ESTUDIO DE TRANSMISIÓN TRONCAL

2015 – 2018

INFORME 4

Desarrollado por:

CONSORCIO MERCADOS INTERCONECTADOS

23 DE DICIEMBRE DE 2014

CONTENIDO

PARTE I 11

RESUMEN DE RESULTADOS DEL ESTUDIO 11

1. INTRODUCCIÓN 13

2. CLASIFICACIÓN DE INSTALACIONES TRONCALES 13

2.1. LÍNEAS TRONCALES POR SISTEMA 13

3. VI, AVI Y COMA DE LAS INSTALACIONES TRONCALES DEL SIC Y DEL SING 16

4. FÓRMULAS DE INDEXACIÓN 19

5. DEFINICIÓN DEL ÁREA DE INFLUENCIA COMÚN (AIC) 24

5.1. RESULTADOS 24

6. PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL DEL SIC Y DEL SING EN EL CUATRIENIO 2015 - 2018 26

1.1. VI, AVI Y COMA de las expansiones recomendadas 27

1.2. Obras Propuestas para el Cumplimiento de NTSyCS 29

PARTE II 41

METODOLOGÍA, CRITERIOS PARTICULARES E ÍTEMS DE COSTOS A CONSIDERAR EN EL CÁLCULO DEL VATT 41

INTRODUCCIÓN 43

PARTE B1: DETERMINACIÓN DEL VI 51

1. RECOPILACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECIBIDA 51

1.1. Información Recibida al Inicio del Estudio 52

1.2. Información Complementaria Recibida a Posteriori 56

1.3. Información Complementada con Mejor Aproximación 63

2. VERIFICACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN ENTREGADA 64

2.1. Líneas de Transmisión 64

2.2. Subestaciones 66

2.3. Validación y Determinación del Inventario de Instalaciones 67
3. DETERMINACIÓN DEL INVENTARIO DE INSTALACIONES 143
3.1. Líneas de Transmisión.....143
3.2. Subestaciones 147
4. VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN 151
4.1. Estudio de Mercado 151
4.2. Costos Indirectos.....158
4.3. Cálculo para Valorización de Instalaciones 168
4.4. Valores Unitarios de Servidumbres Terrenos.....185
4.5. Cálculo del AVI 194
4.6. Asignación a Tramos Troncales 195
5. RESULTADOS DE VI Y AVI POR TRAMO Y PROPIETARIO 206
6. VALORIZACIÓN DE LABORES DE AMPLIACIÓN 217
6.1. Definiciones de las Bases Técnicas 217
6.2. Metodología de Valorización.....218
6.3. VI de Labores de Ampliación.....222
6.4. Asignación de Labores de Ampliación 224
7. INSTALACIONES DECRETADAS POR EL MINISTERIO.....227
PARTE B2: DETERMINACIÓN DEL COMA.....229
1. PROCEDIMIENTO GENERAL PARA EL CÁLCULO DEL COMA.....229
1.1. General.....229
1.2. Las Empresas de Transmisión Troncal 230
1.3. Descripción de la Empresa Modelo 233
1.4. Modelo para el Cálculo del COMA 236
2. DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO 240
2.1. Conformación de Brigadas Tipo.....240

2.2. Intervenciones en la Red 241
2.3. Costos de Procesos de O&M 242
2.4. Actividades de Operación y Mantenimiento 245
2.5. Valorización de los Costos de Intervenciones 255
3. DETERMINACIÓN DEL COMA (SIN O&M BRIGADAS) DE TRANSELEC 259
3.1. Dimensionamiento y Remuneraciones del Personal 259
3.2. Dimensionamiento del Personal 259
3.3. Resumen de Distribución del Personal 322
3.4. Estudio de Remuneraciones 327
3.5. Valorización de las Actividades de Operación 348
3.6. Valorización de las Actividades de Mantenimiento 354
3.7. Valorización de las Actividades de Administración 358
3.8. Resumen COMA del Área Concesión Troncal de Transelec 372
4. DETERMINACIÓN COMA DE LOS OTROS TRAMOS TRONCALES 374
5. RESULTADOS DEL COMA DE LA EMPRESA MODELO 374
6. RESULTADOS DE COMA POR TRAMO Y PROPIETARIO 375
PARTE B3: VATT Y FÓRMULAS DE INDEXACIÓN 380
1. CÁLCULO DEL VATT 380
2. FÓRMULAS DE INDEXACIÓN 385
PARTE C: DETERMINACIÓN DEL ÁREA DE INFLUENCIA COMÚN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL 390
1. DEFINICIONES PARA LA DETERMINACIÓN DEL ÁREA DE INFLUENCIA COMÚN 390
2. METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL ÁREA DE INFLUENCIA COMÚN 391
2.1. Simulación de la Operación del Sistema 391
2.2. Verificación de las Inyecciones por Barra 395
2.3. Determinación del Conjunto de Barras de Inyección 396

2.4. Verificación de las Demandas por Barra 396

2.5. Determinación del Conjunto de Barras de Demanda 398

2.6. Determinación de la Densidad de Utilización 398

2.7. Definición del Área de Influencia Común (AIC) 399

3. RESULTADOS AREA DE INFLUENCIA COMUN 400

3.1 Resultado Área de Influencia Común SIC 400

3.2 Resultado Área de Influencia Común SING 401

3.3 Matriz de Demanda SIC 402

3.4 Matriz de Inyecciones SIC 409

3.5 Matriz de Densidad de Utilización SIC 416

3.6 Matriz de Demanda SING 417

3.7 Matriz de Inyecciones SING 418

3.8 Matriz de Densidad de Utilización SING 418

PARTE V 419

informe 3 419

PLANES DE EXPANSIÓN DEL SIC 419

Introducción 421

2. Proyectos de transmisión en ejecución y propuestos 423

2.1. Proyectos de transmisión en construcción 423

2.2. Proyectos propuestos por los participantes 424

2.3. Proyectos de transmisión propuestos por el consultor 425

3. Antecedentes de escenarios de generación y demanda 426

3.1. Bases del estudio 426

3.1.1. Demanda 426

3.1.2. Precios de combustibles 428

3.1.3. Generación 429

3.1.4. Cumplimiento de requerimiento ERNC 431

3.1.5. Otras consideraciones 433

3.2. Modelos y representación de los sistemas 434

3.3. Escenarios 436

3.3.1. Escenario Interconexión Base 436

3.3.2. Escenario Interconexión Alternativo 444

3.3.3. Escenario Interconexión Andino 451

4. Formulación de los planes de expansión por escenario 459

4.1. Generalidades 459

4.2. Análisis de contingencias en el SING 460

4.3. Proyectos de líneas y subestaciones propuestos por escenario 464

4.3.1. Escenario Interconexión Base 465

4.3.2. Escenario Interconexión Alternativo 468

4.3.3. Escenario Interconexión Andino 471

4.4. Flujos por tramos troncales 475

5. Análisis de Factibilidad Técnica de las alternativas y Determinación de los Límites de Transmisión 519

5.1. Consideraciones generales 519

5.2. Prospecto de proyectos de transmisión 520

5.2.1. SIC 520

5.2.1.1. Obra de Ampliación 1x220 [kV] Diego de Almagro -> Cardones 260 [MVA] . 520

5.2.1.2. Nueva Obra 2x220 [kV] Diego de Almagro -> San Andrés -> Nueva Cardones 290 [MVA] Tendido Primer Circuito 520

5.2.1.3. Obra de Ampliación Rediseño Compensación Serie LTx Cardones – Polpaico 2x500 [kV] 521

5.2.1.4. Nueva Obra Seccionamiento línea 2x500 [kV] Maitencillo – Pan de Azúcar en Punta Colorada 521

5.2.1.5. Nueva Obra 2x220 [kV] Maitencillo –> Punta Colorada –> Nueva Pan de Azúcar –> Don Goyo –> La Cebada –> Las Palmas –> Los Vilos -> Nogales 700 [MVA] 522

5.2.1.6. Nueva Obra 2x500 [kV] Alto Jahuel -> Los Almendros -> Polpaico 1800 [MVA] Tendido Primer Circuito 523

5.2.1.7. Nueva Obra 2x500 [kV] Alto Jahuel -> Lo Aguirre -> Polpaico 1800 [MVA] Tendido Primer Circuito 524

5.2.1.8. Nueva Obra 2x500 [kV] Nueva Charrúa -> Loncoche 2500 [MVA] Energizado en 220 [kV] 524

5.2.1.9. Nueva Obra 2x500 [kV] Loncoche -> Pichirropulli 1500 [MVA] Energizado en 220 [kV] 525

5.2.1.10. Línea Interconexión Andina HVDC 500 [kV] 1500 [MW] 526

5.2.2. SING 526

5.2.2.1. Nueva Obra 2x220 [kV] Laberinto -> El Cobre 360 [MVA] Tendido Primer Circuito 526

5.2.2.2. Nueva Obra 2x220 [kV] Domeyko -> Escondida 245 [MVA] Tendido Primer Circuito 526

5.2.2.3. Nueva Obra 2x220 [kV] Lagunas -> Pozo Almonte 600 [MVA] 527

5.2.2.4. Obra Nueva Subestación Cerro Fortuna 527

5.3. Criterios básicos para la definición de límites operacionales de los tramos de transmisión 530

6. Evaluación económica y Análisis de alternativas de los escenarios de expansión 532

6.1. Evaluación económica de los escenarios de expansión 532

6.1.1. Consideraciones generales 532

6.1.2. Resultados por escenarios de expansión 533

6.2. Análisis de alternativas de los planes de expansión 534

6.2.1. Definiciones de los escenarios analizados 534

6.2.1.1. Sistemas sin interconexión 534

6.2.1.2. Propuesta alternativa al proyecto Los Almendros 534

6.2.1.3. Propuesta alternativa al proyecto Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] 534

6.2.1.4. Propuesta alternativa al proyecto Maitencillo – Nogales 220 [kV] 535

6.2.1.5. Adelanto S/E Puente Negro y Sistema Alto Jahuel – Tinguiririca – Itahue 220 [kV] 535

6.2.1.6. Cambios en la capacidad del tramo Nueva Cardones – Polpaico 500 [kV] 535

6.2.1.7. Sensibilidades de demanda 535

6.2.1.8. Interconexión en distintos puntos del SING con CTM3 en Chacaya 536

6.2.1.9. Interconexión internacional con subestaciones conversoras intermedias 537

6.2.1.10. Escenario sin realizar el proyecto La Loma 537

6.2.2. Resultados de los escenarios analizados 538

6.2.2.1. Sistemas sin interconexión 538

6.2.2.2. Propuesta alternativa Los Almendros 545

6.2.2.3. Propuesta alternativa al proyecto Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] 546

6.2.2.4. Propuesta alternativa al proyecto Maitencillo – Nogales 220 [kV] 547

6.2.2.5. Adelanto S/E Puente Negro y Sistema Alto Jahuel – Tinguiririca – Itahue 220 [kV] 549

6.2.2.6. Cambios en la capacidad del tramo Nueva Cardones – Polpaico 500 [kV] 561

6.2.2.7. Sensibilidades de demanda 566

6.2.2.8. Interconexión en distintos puntos del SING con CTM3 en Chacaya 573

6.2.2.9. Interconexión internacional con subestaciones conversoras intermedias 574

6.2.2.10. Escenario sin realizar el proyecto La Loma 575

7. Obras del plan de expansión recomendado por escenario 575

7.1. Generalidades 575

7.2. Clasificación de las obras....577

7.2.1. Antecedentes....577

7.2.2. Criterios adoptados....577

7.3. Obras a ejecutar en el cuatrienio 2015-2018....579

7.4. VI, AVI Y COMA de las expansiones recomendadas....580

8. Verificación del cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio del plan de expansión....583

8.1. Introducción....583

8.2. Metodología de Estudios Eléctricos....584

8.2.1. Normalización de Instalaciones....584

8.2.2. Verificación de la Capacidad de Barras....586

8.2.3. Estudios de Cortocircuitos....587

8.2.4. Estudios de Estabilidad Transitoria....588

8.2.5. Severidad 9....590

8.2.6. Severidad 8....592

8.3. Conclusiones de los Estudios Eléctricos....594

8.4. Obras Propuestas para el Cumplimiento de NTSyCS....595

8.5. Indicadores de Calidad de Servicio....602

PARTE I

RESUMEN DE RESULTADOS DEL ESTUDIO

1. INTRODUCCIÓN

Este capítulo contiene un resumen de los resultados obtenidos a lo largo del estudio, incluido lo que respecta los informes 1, 2 y 3.

El documento se ha estructurado de la siguiente manera:

- Parte I: Resumen de resultados del Estudio de Transmisión Troncal.
- Parte II: Cálculo del VI, AVI, COMA. VATT y fórmulas de indexación.
- Parte III: Área de influencia común del sistema de transmisión troncal.
- Parte IV: Planes de expansión del SIC.
- Parte V: Planes de expansión del SING.

2. CLASIFICACIÓN DE INSTALACIONES TRONCALES

Las instalaciones de transmisión que se han declarado troncales para cada sistema, de acuerdo a las simulaciones realizadas, los criterios definidos en la ley y la información disponible a la fecha de la elaboración del Informe I, se presentan a continuación.

2.1. LÍNEAS TRONCALES POR SISTEMA

Sistema de transmisión troncal SIC: Al aplicar la metodología descrita en el Informe se obtuvo las siguientes instalaciones troncales para el SIC, las cuales cumplen los criterios indicados en el artículo 74° del DFL 4.

#	Líneas Troncales SIC	#	Líneas Troncales SIC
1	Diego de Almagro 220->Carrera Pinto 220 I	43	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I
2	Carrera Pinto 220->San Andres 220 I	44	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II
3	San Andres 220->Cardones 220 I	45	Colbun 220->Candelaria 220 I
4	Maitencillo 220->Cardones 220 I	46	Colbun 220->Candelaria 220 II
5	Maitencillo 220->Cardones 220 II	47	Candelaria 220->Maipo 220 I
6	Maitencillo 220->Cardones 220 III	48	Candelaria 220->Maipo 220 II
7	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 I	49	Maipo 220->Alto Jahuel 220 I
8	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 II	50	Maipo 220->Alto Jahuel 220 II

9	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 I		51	Ancoa 220->Itahue 220 I
10	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 II		52	Ancoa 220->Itahue 220 II
11	Pan de Azucar 220->Don Goyo 220 I		53	Colbun 220->Ancoa 220
12	Don Goyo 220->Talinay 220 I		54	Rapel 220->Alto Melipilla 220 I
13	Pan de Azucar 220->Monte Redondo 220 II		55	Rapel 220->Alto Melipilla 220 II
14	Talinay 220->Las Palmas 220 I		56	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 I
15	Monte Redondo 220->Las Palmas 220 II		57	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 II
16	Las Palmas 220->Los Vilos 220 I		58	Charrua-220->Hualpen 220
17	Las Palmas 220->Los Vilos 220 II		59	Charrua 220->Lagunilla 220 I
18	Los Vilos 220->Nogales 220 I		60	Lagunilla 220->Hualpen 220
19	Los Vilos 220->Nogales 220 II		61	Charrua 220->Tap Laja 220
20	Nogales 220->Quillota 220 I		62	Tap Laja 220->Temuco 220
21	Nogales 220->Quillota 220 II		63	Charrua 220->Mulchen 220 I
22	Nogales 220->Polpaico 220 I		64	Charrua 220->Mulchen 220 II
23	Nogales 220->Polpaico 220 II		65	Mulchen 220->Cautin 220 I
24	Quillota 220->Polpaico 220 I		66	Mulchen 220->Cautin 220 II
25	Quillota 220->Polpaico 220 II		67	Temuco 220->Cautin 220 I
26	Lampa 220->Polpaico 220 I		68	Temuco 220->Cautin 220 II
27	Cerro Navia 220 Dsf->Lampa 220 I		69	Valdivia 220->Cautin 220 I
28	Cerro Navia 220 Dsf->Polpaico 220 II		70	Cautin 220->Ciruelos 220 II
29	Chena 220->Cerro Navia 220 I		71	Ciruelos 220->Valdivia 220 II
30	Chena 220->Cerro Navia 220 II		72	Charrua 500->Ancoa 500 I
31	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 I		73	Charrua 500->Ancoa 500 II
32	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 II		74	Valdivia 220->Rahue 220 I
33	El Rodeo 220->Chena 220 I		75	Valdivia 220->Pichirrahue 220 II
34	El Rodeo 220->Chena 220 II		76	Rahue 220->Puerto Montt 220 I
35	Chena 220->Alto Jahuel 220 III		77	Pichirrahue 220->Puerto Montt 220 II
36	Chena 220->Alto Jahuel 220 IV		78	Ancoa 500->Ancoa 220 I
37	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I		79	Charrua 220->Charrua 500 I
38	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II		80	Charrua 220->Charrua 500 II
39	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 I		81	Charrua 220->Charrua 500 III
40	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 II		82	Polpaico 220->Los Maquis 220
41	Polpaico 500->Polpaico 220 I		83	Polpaico 220->El Llano 220
42	Polpaico 500->Polpaico 220 II		84	El Llano 220->Los Maquis 220

Se adicionan en este periodo las siguientes líneas:

- Línea 2x220 kV Lagunillas – Charrúa
- Línea 1x220 kV Hualpén – Lagunillas
- Línea 1x220 kV Polpaico – El Llano

- Línea 1x220 kV El Llano - Los Maquis
- Línea 1x220 kV Polpaico - Los Maquis

Estas líneas cumplen con los 5 criterios definidos como transmisión troncal.

Sistema troncal del SING: Al aplicar la metodología descrita en el Informe se obtuvo las siguientes instalaciones troncales para el SING, las cuales cumplen los criterios indicados en el artículo 74° del DFL 4.

#	Líneas troncales SING
1	Lagunas 220->Pozo Almonte 220
2	Tarapacá 220->Lagunas 220 I
3	Tarapacá 220->Lagunas 220 II
4	Crucero 220->Lagunas 220 II
5	Crucero 220->Nueva Victoria 220 I
6	Nueva Victoria 220->Lagunas 220 I
7	Crucero 220->Encuentro 220 I
8	Crucero 220->Encuentro 220 II
9	Atacama 220->Encuentro 220 I
10	Atacama 220->Encuentro 220 II
11	Atacama 220->Domeyko 220 I
12	Atacama 220->Domeyko 220 II
13	Domeyko 220->Escondida 220
14	Domeyko 220->Sulfuros 220
15	Nueva Zaldívar 220->Escondida 220
16	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 I
17	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 II
18	Laberinto 220->El Cobre 220
19	Crucero 220->Laberinto 220 I
20	Crucero 220->Laberinto 220 II

En esta versión del Estudio de Transmisión Troncal se han adicionado las siguientes instalaciones al sistema de transmisión troncal del SING:

- Línea 220 kV Lagunas – Pozo Almonte
- Línea 220 kV Laberinto – El Cobre

- Línea 220 kV Laberinto – Nueva Zaldívar
- Línea 220 kV Nueva Zaldívar – Escondida
- Línea 220 kV Domeyko – Escondida
- Línea 220 kV Atacama – Domeyko

3. VI, AVI Y COMA DE LAS INSTALACIONES TRONCALES DEL SIC Y DEL SING

Se presenta a continuación los resultados de los cálculos de VI, AVI, COMA y VATT para el sistema de transmisión troncal del SIC y del SING, discriminados según los propietarios de instalaciones en cada sistema.

SIC

Propietarios SIC	VI TOTAL TRONCAL	AVI TOTAL TRONCAL	COMA TOTAL TRONCAL	VATT TOTAL TRONCAL
Transelec	1.844.393.011	188.581.632	35.182.525	223.764.157
Colbún	37.139.277	3.827.956	998.006	4.825.962
Colbún Transm	129.605.957	13.159.362	2.206.025	15.365.387
Chilectra	5.784.518	624.319	176.138	800.457
CDA	7.910.836	800.505	145.048	945.553
San Andres	4.116.921	431.409	133.713	565.123
P.E. El Arrayan	4.758.119	500.892	152.904	653.795
TOTAL	**2.033.708.638**	**207.926.074**	**38.994.360**	**246.920.434**

SING

Propietarios SING	VI TOTAL	AVI TOTAL	COMA TOTAL	VATT TOTAL

	TRONCAL	TRONCAL	TRONCAL	TRONCAL
Transelec Norte	164.841.821	16.855.641	3.629.511	20.485.153
E-CL	30.199.264	3.083.550	731.625	3.815.175
AES GENER	9.960.435	1.028.592	295.010	1.323.603
M Escondida	141.388.776	14.304.585	2.692.219	16.996.804
M Zaldívar	63.492.113	6.408.296	1.199.890	7.608.186
Angamos	8.020.687	828.658	255.473	1.084.131
Edelnor	3.115.697	318.204	43.845	362.048
TOTAL	**421.018.793**	**42.827.527**	**8.847.572**	**51.675.100**

Archivo: VI_y_COMA_por_PROPIETARIO.xlsx, hoja: VI AVI INDEX COMPONENTE

Los siguientes cuadros muestran los resultados del VI, AVI y COMA para cada uno de los tramos de los sistemas troncales del SIC y del SING. El campo "Id Tramo" es un código de identificación propio del Consultor, y "Nombre Troncal" corresponde a la denominación de los tramos del sistema troncal que contiene el nombre de las subestaciones extremas para tramos de línea.

