sum_i GGDF_i \cdot G_i$.

2. Para cada condición de operación *n*, la participación de un generador *i*, λ_i, que inyecta su potencia G_i en una red de subtransmisión, en el pago de un tramo *k* de dicha red, el cual tiene orientación hacia el troncal y está aguas abajo de dicho generador, es igual a su responsabilidad en el flujo por dicho tramo k, $Flujo_k$, calculada como, $\lambda_i = \frac{GGDF_i \cdot G_i}{Flujo_k}$.

   Para lo anterior se considerarán solamente las participaciones positivas de los generadores, es decir, se calcularán los GGDF sobre el tramo sin considerar los contraflujos.

4) Metodología para determinar el pago total de los generadores

1. Para una condición de operación *n*, el pago del generador *i* que se encuentra aguas arribas del tramo *k*, será igual a la participación calculada en la sección 3, item 2, λ_i veces el (aVI+COMA) del tramo, es decir, $pago_i^k = \lambda_i \cdot (aVI + COMA)_k$. En el inventario presente en las tablas de resultados, el total del aVI + COMA se clasificó en 5 grupos: Tramos, Transformadores, Subestaciones, Equipos de Compensación y Paños. Para establecer lo señalado en este punto citado, KEMA realizó una asignación de Subestaciones, Equipos de Compensación y Paños a los Tramos y Transformadores, entendiendo estos últimos como un tramo. La asignación se realizó de forma directa para los Paños que eran relacionables con un tramo y a prorrata del aVI+COMA para el resto de los elementos.
2. Una vez que para cada condición de operación *n* se determinó el pago que debe realizar un generador *i*, se calcula el pago definitivo por el uso de un tramo *k*, como el valor esperador del pago que hace el generador *i* en cada condición de operación, es decir, $E(pago_i^k) = \frac{1}{N} \cdot \sum_n pago_i^k$. Donde N es el número total de condiciones de operación consideradas.
3. Finalmente, el pago total que realiza el generador *i* de la red de subtransmisión se calcula como la suma del pago esperado en todos los tramos de dicha red, es decir, $Pago_Total_i = \sum_{k \in SubTx} E\left(pago_i^k\right)$

5) Metodología para determinar el pago final de los generadores

1. Una vez determinado el pago total que debe realizar el generador *i*, de acuerdo a lo indicado en sección 4, se debe comparar con el valor límite a pagar, que es su costo alternativo de entregar su energía directamente en alguna barra del troncal, ya sea, a través de un proyecto de conexión directa al troncal, o bien, a través de la ruta de mínima distancia eléctrica

adaptada al tamaño de la central, de este modo: $Pago_Final_i = Mínimo\{Pago_Total_i \ , costo\ alternativo_i\}$

13.5 Resultados

La Tabla 13-1 siguiente muestra las centrales conectadas al SIC-3 y la subestación troncal de mínima distancia eléctrica asociada:

Tabla 13-1: Centrales conectadas al SIC-3 y subestación troncal mínima distancia eléctrica

Central	Barra Conexión SIC-3	Troncal Mínima Distancia Eléctrica
Alfalfal	Los Almendros 220	Alto Jahuel 220
El Rincón	Florida 012	Alto Jahuel 220
Florida	Florida 012	Alto Jahuel 220
Maitenes	Tap Las Vizcachas 110	Alto Jahuel 220
Nueva Renca	Renca 110	Cerro Navia 220
Renca	Renca 110	Cerro Navia 220
Puntilla	Puntilla 110	Alto Jahuel 220
Volcán	Tap Las Vizcachas 110	Alto Jahuel 220
Queltehues	Tap Las Vizcachas 110	Alto Jahuel 220

Las rutas de mínima distancia eléctrica que definen el pago máximo se muestran en la Tabla 13-2 siguiente:

Tabla 13-2: Rutas de mínima distancia eléctrica

Barra Conexión SIC-3	Troncal Mínima Distancia Eléctrica	Nombre Tramo
Los Almendros 220	Alto Jahuel 220	Alto Jahuel 220->Los Almendros 220
Florida 012	Alto Jahuel 220	Florida 012->Florida 110
		Tap Santa Raquel 110->Florida 110
		Tap Santa Rosa Sur 110->Tap Santa Raquel 110
		Tap La Pintana 110->Tap Santa Rosa Sur 110
		Tap Buin 110->Tap La Pintana 110
		Alto Jahuel 110->Tap Buin 110
		Alto Jahuel 220->Alto Jahuel 110
Tap Las Vizcachas 110	Alto Jahuel 220	Tap Las Vizcachas 110->Florida 110
		Tap Santa Raquel 110->Florida 110
		Tap Santa Rosa Sur 110->Tap Santa Raquel 110
		Tap La Pintana 110->Tap Santa Rosa Sur 110

Barra Conexión SIC-3	Troncal Mínima Distancia Eléctrica	Nombre Tramo
		Tap Buin 110->Tap La Pintana 110
		Alto Jahuel 110->Tap Buin 110
		Alto Jahuel 220->Alto Jahuel 110
Renca 110	Cerro Navia 220	Tap Altamirano 110->Renca 110
		Cerro Navia 110->Tap Altamirano 110
		Cerro Navia 220->Cerro Navia 110
Puntilla 110	Alto Jahuel 220	Puntilla 110->Puente Alto 110
		Tap Las Vizcachas 110->Puente Alto 110
		Tap Las Vizcachas 110->Florida 110
		Tap Santa Raquel 110->Florida 110
		Tap Santa Rosa Sur 110->Tap Santa Raquel 110
		Tap La Pintana 110->Tap Santa Rosa Sur 110
		Tap Buin 110->Tap La Pintana 110
		Alto Jahuel 110->Tap Buin 110
		Alto Jahuel 220->Alto Jahuel 110

La Tabla 13-3 muestra el costo de conexión directa de cada central considerando las rutas antes mencionadas para cada uno de los años del horizonte de tarificación:

Tabla 13-3: Costo de conexión directa al troncal de las centrales generadoras conectadas al SIC-3

USD dic 2009	2010	2011	2012	2013
Alfalfal	2.136.903	2.122.486	2.112.049	2.097.715
Nueva Renca	2.482.724	2.465.610	2.453.208	2.436.203
Puntilla	382.604	343.547	317.005	314.813
Renca	615.861	611.616	608.539	604.321
Volcan	219.471	194.934	178.267	177.034
Queltehues	766.188	680.528	622.341	618.039
Florida	763.278	710.267	674.159	648.581
El Rincon	7.896	7.348	6.974	6.709
Maitenes	766.188	680.528	622.341	618.039

Finalmente, en la Tabla 13-4 siguiente, se indican los pagos que deben realizar las centrales generadoras en cada uno de los años del periodo de tarificación:

Tabla 13-4: Pagos de las Centrales Generadoras para el periodo de tarificación

USD dic 2009	2010	2011	2012	2013
Alfalfal	841,245	818,908	762,861	710,394
Nueva Renca	157,855	31,024	13,134	19,296
Puntilla	11,990	12,390	12,308	12,242
Renca	-	-	-	-
Volcan	159,112	160,821	154,754	161,248
Queltehues	555,346	560,898	539,662	562,280
Florida	304,191	289,314	274,252	262,307
El Rincon	3,190	2,981	2,880	2,602
Maitenes	316,832	309,102	297,244	312,379

De acuerdo a lo establecido en las Bases, ninguna central generadora debe pagar más que su costo de conexión directa, por lo que se concluye que los montos a pagar por cada central generadora corresponden a lo señalado en la Tabla 13-4.

14. Formulas de Indexación

14.1 Requerimientos de las Bases

Según lo dispuesto en el punto 3.7 de las Bases, el consultor debe elaborar y proponer un conjunto de fórmulas de indexación aplicables al VASTx, a fin de mantener su valor real durante el periodo de vigencia de las tarifas que se establezca.

Al respecto, en forma separada para la anualidad de las inversiones (aVI) y costos anuales de operación, mantención y administración (COMA), distinguiendo líneas y subestaciones, se deben establecer fórmulas polinomiales cuya aplicación definirá el valor nominal del aVI y COMA.