SIC

Id Tramo	Nombre Troncal	VI TOTAL TRONCAL	AVI TOTAL TRONCAL	COMA TOTAL TRONCAL
TSIC-01	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	165.782.053	16.789.502	2.565.029
TSIC-02	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	51.370.556	5.225.244	908.818
TSIC-03	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	7.809.745	818.476	173.104
TSIC-04	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	59.537.399	6.060.951	1.138.255
TSIC-05	Charrua 500->Ancoa 500 I	119.151.384	12.110.581	2.063.571
TSIC-06	Charrua 500->Ancoa 500 II	148.606.094	15.077.105	2.563.073
TSIC-07	Diego de Almagro 220->Carrera Pinto 220 I	24.974.027	2.549.503	472.246
TSIC-08a	Carrera Pinto 220->San Andres 220 I	21.448.904	2.192.488	415.059
TSIC-08b	San Andres 220->Cardones 220 I	18.625.414	1.904.196	361.157
TSIC-09	Maitencillo 220->Cardones 220 I	30.010.996	3.054.272	526.930
TSIC-10	Maitencillo 220->Cardones 220 II	28.079.512	2.860.384	487.486
TSIC-11	Maitencillo 220->Cardones 220 III	28.010.351	2.855.441	489.554
TSIC-12	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 I	22.608.999	2.318.128	422.970
TSIC-13	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 II	22.593.511	2.317.104	422.896
TSIC-14	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 I	26.135.409	2.687.638	526.981
TSIC-15	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 II	26.161.986	2.690.119	524.036
TSIC-16	Pan de Azucar 220->Monte Redondo 220 II	7.066.684	719.771	156.476
TSIC-17	Monte Redondo 220->Las Palmas 220 II	22.935.462	2.333.344	398.244
TSIC-18	Talinay 220->Las Palmas 220 I	10.288.882	1.044.661	201.351
TSIC-19a	Pan de Azucar 220->Don Goyo 220 I	16.949.998	1.742.463	359.137
TSIC-19b	Don Goyo 220->Talinay 220 I	8.870.073	905.688	174.985
TSIC-20	Las Palmas 220->Los Vilos 220 I	18.222.285	1.867.102	354.828
TSIC-21	Las Palmas 220->Los Vilos 220 II	18.064.795	1.848.952	347.040
TSIC-22	Los Vilos 220->Nogales 220 I	22.120.038	2.278.884	412.007

TSIC-23	Los Vilos 220->Nogales 220 II	22.120.038	2.278.884	412.007
TSIC-24	Nogales 220->Quillota 220 I	12.432.745	1.292.306	264.211
TSIC-25	Nogales 220->Quillota 220 II	12.456.058	1.295.867	264.033
TSIC-26	Nogales 220->Polpaico 220 I	4.792.824	513.185	102.820
TSIC-27	Nogales 220->Polpaico 220 II	4.792.824	513.185	102.820
TSIC-28	Quillota 220->Polpaico 220 I	28.359.130	2.879.724	497.971
TSIC-29	Quillota 220->Polpaico 220 II	28.274.316	2.870.607	491.288
TSIC-30	Colbún 220->Candelaria 220 I	50.902.186	5.158.810	805.707
TSIC-31	Colbún 220->Candelaria 220 II	50.958.690	5.166.377	808.186
TSIC-32	Candelaria 220->Maipo 220 I	11.863.828	1.211.442	226.466
TSIC-33	Candelaria 220->Maipo 220 II	12.136.699	1.240.481	235.005
TSIC-34	Maipo 220->Alto Jahuel 220 I	6.769.568	702.156	163.113
TSIC-35	Maipo 220->Alto Jahuel 220 II	6.102.746	634.332	147.138
TSIC-36	Colbún 220->Ancoa 220	8.611.630	885.845	210.074
TSIC-37	Lampa 220->Polpaico 220 I	6.080.164	627.334	139.836
TSIC-38	Cerro Navia 220 Dsf->Polpaico 220 II	26.464.915	2.711.222	510.606
TSIC-39	Cerro Navia 220 Dsf->Lampa 220 I	18.446.524	1.885.842	347.426
TSIC-41	Chena 220->Cerro Navia 220 I	10.950.517	1.131.234	263.202
TSIC-42	Chena 220->Cerro Navia 220 II	10.951.268	1.131.309	263.212
TSIC-43	Chena 220->Alto Jahuel 220 III	13.602.032	1.398.521	284.469
TSIC-44	Chena 220->Alto Jahuel 220 IV	13.653.327	1.401.431	286.837
TSIC-45	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 I	6.648.236	683.027	138.279
TSIC-46	El Rodeo 220->Chena 220 I	12.028.151	1.224.901	214.309
TSIC-47	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 II	6.827.648	701.266	143.805
TSIC-48	El Rodeo 220->Chena 220 II	2.812.724	291.564	53.068
TSIC-49	Rapel 220->Alto Melipilla 220 I	11.949.371	1.215.318	217.407
TSIC-50	Rapel 220->Alto Melipilla 220 II	11.896.149	1.209.868	216.501
TSIC-51	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 I	15.583.900	1.577.534	256.726
TSIC-52	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 II	16.901.793	1.712.455	278.770
TSIC-53	Ancoa 220->Itahue 220 I	20.613.173	2.093.456	393.082
TSIC-54	Ancoa 220->Itahue 220 II	20.553.531	2.087.149	394.849
TSIC-58	Charrua 220->Hualpen 220	44.878.338	4.537.787	928.118
TSIC-59	Charrua 220->Tap Laja 220	7.915.501	811.139	187.597
TSIC-60	Tap Laja 220->Temuco 220	40.669.010	4.102.470	810.124
TSIC-61	Charrua 220->Lagunilla 220 I	42.300.383	4.270.506	740.718
TSIC-63	Lagunilla 220->Hualpen 220	20.465.962	2.075.362	381.678
TSIC-64	Charrua 220->Mulchen 220 I	4.340.111	450.140	125.235
TSIC-65	Charrua 220->Mulchen 220 II	4.402.196	456.428	129.518
TSIC-66	Mulchen 220->Cautin 220 I	4.325.713	450.284	127.897
TSIC-67	Mulchen 220->Cautin 220 II	4.411.184	458.972	132.475
TSIC-68	Temuco 220->Cautin 220 I	6.901.319	720.854	190.793
TSIC-69	Temuco 220->Cautin 220 II	6.911.288	720.713	189.625
TSIC-70	Cautin 220->Ciruelos 220 II	28.731.212	2.925.456	660.583
TSIC-71	Ciruelos 220->Valdivia 220 II	9.087.592	937.027	287.586
TSIC-72	Valdivia 220->Cautin 220 I	25.949.015	2.639.049	724.941
TSIC-73	Valdivia 220->Rahue 220 I	27.244.176	2.779.244	602.106
TSIC-74	Rahue 220->Puerto Montt 220 I	28.957.063	3.006.390	675.272
TSIC-75a	Valdivia 220->Pichirrahue 220 II	24.971.447	2.524.932	522.004
TSIC-75b	Pichirrahue 220->Puerto Montt 220 II	24.347.483	2.510.544	533.063
TSIC-76	Polpaico 500->Polpaico 220 I	26.697.067	2.738.811	565.880
TSIC-77	Polpaico 500->Polpaico 220 II	29.498.468	3.084.198	611.555
TSIC-78	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 I	31.168.909	3.251.849	640.177
TSIC-79	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 II	27.922.442	2.919.043	555.574
TSIC-80	Ancoa 500->Ancoa 220 I	32.597.916	3.405.353	687.203
TSIC-81	Charrua 220->Charrua 500 I	28.561.428	2.990.859	573.251
TSIC-82	Charrua 220->Charrua 500 II	28.801.305	3.009.589	586.664
TSIC-83	Charrua 220->Charrua 500 III	31.795.203	3.319.006	601.301
TSIC-84	Polpaico 220->Los Maquis 220	10.368.965	1.064.028	253.747
TSIC-85	Polpaico 220->El Llano 220	9.914.729	1.009.609	195.550
TSIC-86	Los Maquis 220-> El Llano 220	7.611.951	777.801	175.667

Archivo: VI_y_COMA_por_PROPIETARIO.xlsx, hojas: VI TRAMO, AVI TRAMO y COMA TRAMO

SING

Id Tramo	Nombre Troncal	VI TOTAL TRONCAL	AVI TOTAL TRONCAL	COMA TOTAL TRONCAL
TSING-01	Tarapacá 220->Lagunas 220 I	13.803.779	1.429.513	317.802
TSING-02	Tarapacá 220->Lagunas 220 II	13.973.588	1.446.807	325.452
TSING-03	Crucero 220->Lagunas 220 II	32.239.414	3.278.184	791.686
TSING-04	Crucero 220->Nueva Victoria 220 I	30.851.864	3.119.727	666.944
TSING-05	Nueva Victoria 220->Lagunas 220 I	7.502.672	775.429	178.922
TSING-06	Crucero 220->Encuentro 220 I	7.169.450	742.856	188.115
TSING-07	Crucero 220->Encuentro 220 II	7.819.172	810.437	199.647
TSING-08	Atacama 220->Encuentro 220 I	26.998.040	2.743.547	485.363
TSING-09	Atacama 220->Encuentro 220 II	26.886.403	2.732.338	479.623
TSING-10	Atacama 220->Domeyko 220 I	30.786.220	3.117.722	525.961
TSING-11	Atacama 220->Domeyko 220 II	30.843.644	3.123.531	526.965
TSING-12	Domeyko 220->Escondida 220	8.536.279	872.473	204.751
TSING-13	Domeyko 220->Sulfuros 220	4.795.335	490.890	130.646
TSING-14	Nueva Zaldívar 220->Escondida 220	9.891.174	1.008.976	253.687
TSING-15	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 I	30.597.650	3.094.399	624.045
TSING-16	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 II	30.537.530	3.088.267	622.598
TSING-17	Laberinto 220->El Cobre 220	8.073.494	826.318	208.503
TSING-18	Crucero 220->Laberinto 220 I	39.709.113	4.024.507	813.805
TSING-19	Crucero 220->Laberinto 220 II	42.752.039	4.331.391	859.734
TSING-20	Lagunas 220->Pozo Almonte 220	17.251.932	1.770.215	443.324

Archivo: VI_y_COMA_por_PROPIETARIO.xlsx, hojas: VI TRAMO, AVI TRAMO y COMA TRAMO

Los valores se expresan en dólares norteamericanos según la tasa de cambio promedio del dólar observado del mes de diciembre de 2013, igual a $529,45.

4. FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

De acuerdo a lo señalado en las bases del estudio, las fórmulas de indexación deben corresponder a polinomios lineales que den cuenta de la variación del AVI y del COMA en dólares americanos.

A los efectos de establecer la fórmula de indexación, se revisó el análisis realizado en el estudio de transmisión troncal del año 2006 y del año 2010, y se concluyó que se mantienen válidas las condiciones que llevaron a recomendar la utilización de indicadores que tuvieran en cuenta la utilización del IPC y del CPI, precios del aluminio, del cobre y del fierro.

De esta forma, la fórmula adoptada para el AVI tiene la siguiente expresión:

$$AVI_{n,k} = AVI_{n,o}\left(\alpha_n \, x \, \frac{IPC_k}{IPC_O} \times \frac{DOL_o}{DOL_k} + \left(\beta_{1,n} \times \frac{CPI_k}{CPI_O} + \beta_{2,n} \times \frac{PFe_k}{PFe_O} + \beta_{3,n} \times \frac{PCu_k}{PCu_O} + \beta_{4,n} \times \frac{PAl_k}{PAl_O}\right)\right)$$

Dónde:

$AVI_{n,k}$: Valor de *AVI* del tramo *n* a regir en el mes *k.*

IPC_k: Valor del Índice de Precios al Consumidor en el segundo mes anterior al mes *k*, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE).

DOLk: Promedio del Dólar Observado, en el segundo mes anterior al mes *k*, publicado por el Banco Central.

CPI_k: Valor del índice *Consumer Price Index (All Urban Consumers)*, en el segundo mes anterior al mes *k*, publicado por el *Bureau of Labor Statistics (BLS)* del Gobierno de EEUU.

PAlk: Promedio del precio del aluminio, del segundo, tercer y cuarto mes anterior al mes *k*, cotizado en la Bolsa de Metales de Londres (*London Metal Exchange, LME*), correspondiente al valor *Cash Seller & Settlement* mensual, publicado por el Boletín Mensual de la Comisión Chilena del Cobre, en USc/Lb.

PCuk: Promedio del precio del cobre, del segundo, tercer y cuarto mes anterior al mes *k*, cotizado en la Bolsa de Metales de Londres (*London Metal Exchange, LME*), correspondiente al valor *Cash Seller & Settlement* mensual, publicado por el Boletín Mensual de la Comisión Chilena del Cobre, en USc/Lb.

PFe_k: Valor del índice *Iron and Steel*, de la serie *Producer Price Index - Commodities*, grupo *Metals and Metal Products*, en el segundo mes anterior al mes *k*, publicado por el *Bureau of Labor Statistics (BLS)* del Gobierno de EEUU.

Los valores de referencia corresponden para la fecha base de cálculo 31 de diciembre de 2013.

Para el COMA la fórmula de indexación considera utilizar solamente la variación del IPC.

Los cuadros siguientes presentan los coeficientes de la fórmula de indexación del AVI por tramo troncal.

Si bien los valores se pueden seguir y reproducir en los archivos mencionados al pie de cada uno de los siguientes cuadros, se expone a continuación la metodología de su cálculo:

- Para cada uno de los materiales, equipos, tareas de montaje e indirectos no porcentuales se definió uno o dos de los índices que constituyen su variación de precio en el tiempo.

- Luego se obtiene en base a ello los valores de cada uno de los 5 coeficientes mediante el promedio ponderado de los valores de los índices constitutivos de cada uno de los materiales, equipos, tareas de montaje e indirectos no porcentuales, sus cantidades en los inventarios y su precio para cada uno de los componentes de líneas y subestaciones.

- Finalmente los valores de cada uno de los 5 coeficientes que pueden verse en los cuadros siguientes se obtienen como promedio ponderado de los valores de los 5 indices de cada uno de los componentes de líneas y subestaciones que conforman un tramo, su VI y su porcentaje de asignación al tramo.

Coeficientes de la fórmula de indexación del AVI (en pu)

SIC

Id Tramo	Nombre Troncal	α_n	$\beta_{1,n}$	$\beta_{2,n}$	$\beta_{3,n}$	$\beta_{4,n}$
TSIC-01	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	0,44	0,39	0,08	0,00	0,08
TSIC-02	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	0,47	0,34	0,11	0,01	0,07
TSIC-03	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	0,61	0,34	0,02	0,02	0,01
TSIC-04	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	0,45	0,37	0,10	0,02	0,07
TSIC-05	Charrua 500->Ancoa 500 I	0,38	0,46	0,08	0,01	0,07
TSIC-06	Charrua 500->Ancoa 500 II	0,41	0,44	0,07	0,01	0,07
TSIC-07	Diego de Almagro 220->Carrera Pinto 220 I	0,46	0,44	0,05	0,01	0,04
TSIC-08a	Carrera Pinto 220->San Andres 220 I	0,42	0,49	0,05	0,01	0,03
TSIC-08b	San Andres 220->Cardones 220 I	0,39	0,54	0,04	0,01	0,02
TSIC-09	Maitencillo 220->Cardones 220 I	0,52	0,35	0,08	0,01	0,06
TSIC-10	Maitencillo 220->Cardones 220 II	0,50	0,33	0,11	0,01	0,06
TSIC-11	Maitencillo 220->Cardones 220 III	0,49	0,33	0,11	0,01	0,06
TSIC-12	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 I	0,57	0,28	0,08	0,01	0,06
TSIC-13	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 II	0,57	0,28	0,08	0,01	0,06
TSIC-14	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 I	0,45	0,43	0,07	0,01	0,05
TSIC-15	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 II	0,45	0,43	0,07	0,01	0,05
TSIC-16	Pan de Azucar 220->Monte Redondo 220 II	0,52	0,34	0,07	0,01	0,05

TSIC-17	Monte Redondo 220->Las Palmas 220 II	0,56	0,27	0,09	0,01	0,07
TSIC-18	Talinay 220->Las Palmas 220 I	0,55	0,31	0,08	0,01	0,06
TSIC-19a	Pan de Azucar 220->Don Goyo 220 I	0,55	0,30	0,08	0,01	0,05
TSIC-19b	Don Goyo 220->Talinay 220 I	0,53	0,34	0,08	0,01	0,05
TSIC-20	Las Palmas 220->Los Vilos 220 I	0,53	0,34	0,07	0,01	0,05
TSIC-21	Las Palmas 220->Los Vilos 220 II	0,53	0,33	0,07	0,01	0,06
TSIC-22	Los Vilos 220->Nogales 220 I	0,54	0,33	0,07	0,01	0,06
TSIC-23	Los Vilos 220->Nogales 220 II	0,54	0,33	0,07	0,01	0,06
TSIC-24	Nogales 220->Quillota 220 I	0,58	0,32	0,05	0,01	0,03
TSIC-25	Nogales 220->Quillota 220 II	0,58	0,32	0,05	0,01	0,03
TSIC-26	Nogales 220->Polpaico 220 I	0,48	0,49	0,01	0,02	0,00
TSIC-27	Nogales 220->Polpaico 220 II	0,48	0,49	0,01	0,02	0,00
TSIC-28	Quillota 220->Polpaico 220 I	0,52	0,28	0,09	0,00	0,11
TSIC-29	Quillota 220->Polpaico 220 II	0,52	0,28	0,09	0,00	0,11
TSIC-30	Colbún 220->Candelaria 220 I	0,36	0,37	0,14	0,01	0,12
TSIC-31	Colbún 220->Candelaria 220 II	0,36	0,37	0,14	0,01	0,12
TSIC-32	Candelaria 220->Maipo 220 I	0,48	0,24	0,15	0,01	0,12
TSIC-33	Candelaria 220->Maipo 220 II	0,48	0,24	0,15	0,01	0,11
TSIC-34	Maipo 220->Alto Jahuel 220 I	0,54	0,40	0,03	0,02	0,01
TSIC-35	Maipo 220->Alto Jahuel 220 II	0,54	0,40	0,02	0,02	0,01
TSIC-36	Colbún 220->Ancoa 220	0,53	0,39	0,03	0,02	0,02
TSIC-37	Lampa 220->Polpaico 220 I	0,54	0,34	0,07	0,01	0,03
TSIC-38	Cerro Navia 220 Dsf->Polpaico 220 II	0,38	0,55	0,04	0,01	0,02
TSIC-39	Cerro Navia 220 Dsf->Lampa 220 I	0,37	0,57	0,04	0,01	0,01
TSIC-41	Chena 220->Cerro Navia 220 I	0,61	0,30	0,04	0,02	0,04
TSIC-42	Chena 220->Cerro Navia 220 II	0,61	0,30	0,04	0,02	0,04
TSIC-43	Chena 220->Alto Jahuel 220 III	0,44	0,43	0,05	0,01	0,06
TSIC-44	Chena 220->Alto Jahuel 220 IV	0,44	0,43	0,05	0,01	0,06
TSIC-45	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 I	0,55	0,34	0,07	0,01	0,03
TSIC-46	El Rodeo 220->Chena 220 I	0,53	0,34	0,09	0,01	0,03
TSIC-47	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 II	0,54	0,34	0,07	0,02	0,03
TSIC-48	El Rodeo 220->Chena 220 II	0,25	0,73	0,01	0,01	0,00
TSIC-49	Rapel 220->Alto Melipilla 220 I	0,53	0,33	0,07	0,01	0,06
TSIC-50	Rapel 220->Alto Melipilla 220 II	0,53	0,33	0,07	0,01	0,06
TSIC-51	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 I	0,72	0,16	0,06	0,00	0,05
TSIC-52	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 II	0,67	0,22	0,05	0,00	0,05
TSIC-53	Ancoa 220->Itahue 220 I	0,54	0,27	0,10	0,01	0,09
TSIC-54	Ancoa 220->Itahue 220 II	0,55	0,26	0,10	0,01	0,08
TSIC-58	Charrua 220->Hualpen 220	0,51	0,24	0,19	0,00	0,05
TSIC-59	Charrua 220->Tap Laja 220	0,64	0,24	0,07	0,01	0,04
TSIC-60	Tap Laja 220->Temuco 220	0,66	0,18	0,10	0,00	0,07

TSIC-61	Charrua 220->Lagunilla 220 I	0,66	0,20	0,11	0,00	0,03
TSIC-63	Lagunilla 220->Hualpen 220	0,69	0,20	0,08	0,01	0,02
TSIC-64	Charrua 220->Mulchen 220 I	0,59	0,33	0,04	0,03	0,01
TSIC-65	Charrua 220->Mulchen 220 II	0,59	0,33	0,04	0,03	0,01
TSIC-66	Mulchen 220->Cautin 220 I	0,64	0,28	0,03	0,03	0,01
TSIC-67	Mulchen 220->Cautin 220 II	0,64	0,29	0,03	0,03	0,01
TSIC-68	Temuco 220->Cautin 220 I	0,65	0,27	0,04	0,03	0,01
TSIC-69	Temuco 220->Cautin 220 II	0,65	0,27	0,04	0,03	0,02
TSIC-70	Cautin 220->Ciruelos 220 II	0,56	0,26	0,13	0,01	0,05
TSIC-71	Ciruelos 220->Valdivia 220 II	0,63	0,25	0,08	0,02	0,03
TSIC-72	Valdivia 220->Cautin 220 I	0,62	0,25	0,10	0,01	0,03
TSIC-73	Valdivia 220->Rahue 220 I	0,56	0,25	0,14	0,01	0,04
TSIC-74	Rahue 220->Puerto Montt 220 I	0,56	0,28	0,09	0,01	0,05
TSIC-75a	Valdivia 220->Pichirrahue 220 II	0,55	0,25	0,15	0,00	0,05
TSIC-75b	Pichirrahue 220->Puerto Montt 220 II	0,58	0,28	0,09	0,01	0,04
TSIC-76	Polpaico 500->Polpaico 220 I	0,28	0,66	0,04	0,02	0,01
TSIC-77	Polpaico 500->Polpaico 220 II	0,26	0,68	0,04	0,02	0,01
TSIC-78	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 I	0,24	0,71	0,03	0,02	0,01
TSIC-79	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 II	0,25	0,70	0,03	0,01	0,01
TSIC-80	Ancoa 500->Ancoa 220 I	0,29	0,64	0,04	0,02	0,01
TSIC-81	Charrua 220->Charrua 500 I	0,27	0,68	0,03	0,01	0,01
TSIC-82	Charrua 220->Charrua 500 II	0,27	0,68	0,03	0,01	0,01
TSIC-83	Charrua 220->Charrua 500 III	0,26	0,69	0,04	0,01	0,01
TSIC-84	Polpaico 220->Los Maquis 220	0,47	0,32	0,11	0,01	0,09
TSIC-85	Polpaico 220->El Llano 220	0,56	0,22	0,16	0,01	0,05
TSIC-86	Los Maquis 220-> El Llano 220	0,51	0,28	0,14	0,01	0,05

Archivo: VI_y_COMA_por_PROPIETARIO.xlsx, hoja: INDICES TRAMO

SING

Id Tramo	Nombre Troncal	α_n	$\beta_{1,n}$	$\beta_{2,n}$	$\beta_{3,n}$	$\beta_{4,n}$
TSING-01	Tarapacá 220->Lagunas 220 I	0,59	0,25	0,09	0,01	0,06
TSING-02	Tarapacá 220->Lagunas 220 II	0,59	0,26	0,09	0,01	0,06
TSING-03	Crucero 220->Lagunas 220 II	0,56	0,25	0,11	0,00	0,08
TSING-04	Crucero 220->Nueva Victoria 220 I	0,59	0,23	0,10	0,00	0,07
TSING-05	Nueva Victoria 220->Lagunas 220 I	0,66	0,23	0,07	0,01	0,04
TSING-06	Crucero 220->Encuentro 220 I	0,68	0,26	0,03	0,02	0,01
TSING-07	Crucero 220->Encuentro 220 II	0,68	0,26	0,04	0,02	0,01
TSING-08	Atacama 220->Encuentro 220 I	0,45	0,26	0,14	0,01	0,14

TSING-09	Atacama 220->Encuentro 220 II	0,45	0,26	0,14	0,01	0,14
TSING-10	Atacama 220->Domeyko 220 I	0,49	0,25	0,17	0,00	0,09
TSING-11	Atacama 220->Domeyko 220 II	0,49	0,25	0,17	0,00	0,09
TSING-12	Domeyko 220->Escondida 220	0,57	0,32	0,07	0,02	0,02
TSING-13	Domeyko 220->Sulfuros 220	0,68	0,23	0,05	0,03	0,01
TSING-14	Nueva Zaldívar 220->Escondida 220	0,56	0,31	0,08	0,02	0,03
TSING-15	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 I	0,61	0,27	0,06	0,01	0,05
TSING-16	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 II	0,62	0,27	0,06	0,01	0,05
TSING-17	Laberinto 220->El Cobre 220	0,65	0,26	0,04	0,03	0,02
TSING-18	Crucero 220->Laberinto 220 I	0,61	0,26	0,07	0,00	0,06
TSING-19	Crucero 220->Laberinto 220 II	0,60	0,28	0,06	0,00	0,05
TSING-20	Lagunas 220->Pozo Almonte 220	0,53	0,31	0,09	0,01	0,06

Archivo: VI_y_COMA_por_PROPIETARIO.xlsx, hoja: INDICES TRAMO

5. DEFINICIÓN DEL ÁREA DE INFLUENCIA COMÚN (AIC)

A continuación se presentan los resultados obtenidos respecto al Área de Influencia Común de cada sistema.

5.1. RESULTADOS

Área de Influencia Común SIC: Al aplicar la metodología desarrollada se obtuvieron las siguientes instalaciones troncales pertenecientes al Área de Influencia Común para el SIC. Las nodos que limitan el AIC para el SIC son Nogales 220 kV y Tap Laja 220 kV, incluyendo la barra Mulchén 220 kV.

#	AIC SIC	#	AIC SIC
1	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	29	Cerro Navia 220 Dsf->Lampa 220 I
2	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	30	Cerro Navia 220 Dsf->Polpaico 220 II
3	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	31	Chena 220->Cerro Navia 220 I
4	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	32	Chena 220->Cerro Navia 220 II
5	Charrua 500->Ancoa 500 I	33	Chena 220->Alto Jahuel 220 III
6	Charrua 500->Ancoa 500 II	34	Chena 220->Alto Jahuel 220 IV
7	Nogales 220->Quillota 220 I	35	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 I

8	Nogales 220->Quillota 220 II		36	El Rodeo 220->Chena 220 I
9	Nogales 220->Polpaico 220 I		37	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 II
10	Nogales 220->Polpaico 220 II		38	El Rodeo 220->Chena 220 II
11	Quillota 220->Polpaico 220 I		39	Rapel 220->Alto Melipilla 220 I
12	Quillota 220->Polpaico 220 II		40	Rapel 220->Alto Melipilla 220 II
13	Polpaico 220->Los Maquis 220		41	Lo Aguirre 220->Cerro Navia 220 I
14	Polpaico 500->Polpaico 220 I		42	Alto Melipilla 220->Lo Aguirre 220 I
15	Polpaico 500->Polpaico 220 II		43	Lo Aguirre 220->Cerro Navia 220 II
16	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 I		44	Alto Melipilla 220->Lo Aguirre 220 II
17	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 II		45	Ancoa 220->Itahue 220 I
18	Ancoa 500->Ancoa 220 I		46	Ancoa 220->Itahue 220 II
19	Colbun 220->Candelaria 220 I		47	Charrua 220->Charrua 500 I
20	Colbun 220->Candelaria 220 II		48	Charrua 220->Charrua 500 II
21	Candelaria 220->Maipo 220 I		49	Charrua 220->Charrua 500 III
22	Candelaria 220->Maipo 220 II		50	Charrua-220->Hualpen 220
23	Maipo 220->Alto Jahuel 220 I		51	Charrua 220->Lagunilla 220
24	Maipo 220->Alto Jahuel 220 II		52	Lagunilla 220->Hualpen 220
25	Colbun 220->Ancoa 220		53	Charrua 220->Tap Laja 220
26	Lampa 220->Polpaico 220 I		54	Charrua 220->Mulchen 220 I
27	Cerro Navia 220 Dsf->Polpaico 220 II		55	Charrua 220->Mulchen 220 II

Área de Influencia Común SING: Al aplicar la metodología descrita se obtuvieron las siguientes instalaciones troncales pertenecientes al Área de Influencia Común para el SING. Los nodos que limitan el AIC para el SING son Crucero 220 kV y Domeyko 220 kV, incluyendo las instalaciones entre Laberinto 220 kV, El Cobre 220 kV y Nueva Zaldívar 220 kV.

#	AIC SING
1	Crucero 220->Nueva Victoria 220 I
2	Nueva Victoria 220->Lagunas 220 I
3	Crucero 220->Lagunas 220 II
4	Crucero 220->Encuentro 220 I
5	Crucero 220->Encuentro 220 II
6	Atacama 220->Encuentro 220 I

7	Atacama 220->Encuentro 220 II
8	Laberinto 220->El Cobre 220
9	Crucero 220->Laberinto 220 I
10	Crucero 220->Laberinto 220 II
11	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 I
12	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 II
13	Atacama 220->Domeyko 220 I
14	Atacama 220->Domeyko 220 II

6. PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL DEL SIC Y DEL SING EN EL CUATRIENIO 2015 - 2018

La siguiente tabla presenta las obras recomendadas para ser iniciadas en el cuatrienio 2015 – 2018. En cada obra recomendadas se menciona el elemento principal del tramo (línea, transformador o equipo de compensación). Sin embargo, el proyecto incluye los paños de conexión y las demás obras necesarias en las subestaciones terminales según la descripción que de ellas se hace en el presente informe.

En los tres casos de estudio considerados las obras a desarrollar son iguales, ya que las principales variaciones entre los escenarios de expansión se dan fuera del plazo en que sería necesario a construir las obras que difieren entre cada plan de expansión.

Tabla 1. Obras a ejecutar o iniciar ejecución en el cuatrienio 2015-2018 en el SIC

Puesta en servicio	Obra de transmisión	Clasificación	Fecha límite decreto de expansión	Responsable	Causante de la inversión y comentarios	Plazo constructivo
2016	Aumento de capacidad 1x220 [kV] Diego de Almagro – Cardones a 260 [MVA]	Ampliación	2015	Transelec S.A.	Generación	15 meses
2022	Nueva línea 2x220 [kV] Carrera Pinto – San Andrés – Cardones 290 [MVA], tendido de un circuito	Obra Nueva	2017	-	Generación	48 meses
2018	Rediseño de nueva línea 2x500 [kV] Nueva Cardones – Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Polpaico para aumentar capacidad a 1700 [MVA]	Ampliación	2016	InterChile	Demanda	24 meses
2018	Seccionamiento línea 2x500 [kV] Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar en Punta Colorada	Obra Nueva	2016	-	Demanda/Minera Dominga	24 meses
2019	Cambio de conductor línea 2x220 [kV] Maitencillo – Pan de Azúcar – Don Goyo – La Cebada – Las Palmas – Los Vilos – Nogales para aumentar capacidad a 520 [MVA]	Ampliación	2015	Transelec S.A.	Generación	36 meses

2020	Nueva línea 2x500 [kV] Polpaico – Lo Almendros – Alto Jahuel 1800 [MVA], tendido de un circuito	Obra Nueva	2015	-	Generación/Demanda	60 meses
2018	Seccionamiento segundo circuito línea 2x500 [kV] Polpaico – Alto Jahuel en Lo Aguirre	Ampliación	2016	Transelec S.A.	Demanda	24 meses
2018	Nuevo banco de autotransformadores 500/220 [kV] 3x250 [MVA] en subestación Lo Aguirre	Obra Nueva	2016	-	Demanda	24 meses
2020	Nueva línea 2x500 [kV] Cautín - Ciruelos 2500/1500 [MVA], tendido de dos circuitos energizados en 220 [kV]	Obra nueva	2015	-	Generación Neltume y Cuervo (para el tramo en 2500 [MVA], sino debe ser en 1500 [MVA[)	60 meses
2021	Nueva línea 2x500 [kV] Ciruelos - Pichirropulli 1500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	Obra nueva	2016	-		60 meses
2023	Nueva línea 2x500 [kV] Nueva Charrúa – Mulchén 2500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	Obra nueva	2017	-		72 meses
2024	Nueva subestación Puente Negro 220 [kV]	Obra Nueva	2015	-	Generación/Demanda/Seguridad	42 meses
2018	Seccionamiento línea 2x154 [kV] La Higuera – Tinguiririca en Puente Negro y energización en 220 [kV]	Obra Nueva	2015	-	Generación/Demanda/Seguridad	42 meses
2018	Seccionamiento línea 2x220 [kV] Colbún - Candelaria en Puente Negro	Obra Nueva	2015	-	Generación/Demanda/Seguridad	42 meses

Tabla 2. Obras a ejecutar o iniciar ejecución en el cuatrienio 2015-2018 en el SING

Puesta en servicio	Obra de transmisión	Clasificación	Fecha límite decreto de expansión	Causante de la inversión y comentarios	Plazo constructivo
2018	Nueva línea 2x220 [kV] Laberinto – El Cobre 360 [MVA], tendido de un circuito	Obra nueva	2015	Seguridad	36 meses
2018	Nueva línea 2x220 [kV] Domeyko – Escondida 245 [MVA], tendido de un circuito	Obra nueva	2015	Seguridad	36 meses
2020	Nueva línea 2x220 [kV] Lagunas – Pozo Almonte 600 [MVA]	Obra nueva	2015	Generación/Seguridad	60 meses

En el caso de la obra de seccionar la línea 2x154 [kV] La Higuera – Tinguiririca en S/E Puente Negro y su energización en 220 [kV], el consultor considera necesaria la consideración de ubicar el transformador 220/154 [kV] en la S/E Tinguiririca. Lo indicado debe ser ratificado por el análisis detallado de la subtransmisión del sistema afectado. Para mayor detalle, referirse al apartado 5.2.2.5 del informe.

1.1. VI, AVI Y COMA DE LAS EXPANSIONES RECOMENDADAS

La siguiente tabla presenta el VI, AVI y COMA de las obras recomendadas para iniciarse en el cuatrienio 2015 – 2018 en el SIC y en el SING, en miles de dólares (MUS$).

Tabla 3. VI, AVI y COMA de las expansiones recomendadas en el sistema de transmisión troncal del SIC

Descripción Obra Troncal	VI [MUS$]	AVI [MUS$]	COMA [MUS$]	Factores de indexación				
				$\alpha_{1,n}$	$\beta_{1,n}$	$\beta_{2,n}$	$\beta_{3,n}$	$\beta_{4,n}$
Aumento de capacidad 1x220 [kV] Diego de Almagro – Cardones a 260 [MVA]	15,347	1,481	294.66	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Nueva línea 2x220 [kV] Carrera Pinto – San Andrés – Cardones 290 [MVA], tendido de un circuito	16,460	1,611	316.03	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Rediseño de nueva línea 2x500 [kV] Nueva Cardones – Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Polpaico para aumentar capacidad a 1700 [MVA]	8,276	809.85	158.91	0.37	0.32	0.17	0.01	0.12
Seccionamiento línea 2x500 [kV] Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar en Punta Colorada	65,083	6,368	1,249.59	0.37	0.32	0.17	0.01	0.12
Cambio de conductor línea 2x220 [kV] Maitencillo – Pan de Azúcar – Don Goyo – La Cebada – Las Palmas – Los Vilos – Nogales para aumentar capacidad a 520 [MVA]	102,637	9,905	1,970.63	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Nueva línea 2x500 [kV] Polpaico – Lo Almendros – Alto Jahuel 1800 [MVA], tendido de un circuito	126,241	12,353	2,423	0.37	0.32	0.17	0.01	0.12
Seccionamiento segundo circuito línea 2x500 [kV] Polpaico – Alto Jahuel en Lo Aguirre	13,380	1,309.19	256.90	0.37	0.32	0.17	0.01	0.12
Nuevo banco de autotransformadores 500/220 [kV] 3x250 [MVA] en subestación Lo Aguirre	25,290	2,440	485.57	0.37	0.32	0.17	0.01	0.12
Nueva línea 2x500 [kV] Cautín - Ciruelos 2500/1500 [MVA], tendido de dos circuitos energizados en 220 [kV]	115,044	11,257	2,208.84	0.37	-0.32	0.17	0.01	0.12
Nueva línea 2x500 [kV] Ciruelos - Pichirropulli 1500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	80,404	7,760	1,543.76	0.37	0.32	0.17	0.01	0.12
Nueva línea 2x500 [kV] Nueva Charrúa – Mulchén 2500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	85,744	8,390	1,646	0.37	0.32	0.17	0.01	0.12
Nueva subestación Puente Negro 220 [kV]	8,868	868	170.27	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Seccionamiento línea 2x154 [kV] La Higuera – Tinguiririca en Puente Negro y energización en 220 [kV]	6,424	629	123.34	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Seccionamiento línea 2x220 [kV] Colbún - Candelaria en Puente Negro	6,424	629	123.34	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06

Tabla 4. VI, AVI y COMA de las expansiones recomendadas en el sistema de transmisión troncal del SING

Descripción Obra Troncal	VI [MUS$]	AVI [MUS$]	COMA [MUS$]	Factores de indexación				
				$\alpha_{1,n}$	$\beta_{1,n}$	$\beta_{2,n}$	$\beta_{3,n}$	$\beta_{4,n}$
Nueva línea 2x220 [kV] Laberinto – El Cobre 360 [MVA], tendido de un circuito	2,904	246.63	4.69	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Nueva línea 2x220 [kV] Domeyko – Escondida 245 [MVA], tendido de un circuito	5,804	526.43	10.01	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Nueva línea 2x220 [kV] Lagunas – Pozo Almonte 600 [MVA]	26,307	2,070.55	39.70	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06

1.2. OBRAS PROPUESTAS PARA EL CUMPLIMIENTO DE NTSYCS

En virtud de los estudios realizados, nombrados en los párrafos anteriores, el consultor realiza su propuesta de proyectos los cuales aportan a dar cumpliento a las disposiciones normativas. Se han tenido en cuenta los resultados de las verificaciones, información de las obras y proyectos relacionados y un conjunto de variables y consideraciones: técnicas y de diseño, operativas y ambientales para converger a la solución óptima y viable para la concreción de los proyectos que se indican a continuación:

N°	Sistema Interconectado	Zona	S/E	Nombre del Proyecto	Descripcion general	Tipo de Obra	Responsable	Fecha	Razon que justifica el proyecto	Anexo Vinculado
1	SIC	Lateral Norte	Don Goyo	Normalización S/E Don Goyo	Seccionamiento completo del Circuito Don Goyo - Las Palmas más paños para interconectar los proyectos Talinay y Monte Redondo, en tecnología AIS	Ampliación	Arrayán	2018	Aplicación Articulo 3-24, seccionamiento STT.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
2	SIC	Lateral Norte	La Cebada	Normalización S/E La Cebada	Seccionamiento completo del Circuito Pan de Azúcar - La Cebada más paños para interconectar los proyectos Talinay y Monte Redondo, en tecnología GIS	Ampliación	EPM (PE Los Cururos)	2018	Aplicación Articulo 3-24, seccionamiento STT.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
3	SIC	Centro	El Llano	Normalización S/E El Llano	Normalización de Tap Off El Llano mediante seccionamiento completo de la línea entre S/E Polpaico y Los Maquis	Ampliación	Obras y Desarrollo S.A. (Colbún)	2018	Aplicación Articulo 3-24, seccionamiento STT.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
4	SIC	Centro	Lampa	Normalización S/E Lampa	Normalización de Tap Off Lampa mediante construcción de S/E Nueva Lampa con seccionamiento completo de la línea 2x220 [kV] Polpaico - Cerro Navia	Nueva	Licitación	2018	Aplicación Articulo 3-24, seccionamiento STT.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
5	SIC	Centro	Santa Marta	Normalización Tap Off Santa Marta	Retiro de Tap Off Santa Marta y realizar conexión a S/E Chena	Nueva	Santa Marta	2018	Aplicación Articulo 3-24, seccionamiento STT.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
6	SIC	Lateral Sur	Pichirrahue	Normalización Tap Off Pichirrahue	Retiro de Tap Off Santa Marta y realizar conexión a S/E Rahue	Nueva	Central Rucatayo	2018	Aplicación Articulo 3-24, seccionamiento STT.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
7	SIC	Lateral Sur	El Rosal	Normalización S/E El Rosal	Normalización de Tap Off El Rosal mediante seccionamiento de la línea Charrúa - Duqueco	Ampliación	Eólica Monte Redondo	2018	Aplicación Articulo 3-24, seccionamiento STT.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
8	SIC	Lateral Norte	Cardones	Cambio Interruptor paño J4 S/E Cardones	Reemplazo de 52J4 tripolar por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Articulo 3-24, apertura monopolar.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales

N°	Sistema Interconectado	Zona	S/E	Nombre del Proyecto	Descripcion general	Tipo de Obra	Responsable	Fecha	Razon que justifica el proyecto	Anexo Vinculado
9	SIC	Lateral Norte	Cardones	Nueva sección de barra S/E Cardones	Construcción de una tercera sección de barra de 220 [kV] acoplada por paño seccionador, para normalizar la conexión de los circuitos provenientes de S/E Maitencillo y a futuro los de Diego de Almagro por decreto	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Severidad 9	IX.4 Severidad 9
10	SIC	Lateral Norte	Maitencillo	Nueva sección de barra S/E Maitencillo	Construcción de una tercera sección de barra de 220 [kV] acoplada por paño seccionador, para normalizar la conexión de los circuitos provenientes de S/E Cardones	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Severidad 9	IX.4 Severidad 9
11	SIC	Lateral Norte	Pan de Azúcar	Conexión a barra de transferencia paño JT5 S/E Pan de Azúcar	Implementación de equipos para proveer la conexión del paño del transformador 220-13,2 KV 40 MVA CER N°2 a la barra de transferencia	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
12	SIC	Lateral Norte	Pan de Azúcar	Conexión a barra de transferencia paño JT6 S/E Pan de Azúcar	Implementación de equipos para proveer la conexión del paño del transformador 220-13,2 KV 40 MVA CER N°1 a la barra de transferencia	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
13	SIC	Lateral Norte	Pan de Azúcar	Conexión a barra de transferencia paño J5 S/E Pan de Azúcar	Implementación de equipos para proveer la conexión del paño J5 CCEE 75 MVAR a la barra de transferencia	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
14	SIC	Centro	Polpaico	Conexión a barra de transferencia paño J12 S/E Polpaico	Incorporar la aparamenta necesaria para conectar el paño Los Maquis a la barra de transferencia	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
15	SIC	Centro	Polpaico	Conexión a barra de transferencia paño JT4 S/E Polpaico	Implementación de equipos para proveer la conexión del paño CER a la barra de transferencia	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
16	SIC	Centro	Los Maquis	Nueva sección de barra S/E Los Maquis	Inserción y realización del seccionamiento de la barra de 220 [kV] S/E Los Maquis	Ampliación	Obras y Desarrollo S.A. (Colbún)	2018	Aplicación Severidad 9	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales

N°	Sistema Interconectado	Zona	S/E	Nombre del Proyecto	Descripcion general	Tipo de Obra	Responsable	Fecha	Razon que justifica el proyecto	Anexo Vinculado
17	SIC	Centro	Los Maquis	Nueva barra de transferencia S/E Los Maquis	Construcción de barra de transferencia y paño acoplador	Ampliación	Obras y Desarrollo S.A. (Colbún)	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
18	SIC	Centro	Chena	Nueva barra de transferencia S/E Chena	Construcción de barra de transferencia y paño acoplador	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
19	SIC	Lateral Sur	Temuco	Nueva sección de barra S/E Temuco	Realización del seccionamiento de la barra de 220 [kV] S/E Temuco	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Severidad 9	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
20	SIC	Centro	Alto Jahuel	Conexión a barra de transferencia paño J3 S/E Alto Jahuel	Implementación de equipos para proveer la conexión del paño J3 Maipo circuito N°2 a la barra de transferencia	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
21	SIC	Centro	Alto Jahuel	Conexión a barra de transferencia paño JCE2 S/E Alto Jahuel	Implementación de equipos para proveer la conexión del paño JCE2 CCEE de 50 [MVAR] a la barra de transferencia	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
22	SIC	Centro	Alto Jahuel	Conexión a barra de transferencia paño JCE1 S/E Alto Jahuel	Implementación de equipos para proveer la conexión del paño JCE1 CCEE de 65 [MVAR] a la barra de transferencia	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
23	SIC	Centro	Alto Jahuel	Conexión a barra de transferencia paño JZ3 S/E Alto Jahuel	Implementación de equipos para proveer la conexión del paño JZ3 reactor 91 [MVAR] a la barra de transferencia	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
24	SIC	Centro	Alto Jahuel	Incorporación de desconectadores a la barra de transferencia del autotransformador de reserva S/E Alto Jahuel	Implementación de desconectadores para la transferencia del autotransformador de reserva en forma automatica	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Severidad 8	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
25	SIC	Centro	Maipo	Nueva barra de transferencia S/E Maipo	Construcción de barra de transferencia y paño acoplador	Ampliación	Chilectra	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales

N°	Sistema Interconectado	Zona	S/E	Nombre del Proyecto	Descripcion general	Tipo de Obra	Responsable	Fecha	Razon que justifica el proyecto	Anexo Vinculado
26	SIC	Lateral Sur	Temuco	Conexión a barra de transferencia paño JT4 S/E Puerto Montt	Implementación de equipos para proveer la conexión del paño JT4 CER a la barra de transferencia	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
27	SIC	Centro	Ancoa	Conexión a barra de transferencia paño J9 S/E Ancoa	Implementación de equipos para proveer la conexión del paño J9 LTx 1x220 [kV] Ancoa – Colbún a la barra de transferencia	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
28	SIC	Lateral Norte	Diego de Almagro	Ampliación de barra S/E Diego de Almagro	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 500 [MVA]	Ampliación	Transelec	2017	Sobrecarga de la barra actual para el año 2017	IX.2 Capacidad de Barra SIC
29	SIC	Lateral Norte	Carrera Pinto	Ampliación de barra S/E Carrera Pinto	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 470 [MVA]	Ampliación	Transelec	2016	Sobrecarga de la barra actual para el año 2016	IX.2 Capacidad de Barra SIC
30	SIC	Lateral Norte	San Andres	Ampliación de barra S/E San Andres	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 480 [MVA]	Ampliación	SunEdison	2017	Sobrecarga de la barra actual para el año 2017	IX.2 Capacidad de Barra SIC
31	SIC	Lateral Norte	Cardones	Ampliación de barra S/E Cardones	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 780 [MVA]	Ampliación	Transelec	2016	Sobrecarga de la barra actual para el año 2016	IX.2 Capacidad de Barra SIC
32	SIC	Lateral Norte	Maitencillo	Ampliación de barra S/E Maitencillo	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 1080 [MVA]	Ampliación	Transelec	2015	Sobrecarga de la barra actual para el año 2015	IX.2 Capacidad de Barra SIC
33	SIC	Lateral Norte	Pan de Azucar	Ampliación de barra S/E Pan de Azucar	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 550 [MVA]	Ampliación	Transelec	2017	Sobrecarga de la barra actual para el año 2017	IX.2 Capacidad de Barra SIC
34	SIC	Centro	Quillota	Ampliación de barra S/E Quillota	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 1800 [MVA]	Ampliación	Transelec	2015	Sobrecarga de la barra actual para el año 2015	IX.2 Capacidad de Barra SIC

N°	Sistema Interconectado	Zona	S/E	Nombre del Proyecto	Descripcion general	Tipo de Obra	Responsable	Fecha	Razon que justifica el proyecto	Anexo Vinculado
35	SIC	Centro	Polpaico	Ampliación de barra S/E Polpaico 220 [kV]	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 2050 [MVA]	Ampliación	Transelec	2015	Sobrecarga de la barra actual para el año 2015	IX.2 Capacidad de Barra SIC
36	SIC	Centro	Cerro Navia	Ampliación de barra S/E Cerro Navia	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 1400 [MVA]	Ampliación	Transelec	2015	Sobrecarga de la barra actual para el año 2015	IX.2 Capacidad de Barra SIC
37	SIC	Centro	Chena	Ampliación de barra S/E Chena	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 1000 [MVA]	Ampliación	Transelec	2015	Sobrecarga de la barra actual para el año 2015	IX.2 Capacidad de Barra SIC
38	SIC	Centro	Alto Jahuel	Ampliación de barra S/E Alto Jahuel 500 [kV]	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 3050 [MVA]	Ampliación	Transelec	2015	Sobrecarga de la barra actual para el año 2015	IX.2 Capacidad de Barra SIC
39	SIC	Centro	Alto Jahuel	Ampliación de barra S/E Alto Jahuel 220 [kV]	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 1900 [MVA]	Ampliación	Transelec	2015	Sobrecarga de la barra actual para el año 2015	IX.2 Capacidad de Barra SIC
40	SIC	Centro	Ancoa	Ampliación de barra S/E Ancoa 500 [kV]	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 3100 [MVA]	Ampliación	Transelec	2018	Sobrecarga de la barra actual para el año 2018	IX.2 Capacidad de Barra SIC
41	SIC	Centro	Ancoa	Ampliación de barra S/E Ancoa 220 [kV]	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 1100 [MVA]	Ampliación	Transelec	2017	Sobrecarga de la barra actual para el año 2017	IX.2 Capacidad de Barra SIC
42	SIC	Sur	Itahue	Ampliación de barra S/E Itahue	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 550 [MVA]	Ampliación	Transelec	2015	Sobrecarga de la barra actual para el año 2015	IX.2 Capacidad de Barra SIC
43	SIC	Sur	Charrúa	Ampliación de barra S/E Charrúa 220 [kV]	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 3100 [MVA]	Ampliación	Transelec	2015	Sobrecarga de la barra actual para el año 2015	IX.2 Capacidad de Barra SIC