A. Estructura de Indexación del aVI

La estructura tipo propuesta en las Bases para el aVI es la siguiente:

$$aVI_k^E = aVI_0^E \cdot \sum_i (Componente\ \ De\ \ \ Costo)_i \cdot \frac{IND_{ik}^E}{IND_{i0}^E}$$

Donde:

E : Tipo de elemento: L: Líneas, S: Subestaciones.

aVI_k^E : Valor del aVI en el período k del elemento E.

aVI_0^E : Valor del aVI en el año base del elemento E.

$(Componente\ de\ Costo)_i$: Componente del costo del aVI del tipo de elemento cuyo valor se indexa o varía conforme la variación del indicador i

IND_{ik}^E :Valor en el período k del indicador económico cuya variación respecto a su valor en base, da cuenta de la variación de la $(Componente\ de\ Costo)_i$ y por tanto del nivel de dicha componente de costos en dicho período j para el tipo de elemento E.

IND_{i0}^E: Valor base del indicador señalado.

B. Estructura de Indexación de COMA

Para el caso del COMA la estructura propuesta es similar, y se indica a continuación:

$$COMA_k^E = COMA_0^E \cdot \sum_i (Componente\ \ De\ \ \ Costo)_i \cdot \frac{IND_{ik}^E}{IND_{i0}^E}$$

Además, la propuesta de fórmulas de indexación debe considerar, al menos los siguientes aspectos:

a) Determinar el número de componentes de costo sujetos a indexación, y por tanto, el número de indicadores a considerar;
b) Para la porción del VASTx en estudio correspondiente al costo de servidumbres y de otros derechos asociados al uso de suelo, se deberá considerar el IPC como indicador de variación en pesos;
c) Los indicadores que se establezcan deberán ser de público conocimiento, de fuentes oficiales, gratuitas y estables, y de fácil acceso, de modo de minimizar posibles controversias respecto de su aplicación futura;
d) Se deberá señalar, a modo referencial el rango de validez en términos de amplitud y horizonte de tiempo, que asigna a las fórmulas propuestas.

Adicionalmente, en la definición de indicadores, se debe evitar la inclusión de efectos compuestos.

14.2 Selección de Índices de Precios

Sobre un análisis de las distintas componentes de los costos, tanto de operación, mantenimiento como de inversión, se ha concluido que la variación en el tiempo del valor de dichas componentes está razonablemente reflejada si éstas se agrupan en torno a los siguientes índices:

IPC
Índice General de Precios al Consumidor, o aquel que lo reemplace, publicado el Instituto Nacional de Estadísticas (INE). Se utilizará el valor correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes sean aplicadas. Este índice se utiliza para las componentes de costos relacionadas con la mano de obra, servidumbres y derechos asociados al uso de suelo, entre otros.

IR
Índice General Nominal de Remuneraciones, o aquel que lo reemplace, publicado el Instituto Nacional de Estadísticas (INE). Se utilizará el valor correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes sean aplicadas. Este índice se utiliza para las componentes de costos relacionadas con las remuneraciones.

IPM
Índice General de Precios al por Mayor, o el que lo reemplace, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE). Se utilizará el valor correspondiente al segundo mes anterior a aquél en que las tarifas resultantes serán aplicadas. Este índice se utiliza para las componentes de costos relacionadas con obras civiles, equipos, herramientas y materiales para mantenimiento entre otros.

IPMBi
Índice de Precios al por Mayor, total productos importados, o el que lo reemplace, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE). Se utilizará el valor correspondiente al segundo mes

anterior a aquél en que las tarifas resultantes serán aplicadas. Este índice se utiliza para las componentes de costos relacionadas con equipos y materiales importados, tecnologías de información, vehículos, equipos de laboratorio y sistemas de alarma, entre otros.

IPace
Índice de precio del acero, calculado como el promedio de los últimos tres meses, que terminan con el tercer mes anterior a aquél en que las tarifas resultantes serán aplicadas, del Global Steel Prices Index publicado por la CRE Steel Price Index (www.cruspi.com), o el que lo reemplace. Este índice se utiliza para las componentes de costos relacionadas con el acero.

IPCu
Índice de precio del cobre, expresado en centavos de dólar por libra (cUS$/lb), calculado como el promedio del precio nominal medio mensual de los últimos tres meses de la libra de cobre refinado en la Bolsa de Metales de Londres; precio que calcula la Comisión Chilena del Cobre y que se publica mensualmente en su "Boletín Mensual" o el que lo reemplace. Para estos efectos se considerará los tres meses que terminan con el tercer mes anterior a aquél en que las tarifas resultantes serán aplicadas. Este índice se utiliza para las componentes de costos relacionadas con el cobre y aluminio.