N°	Sistema Interconectado	Zona	S/E	Nombre del Proyecto	Descripcion general	Tipo de Obra	Responsable	Fecha	Razon que justifica el proyecto	Anexo Vinculado
44	SING	Centro	Antucoya	Normalización Tap Off Antucoya	Retiro de Tap Off Antucoya y realizar conexión a S/E Sierra Gorda	Nueva	Minera Antucoya	2018	Aplicación Articulo 3-24, seccionamiento STT.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
45	SING	Sur Costa	O'Higgins	Reformulación Proyecto EWS para S/E O'Higgins	Ampliación S/E O'Higgins en GIS configuración doble barra más transferencia y transferencia para el paño Domeyko en barra 220 [kV] existente	Nueva	MEL	2015	Proyecto propio reformulado por Aplicación Articulo 3-24.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
46	SING	Sur	HPPS2	Reformulación Proyecto EWS para S/E HPPS2	Nueva S/E HPPS2 en GIS configuración doble barra más transferencia	Nueva	MEL	2015	Proyecto propio reformulado por Aplicación Articulo 3-24.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
47	SING	Sur Cordillera	HPPS3	Reformulación Proyecto EWS para S/E HPPS3	Nueva S/E HPPS3 en GIS configuración doble barra más transferencia	Nueva	MEL	2015	Proyecto propio reformulado por Aplicación Articulo 3-24.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
48	SING	Sur Cordillera	HPPS4	Reformulación Proyecto EWS para S/E HPPS4	Nueva S/E HPPS4 en GIS configuración doble barra más transferencia	Nueva	MEL	2015	Proyecto propio reformulado por Aplicación Articulo 3-24.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
49	SING	Centro	María Elena	Normalización S/E María Elena	Seccionamiento completo del Circuito 2x220 [kV] Crucero - Lagunas con configuración doble barra más transferencia	Ampliación	SunEdison	2018	Aplicación Articulo 3-24, seccionamiento STT.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
50	SING	Norte	Pozo Almonte	Nueva barra de transferencia S/E Pozo Almonte	Construcción de barra de transferencia y paño acoplador	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
51	SING	Sur Cordillera	Sulfuros	Nueva barra de transferencia S/E Sulfuros	Construcción de barra de transferencia y paño acoplador	Ampliación	MEL	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
52	SING	Sur Cordillera	Escondida	Nueva barra de transferencia S/E Escondida	Construcción de barra de transferencia y paño acoplador	Ampliación	MEL	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales

N°	Sistema Interconectado	Zona	S/E	Nombre del Proyecto	Descripcion general	Tipo de Obra	Responsable	Fecha	Razon que justifica el proyecto	Anexo Vinculado
53	SING	Sur Cordillera	Escondida	Cambio Interruptor e incorporación de desconectador al paño J1 S/E Escondida	Normalización paño J1 mediante reemplazo de 52J1 Domeyko tripolar por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas e incorporación de desconectador lado barra	Ampliación	MEL	2018	Aplicación Articulo 3-24, apertura monopolar.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
54	SING	Sur Cordillera	Escondida	Cambio Interruptor paño J2 S/E Escondida	Reemplazo de 52J2 Nueva Zaldívar tripolar por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas	Ampliación	MEL	2018	Aplicación Articulo 3-24, apertura monopolar.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
55	SING	Sur Cordillera	Nueva Zaldívar	Cambio Interruptor paño J1 S/E Nueva Zaldívar	Reemplazo de 52J1 Laberinto C1 tripolar por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas	Ampliación	Aes Gener	2018	Aplicación Articulo 3-24, apertura monopolar.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
56	SING	Sur Cordillera	Nueva Zaldívar	Cambio Interruptor paño J8 S/E Nueva Zaldívar	Reemplazo de 52J8 Seccionador de barra tripolar por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas	Ampliación	Aes Gener	2018	Aplicación Articulo 3-24, apertura monopolar.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
57	SING	Sur Cordillera	Nueva Zaldívar	Nueva barra de transferencia S/E Nueva Zaldívar	Construcción de barra de transferencia y paño acoplador	Ampliación	Aes Gener	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
58	SING	Sur Cordillera	Laberinto	Nueva barra de transferencia S/E Laberinto	Construcción de barra de transferencia y paño acoplador	Ampliación	Aes Gener	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
59	SING	Sur Cordillera	Laberinto	Cambio Interruptor paño J1 S/E Laberinto	Reemplazo de 52J1 Reactor por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas	Ampliación	Aes Gener	2018	Aplicación Articulo 3-24, apertura monopolar.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
60	SING	Sur Cordillera	Laberinto	Cambio Interruptor paño J2 S/E Laberinto	Reemplazo de 52J2 Crucero 1 por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante	Ampliación	Aes Gener	2018	Aplicación Articulo 3-24, apertura monopolar.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales

N°	Sistema Interconectado	Zona	S/E	Nombre del Proyecto	Descripcion general	Tipo de Obra	Responsable	Fecha	Razon que justifica el proyecto	Anexo Vinculado
					fallas monofásicas					
61	SING	Sur Cordillera	Laberinto	Cambio Interruptor paño J3 S/E Laberinto	Reemplazo de 52J3 Seccionador por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas	Ampliación	Aes Gener	2018	Aplicación Articulo 3-24, apertura monopolar.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
62	SING	Sur Cordillera	Laberinto	Cambio Interruptor paño J6 S/E Laberinto	Reemplazo de 52J6 El Cobre por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas	Ampliación	Aes Gener	2018	Aplicación Articulo 3-24, apertura monopolar.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
63	SING	Sur Cordillera	Laberinto	Cambio Interruptor paño J7 S/E Laberinto	Reemplazo de 52J7 Nueva Zaldívar 1 por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas	Ampliación	Aes Gener	2018	Aplicación Articulo 3-24, apertura monopolar.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
64	SING	Sur Cordillera	El Cobre	Nueva barra de transferencia S/E El Cobre	Construcción de barra de transferencia y paño acoplador	Ampliación	Edelnor	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
65	SING	Centro	Crucero	Ampliación de barra S/E Crucero	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 810 [MVA]	Ampliación	E-CL	2015	Sobrecarga de la barra actual para el año 2015	IX.2 Capacidad de Barra SING
66	SING	Centro	Encuentro	Ampliación de barra S/E Encuentro	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 650 [MVA]	Ampliación	Transelec	2016	Sobrecarga de la barra actual para el año 2016	IX.2 Capacidad de Barra SING
67	SIC	Lateral Sur	Charrúa	Cambio Interruptor paño JT5	Reemplazo de 52JT5 Charrúa TR5 525/230/66 kV - 750 MVA por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transelec	2023	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos

N°	Sistema Interconectado	Zona	S/E	Nombre del Proyecto	Descripcion general	Tipo de Obra	Responsable	Fecha	Razon que justifica el proyecto	Anexo Vinculado
68	SIC	Lateral Sur	Charrúa	Cambio Interruptor paño JT6	Reemplazo de 52JT6 Charrúa TR6 525/230/66 kV – 750 MVA por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transelec	2023	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos
69	SIC	Lateral Sur	Charrúa	Cambio Interruptor paño J23	Reemplazo de 52J23 Charrúa – Mulchén 220 kV C1 por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transelec	2023	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos
70	SIC	Lateral Sur	Charrúa	Cambio Interruptor paño J3	Reemplazo de 52J3 Charrúa – Mulchén 220 kV C2 por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transelec	2023	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos
71	SIC	Lateral Sur	Charrúa	Cambio Interruptor paño J15	Reemplazo de 52J15 Charrúa – Lagunillas 220 kV por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transelec	2023	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos
72	SIC	Centro	Alto Jahuel	Cambio Interruptor paño JJ3	Reemplazo de 52J3 Maipo 1 por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transelec	2018	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos
73	SIC	Centro	Alto Jahuel	Cambio Interruptor paño JS	Reemplazo de 52JS Seccionador por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transelec	2018	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos

N°	Sistema Interconectado	Zona	S/E	Nombre del Proyecto	Descripcion general	Tipo de Obra	Responsable	Fecha	Razon que justifica el proyecto	Anexo Vinculado
74	SIC	Centro	Alto Jahuel	Cambio Interruptor paño J10	Reemplazo de 52J10 Maipo 2 por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transelec	2018	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos
75	SIC	Centro	Alto Jahuel	Cambio Interruptor paño JCE1	Reemplazo de 52JCE1 Banco CCEE 1 por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transelec	2018	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos
76	SIC	Centro	Alto Jahuel	Cambio Interruptor paño J6	Reemplazo de 52J6 Chena 3 por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transelec	2018	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos
77	SIC	Centro	Alto Jahuel	Cambio Interruptor paño JZ3	Reemplazo de 52JZ3 Reactor 3 por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transelec	2018	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos
78	SIC	Centro	Alto Jahuel	Cambio Interruptor paño J7	Reemplazo de 52J7 Chena 4 por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transelec	2018	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos
79	SIC	Lateral Norte	Polpaico	Rediseño Compensación Shunt LT 2x500 [kV] Polpaico - Nva. Pan de Azúcar por efecto Ferranti en S/E Polpaico	Rediseño Compensación Shunt por efecto Ferranti en S/E Polpaico a 2x225 [MVAr] en cada extremo de línea	Ampliación	ISA	2018	Estudios Electricos determinaron insuficiencia de compensacion shunt	IX.3 Estudios Electricos
80	SIC	Lateral Norte	Nueva Pan de Azúcar	Rediseño Compensación Shunt LT 2x500 [kV] Polpaico - Nva. Pan de Azúcar por efecto Ferranti en S/E Nueva	Rediseño Compensación Shunt por efecto Ferranti en S/E Nueva Pan de Azúcar a 2x225 [MVAr] en cada extremo de línea	Ampliación	ISA	2018	Estudios Electricos determinaron insuficiencia de compensacion	IX.3 Estudios Electricos

N°	Sistema Interconectado	Zona	S/E	Nombre del Proyecto	Descripcion general	Tipo de Obra	Responsable	Fecha	Razon que justifica el proyecto	Anexo Vinculado
				Pan de Azúcar					shunt	
81	SIC	Lateral Norte	Nueva Pan de Azúcar	Rediseño Compensación Shunt LT 2x500 [kV] Nva. Pan de Azúcar - Nva. Maitencillo por efecto Ferranti en S/E Nueva Pan de Azúcar	Rediseño Compensación Shunt por efecto Ferranti en S/E Nueva Pan de Azúcar a 2x175 [MVAr] en cada extremo de línea	Ampliación	ISA	2018	Estudios Electricos determinaron insuficiencia de compensacion shunt	IX.3 Estudios Electricos
82	SIC	Lateral Norte	Nueva Maitencillo	Rediseño Compensación Shunt LT 2x500 [kV] Nva. Pan de Azúcar - Nva. Maitencillo por efecto Ferranti en S/E Nueva Maitencillo	Rediseño Compensación Shunt por efecto Ferranti en S/E Nueva Maitencillo a 2x175 [MVAr] en cada extremo de línea	Ampliación	ISA	2018	Estudios Electricos determinaron insuficiencia de compensacion shunt	IX.3 Estudios Electricos
83	SIC	Lateral Norte	Nueva Maitencillo	Rediseño Compensación Shunt LT 2x500 [kV] Nva. Maitencillo - Nva. Cardones por efecto Ferranti en S/E Nueva Maitencillo	Rediseño Compensación Shunt por efecto Ferranti en S/E Nueva Maitencillo a 2x75 [MVAr] en cada extremo de línea	Ampliación	ISA	2018	Estudios Electricos determinaron insuficiencia de compensacion shunt	IX.3 Estudios Electricos
84	SIC	Lateral Norte	Nueva Cardones	Rediseño Compensación Shunt LT 2x500 [kV] Nva. Maitencillo - Nva. Cardones por efecto Ferranti en S/E Nueva Cardones	Rediseño Compensación Shunt por efecto Ferranti en S/E Nueva Cardones a 2x75 [MVAr] en cada extremo de línea	Ampliación	ISA	2018	Estudios Electricos determinaron insuficiencia de compensacion shunt	IX.3 Estudios Electricos

PARTE II

INFORME 1

METODOLOGÍA, CRITERIOS PARTICULARES E ÍTEMS DE COSTOS A CONSIDERAR EN EL CÁLCULO DEL VATT

INTRODUCCIÓN

El Consorcio Mercados Interconectados, compuesto por las empresas KAS Mercado y Regulación S.A., SIGLA S.A. y AF Mercados EMI S.A., en adelante el "Consultor" o el "Consorcio", se encuentra desarrollando el Estudio de Transmisión Troncal 2015 – 2018.

El presente documento corresponde al Informe 2, en su versión definitiva, posterior a la revisión y consideración de las observaciones del Comité, de los participantes y de las instituciones interesadas en el estudio.

Este Informe ha sido desarrollado tomando en consideración las Bases Técnicas del estudio, presentando las materiales señaladas en el Capítulo II, parte II y parte IV numeral 1A y B de dichas bases. Los tópicos corresponden a la definición del valor anual de transmisión por tramo (VATT), la determinación del AVI, determinación del costo de operación, mantención y administración (COMA) por tramo, así como las fórmulas de indexación.

Basándose en la clasificación de instalaciones troncales realizada en el Informe 1, se lleva a cabo la valorización por tramos.

Se ha estructurado el presente informe en 3 partes:

Parte A: Se presenta el resumen de los resultados de la valorización de los tramos traducidos en VI, COMA, AVI y fórmulas de indexación;

Parte B: Se presenta la metodología y cálculo del VI, del COMA, de la asignación de ambos a tramos, del cálculo del AVI, de la asignación de la compensación reactiva y las fórmulas de indexación.

Parte C: Se presenta la determinación de Área de Influencia Común

El Informe 2 se acompaña de los archivos electrónicos de respaldo, así como el modelo basado en planillas Excel que permite reproducir los cálculos modificando las planillas fuente, las cuales se han estructurado de manera que el proceso de cálculo sea trazable y

reproducible, lo que sin duda es un aporte diferenciador respecto de otros estudios anteriores.

PARTE A: RESUMEN DE RESULTADOS

Los siguientes cuadros presentan el total del VI, AVI, COMA y VATT para el sistema troncal de transmisión del SIC y del SING, discriminados según los propietarios de instalaciones troncales en cada sistema.

SIC

Propietarios SIC	VI TOTAL TRONCAL	AVI TOTAL TRONCAL	COMA TOTAL TRONCAL	VATT TOTAL TRONCAL
Transelec	1.844.393.011	188.581.632	35.182.525	223.764.157
Colbún	37.139.277	3.827.956	998.006	4.825.962
Colbún Transm	129.605.957	13.159.362	2.206.025	15.365.387
Chilectra	5.784.518	624.319	176.138	800.457
CDA	7.910.836	800.505	145.048	945.553
San Andres	4.116.921	431.409	133.713	565.123
P.E. El Arrayan	4.758.119	500.892	152.904	653.795
TOTAL	**2.033.708.638**	**207.926.074**	**38.994.360**	**246.920.434**

SING

Propietarios SING	VI TOTAL TRONCAL	AVI TOTAL TRONCAL	COMA TOTAL TRONCAL	VATT TOTAL TRONCAL
Transelec Norte	164.841.821	16.855.641	3.629.511	20.485.153
E-CL	30.199.264	3.083.550	731.625	3.815.175
AES GENER	9.960.435	1.028.592	295.010	1.323.603
M Escondida	141.388.776	14.304.585	2.692.219	16.996.804
M Zaldívar	63.492.113	6.408.296	1.199.890	7.608.186
Angamos	8.020.687	828.658	255.473	1.084.131
Edelnor	3.115.697	318.204	43.845	362.048
TOTAL	**421.018.793**	**42.827.527**	**8.847.572**	**51.675.100**

Archivo: VI_y_COMA_por_PROPIETARIO.xlsx, hoja: VI AVI INDEX COMPONENTE

Los siguientes cuadros muestran los resultados del VI, AVI y COMA para cada uno de los tramos de los sistemas troncales del SIC y del SING. La “Id Tramo” es un código de identificación propio del Consultor, y “Nombre Troncal” corresponde a la denominación de

los tramos del sistema troncal que contiene el nombre de las subestaciones extremas para tramos de línea.

SIC

Id Tramo	Nombre Troncal	VI TOTAL TRONCAL	AVI TOTAL TRONCAL	COMA TOTAL TRONCAL
TSIC-01	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	165.782.053	16.789.502	2.565.029
TSIC-02	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	51.370.556	5.225.244	908.818
TSIC-03	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	7.809.745	818.476	173.104
TSIC-04	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	59.537.399	6.060.951	1.138.255
TSIC-05	Charrua 500->Ancoa 500 I	119.151.384	12.110.581	2.063.571
TSIC-06	Charrua 500->Ancoa 500 II	148.606.094	15.077.105	2.563.073
TSIC-07	Diego de Almagro 220->Carrera Pinto 220 I	24.974.027	2.549.503	472.246
TSIC-08a	Carrera Pinto 220->San Andres 220 I	21.448.904	2.192.488	415.059
TSIC-08b	San Andres 220->Cardones 220 I	18.625.414	1.904.196	361.157
TSIC-09	Maitencillo 220->Cardones 220 I	30.010.996	3.054.272	526.930
TSIC-10	Maitencillo 220->Cardones 220 II	28.079.512	2.860.384	487.486
TSIC-11	Maitencillo 220->Cardones 220 III	28.010.351	2.855.441	489.554
TSIC-12	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 I	22.608.999	2.318.128	422.970
TSIC-13	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 II	22.593.511	2.317.104	422.896
TSIC-14	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 I	26.135.409	2.687.638	526.981
TSIC-15	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 II	26.161.986	2.690.119	524.036
TSIC-16	Pan de Azucar 220->Monte Redondo 220 II	7.066.684	719.771	156.476
TSIC-17	Monte Redondo 220->Las Palmas 220 II	22.935.462	2.333.344	398.244
TSIC-18	Talinay 220->Las Palmas 220 I	10.288.882	1.044.661	201.351
TSIC-19a	Pan de Azucar 220->Don Goyo 220 I	16.949.998	1.742.463	359.137
TSIC-19b	Don Goyo 220->Talinay 220 I	8.870.073	905.688	174.985
TSIC-20	Las Palmas 220->Los Vilos 220 I	18.222.285	1.867.102	354.828
TSIC-21	Las Palmas 220->Los Vilos 220 II	18.064.795	1.848.952	347.040
TSIC-22	Los Vilos 220->Nogales 220 I	22.120.038	2.278.884	412.007
TSIC-23	Los Vilos 220->Nogales 220 II	22.120.038	2.278.884	412.007
TSIC-24	Nogales 220->Quillota 220 I	12.432.745	1.292.306	264.211
TSIC-25	Nogales 220->Quillota 220 II	12.456.058	1.295.867	264.033
TSIC-26	Nogales 220->Polpaico 220 I	4.792.824	513.185	102.820
TSIC-27	Nogales 220->Polpaico 220 II	4.792.824	513.185	102.820
TSIC-28	Quillota 220->Polpaico 220 I	28.359.130	2.879.724	497.971
TSIC-29	Quillota 220->Polpaico 220 II	28.274.316	2.870.607	491.288
TSIC-30	Colbún 220->Candelaria 220 I	50.902.186	5.158.810	805.707
TSIC-31	Colbún 220->Candelaria 220 II	50.958.690	5.166.377	808.186
TSIC-32	Candelaria 220->Maipo 220 I	11.863.828	1.211.442	226.466
TSIC-33	Candelaria 220->Maipo 220 II	12.136.699	1.240.481	235.005
TSIC-34	Maipo 220->Alto Jahuel 220 I	6.769.568	702.156	163.113
TSIC-35	Maipo 220->Alto Jahuel 220 II	6.102.746	634.332	147.138
TSIC-36	Colbún 220->Ancoa 220	8.611.630	885.845	210.074
TSIC-37	Lampa 220->Polpaico 220 I	6.080.164	627.334	139.836
TSIC-38	Cerro Navia 220 Dsf->Polpaico 220 II	26.464.915	2.711.222	510.606
TSIC-39	Cerro Navia 220 Dsf->Lampa 220 I	18.446.524	1.885.842	347.426
TSIC-41	Chena 220->Cerro Navia 220 I	10.950.517	1.131.234	263.202
TSIC-42	Chena 220->Cerro Navia 220 II	10.951.268	1.131.309	263.212
TSIC-43	Chena 220->Alto Jahuel 220 III	13.602.032	1.398.521	284.469
TSIC-44	Chena 220->Alto Jahuel 220 IV	13.653.327	1.401.431	286.837
TSIC-45	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 I	6.648.236	683.027	138.279
TSIC-46	El Rodeo 220->Chena 220 I	12.028.151	1.224.901	214.309
TSIC-47	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 II	6.827.648	701.266	143.805
TSIC-48	El Rodeo 220->Chena 220 II	2.812.724	291.564	53.068
TSIC-49	Rapel 220->Alto Melipilla 220 I	11.949.371	1.215.318	217.407
TSIC-50	Rapel 220->Alto Melipilla 220 II	11.896.149	1.209.868	216.501
TSIC-51	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 I	15.583.900	1.577.534	256.726

TSIC-52	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 II	16.901.793	1.712.455	278.770
TSIC-53	Ancoa 220->Itahue 220 I	20.613.173	2.093.456	393.082
TSIC-54	Ancoa 220->Itahue 220 II	20.553.531	2.087.149	394.849
TSIC-58	Charrua 220->Hualpen 220	44.878.338	4.537.787	928.118
TSIC-59	Charrua 220->Tap Laja 220	7.915.501	811.139	187.597
TSIC-60	Tap Laja 220->Temuco 220	40.669.010	4.102.470	810.124
TSIC-61	Charrua 220->Lagunilla 220 I	42.300.383	4.270.506	740.718
TSIC-63	Lagunilla 220->Hualpen 220	20.465.962	2.075.362	381.678
TSIC-64	Charrua 220->Mulchen 220 I	4.340.111	450.140	125.235
TSIC-65	Charrua 220->Mulchen 220 II	4.402.196	456.428	129.518
TSIC-66	Mulchen 220->Cautin 220 I	4.325.713	450.284	127.897
TSIC-67	Mulchen 220->Cautin 220 II	4.411.184	458.972	132.475
TSIC-68	Temuco 220->Cautin 220 I	6.901.319	720.854	190.793
TSIC-69	Temuco 220->Cautin 220 II	6.911.288	720.713	189.625
TSIC-70	Cautin 220->Ciruelos 220 II	28.731.212	2.925.456	660.583
TSIC-71	Ciruelos 220->Valdivia 220 II	9.087.592	937.027	287.586
TSIC-72	Valdivia 220->Cautin 220 I	25.949.015	2.639.049	724.941
TSIC-73	Valdivia 220->Rahue 220 I	27.244.176	2.779.244	602.106
TSIC-74	Rahue 220->Puerto Montt 220 I	28.957.063	3.006.390	675.272
TSIC-75a	Valdivia 220->Pichirrahue 220 II	24.971.447	2.524.932	522.004
TSIC-75b	Pichirrahue 220->Puerto Montt 220 II	24.347.483	2.510.544	533.063
TSIC-76	Polpaico 500->Polpaico 220 I	26.697.067	2.738.811	565.880
TSIC-77	Polpaico 500->Polpaico 220 II	29.498.468	3.084.198	611.555
TSIC-78	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 I	31.168.909	3.251.849	640.177
TSIC-79	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 II	27.922.442	2.919.043	555.574
TSIC-80	Ancoa 500->Ancoa 220 I	32.597.916	3.405.353	687.203
TSIC-81	Charrua 220->Charrua 500 I	28.561.428	2.990.859	573.251
TSIC-82	Charrua 220->Charrua 500 II	28.801.305	3.009.589	586.664
TSIC-83	Charrua 220->Charrua 500 III	31.795.203	3.319.006	601.301
TSIC-84	Polpaico 220->Los Maquis 220	10.368.965	1.064.028	253.747
TSIC-85	Polpaico 220->El Llano 220	9.914.729	1.009.609	195.550
TSIC-86	Los Maquis 220-> El Llano 220	7.611.951	777.801	175.667

Archivo: VI_y_COMA_por_PROPIETARIO.xlsx, hojas: VI TRAMO, AVI TRAMO y COMA TRAMO

SING

Id Tramo	Nombre Troncal	VI TOTAL TRONCAL	AVI TOTAL TRONCAL	COMA TOTAL TRONCAL
TSING-01	Tarapacá 220->Lagunas 220 I	13.803.779	1.429.513	317.802
TSING-02	Tarapacá 220->Lagunas 220 II	13.973.588	1.446.807	325.452
TSING-03	Crucero 220->Lagunas 220 II	32.239.414	3.278.184	791.686
TSING-04	Crucero 220->Nueva Victoria 220 I	30.851.864	3.119.727	666.944
TSING-05	Nueva Victoria 220->Lagunas 220 I	7.502.672	775.429	178.922
TSING-06	Crucero 220->Encuentro 220 I	7.169.450	742.856	188.115
TSING-07	Crucero 220->Encuentro 220 II	7.819.172	810.437	199.647
TSING-08	Atacama 220->Encuentro 220 I	26.998.040	2.743.547	485.363
TSING-09	Atacama 220->Encuentro 220 II	26.886.403	2.732.338	479.623
TSING-10	Atacama 220->Domeyko 220 I	30.786.220	3.117.722	525.961
TSING-11	Atacama 220->Domeyko 220 II	30.843.644	3.123.531	526.965
TSING-12	Domeyko 220->Escondida 220	8.536.279	872.473	204.751
TSING-13	Domeyko 220->Sulfuros 220	4.795.335	490.890	130.646
TSING-14	Nueva Zaldívar 220->Escondida 220	9.891.174	1.008.976	253.687
TSING-15	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 I	30.597.650	3.094.399	624.045
TSING-16	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 II	30.537.530	3.088.267	622.598
TSING-17	Laberinto 220->El Cobre 220	8.073.494	826.318	208.503
TSING-18	Crucero 220->Laberinto 220 I	39.709.113	4.024.507	813.805
TSING-19	Crucero 220->Laberinto 220 II	42.752.039	4.331.391	859.734
TSING-20	Lagunas 220->Pozo Almonte 220	17.251.932	1.770.215	443.324

Archivo: VI_y_COMA_por_PROPIETARIO.xlsx, hojas: VI TRAMO, AVI TRAMO y COMA TRAMO

Los valores se expresan en dólares norteamericanos según la tasa de cambio promedio del dólar observado del mes de diciembre de 2013, igual a $529,45.

Las Servidumbres están contenidas en los valores presentados. Los costos considerados para servidumbres se exponen detaladamente en un punto particular del presente documento. En el archivo VI_Servidumbres_por_PROPIETARIO.xlsx que forma parte de los respaldos a los cálculos realizados se pueden ver en detalle los valores de servidumbre considerados.

En los archivos digitales de soporte de los Modelos para el Cálculo de Valorización de Instalaciones y de COMA que alimentan al archivo "VI_y_COMA_por_PROPIETARIO.xlsx" se pueden seguir, verificar, reproducir y sensibilizar todos estos resultados.

La descripción de los archivos que conforman el Modelo de Cálculo de Valorización de Instalaciones y de COMA se explica en detalle en los puntos siguientes del presente documento.

RESULTADOS LABORES DE AMPLIACIÓN

El siguiente cuadro presenta el total del VI y AVI de Labores de Ampliación (LA), discriminados según los propietarios de las instalaciones ampliadas.

VI DE LABORES DE AMPLIACION (cifras en US$ del 31/12/2013)

Propietarios	VI LA	AVI LA
Transelec	35.414.946	11.172.382
Transelec Norte	1.916.403	604.569
TOTAL	**37.331.349**	**11.776.951**

Archivo: Labores de Ampliación.xlsx, hoja: VI AVI LA RESUMEN

Los valores se expresan en dólares norteamericanos según la tasa de cambio promedio del dólar observado del mes de diciembre de 2013, igual a $529,45.

Estos costos no se encuentran incluidos en los resultados VI, AVI, COMA y VATT.

APERTURA DE RESULTADOS VI, AVI, COMA Y VATT

Los siguientes cuadros presentan el total del VI, AVI, COMA y VATT para el sistema troncal de transmisión abierto por OBRA EXISTENTE y OBRA NUEVA. Los valores correspondientes a Obra Existente corresponden a las instalaciones troncales existentes en el ETT2010 y los valores correspondientes a Obra Nueva corresponden a la valorización de los nuevos tramos que se agregaron en este ETT. Todos los valores corresponden a lo calculado en este ETT2014.

APERTURA VI, AVI, COMA Y VATT TOTAL (cifras en US$ del 31/12/2013)

OBRA EXISTENTE

Propietarios	VI TOTAL TRONCAL	AVI TOTAL TRONCAL	COMA TOTAL TRONCAL	VATT TOTAL TRONCAL
Transelec	1.728.061.327	176.685.048	32.931.749	209.616.797
Colbún	19.481.883	2.021.782	574.830	2.596.613
Colbún Transm	129.435.275	13.141.941	2.202.054	15.343.995
Transelec Norte	159.017.151	16.236.199	3.480.126	19.716.325
E-CL	7.175.133	735.188	138.643	873.830
TOTAL	**2.043.170.769**	**208.820.158**	**39.327.401**	**248.147.559**

OBRA NUEVA

Propietarios	VI TOTAL TRONCAL	AVI TOTAL TRONCAL	COMA TOTAL TRONCAL	VATT TOTAL TRONCAL
Transelec	116.331.683	11.896.584	2.250.777	14.147.360
Colbún	17.657.394	1.806.174	423.176	2.229.349
Colbún Transm	170.682	17.421	3.971	21.392
Chilectra	5.784.518	624.319	176.138	800.457
CDA	7.910.836	800.505	145.048	945.553
San Andres	4.116.921	431.409	133.713	565.123

P.E. El Arrayan	4.758.119	500.892	152.904	653.795
Transelec Norte	5.824.670	619.442	149.385	768.827
E-CL	23.024.130	2.348.363	592.982	2.941.345
AES GENER	9.960.435	1.028.592	295.010	1.323.603
M Escondida	141.388.776	14.304.585	2.692.219	16.996.804
M Zaldívar	63.492.113	6.408.296	1.199.890	7.608.186
Angamos	8.020.687	828.658	255.473	1.084.131
Edelnor	3.115.697	318.204	43.845	362.048
TOTAL	**411.556.661**	**41.933.444**	**8.514.531**	**50.447.974**

Archivo: VI_y_COMA_por_OBRA EXISTENTE y NUEVA.xlsx

Los valores se expresan en dólares norteamericanos según la tasa de cambio promedio del dólar observado del mes de diciembre de 2013, igual a $529,45.

PARTE B: DETERMINACIÓN DEL VALOR ANUAL DE TRANSMISIÓN POR TRAMO

PARTE B1: DETERMINACIÓN DEL VI

El procedimiento para determinar el valor de las inversiones (VI) consistió en:

- Establecer un inventario validado de las instalaciones de cada componente del STT, incluyendo en el mismo:
  - Los equipos y materiales que conforman cada componente del STT.
- Agregar al inventario:
  - Los recursos (mano de obra y equipos de montaje) para el montaje de equipos y materiales.
  - El transporte (t.km y seguros) de equipos y materiales.
  - Los costos indirectos como la ingeniería, revisión e inspección, etc., generales, imprevistos, seguros, utilidad del contratista, garantía de contrato e intereses intercalarios como la ingeniería, mano de obra y equipos de montaje y demás tareas necesarias y costos asociados para su puesta en servicio.
- Determinar los costos unitarios de dichos equipos, materiales, ingeniería, mano de obra y equipos de montaje y demás tareas.
- Finalmente, valorizar el inventario.

En los siguientes puntos del informe se explican los detalles de estos procedimientos.

1. RECOPILACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECIBIDA

La información utilizada para valorizar las instalaciones fue, en parte, la recibida de los Propietarios (a través de los CDEC´s o, en algunos casos de consultas o aclaraciones puntuales) y en parte la elaborada por el Consultor para complementar los faltantes de la primera.

A medida que dicha información fue siendo recibida y/o elaborada se procedió a clasificarla y organizarla, por línea de transmisión y por S/E, esta última en parte como

información específica de cada una y en parte como información genérica común, según se detalla más adelante.

1.1. Información Recibida al Inicio del Estudio

El inventario de las subestaciones y líneas de transmisión fue recibido por parte de la CNE en Abril de 2014, y está organizado en las siguientes carpetas:

Informacion_ETT2014_Anexos_RE800/2014_04_17_Primera_Entrega/

Informacion_ETT2014_Anexos_RE800/ 2014_04_29_Segunda_Entrega/

Dicha información corresponde al Inventario de Instalaciones a marzo 2014.

1.1.1 Líneas de Transmisión

La información del inventario a marzo de 2014 fue obtenida de un conjunto de archivos listado a continuación, dentro de las carpetas:

Informacion_ETT2014_Anexos_RE800/2014_04_17_Primera_Entrega/SIC/Anexo 2/Anexos

Informacion_ETT2014_Anexos_RE800/2014_04_17_Primera_Entrega/SING/Anexo 2

Archivo	Comentario
Formato SIC Transelec 10011 LINEA 2X220 KV ANCOA - ITAHUE - REV 13-01-2014 - LOTE 10011.xlsx 10071 LINEA 1X500 KV ANCOA - POLPAICO REV 14-01-2014 LOTE 10071.xlsx	Cada uno de los archivos contiene varias hojas, en general con diferentes nombres, pero conteniendo la siguiente información: - Datos - Formulario Descriptivo - Lamina Clave La hoja datos contiene información de detalle de la secuencia de estructuras, sistematizada en 89 columnas, incluyendo el tipo de estructura, la longitud del vano, tipo de conductor, tipo de suelo, tipo de aislación, ferretería, características de la franja de servidumbre, etc. La hoja "Lamina Clave" muestra el perfil de las estructuras empeladas junto con sus dimensiones básicas.
Formato SING Línea Angamos-Laberinto.xls Línea Atacama-Domeyko.xls	Cada archivo contiene una hoja en donde se incluyen datos básicos como: - Longitud

Línea Atacama-Encuentro.xlsx Línea Atacama-Esmeralda.xlsx Línea Calama-Salar.xlsx Línea Central Tocopilla-Crucero.xls Línea Chacaya-Crucero.xls Línea Chacaya-El Cobre.xls Línea Chacaya-Mantos Blancos.xls Línea Chacaya-Mejillones.xls Línea Crucero-Chuquicamata.xls Línea Crucero-El Abra.xls Línea Crucero-Laberinto 1.xls Línea Crucero-Laberinto 2.xls Línea Crucero-Lagunas 1.xlsx Línea Crucero-Lagunas 2.xlsx Línea Crucero-Radomiro Tomic.xls Línea Crucero-Salar.xls Línea Cóndores-Parinacota.xlsx Línea Domeyko-Escondida.xls Línea Domeyko-Súlfuros.xls Línea El Cobre-Esperanza.xls Línea El Cobre-Gaby.xls Línea Encuentro - El Tesoro.xls Línea Encuentro-Collahuasi.xlsx Línea Encuentro-Crucero 1.xlsx Línea Encuentro-Crucero 2.xlsx Línea Esperanza-Tesoro 1.xls Línea Laberinto-El Cobre.xls Línea Laberinto-Nueva Zaldivar 1.xls Línea Laberinto-Nueva Zaldivar 2.xls Línea Lagunas-Collahuasi.xlsx Línea Lagunas-Pozo Almonte.xls Línea Lomas Bayas-Fortuna.xls Línea Mejillones-O'Higgins.xls Línea Nueva Zaldivar-Escondida.xls Línea Nueva Zaldivar-Súlfuros.xls Línea O'Higgins-Domeyko.xls Línea Salar-Chuquicamata.xls Línea Tap Off El Loa-El Loa.xls Línea Tarapacá-Cóndores.xlsx Línea Tarapacá-Lagunas.xlsx Línea Zaldivar-Escondida 1.xls Línea Zaldivar-Escondida 2.xls	- Cantidad de circuitos - Capacidad en MVA - Tipo y cantidad de estructuras - Tipo y cantidad de conductores de energía. - Tipo y cantidad de cables de guardia. - Aislación - Amortiguación - Fundaciones No incluye la secuencia de estructuras.
<u>Otros Formatos:</u> Instalaciones CTNC Ma-Ca 2 y 3 (CTNC) - 2014.xlsx Instalaciones Troncales Colbún Transmisión.xlsx	Además de la información básica (longitud, tipo de conductor, cantidad de circuitos, etc) incluye la secuencia y tipo de estructuras, junto con el largo de cada vano medio. No se informa peso de cada una de las mismas ni el total.

1.1.2 Subestaciones

La información del inventario a marzo de 2014 fue relevada de una serie de archivos que se listan a continuación, dentro de las carpetas:

Informacion_ETT2014_Anexos_RE800/2014_04_17_Primera_Entrega/SIC/Anexo 2/Anexos

Informacion_ETT2014_Anexos_RE800/2014_04_17_Primera_Entrega/SING/Anexo 2

Archivo	Comentario
Formato METADATA 20001 SE CHARRUA - REV 27-01-2014 - LOTE 20001.xlsx 20002 SE ALTO JAHUEL con 3109 - REV 27-01-2014 - LOTE 20002.xlsx 20002 SE ALTO JAHUEL sin 3109 - REV 27-01-2014 - LOTE 20002.xlsx 20003 SE RAHUE - REV 27-01-2014 - LOTE 20003.xlsx 20004 SE ANCOA - REV 27-01-2014 - LOTE 20004.xlsx 20005 SE QUILLOTA - REV 27-01-2014 - LOTE 20005.xlsx 20006 SE DIEGO DE ALMAGRO - REV 27-01-2014 - LOTE 20006.xlsx 20008 SE CARDONES - REV 27-01-2014 - LOTE 20008.xlsx 20010 SE CERRO NAVIA - REV 27-10-2014 - LOTE 20010.xlsx 20011 SE CHENA - REV 27-01-2014 - LOTE 20011.xlsx 20014 SE LAGUNILLAS - REV 27-01-2014 - LOTE 20014.xlsx 20016 SE LAS PALMAS - REV 27-01-2014 - LOTE 20016.xlsx 20017 SE LOS VILOS - REV 27-01-2014 - LOTE 20017.xlsx 20018 SE MAITENCILLO - REV 27-01-2014 - LOTE 20018.xlsx 20019 SE PAN DE AZUCAR - REV 27-01-2014 - LOTE 20019.xlsx 20020 POLPAICO - REV 27-01-2014 - LOTE 20020.xlsx 20021 SE TEMUCO - REV 27-01-2014 - LOTE 20021.xlsx 20022 SE VALDIVIA - REV 27-01-2014 - LOTE 20022.xlsx 20023 SE HUALPEN - REV 27-01-2014 - LOTE 200231.xlsx	Cada uno de los 19 archivos contiene dos Hojas: FORM DESCRIPTIVO METADATA SE _____. Esta última es una Tabla matricial de 30 columnas y un promedio de 500 filas.
Formato SING Atacama.xls Crucero.xls Encuentro.xlsx Tarapacá.xls Lagunas.xls SE Domeyko SE Escondida SE Sulfuros SE Nueva Zaldívar SE Laberinto SE El Cobre	Cada archivo contiene dos Hojas: Información General y Equipos Primarios.
Formato 2010 Form SE Punta Colorada.xls Form SE Rapel.xls SE Cautín.xls	Cada archivo contiene un cierto número de Hojas variables en cantidad y denominación. Por ejemplo: SIC_OET_Cautin

SE Ciruelos.xls SE Itahue.xls SE Nogales.xls SE Puerto Montt.xls	Equipos_Primarios Comunes SE Malla de Tierra SSAA Iluminación e Inst. Mec. P220 Comunes P220 Barras P 220 Iluminación de patio
Otros Formatos: Instalaciones CTNC Ma-Ca 2 y 3 (CTNC) - 2014.xlsx Instalaciones Troncales Colbún Transmisión.xlsx	

Informacion_ETT2014_Anexos_RE800\2014_04_29_Segunda_Entrega\SIC\SIC\Instalaciones Comunes

Archivo	Comentario
Formato similar a Metadata 02 ONC_MAITENCILLO_v1.xlsx 02 ONC_PAN DE AZUCAR_v1.xlsx 02 ONC_PUNTA COLORADA_v1.xlsx 03 OCC_ALTO JAHUEL_v1.xlsx 03 OCC_C°NAVIA_v1.xlsx 03 OCC_CHENA_v1.xlsx 03 OCC_NOGALES_v1.xlsx 03 OCC_POLPAICO_v1.xlsx 03 OCC_QUILLOTA_v1.xlsx 03 OCC_RAPEL_1.xlsx 05 OBB_CHARRUA_v1.xlsx 05 OBB_ESPERANZA_v1.xlsx 05 OBB_HUALPEN_V1.xlsx 05 OBB_LAGUNILLAS_V1.xlsx 05 OBB_SAN VICENTE_V1.xlsx	Cada archivo contiene dos Hojas, una de las cuales no tiene mayor interés para el inventario. La otra tiene 14 columnas similares a las del formato Metadata, y unas 50 filas de instalaciones comunes de patio y de SE, aparentemente complementarias a las de los archivos formato Metadata.

1.1.3 Otros Archivos de Utilidad

Por su parte, el siguiente archivo permitió agregar obras ejecutadas en el último período tarifario:ETT2014_Anexos_RE800\2014_04_17_Primera_Entrega\SIC\Anexo2\Anexos\A_Transelec C. Información Ampliaciones Troncal (16 archivos .pdf) y E. Obras en Construccion/OBRAS EN DESARROLLO AL 31 ENERO 2014.xlsx.

1.2. Información Complementaria Recibida a Posteriori

1.2.1 Líneas de Transmisión

1.2.1.1 Archivos de Inventario a Julio 2014

A fines de julio 2014 se tuvo conocimiento de que algunas empresas habían enviado a los CDECs información actualizada y complementaria, la cual ha sido recibida en dos partes:

Junio 2014: con nombres de archivos indicando revisión de enero 2014, junto con información de la línea Polpaico - Los Maquis, en el archivo "LAT Polpaico-L Maquis.xlsx". El formato de la información para esta línea es distinto al correspondiente a Transelec y similar al recibido de Colbún al principio del estudio.

Julio 2014: dentro de las carpetas: LINEAS SIC - REV JAU 03-07-2014, LINEAS SING - REV JAU 01-07-2014 y 2014_07_30_Informacion_Complementaria

La data complementaria básicamente consolida y amplía la información de las líneas de Transelec, tanto para el SIC como para el SING, así como incluye el archivo "10000 CUBICACION DE ESTRUCTURAS LINEAS - REV 22-01-2014 LOTE 10000.xlsx", que contiene datos característicos de cada tipo de estructura, cómo lo son el peso, tipo y características de las fundaciones según el tipo de suelo, entre otros.

En esta oportunidad se ha recibido información en detalle de las siguientes líneas del SIC y del SING (Transelec):

Archivos Junio	Comentario
Formato SIC Transelec 10001 LINEA 1X500 KV CHARRUA - ANCOA 1 - REV 13-01-2014 - LOTE 10001.xlsx 10002 LINEA 1X500 KV CHARRUA - ANCOA 2 - REV 13-01-2014 - LOTE 10002.xlsx 10003 LINEA 2X220 KV ALTO JAHUEL - CHENA - REV 15-01-2014 - LOTE 10003.xlsx 10004 LINEA 2X220 KV CHENA - CERRO NAVIA - REV 13-01-2014 - LOTE 10004.xlsx 10007 LINEA 1X500 KV ANCOA - ALTO JAHUEL 1 - REV 13-01-2014 - LOTE 10007.xlsx 10008 LINEA 1X500 KV ANCOA - ALTO JAHUEL 2 - REV 13-01-2014 - LOTE 10008.xlsx 10009 LINEA 2X500 ALTO JAHUEL - EL RODEO - POLPAICO REV 13-01-2014 - LOTE 10009.xlsx 10010 LINEA 2x220 KV CHARRUA - LAGUNILLAS - REV 13-01-2014 - LOTE 10010.xlsx 10011 LINEA 2X220 KV ANCOA - ITAHUE - REV 13-01-2014 - LOTE 10011.xlsx 10012 LINEA 1X220 KV CHARRUA - CONCEPCION - REV 13-01-2014 - LOTE 10012.xlsx 10013 LINEA 1X220 KV CHARRUA - HUALPEN - REV 13-01-2014 - LOTE 10013.xlsx 10015 LINEA 2X220 KV RAPEL - CERRO NAVIA REV 13-01-2014 - LOTE 10015.xlsx 10019 LINEA 1X220 KV CIRUELOS - VALDIVIA - REV 20-01-2014 - LOTE 10019.xlsx 10020 LINEA 2X220 KV TEMUCO - CAUTIN - REV 14-01-2014 - LOTE 10020.xlsx 10021 LINEA 1X220 KV CHARRUA - TEMUCO - REV 14-01-2014 - LOTE 10021.xlsx 10022 LINEA 2X220 KV CERRO NAVIA - POLPAICO - REV 13-01-2014 - LOTE 10022.xlsx 10032 LINEA 1X220 KV VALDIVIA - PUERTO MONTT - REV 21-01-2014 - LOTE 10032.xlsx 10033 LINEA 1X220 KV RAHUE - PUERTO MONTT - REV 21-01-2014 - LOTE 10033.xlsx 10034 LINEA 1X220 KV VALDIVIA - RAHUE - REV 21-01-2014 - LOTE	Cada uno de los archivos contiene varias hojas, en general con diferentes nombres, pero conteniendo la siguiente información: - Datos - Formulario Descriptivo - Lamina Clave La hoja datos contiene información en detalle de la secuencia de estructuras, sistematizada en 89 columnas, incluyendo el tipo de estructura, la longitud del vano, tipo de conductor, tipo de suelo, tipo de aislación, ferretería, características de la franja de servidumbre, etc. La hoja “Lamina Clave” muestra el perfil de las estructuras empeladas junto con sus dimensiones básicas.