En el siguiente punto se indica en detalle la composición de costos relacionada con cada índice antes propuesto.

14.3 Composición del Valor Presente de aVI y de COMA

La composición de costos asociados al valor presente de la anualidad de la inversión (aVI) en el caso de la infraestructura relacionada con redes es la siguiente:

Tabla 14-1: Composición del Valor Presente del aVI de Infraestructura Relacionada con Redes

aVI Redes	IPC	IPM	IPMBi	IPace	IPcu	IR
Ingeniería	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	7,10%
Obras Civiles	0,01%	2,09%	0,00%	0,27%	0,00%	0,00%
Montaje	3,51%	0,00%	1,17%	0,00%	0,00%	18,72%
Equipos y Materiales	0,01%	2,25%	11,05%	13,91%	11,04%	0,00%
Gastos generales	2,69%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Servidumbre	16,43%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Fletes + Bodegaje	1,47%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,62%
Intereses Intercalarios	7,66%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Total	**31,78%**	**4,34%**	**12,22%**	**14,18%**	**11,04%**	**26,44%**

Análogamente, la composición asociada a la infraestructura relacionada con bienes muebles e inmuebles es la siguiente:

Tabla 14-2: Composición del Valor Presente del aVI de Infraestructura Relacionada con Bienes Muebles e Inmuebles

aVI BM&I	IPC	IPM	IPMBi	IR
Sistemas Operativos				
Sistemas de SCADA/EMS	0,00%	0,00%	15,31%	15,31%
Sistemas de Comunicaciones	0,00%	0,00%	11,30%	11,30%
Otros Sistemas Operativos	0,00%	0,00%	5,65%	5,65%
Infraestructura y Otros Bienes				
Oficinas Administrativas	15,05%	0,00%	0,00%	0,00%
Microinformática	0,00%	0,00%	2,52%	0,00%
Sistemas de Gestión	0,00%	0,00%	3,27%	3,27%
Vehículos	0,00%	0,00%	0,77%	0,00%
Equipos de Operación y Mmto.	0,00%	8,65%	0,00%	0,00%
Equipamiento de Oficinas	1,95%	0,00%	0,00%	0,00%
Total	**17,00%**	**8,65%**	**38,82%**	**35,53%**

Por último, la composición de los COMA es la siguiente:

Tabla 14-3: Composición del Valor Presente de COMA

COM&A	IPC	IPM	IR
Organización	0,0%	0,0%	36,4%
O&M	11,9%	2,5%	0,0%
BM&I	6,9%	0,0%	0,0%
Gastos Administrativos	42,3%	0,0%	0,0%
Total	**61,1%**	**2,5%**	**36,4%**

14.4 Resultados de la Indexación

Considerando lo indicado en los puntos anteriores, los indexadores propuestos para el valor presente del AVI, de los COMA y también para la suma, es decir, para el VASTX son los siguientes:

Tabla 14-4: Coeficientes de Indexación

Indexadores	IPC	IPM	IPMBi	IPace	IPcu	IR
aVI	31,30%	4,48%	13,08%	13,72%	10,68%	26,74%
COM&A	61,13%	2,50%	0,00%	0,00%	0,00%	36,37%
VASTX	**35,68%**	**4,19%**	**11,16%**	**11,70%**	**9,11%**	**28,16%**

Se propone un reajuste semestral de la fórmula de indexación, considerando para ello las medias móviles y rezagos señalados en el punto anterior. Los valores base para la indexación, corresponden a los que se encontrarían vigentes para aplicar a diciembre de 2009 de conformidad al esquema de operación señalado anteriormente. Estos valores se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 14-5: Valor de Índices Bases

Indice	Valor Base	Mes
IPC	100,29	Octubre de 2009
IPM	108,55	Octubre de 2009
IPMBi	109,83	Octubre de 2009
IPace	154,0	Jul.09-Sep.09
IPal	82,2	Jul.09-Sep.09
IPcu	265,8	Jul.09-Sep.09
IR	100,51	Octubre de 2009

ANEXOS