10034.xlsx 10036 LINEA 2X220 KV LOS VILOS - LAS PALMAS - REV 14-01-2014 - LOTE 10036.xlsx 10037 LINEA 2X220 KV LAS PALMAS - PAN DE AZUCAR - REV 15-01-2014 - LOTE 10037.xlsx 10047 LINEA 1X220 KV CAUTIN - CIRUELOS - REV 14-01-2014 - LOTE 10047.xlsx 10049 LINEA 1X220 KV CAUTIN - VALDIVIA - REV 14-01-2014 - LOTE 10049.xlsx 10052 LINEA 2X220 KV POLPAICO - QUILLOTA - REV 27-01-2014 - LOTE 10052.xlsx 10053 LINEA 2X220 KV PAN DE AZUCAR - PUNTA COLORADA - REV 13-01-2014 - LOTE 10053.xlsx 10054 LINEA 2X220 KV QUILLOTA - NOGALES - REV 27-01-2014 - LOTE 10054.xlsx 10055 LINEA 2X220 KV PUNTA COLORADA - MAITENCILLO - REV 13-01-2014 - LOTE 10055.xlsx 10056 LINEA 2X220 KV NOGALES - LOS VILOS - REV 15-01-2014 - LOTE 10056.xlsx 10057 LINEA 1X220 KV CARRERA PINTO - D DE ALMAGRO - REV 16-01-2014 - LOTE 10057.xlsx 10058 LINEA 1X220 KV CARDONES - CARRERA PINTO - REV 20-01-2014 - LOTE 10058.xlsx 10059 LINEA 1X220 KV MAITENCILLO - CARDONES - REV 20-01-2014 - LOTE 10059.xlsx 10061 LINEA 2X220 KV ALTO JAHUEL - EL RODEO - CHENA - REV 15-01-2014 - LOTE 10061.xlsx 10070 LINEA 1X500 KV ALTO JAHUEL - POLPAICO REV 14-01-2014 LOTE 10070.xlsx 10071 LINEA 1X500 KV ANCOA - POLPAICO REV 14-01-2014 LOTE 10071.xlsx 10050 LINEA 1X220 KV LAGUNILLAS - BOCAMINA 2 REV 21-01-2014 - LOTE 10050.xlsx 10051 LINEA 1X220 KV LAGUNILLAS - HUALPEN - REV 21-01-2014 - LOTE 10051.xlsx	

Archivos Julio	Comentario
Formato SIC Transelec 10001 LINEA 1X500 KV CHARRUA - ANCOA 1 - REV 13-01-2014 - LOTE 10001_Rev A - Rev JAU.xlsx 10002 LINEA 1X500 KV CHARRUA - ANCOA 2 - REV 13-01-2014 - LOTE 10002 Rev A - Rev JAU.xlsx 10003 LINEA 2X220 KV ALTO JAHUEL - CHENA - REV 15-01-2014 - LOTE 10003 Rev A - Rev JAU.xlsx 10004 LINEA 2X220 KV CHENA - CERRO NAVIA - REV 13-01-2014 - LOTE 10004 Rev A - Rev JAU.xlsx 10007 LINEA 1X500 KV ANCOA - ALTO JAHUEL 1 - REV 13-01-2014 - LOTE 10007 - Rev JAU.xlsx 10008 LINEA 1X500 KV ANCOA - ALTO JAHUEL 2 - REV 13-01-2014 - LOTE 10008 Rev A - Rev JAU.xlsx 10009 LINEA 2X500 ALTO JAHUEL - EL RODEO - POLPAICO REV 13-01-2014 - LOTE 10009 - Rev JAU.xlsx 10010 LINEA 2x220 KV CHARRUA - LAGUNILLAS - REV 13-01-2014 - LOTE 10010 Rev A - Rev JAU.xlsx 10012 LINEA 1X220 KV CHARRUA - CONCEPCION - REV 13-01-2014 - LOTE 10012 Rev A - Rev JAU.xlsx 10013 LINEA 1X220 KV CHARRUA - HUALPEN - REV 13-01-2014 - LOTE 10013 REv A - Rev JAU.xlsx 10019 LINEA 1X220 KV CIRUELOS - VALDIVIA - REV 20-01-2014 - LOTE 10019 Rev A - Rev JAU.xlsx 10021 LINEA 1X220 KV CHARRUA - TEMUCO - REV 14-01-2014 - LOTE 10021 Rev A - Rev JAU.xlsx 10022 LINEA 2X220 KV CERRO NAVIA - POLPAICO - REV 13-01-2014 - LOTE 10022Rev A - Rev JAU.xlsx 10032 LINEA 1X220 KV VALDIVIA - PUERTO MONTT - REV 21-01-2014 - LOTE 10032 Rev A - Rev JAU.xlsx 10033 LINEA 1X220 KV RAHUE - PUERTO MONTT - REV 21-01-2014 - LOTE 10033 Rev A - Rev JAU.xlsx 10034 LINEA 1X220 KV VALDIVIA - RAHUE - REV 21-01-2014 - LOTE 10034 Rev A - Rev JAU.xlsx 10047 LINEA 1X220 KV CAUTIN - CIRUELOS - REV 14-01-2014 - LOTE 10047 Rev A - Rev JAU.xlsx 10049 LINEA 1X220 KV CAUTIN - VALDIVIA - REV 14-01-2014 - LOTE 10049 Rev A - Rev JAU.xlsx	Detalle de Información similar a la recibida en Junio.

Archivos Julio	Comentario
10050 LINEA 1X220 KV LAGUNILLAS - BOCAMINA 2 REV 21-01-2014 - LOTE 10050 Rev A- Rev JAU.xlsx 10051 LINEA 1X220 KV LAGUNILLAS - HUALPEN - REV 30-06-2014 - LOTE 10051 - Rev JAU.xlsx 10052 LINEA 2X220 KV POLPAICO - QUILLOTA - REV 27-01-2014 - LOTE 10052 Rev A - Rev JAU.xlsx 10053 LINEA 2X220 KV PAN DE AZUCAR - PUNTA COLORADA - REV 13-01-2014 - LOTE 10053 Rev A - Rev JAU.xlsx 10054 LINEA 2X220 KV QUILLOTA - NOGALES - REV 27-01-2014 - LOTE 10054 Rev A - Rev JAU.xlsx 10055 LINEA 2X220 KV PUNTA COLORADA - MAITENCILLO - REV 13-01-2014 - LOTE 10055 Rev A - Rev JAU.xlsx 10056 LINEA 2X220 KV NOGALES - LOS VILOS - REV 15-01-2014 - LOTE 10056 Rerv A - Rev JAU.xlsx 10057 LINEA 1X220 KV CARRERA PINTO - D DE ALMAGRO - REV 16-01-2014 - LOTE 10057 Rev A - Rev JAU.xlsx 10058 LINEA 1X220 KV CARDONES - CARRERA PINTO - REV 20-01-2014 - LOTE 10058 Rev A - Rev JAU.xlsx 10059 LINEA 1X220 KV MAITENCILLO - CARDONES - REV 20-01-2014 - LOTE 10059 Rev A - Rev JAU.xlsx 10061 LINEA 2X220 KV ALTO JAHUEL - EL RODEO - CHENA - REV 15-01-2014 - LOTE 10061 Rev A - Rev JAU.xlsx	
<u>Formato SING Transelec</u> 10005 LINEA 1X220 KV CRUCERO - LAGUNAS 1 - REV 27-01-2014 - LOTE 10005 Rev A - Rev JAU.xlsx 10006 LINEA 1X220 KV CRUCERO - LAGUNAS 2 - REV 13-01-2014 - LOTE 10006 Rev A - Rev JAU.xlsx 10016 LINEA 2X220 KV TARAPACA - LAGUNAS - REV 13-01-2014 - LOTE 10016 Rev A - Rev JAU.xlsx 10017 LINEA 1X220 KV TARAPACA - CONDORES - REV 13-01-2014 - LOTE 10017 Rev A - Rev JAU.xlsx 10018 LINEA 1X220 KV CONDORES - PARINACOTA - REV 13-01-2014 - LOTE 10018 Rev A - Rev JAU.xlsx 10023 LINEA 1X220 KV ENCUENTRO - CRUCERO 1 - REV 13-01-2014 - LOTE 10023 Rev A - Rev JAU.xlsx 10024 LINEA 1X220 KV ENCUENTRO - CRUCERO 2 - REV 13-01-2014 - LOTE 10024 Rev A - Rev JAU.xlsx	Detalle de Información similar a la correspondiente al SIC.

Archivos Julio	Comentario
10046 LINEA 1X220 KV ATACAMA - ESMERALDA - REV 20-01-2014 - LOTE 10046 Rev A - Rev JAU.xlsx 10048 LINEA 2X220 KV ATACAMA - ENCUENTRO - REV 30-06-2014 - LOTE 10048 Rev JAU.xlsx	

1.2.1.2 Otros Archivos a Septiembre/Octubre de 2014

En setiembre de 2014 se recibió información técnica y de secuencias de estructuras de la línea Crucero – Nueva Zaldívar y, en octubre; información de propietarios y longitudes de las líneas pertenecientes al sistema Polpaico – El Llano – Los Maquis.

1.2.2 Subestaciones

1.2.2.1 *Archivos de Inventario a julio 2014*

Similarmente a lo mencionado para las líneas, a fines de julio 2014 Transelec envió a los CDECs información actualizada y complementaria, en carpetas denominadas: SIC/Líneas SIC, SSEE SIC, Terrenos ETT 2014, Planos subestaciones y SING/LINEAS, Planos SING, SSEE SING, de las cuales se obtuvo una copia.

Los archivos de la Segunda Entrega (tipo “02 ONC_CARDONES_v1.xlsx”) fueron integrados a los de la serie 20001 a 20023, quedando entonces el siguiente listado definitivo de archivos.

20001 SE CHARRUA.xlsx
20002 SE ALTO JAHUEL.xlsx
20003 SE RAHUE.xlsx
20004 SE ANCOA.xlsx
20005 SE QUILLOTA.xlsx
20006 SE DIEGO DE ALMAGRO.xlsx
20008 SE CARDONES.xlsx
20009 SE CARRERA PINTO.xlsx
20010 SE CERRO NAVIA.xlsx
20011 SE CHENA.xlsx
20013 SE LAGUNAS.xlsx
20014 SE LAGUNILLAS.xlsx
20016 SE LAS PALMAS.xlsx
20017 SE LOS VILOS.xlsx
20018 SE MAITENCILLO.xlsx
20019 SE PAN DE AZUCAR.xlsx
20020 SE POLPAICO.xlsx
20021 SE TEMUCO.xlsx
20022 SE VALDIVIA.xlsx
20023 SE HUALPEN .xlsx
20024 SE CRUCERO.xlsx
SE CAUTÍN.xls
SE CIRUELOS.xls
SE ITAHUE.xls
SE NOGALES.xls
SE PUERTO MONTT.xlsx
SE PUNTA COLORADA.xls
SE RAPEL.xls
SE SING ATACAMA.xlsx
SE SING ENCUENTRO.xlsx
SE SING TARAPACÁ.xlsx
Instalaciones CTNC Ma-Ca 2 y 3 (CTNC) - 2014.xlsx
Instalaciones Troncales Colbún Transmisión.xlsx
Tramos TransChile.xlsx
terrenos ETT 2014.xlsx

Se observa que:

- la SE Crucero aparece ahora en formato METADATA, con el número 200024.
- en los archivos de la serie 20001–20024 ya no se encuentra la Hoja FORM DESCRIPTIVO.
- los restantes archivos mantienen el formato de marzo, algunos con la adición de nuevas Hojas.
- el archivo sobre terrenos muestra las superficies consideradas en el 2010, las adiciones por ampliación de instalaciones y la superficie al 2014.

1.2.2.2 *Otros Archivos de Utilidad*

Otra información de utilidad para actualizar el inventario en lo referente a superficie de terrenos de subestaciones, patios y paños fue recibida en el archivo de Transelec 2014/2014_07_30_Informacion_Complementaria/CDEC_SIC/Planos_subestaciones.

Se trata de vistas satelitales de las subestaciones que muestran, enmarcadas, las áreas ocupadas por SSEE, patios y paños.

1.2.2.3 *Otros Archivos a Octubre de 2014*

A principios de octubre de 2014 se recibió información del inventario de equipos de la SE El Llano.

1.3. Información Complementada con Mejor Aproximación

1.3.1 Líneas de Transmisión

Muy pocos datos fueron estimados en el inventario. A continuación se detallan los casos particulares para líneas y subestaciones.

Línea	Comentario
LN-5.Línea Atacama - Domeyko 220 LN-6.Línea Domeyko - Escondida 220 LN-7.Línea Domeyko - Sulfuros 220 LN-8.Línea Escondida - Nueva Zaldívar 220 LN-11.Línea Laberinto - El Cobre 220 LN-13.Línea Lagunas - Pozo Almonte 220	Se dispone de información general, pero no se dispone de información de secuencias detalladas de estructuras.

En estos casos el inventario fue realizado de forma agregada para estructuras por tipo, conductores, y restantes elementos componentes.

1.3.2 Subestaciones

De la S/E Don Goyo no se recibió información de equipos principales.

De las subestaciones con formato indicado como SING en el punto anterior, referido a información de inventario de subestaciones, se tiene información general y de equipos primarios, sin embargo falta el inventario de todo el resto asociado a la SE y a los equipos principales como por ejemplo: cerco perimetral, malla de puesta a tierra, servicios auxiliares, protecciones, control, comunicaciones, cableados, zanjeo, canales de cables, pilares, vigas, extensiones de vigas, marcos, soportes de equipos, fundaciones, etc.

La estimación del inventario faltante para estos casos particulares se realizó tomando como base valores promedio de SE semejantes.

2. VERIFICACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN ENTREGADA

En términos generales, la información recibida no fue en todos los casos la suficiente como para ser considerada un inventario. A veces presentó carencias y, en el caso de algunas subestaciones, falta de concordancia con lo realmente instalado.

Debido a esto se debieron hacer sobre los registros ordenamientos, ajustes, agregados, unificaciones de criterios para poder utilizar la información recibida y generar un inventario estandarizado, correcto y completo para ser utilizado como base en el modelo de valorización.

2.1. Líneas de Transmisión

Para el caso de líneas, en la confección de estos listados no se aplicó una norma uniforme orientada a la valorización de inventarios. A modo de ejemplo se puede mencionar los siguientes puntos:

- La información de Transelec está estructurada en formatos similares y amplios. Sin embargo se han detectado inconsistencias relacionadas con estructuras con el mismo nombre o denominación, cuyo perfil o dimensiones son distintos.
- La información de Colbún y la proveniente de ex CTNC, actualmente de Transelec, se presenta en otros formatos diferentes.

- Como se mencionó con anterioridad, no se dispone información detallada de la secuencia de estructuras de varias líneas, lo que imposibilita el cálculo del VI a través de un inventario por estructura como se hizo para el caso de las líneas de Transelec y Colbún. En estos casos (especialmente las líneas mineras del SING), el VI fue calculado sobre la base de inventarios agregados de estructuras por tipo, conductores, y restantes elementos componentes.

En el caso de las bases de datos de tipo de estructuras se han detectado, las siguientes inconsistencias:

- Estructura tipo C: según lo informado por Transelec, este tipo de torre se emplea en las líneas 10003, 10012, 10015 y 10021. Luego de comparar los perfiles incluidos en los respectivos archivos, se desprende que las estructuras son idénticas en las líneas 10003 y 10012, mientras que para 10012 y 10021, los perfiles son completamente distintos.
- Estructura tipo A: este tipo de torre se emplea en las líneas 10012, 10015, 10021 y 10022. Al comparar los perfiles se constata que todas ellas con distintas.
- Estructura tipo D: es empleada en las líneas 10003, 10015 y 10021. La comparación de perfiles arroja que la estructura D de la línea 10021 es distinta al resto.
- Estructura tipo G: es empleada en las líneas 10003 y 10015. La empleada en la línea 10015 es un pórtico (similar a la estructura F) por lo que se cambia el tipo de estructura por la H (pórtico).

En el punto relacionado con el inventario se indica el procedimiento para generar el mismo que se utiliza para determinar el VI.

El inventario resultante de líneas de transmisión puede verse en el archivo “VI_Componentes_Lineas.xlsm” y que forma parte del Modelo para el Cálculo de Valorización que se explica en los puntos siguientes del presente documento.

2.2. Subestaciones

Similarmente a lo mencionando para líneas, la información recibida carece de una adecuada normalización y alcance de las especificaciones del material. Se evidencia que en la confección de estos listados no se aplicó una norma uniforme ni orientada a la valorización de inventarios.

En efecto:

- La información de Transelec está estructurada en tres distintos formatos, muy diferentes entre sí, tanto en estructura como en alcance. La información de Colbún y de ex CTNC, actualmente de Transelec, se presenta en otros dos nuevos formatos, también diferentes.

- La excesiva apertura de la especificación de un determinado material genera confusión e induce a error, sobretodo al no ser evidente ni estar debidamente aclarado el significado de los encabezados de columna AREA SUBESTACION, INSTALACION, DESIGNACION DE LA INSTALACION, SUB-INSTALACION, ELEMENTO BASE, SUB-ELEMENTO BASE y DESCRIPCION LIBRE. A pesar de la profusión de columnas y especificaciones, a menudo no es posible establecer con claridad si un material pertenece a Comunes de SE, Comunes de Patio o Paño. Incluso hay ítems que figuran ubicados simultáneamente en más de uno de ellos.

- Se utilizan distintas unidades para computar iguales ítems. Por ejemplo, los caminos vienen computados indistintamente en m, m2 y km.

- El alcance de la descripción/especificación es muy variable entre uno y otro elemento, a veces minucioso y otras totalmente insuficiente para poder estimar su costo. Un mismo elemento se designa de diversas maneras, según sea la SE.

- Muchos ítems carecen de Unidad y/o Cantidad.

Coexisten centenares de ítems de valor insignificante con otros de gran incidencia en el VI.

En el punto relacionado con el inventario se indica el procedimiento para generar el mismo que se utiliza para determinar el VI.

El inventario resultante de subestaciones puede verse en el archivo "VI_Componentes_SSEE.xlsx" y que forma parte del Modelo para el Cálculo de Valorización que se explica en los puntos siguientes del presente documento.

2.3. Validación y Determinación del Inventario de Instalaciones

2.3.1 Generalidades Verificación en Terreno

Para el inventario de componentes se tomó como base el suministrado por los propietarios de las instalaciones, procediendo a su validación analizando su consistencia, y mediante visitas a una muestra de instalaciones representativa por nivel de tensión y tipo de soluciones existentes en los distintos tramos de los sistemas troncales en estudio.

En las visitas a las subestaciones se verificaron las instalaciones de 500 kV en los casos correspondientes, los patios de 220 kV con instalaciones troncales y, en tensiones inferiores, los servicios auxiliares.

En lo relativo a líneas de transmisión, la muestra considera la verificación en terreno de partes del trazado con estructuras representativas de los tramos de línea de 500 kV y 220 kV existentes en las cercanías de las subestaciones y en algunos casos en la ruta entre dos subestaciones.

Las instalaciones que no fueron visitadas se validaron haciendo uso de los planos que entregaron las empresas por medio de los respectivos CDEC.

2.3.2 Criterios de Selección de SS.EE. a Verificar

En primer término se privilegió en la selección de las SS.EE. que forman parte del sistema de transmisión troncal por primera vez, consistente con la definición presentada en el Informe 1.

En segundo lugar, se realizó una selección aleatoria de SS.EE. en SIC y SING.

Como tercer criterio, se seleccionaron las SS.EE. que podrían ser intervenidas por futuras expansiones del sistema troncal.

Además se consideró la inspección de algunas LL.TT. en forma aleatoria en las cercanías de las SS.EE. a inspeccionar, principalmente con la finalidad de realizar el levantamiento del tipo estructura y verificar que coincida con lo especificado, o bien aprovechar de clasificar las estructuras en aquellas líneas donde no es clara la información, en particular, en algunas líneas del SING.

De esta manera se llegó a calendarizar la inspección de 24 SS.EE., dentro de las cuales hay varias que están en terrenos mineros en la II Región, por lo que la coordinación debió supeditarse a los estándares y disponibilidad del personal de varias empresas mineras.

La inspección estuvo a cargo de profesionales de la empresa KAS Ingeniería.

2.3.3 Verificación en Terreno

El siguiente cuadro ilustra las fechas en que finalmente se pudo realizar las inspecciones, muchas de las cuales estaban planificadas para realizar mucho antes, pero hubo que recalendarizar por problemas de disponibilidad del personal de mineras, que entre medio tuvo que lidiar con algunas protestas y período de paralización por negociaciones de carácter salarial.

SIC

Subestación	Fecha
Maintencillo	24-09-2014
Cardones	24-09-2014
Lagunillas	24-09-2014
Hualpén	24-09-2014
Charrúa	24-09-2014
Punta Colorada	25-09-2014
Pan de Azúcar	25-09-2014
Temuco	25-09-2014
Cautín	25-09-2014
Mulchén	25-09-2014
Pichirrupulli	26-09-2014
Puerto Montt	26-09-2014
Alto Jahuel	28-09-2014
Polpaico	02-10-2014
Los Maquis	02-10-2014
Tap El Llano	02-10-2014

SING

Subestación	Fecha
Atacama	08-09-2014
Mejillones	08-09-2014
El Cobre	09-09-2014
Laberinto	06-10-2014
Escondida	07-10-2014
Domeyko	07-10-2014
O´Higgins	08-10-2014
Nueva Zaldívar	08-10-2014

Las diversas visitas de inspección visual de carácter presencial, tienen como objetivo corroborar que el inventario enviado por parte de las empresas implicadas esté validado y ajustado a la realidad, comprobando algunas particularidades de cada instalación y observando incumplimientos de las exigencias de la NTSyCS en algunos casos, el reporte de cada una de las SS/EE inspeccionadas se detalla a continuación.

2.3.3.1 *Inspección a S/E Cardones*

Se verificó la configuración de doble barra más barra de transferencia, junto con los equipos principales de la subestación concerniente a los tramos troncales, es decir, las líneas hacia las subestaciones Maitencillo y los equipos de Compensación Reactiva CER. Los equipos principales son los siguientes:

i. Paño Línea J4: LTx Maitencillo N°1 220 [kV] (Transelec)
   - Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
   - Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
   - Un (1) Interruptor tripolar de poder de 220[kV]
   - Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
   - Tres (3) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
   - Dos (2) Trampas de onda de 220[kV]
   - Dos (2) Condensadores de acoplamiento de 220[kV]
   - Cinco (5) Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
   - Aisladores de marco de 220[kV]

ii. Paño Línea J5: LTx Maitencillo N°2 220 [kV] (Transelec)
   - Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
   - Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
   - Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J5)
   - Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
   - Tres (3) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
   - Dos (2) Trampas de onda de 220[kV]
   - Dos (2) Condensadores de acoplamiento de 220[kV]
   - Cinco (5) Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
   - Aisladores de marco de 220[kV]

iii. Paño Seccionador JS
   - Dos (2) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
   - Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
   - Un (1) Interruptor tripolar de poder de 220[kV] (JS)

- Dos (2) Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

iv. Paño Línea J6: LTx Maitencillo N°3 220 [kV] (Transelec)

- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J6)
- Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
- Tres (3) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Tres (3) Desconectadores tipo pantógrafo de 220[kV]
- Una (1) Trampa de onda de 220[kV]
- Un (1) Condensador de acoplamiento de 220[kV]
- Cinco (5) Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

v. Paño Acoplador JR

- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52JR)
- Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
- Dos (2) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Tres (3) Desconectadores tipo pantógrafo de 220[kV]
- Dieciocho (18) Aisladores tipo pedestal de 220[kV]

vi. Paño de Transformación JT4: CER

- Tres (9) Mufas de 220[kV]
- Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
- Una (1) S/E GIS (3 bahias)
- Aisladores de pedestal de 220[kV]

<u>Observaciones:</u>

52J4 tripolar del Paño J4 LT Maitencillo C1 220 [kV] no cumple NT.

Equipamiento del CER incluye conexión a barras 1 o 2 más barra de transferencia mediante equipo GIS ABB, cuenta con ductos de barra y mufas en SF6 para empalmar a las barras en AIS. La salida de la GIS está provista con ductos de barras y mufas en SF6

para conectar al transformador de poder 220/20,4 [kV]. La distribución en 20,4 [kV] se hace mediante barras rígidas para la conexión de reactores y filtros. No se pudo ingresar a edificio con tiristores.

Paño J6 dispone de equipamiento para conectar a barra principal 1 o barra principal 2.

2.3.3.2 *Inspección a S/E Maitencillo*

Se verificó la configuración de doble barra más barra de transferencia, junto con los equipos principales de la subestación concerniente a los tramos troncales, es decir, las líneas hacia las subestaciones Cardones, Punta Colorada y los equipos de Compensación Reactiva CER. Los equipos principales son los siguientes:

i. Paño Línea J1: LTx Cardones N°1 220 [kV] (Transelec)
   - Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
   - Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
   - Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J1)
   - Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
   - Tres (3) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
   - Dos (2) Trampas de onda de 220[kV]
   - Dps (2) Condensadores de acoplamiento de 220[kV]
   - Seis (6) Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
   - Aisladores de marco de 220[kV]

ii. Paño Línea J2: LTx Cardones N°2 220 [kV] (Transelec)
   - Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
   - Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
   - Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J2)
   - Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
   - Tres (3) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
   - Una (1) Trampa de onda de 220[kV]
   - Un (1) Condensador de acoplamiento de 220[kV]
   - Seis (6) Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
   - Aisladores de marco de 220[kV]

iii. Paño Línea J8: LTx Cardones N°3 220 [kV] (Transelec)

- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J8)
- Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
- Tres (3) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Una (1) Trampa de onda de 220[kV]
- Un (1) Condensador de acoplamiento de 220[kV]
- Seis (6) Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

iv. Paño Seccionador JS

- Dos (2) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores tripolares de poder de 220[kV] (52JS)
- Aisladores de marco de 220[kV]

v. Paño de Acoplador JR

- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52JR)
- Tres (3) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Quince (15) Aisladores tipo pedestal de 220[kV]

vi. Paño Línea J3: LTx Punta Colorada N°2 220 [kV] (Transelec)

- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J3)
- Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
- Tres (3) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Una (1) Trampa de onda de 220[kV]
- Un (1) Condensador de acoplamiento de 220[kV]
- Dieciocho (18) Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

vii. Paño Línea J4: LTx Punta Colorada N°1 220 [kV] (Transelec)

- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J4)
- Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]

- Tres (3) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Una (1) Trampa de onda de 220[kV]
- Un (1) Condensador de acoplamiento de 220[kV]
- Dieciocho (18) Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

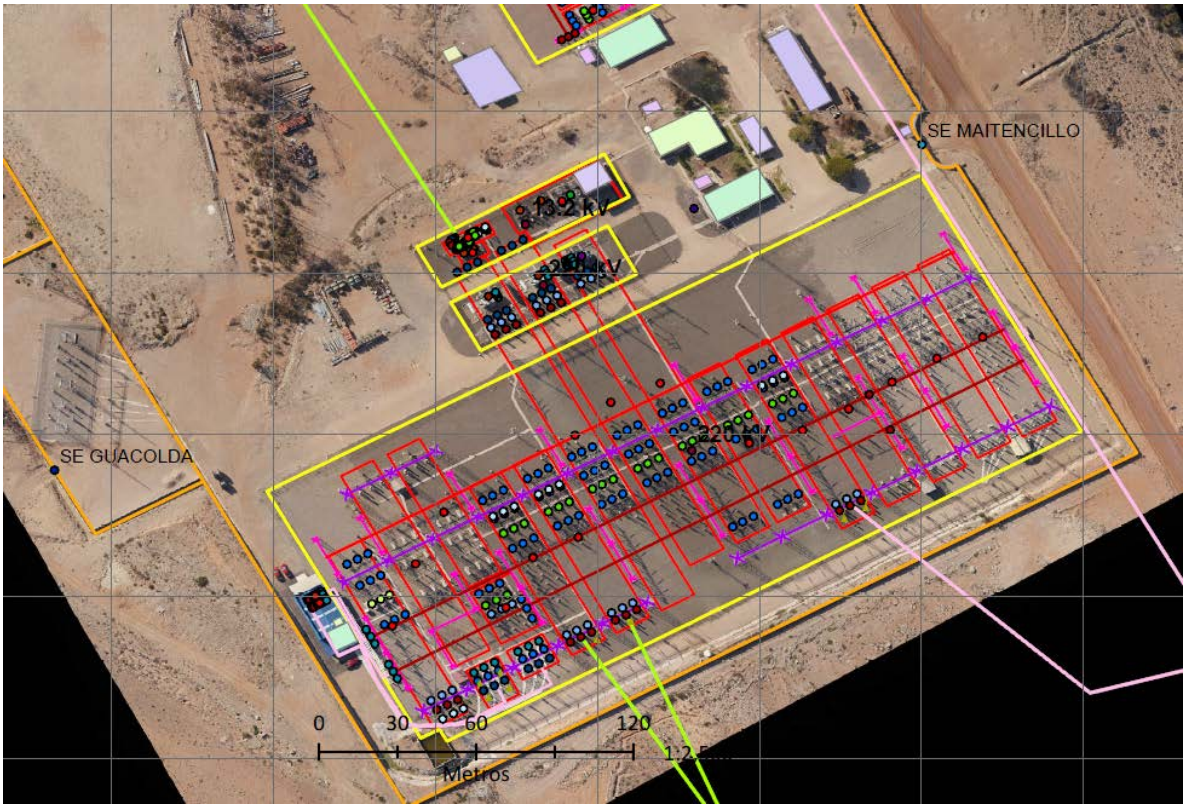
viii. Paño de Transformación CER JT3 Transformador 220-13,2 KV 40 MVA

- Nueve (9) Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
- Cuatro (4) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52JT3)
- Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]

Observaciones:

Equipamiento del CER incluye conexión a barras 1 y 2 más barra de transferencia. La distribución en 13,8 [kV] se hace mediante barras flexibles para la conexión de reactores y filtros. No se pudo ingresar a edificio con tiristores.

Se observa espacio disponible para futura ampliación e incorporación de paños en 220 [kV] pudiendo ingresar mediante mufas y cables subterráneos a edificio GIS construido con ocasión del Proyecto Caserones.



Vista aérea Subestación Maitencillo

2.3.3.3 *Inspección a S/E Punta Colorada*

Se verificó la configuración de interruptor y medio, junto con los equipos principales de la subestación concerniente a los tramos troncales, es decir, las líneas hacia las subestaciones Maitencillo y Pan de Azucar. Los equipos principales son los siguientes:

<u>Diagonal 1</u>

i. Paño Línea J1: LTx Pan de Azucar N°1 220 [kV] (Transelec)

- Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
- Seis (6) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J1)
- Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
- Tres (3) Desconectadores trifásico de 220[kV]

- Una (1) Trampa de Onda de 220[kV]
- Un (1) Condensador de Acoplamiento de 220[kV]
- Tres (3) Aisladores Tipo Pedestal de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

ii. Paño Interconexión Pan de Azucar C1 - Maitencillo C1 220 [kV]

- Seis (6) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J2)
- Dos (2) Desconectadores trifásico de 220[kV]

iii. Paño Línea J3: LTx Maitencillo N°1 220 [kV] (Transelec)

- Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
- Seis (6) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores de poder de 220[kV] (52J3)
- Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
- Tres (3) Desconectadores trifásico de 220[kV]
- Una (1) Trampa de Onda de 220[kV]
- Un (1) Condensador de Acoplamiento de 220[kV]
- Tres (3) Aisladores Tipo Pedestal de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

<u>Diagonal 2</u>

i. Paño Línea J4: LTx Pan de Azucar N°2 220 [kV] (Transelec)

- Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
- Seis (6) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J4)
- Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
- Tres (3) Desconectadores trifásico de 220[kV]
- Una (1) Trampa de Onda de 220[kV]
- Un (1) Condensador de Acoplamiento de 220[kV]
- Tres (3) Aisladores Tipo Pedestal de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

ii. Paño Interconexión Pan de Azucar C2 - Maitencillo C2 220 [kV]

- Seis (6) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J5)

- Dos (2) Desconectadores trifásico de 220[kV]

iii. Paño Línea J6: LTx Maitencillo N°2 220 [kV] (Transelec)

- Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
- Seis (6) transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J6)
- Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
- Tres (3) Desconectadores trifásico de 220[kV]
- Una (1) Trampa de Onda de 220[kV]
- Un (1) Condensador de Acoplamiento de 220[kV]
- Tres (3) Aisladores Tipo Pedestal de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

Vista aérea Subestación Punta Colorada

<u>Observaciones:</u>

Subestación desatendida controlada vía SCADA.

2.3.3.4 *Inspección a S/E Pan de Azúcar*

Se verificó la configuración de doble barra más barra de transferencia, junto con los equipos principales de la subestación concerniente a los tramos troncales, es decir, las líneas hacia las subestaciones Punta Colorada, Don Goyo, La Cebada y los equipos de Compensación Reactiva CER. Los equipos principales son los siguientes:

i. Paño Línea J1: LTx Punta Colorada N°2 220 [kV] (Transelec)
   - Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
   - Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
   - Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J1)
   - Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
   - Dos (2) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
   - Una (1) Trampa de onda de 220[kV]
   - Un (1) Condensador de acoplamiento de 220[kV]
   - Seis (6) Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
   - Aisladores de marco de 220[kV]

ii. Paño Línea J2: LTx Punta Colorada N°1 220 [kV] (Transelec)
   - Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
   - Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
   - Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J2)
   - Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
   - Dos (2) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
   - Una (1) Trampa de onda de 220[kV]
   - Un (1) Condensador de acoplamiento de 220[kV]
   - Seis (6) Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
   - Aisladores de marco de 220[kV]

iii. Paño Línea J3: LTx Don Goyo 220 [kV] (Transelec) (ex C2 Las Palmas)
   - Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
   - Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
   - Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J3)
   - Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
   - Dos (2) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
   - Dos (2) Trampas de onda de 220[kV]

- Dos (2) Condensadores de acoplamiento de 220[kV]
- Dieciocho (18) Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

iv. Paño Línea J4: LTx La Cebada 220 [kV] (Transelec) (ex C1 Las Palmas)

- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J4)
- Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
- Dos (2) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Dos (2) Trampas de onda de 220[kV]
- Dos (2) Condensadores de acoplamiento de 220[kV]
- Seis (6) Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

v. Paño Seccionador JS

- Dos (2) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV]
- Siete (7) Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

vi. Paño Acoplador JR

- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52JR)
- Tres (3) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Quince (15) Aisladores tipo pedestal de 220[kV]

vii. Paño J5: Banco CCEE N°5

- Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
- Doce (12) Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Un (1) Transformador de corriente de neutro
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52JCE-5)
- Un (1) Desconectador trifásico de 220[kV]
- Tres (3) Desconectadores monofásicos con puesta a tierra de 220[kV]
- Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]

viii. Paño de Transformación CER N°2 JT5 Transformador 220-13,2 KV 40 MVA

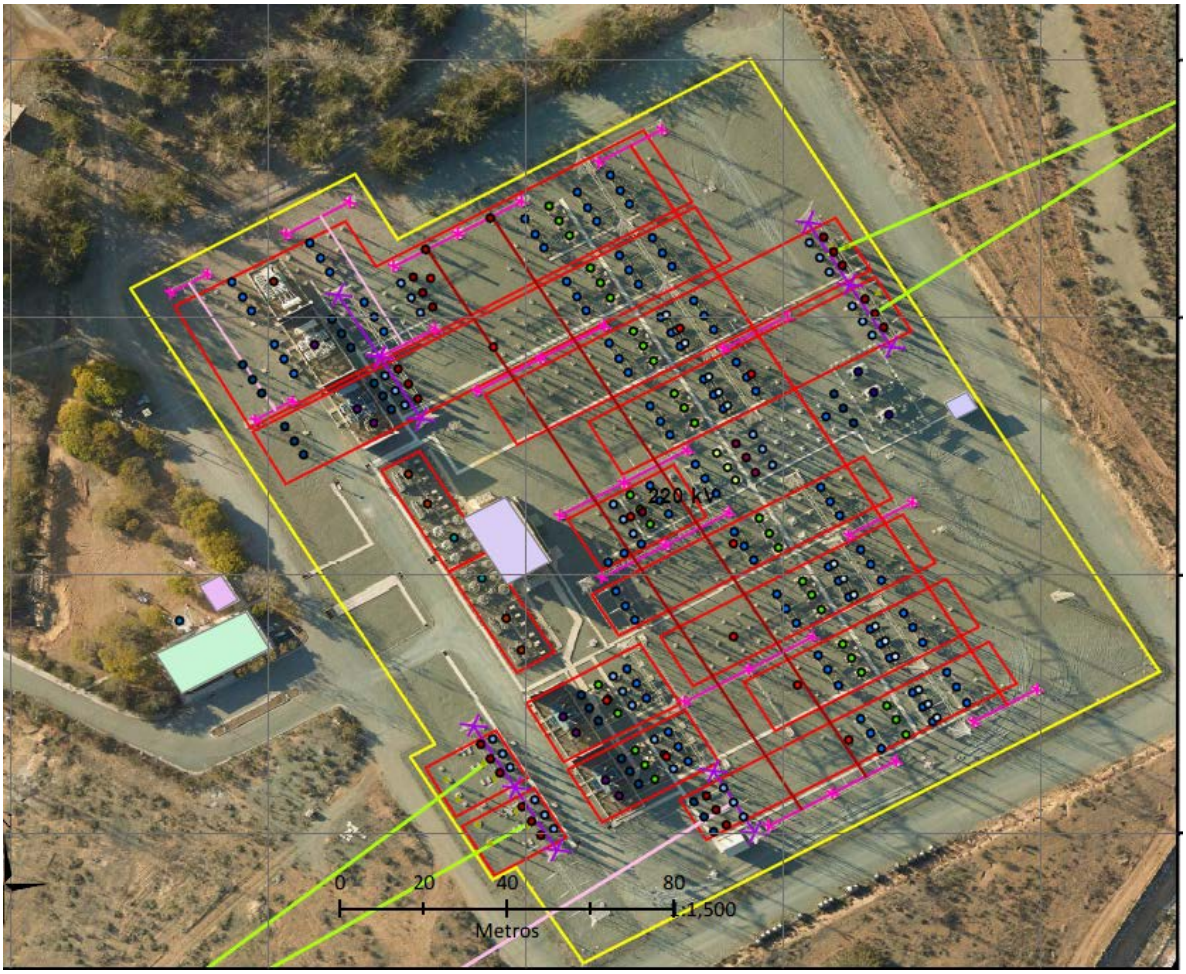
- Un (1) Desconectador trifásico de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52JT5)
- Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]

ix. Paño de Transformación CER N°1 JT6 Transformador 220-13,2 KV 40 MVA

- Un (1) Desconectador trifásico de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52JT5)
- Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]

Observaciones:

CER N°1 se conecta a barra principal 1, CER N°2 se conecta a barra principal 2, ambos imposibilitados de conectarse a barra de transferencia. La distribución en 13,8 [kV] se hace mediante barras flexibles para la conexión de reactores y filtros. No se pudo ingresar a edificio con tiristores.



Vista aérea Subestación Pan de Azúcar

2.3.3.5 *Inspección a S/E Polpaico*

1. Patio 220 [kV]

Se verificó la configuración de doble barra más barra de transferencia, junto con los equipos principales de la subestación concerniente a los tramos troncales, es decir, las líneas hacia las subestaciones Quillota, Tap El Llano, Los Maquis y los equipos de Compensación Reactiva CCEE y CER. Los equipos principales son los siguientes:

i. Paño JCE1: Banco CCEE N°1

- Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
- Cuatro (4) Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Un (1) Transformador de corriente de neutro
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52JCE-1)
- Tres (3) Desconectadores trifásico de 220[kV]
- Un (1) Desconectador monofásico con puesta a tierra de 220[kV]
- Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]

ii. Paño Línea J12: LTx Los Maquis 220 [kV]

- Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de potencial capacitivo de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J12)
- Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
- Dos (2) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Una (1) Trampa de onda de 220[kV]
- Doce (12) Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

iii. Paño Línea J4: LTx Andina (Tap Off El Llano) 220 [kV]

- Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J4)
- Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
- Tres (3) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Dos (2) Trampas de onda de 220[kV]
- Un (1) Condensador de acoplamiento de 220[kV]
- Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

iv. Paño de Transformación JT4: CER

- Diez (10) Mufas de 220[kV], (2 de Respaldo, 1 en cada extremo)
- Seis (6) Pararrayos de 220[kV], (3 en cada extremo)

- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52JT4)
- Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
- Tres (3) Desconectadores trifásicos de 220[kV]

v. Paño Línea J6: LTx Cerro Navia C1 220 [kV] (Transelec)

- Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J6)
- Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
- Tres(3) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Dieciseis (16) Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

vi. Paño Línea J7: LTx Cerro Navia C2 220 [kV] (Transelec)

- Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J7)
- Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
- Tres(3) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Cuatro (4) Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

vii. Paño Seccionador JS

- Dos (2) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52JS)
- Cuatro (4) Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

viii. Paño Acoplador JR

- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52JR)
- Tres (3) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Nueve (9) Aisladores tipo pedestal de 220[kV]

ix. Paño Línea J8: LTx Quillota C1 220 [kV] (Transelec)

- Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J7)
- Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
- Tres(3) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Dieciseis (16) Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
- Una (1) Trampa de onda de 220[kV]
- Un (1) Condensador de acoplamiento de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

x. Paño Línea J9: LTx Quillota C2 220 [kV] (Transelec)

- Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J7)
- Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
- Tres(3) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Cuatro (4) Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
- Una (1) Trampa de onda de 220[kV]
- Un (1) Condensador de acoplamiento de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

xi. Paño de Transformación JT1 Banco Autotransformador N°1 500/220 3x150 MVA

- Un (1) Desconectador trifásico de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52JT1)
- Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
- Nueve (9) Desconectadores tipo pantógrafo de 220[kV]
- Veinticuatro (24) Aisladores tipo pedestal de 220[kV]

xii. Paño de Transformación JT2 Banco Autotransformador N°2 500/220 3x150 MVA

- Un (1) Desconectador trifásico de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52JT2)
- Tres (3) Pararrayos de 220[kV]

- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
- Nueve (9) Desconectadores tipo pantógrafo de 220[kV]
- Veinticuatro (24) Aisladores tipo pedestal de 220[kV]

Conexión a autotransformadores ubicados en patio 500 [kV] desde patio 220 [kV]

i. Paño de Transformación JT1
   - Dos (2) Desconectador trifásico de 220[kV]
   - Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
   - Cuatro (4) Aisladores tipo pedestal de 220[kV]

ii. Paño de Transformación JT2
   - Dos (2) Desconectador trifásico de 220[kV]
   - Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
   - Cuatro (4) Aisladores tipo pedestal de 220[kV]

iii. Barra auxiliar para conexión autotransformador de reserva
   - Un (1) Desconectador trifásico de 220[kV]
   - Un (1) Aislador tipo pedestal de 220[kV]
   - Un (1) Pararrayo de 220[kV]

Observaciones:

El paño de línea J12 Los Maquis no cuenta con conexión a barra de transferencia. Equipamiento del CER incluye conexión a barras 1 o 2, sin posibilidad de conexión a la barra de transferencia, el empalme el transformador de poder 220/20,4 [kV], ubicado en el patio del CER se realiza mediante cables subterráneos, se dispone de 4 enlaces, el cuarto para dar respaldo cuya conexión se realiza mediante chicotes a la barra auxiliar dispuesta en cada extremo. La distribución en 19 [kV] se hace mediante barras rígidas para la conexión de reactores y filtros. No se pudo ingresar a edificio con tiristores.

Cada uno de los paños autotransformadores en 220 [kV], JT1 y JT2, tienen un tramo corto de línea aérea para interconectar los patios de 220 [kV] mediante sendos transformadores 500/220 [kV] localizados en el patio de 500 [kV], de esta forma se dispone en este patio el equipamiento para conectar cada fase al respectivo bushing del banco monofásico. Para

dos circuitos en 220 [kV] se dispone de 7 bancos monofásicos 500/220 [kV] 150 MVA, otorgando una reserva que puede reemplazar a cualquier equipo mediante la conexión por barra auxiliar a través de desconectadores.

Vista aérea Subestación Polpaico Patio 220 [KV]

2. Patio 500 [kV]

Se verificó la configuración de doble barra más barra de transferencia, junto con los equipos principales de la subestación concerniente a los tramos troncales, es decir, las líneas hacia la subestación Alto Jahuel. Los equipos principales son los siguientes:

i. Paño de Transformación KT1 Banco Autotransformador N°1 500/220 3x150 MVA
   - Tres (3) Transformadores de potencial de 500[kV]
   - Tres (3) Transformadores de potencial de 500[kV]
   - Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 500[kV] (52KT1)
   - Tres (3) Pararrayos de 500[kV]
   - Tres (3) Transformadores de corriente de 500[kV]
   - Nueve (9) Desconectadores tipo semi pantógrafo de 500[kV]
   - Treinta (30) Aisladores tipo pedestal de 500[kV]

ii. Paño de Transformación KT2 Banco Autotransformador N°2 500/220 3x150 MVA
   - Tres (3) Transformadores de potencial de 500[kV]
   - Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 500[kV] (52KT2)
   - Tres (3) Pararrayos de 500[kV]
   - Tres (3) Transformadores de corriente de 500[kV]
   - Nueve (9) Desconectadores tipo semi pantógrafo de 500[kV]
   - Treinta (30) Aisladores tipo pedestal de 500[kV]

iii. Barra auxiliar para conexión autotransformador de reserva
   - Un (1) Desconectador tipo semi pantógrafo de 500[kV]
   - Dieciocho (18) Aislador tipo pedestal de 500[kV]
   - Un (1) Pararrayo de 500[kV]

iv. Paño Seccionador KS
   - Seis (6) Desconectadores tipo semi pantógrafo de 500[kV]
   - Tres (3) Transformadores de corriente de 500[kV]
   - Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 500[kV] (52KS)
   - Seis (6) Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
   - Aisladores de marco de 500[kV]

v. Paño Acoplador KR
   - Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 500[kV] (52KR)
   - Nueve (9) Desconectadores tipo semi pantógrafo de 500[kV]
   - Tres (3) Transformadores de corriente de 500[kV]
   - Veintiuno (21) Aisladores tipo pedestal de 500[kV]

vi. Paño Línea K2: LTx Alto Jahuel C1 500 [kV] (Transelec)
   - Tres (3) Transformadores de potencial de 500[kV]
   - Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 500[kV] (52K2)
   - Tres (3) Pararrayos de 500[kV]

- Tres (3) Transformadores de corriente de 500[kV]
- Quince (15) Desconectadores tipo semi pantógrafo de 500[kV]
- Tres (3) Desconectadores monofásicos de puesta a tierra 500[kV]
- Veinticuatro (24) Aisladores tipo pedestal de 500[kV]

vii. Paño Línea K1: LTx Alto Jahuel C2 500 [kV] (Transelec)

- Tres (3) Transformadores de potencial de 500[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 500[kV] (52K1)
- Tres (3) Pararrayos de 500[kV]
- Tres (3) Transformadores de corriente de 500[kV]
- Quince (15) Desconectadores tipo semi pantógrafo de 500[kV]
- Tres (3) Desconectadores monofásicos de puesta a tierra 500[kV]
- Veinticuatro (24) Aisladores tipo pedestal de 500[kV]

viii. Paño Reactor Linea KZ1: LTx Alto Jahuel C2 500 [kV] (Transelec)

- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 500[kV] (52KZ1)
- Cuatro (4) Pararrayos de 500[kV]
- Tres (3) Transformadores de corriente de 500[kV]
- Nueve (9) Desconectadores tipo semi pantógrafo de 500[kV]
- Seis (6) Aisladores tipo pedestal de 500[kV]

ix. Paño Reactor Barra KBA: Reactor de Barra

- Tres (3) Transformadores de potencial de 500[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 500[kV] (52KBA)
- Cuatro (4) Pararrayos de 500[kV]
- Tres (3) Transformadores de corriente de 500[kV]
- Doce (12) Desconectadores tipo semi pantógrafo de 500[kV]
- Treinta y seis (36) Aisladores tipo pedestal de 500[kV]

Observaciones:

Reactor N°2 se encuentra fuera de servicio por falla en bushing, en su reemplazo se encuentra conectado Reactor de Reserva mediante chicotes a barra auxiliar.

Banco Autotransformador N°3 se encuentra fuera de servicio por falla, en su reemplazo se encuentra conectado Autotransformador de Reserva mediante acoplamiento a barra auxiliar.

Reactor N°2 F/S

Vista aérea Subestación Polpaico Patio 500 [KV]

2.3.3.6 *Inspección a S/E Los Maquis*

Se verificó la configuración de barra simple, junto con los equipos principales de la subestación concerniente a los tramos troncales, es decir, las líneas hacia la subestación Polpaico y Tap Off El Llano. Los equipos principales son los siguientes:

i. Paño Línea J1: LTx El Llano 220 [kV]
   - Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
   - Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
   - Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]

- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J1)
- Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
- Dos (2) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Una (1) Trampa de onda de 220[kV]
- Un (1) Condensador de acoplamiento de 220[kV]
- Un (1) Aislador tipo pedestal de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

ii. Paño Línea J2: LTx Andina (Tap Off El Llano) 220 [kV]

- Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J1)
- Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
- Dos (2) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Una (1) Trampa de onda de 220[kV]
- Un (1) Condensador de acoplamiento de 220[kV]
- Un (1) Aislador tipo pedestal de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

Observaciones:

S/E Los Maquis no cuenta con barra de transferencia, la incorporación de ésta deberá considerar un diseño que optimice el espacio puesto el emplazamiento de la S/E es reducido.

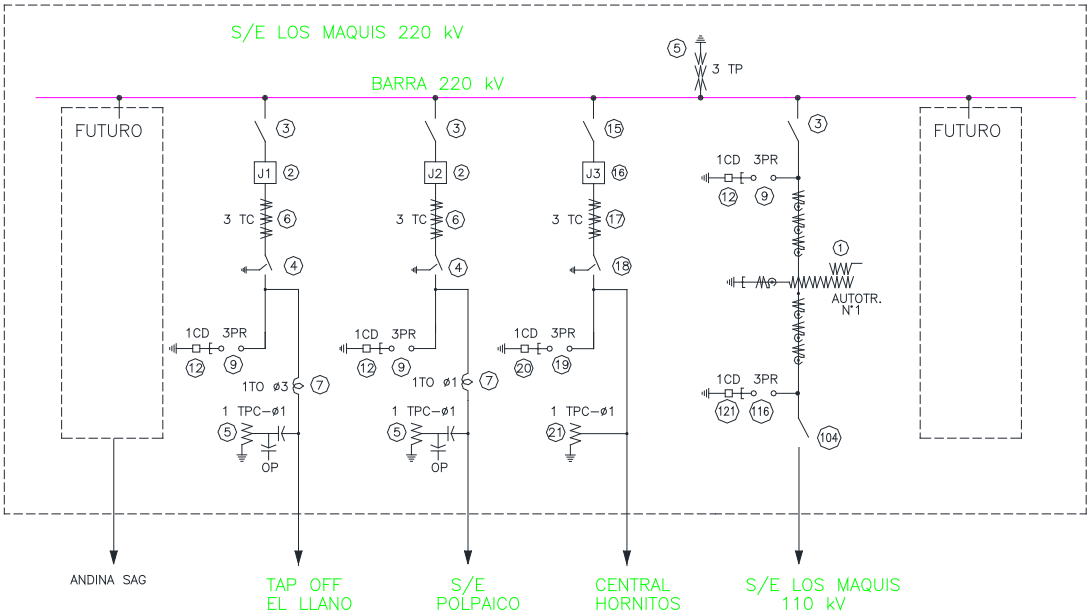


Diagrama Unilineal S/E Los Maquis

2.3.3.7 *Inspección a Tap Off El LLano*

Se verificó la configuración Tap Off con dos interruptores, junto con los equipos principales de la subestación concerniente a los tramos troncales, es decir, las líneas hacia la subestación Polpaico y Los Maquis. Los equipos principales son los siguientes:

i. Paño Línea J2: LTx Los Maquis 220 [kV]
   - Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
   - Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
   - Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
   - Un (1) Interruptor tripolar de poder de 220[kV] (52J1)
   - Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
   - Dos (2) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
   - Una (1) Trampa de onda de 220[kV]
   - Un (1) Condensador de acoplamiento de 220[kV]
   - Un (1) Aislador tipo pedestal de 220[kV]
   - Aisladores de marco de 220[kV]

ii. Salida a Línea Polpaico: LTx Polpaico 220 [kV]
   - Una (1) Trampa de onda de 220[kV]

- Un (1) Condensador de acoplamiento de 220[kV]

Observaciones:

Tap Off El Llano posee una configuración especial con dos interruptores (52) para aislar del corredor Los Maquis – Tap Off El Llano- Polpaico 220 [kV] fallas que ocurran en el circuito Tap Off El Llano – Andina SAG 220 [kV], asimismo el arreglo permite continuar el suministro de energía hacia Andina SAG incluso ante una contingencia en la línea Los Maquis – Tap Off El Llano.

Resulta relevante destacar que el 52J2 no aparece en diagramas unilineas oficiales, esto se explica puesto a la fecha de la visita no se ha hecho el comisionamiento del paño J2, sin embargo se pudo comprobar que el equipamiento primario, control y protecciones se encuentra montado y alambrado, solo falta cargar los ajustes de los relés y realizar pruebas, esto último no se ha realizado por problemas de coordinación en la desconexión del circuito.

Tal como se aprecia en la siguiente imagen, el interruptor 52J2 es de marca ABB y tipo tripolar.

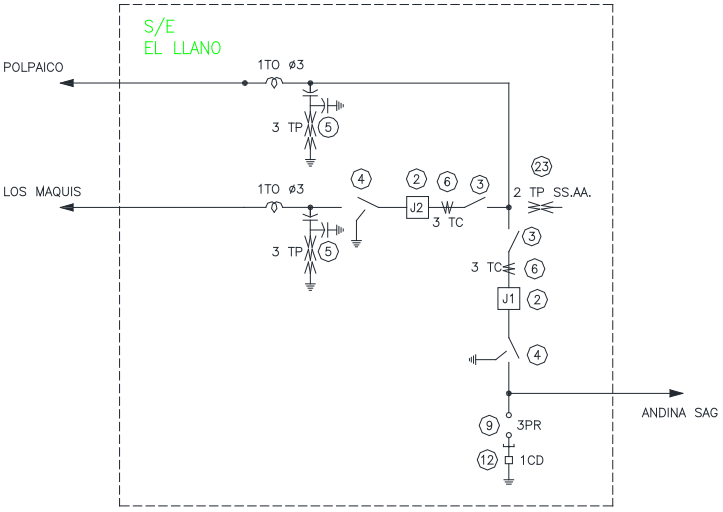


Diagrama Unilineal Tap Off El Llano

52J2 hacia Los Maquis

2.3.3.8 *Inspección a S/E Hualpén*

En la subestación Hualpén, de propiedad de Transelec, se verificó la configuración de anillo, junto con los equipos principales que concierne a los tramos troncales, es decir, las líneas hacia las subestaciones Charrúa y Lagunillas. El detalle a continuación:

i. Paño Línea J1: LTx Lagunillas 220 [kV]:
   - Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52J1).
   - Dos (2) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89J1).
   - Un (1) desconectador trifásico con puesta a tierra de 220 [kV] (89J1-T).
   - Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].
   - Tres (3) transformadores de potencial monofásicos de 220 [kV].
   - Tres (3) pararrayos de 220 [kV].
   - Aisladores tipo pedestal de 220 [kV].
   - Aisladores de marco de 220 [kV].

ii. Paño Línea J2: LTx Charrúa 220 [kV]
   - Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52J2).
   - Dos (2) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89J2).
   - Un (1) desconectador con puesta a tierra de 220 [kV] (89J2-T).
   - Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].
   - Tres (3) transformadores de potencial monofásicos de 220 [kV].
   - Tres (3) pararrayos de 220 [kV].
   - Dos (2) trampas de onda de 220 [kV].
   - Dos (2) condensadores de acoplamiento.
   - Aisladores tipo pedestal de 220 [kV].
   - Aisladores de marco de 220 [kV].

iii. Paño Diagonal Charrua – Lagunillas J3 220 [kV]
   - Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52J2).
   - Dos (2) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89J2).

Observaciones: No se advirtió ninguna discrepancia en la instalación ni en los equipos, en lo que se refiere la norma técnica.

A continuación se presentan algunas fotografías tomadas en la visita, la totalidad de éstas están en el anexo digital correspondiente.

VISTA S/E HUALPÉN

2.3.3.9 *Inspección a S/E Lagunillas*

En la subestación Lagunillas, propiedad de Transelec, se verificó la configuración de interruptor y medio, junto con los equipos principales que concierne a los tramos troncales, es decir, las líneas hacia las subestaciones Charrúa y Hualpén. El detalle a

continuación:

i. Paño Línea J3: LTx Hualpén 220 [kV]:
   - Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52J3).
   - Dos (2) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89J3).
   - Un (1) desconectador trifásico con puesta a tierra de 220 [kV] (89J3-T).
   - Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].
   - Tres (3) transformadores de potencial monofásicos de 220 [kV].
   - Tres (3) pararrayos de 220 [kV].
   - Aisladores tipo pedestal de 220 [kV].
   - Aisladores de marco de 220 [kV].

ii. Paño Línea J4: LTx Charrúa 220 [kV]
   - Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52J4).
   - Dos (2) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89J4).
   - Un (1) desconectador con puesta a tierra de 220[kV] (89J4-T).
   - Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].
   - Tres (3) transformadores de potencial monofásicos de 220 [kV].
   - Tres (3) pararrayos de 220 [kV].
   - Dos (2) trampas de onda de 220 [kV].
   - Dos (2) condensadores de acoplamiento.
   - Aisladores tipo pedestal de 220 [kV].
   - Aisladores de marco de 220 [kV].

iii. Paño Diagonal Banco Autotransformador – Hualpén J2 220 [kV]
   - Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52J2).
   - Dos (2) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89J2).

iv. Paño Diagonal Charrúa – Bocamina J5 220 [kV]
   - Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52J5).
   - Dos (2) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89J5).

<u>Observaciones:</u>

No se advirtió ninguna discrepancia en la instalación ni en los equipos, en lo que se refiere la norma técnica.

A continuación se presentan algunas fotografías tomadas en la visita, la totalidad de éstas están en el anexo digital correspondiente.

2.3.3.10 *Inspección a S/E Charrúa*

En la subestación Charrúa, propiedad de Transelec, se visitaron los patios de 220 y 500 kV, verificando la configuración de cada uno, junto con los equipos principales que concierne a los tramos troncales, es decir, las líneas hacia las subestaciones Hualpén, Lagunillas, Tap Laja (Tap El Rosal o Temuco) y los dos circuitos a Mulchén, para el patio de 220 kV y todo el patio de 500 kV.

1. Patio 220 kV

El patio de 220 kV de la subestación Charrúa cuenta con una configuración de tres barras principales y tres de transferencia, a continuación el detalle del equipamiento primario:

i. Paño Línea J26: LTx Hualpén 220 [kV]:
- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52J26).
- Dos (2) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89J26).
- Un (1) desconectador trifásico con puesta a tierra de 220 [kV] (89J26-T).
- Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].
- Tres (3) transformadores de potencial monofásicos de 220 [kV].
- Tres (3) pararrayos de 220 [kV].
- Dos (2) trampas de onda de 220 [kV].
- Dos (2) condensadores de acoplamiento.
- Aisladores tipo pedestal de 220 [kV].
- Aisladores de marco de 220 [kV].

ii. Paño Línea J15: LTx Lagunillas 220 [kV]:
- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52J15).
- Dos (2) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89J15).
- Un (1) desconectador trifásico con puesta a tierra de 220 [kV] (89J15-T).
- Tres (3) transformadores de monofásicos corriente de 220 [kV].
- Tres (3) transformadores de monofásicos potencial de 220 [kV].
- Tres (3) pararrayos de 220 [kV].
- Dos (2) trampas de onda de 220 [kV].
- Dos (2) condensadores de acoplamiento.
- Aisladores tipo pedestal de 220 [kV].
- Aisladores de marco de 220 [kV].

iii. Paño Línea J9: LTx Temuco 220 [kV]:

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52J9).
- Dos (2) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89J9).
- Un (1) desconectador trifásico con puesta a tierra de 220 [kV] (89J9-T).
- Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].
- Tres (3) transformadores de potencial monofásicos de 220 [kV].
- Tres (3) pararrayos de 220 [kV].
- Dos (2) trampas de onda de 220 [kV].
- Dos (2) condensadores de acoplamiento.
- Aisladores tipo pedestal de 220 [kV].
- Aisladores de marco de 220 [kV].

iv. Paño Línea J23: LTx Mulchén I 220 [kV]:

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52J23).
- Dos (2) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89J23).
- Un (1) desconectador trifásico con puesta a tierra de 220 [kV] (89J23-T).
- Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].
- Tres (3) transformadores de potencial monofásicos de 220 [kV].
- Tres (3) pararrayos de 220[kV].
- Dos (2) trampas de onda de 220 [kV].
- Dos (2) condensadores de acoplamiento.
- Aisladores tipo pedestal de 220 [kV].
- Aisladores de marco de 220 [kV].

v. Paño Línea J3: LTx Mulchén II 220 [kV]:

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52J3).
- Dos (2) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89J3).
- Un (1) desconectador trifásico con puesta a tierra de 220 [kV] (89J3-T).
- Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].
- Tres (3) transformadores de potencial monofásicos de 220 [kV].
- Tres (3) pararrayos de 220 [kV].
- Dos (2) trampas de onda de 220 [kV].
- Dos (2) condensadores de acoplamiento.
- Aisladores tipo pedestal de 220[kV].
- Aisladores de marco de 220[kV].

vi. Paños Acopladores (JS1-2; JS2-3; JS3-1) 220 [kV]

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52JSX).
- Dos (2) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89JSX).
- Un (1) desconectador con puesta a tierra de 220 [kV] (89JSX-T).
- Seis (6) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].

vii. Paños de Transferencia (JR1; JR2; JR3) 220 [kV]

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52JRX).
- Dos (2) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89JRX).
- Aisladores tipo pedestal de 220 [kV].

viii. Paño del Banco de Condensadores (65 MVAr) JCE1 220 [kV]

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52JCE1).
- Tres (3) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89JCE1).
- Tres (3) desconectadores monofásicos tipo pantógrafo de 220 [kV].
- Seis (6) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].
- Tres (3) transformadores de potencial monofásicos de 220 [kV].
- Tres (3) pararrayos de 220[kV].
- Aisladores tipo pedestal de 220[kV]

2. Patio 500 kV

El patio de 500 kV de la subestación Charrúa cuenta con una configuración de doble barra con transferencia, a continuación el detalle del equipamiento primario:

i. Paño Línea K1: LTx Ancoa 1 500 [kV]:

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52K1).
- 12 desconectadores monofásicos tipo pantógrafo de 500 [kV] (89K1).
- Tres (3) desconectadores monofásicos tipo semipántografo de 500 [kV].
- Tres (3) desconectadores monofásicos tipo semipántografo con puesta a tierra de 500 [kV].
- Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 500 [kV].
- Tres (3) transformadores de potencial monofásicos de 500 [kV].
- Tres (3) pararrayos de 500 [kV].
- Dos (2) trampas de onda de 500 [kV].
- Dos (2) condensadores de acoplamiento 500 [kV].
- Aisladores tipo pedestal de 500 [kV].
- Aisladores de marco de 500 [kV].

ii. Paño Línea K2: LTx Ancoa 2 500 [kV]:

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52K2).
- 12 desconectadores monofásicos tipo pantógrafo de 500 [kV] (89K2).
- Tres (3) desconectadores monofásicos tipo semipántografo de 500 [kV].
- Tres (3) desconectadores monofásicos tipo semipántografo con puesta a tierra de 500 [kV].
- Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 500 [kV].
- Tres (3) transformadores de potencial monofásicos de 500 [kV].
- Tres (3) pararrayos de 500 [kV].
- Dos (2) trampas de onda de 500 [kV].
- Dos (2) condensadores de acoplamiento 500 [kV].
- Aisladores tipo pedestal de 500 [kV].
- Aisladores de marco de 500 [kV].

iii. Paños Reactores (KZ1 – KZ2) 500 [kV]:

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52KZX).
- Tres (3) desconectadores monofásicos tipo pantógrafo de 500 [kV] (89KZX).
- Tres (3) pararrayos de 500 [kV].
- Aisladores tipo pedestal de 500 [kV].

iv. Paño Autotransformadores (KT5 – KT6):

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52KTX).
- 12 desconectadores monofásicos tipo pantógrafo de 500 [kV] (89KTX).
- Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 500 [kV].
- Tres (3) transformadores de potencial monofásicos de 500 [kV].
- Tres (3) pararrayos de 500 [kV].
- Aisladores tipo pedestal de 500 [kV].
- Aisladores de marco de 500 [kV].

v. Paño Autotransformadores (KT8):

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52KT8).
- 15 desconectadores monofásicos tipo semipantógrafo de 500 [kV] (89KT8).
- Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 500 [kV].
- Tres (3) transformadores de potencial monofásicos de 500 [kV].
- Tres (3) pararrayos de 500 [kV].
- Aisladores tipo pedestal de 500 [kV].
- Aisladores de marco de 500 [kV].

vi. Paños Acopladores KS 500 [kV]

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52KS).
- Seis (6) desconectadores monofásicos tipo pantógrafo de 500 [kV] (89KS).
- Un (1) desconectador con puesta a tierra de 500 [kV] (89JS).
- Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 500 [kV].
- Aisladores tipo pedestal de 500 [kV].

vii. Paños de Transferencia KR 500 [kV]

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52KR).
- Nueve (9) desconectadores monofásicos tipo pantógrafo de 500 [kV] (89KR).
- Aisladores tipo pedestal de 500 [kV]

Observaciones:

No se advirtió ninguna discrepancia en la instalación ni en los equipos, en lo que se refiere la norma técnica.

A continuación se presentan algunas fotografías tomadas en la visita, la totalidad de éstas están en el anexo digital correspondiente.

a) Patio 220 kV

b) Patio 500 kV

2.3.3.11 *Inspección a S/E Temuco*

La subestación Temuco, propiedad de Transelec, cuenta con una configuración en base a una barra principal con transferencia. Se verificaron los equipos principales que conciernen a los tramos troncales, es decir, las líneas hacia las subestaciones Tap Laja (Tap El Rosal o Charrua). El detalle a continuación:

i. Paño Línea J2: LTx Charrúa (Tap Laja) 220 [kV]:
   - Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52J2).
   - Tres (3) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89J2).
   - Un (1) desconectador trifásico con puesta a tierra de 220 [kV] (89J2-T).
   - Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].
   - Tres (3) transformadores de potencial monofásicos de 220 [kV].
   - Tres (3) pararrayos de 220 [kV].
   - Aisladores tipo pedestal de 220 [kV]
   - Aisladores de marco de 220 [kV]

ii. Paño Línea J3: LTx Cautín (J3 – J4) 220 [kV]:
   - Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52JX).
   - Tres (3) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89JX).

- Un (1) desconectador trifásico con puesta a tierra de 220 [kV] (89JX-T).
- Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].
- Tres (3) transformadores de potencial monofásicos de 220 [kV].
- Tres (3) pararrayos de 220 [kV].
- Aisladores tipo pedestal de 220 [kV].
- Aisladores de marco de 220 [kV].

iii. Paños de Transferencia JR 220 [kV]:

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52JR).
- Dos (2) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89JR).
- Aisladores tipo pedestal de 220 [kV].

Observaciones:

No se advirtió ninguna discrepancia en la instalación ni en los equipos, en lo que se refiere la norma técnica.

A continuación se presentan algunas fotografías tomadas en la visita, la totalidad de éstas están en el anexo digital correspondiente.

2.3.3.12 *Inspección a S/E Cautín*

La subestación Cautín, propiedad de Transelec, cuenta con una configuración en base a dos barras principales y una de transferencia. Se verificaron los equipos principales que conciernen a los tramos troncales, es decir, las líneas hacia las subestaciones Temuco, Mulchén, Valdivia y Ciruelos, sumado a los reactores de la instalación. El detalle a continuación:

i. Paño Línea J6: LTx Valdivia 220 [kV]:

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52J6).
- Seis (6) desconectadores monofásicos tipo pantógrafo 220 [kV] (89J6).
- Dos (2) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89J6).
- Un (1) desconectador trifásico con puesta a tierra de 220 [kV] (89J6-T).
- Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].
- Tres (3) transformadores de potencial monofásicos de 220 [kV].
- Tres (3) pararrayos de 220 [kV].

- Dos (2) trampas de onda de 220[kV].
- Dos (2) condensadores de acoplamiento.
- Aisladores tipo pedestal de 220 [kV].
- Aisladores de marco de 220 [kV].

ii. Paño Línea J5: LTx Ciruelos 220 [kV]:

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52J5).
- Seis (6) desconectadores monofásicos tipo pantógrafo 220 [kV] (89J5).
- Dos (2) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89J5).
- Un (1) desconectador trifásico con puesta a tierra de 220 [kV] (89J5-T).
- Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].
- Tres (3) transformadores de potencial monofásicos de 220 [kV].
- Tres (3) pararrayos de 220 [kV].
- Dos (2) trampas de onda de 220[kV].
- Dos (2) condensadores de acoplamiento.
- Aisladores tipo pedestal de 220 [kV].
- Aisladores de marco de 220 [kV].

iii. Paño Línea J7-J8: LTx Mulchén 220 [kV]:

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52J5).
- Seis (6) desconectadores monofásicos tipo pantógrafo 220 [kV] (89J5).
- Dos (2) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89J5).
- Un (1) desconectador trifásico con puesta a tierra de 220 [kV] (89J5-T).
- Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].
- Tres (3) transformadores de potencial monofásicos de 220 [kV].
- Tres (3) pararrayos de 220 [kV].
- Dos (2) trampas de onda de 220[kV].
- Dos (2) condensadores de acoplamiento.
- Aisladores tipo pedestal de 220 [kV].
- Aisladores de marco de 220 [kV].

iv. Paño Línea J3-J4: LTx Temuco 220 [kV]:

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52JX).
- Seis (6) desconectadores monofásicos tipo pantógrafo 220 [kV] (89JX).
- Dos (2) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89JX).
- Un (1) desconectador trifásico con puesta a tierra de 220 [kV] (89JX-T).
- Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].

- Tres (3) transformadores de potencial monofásicos de 220 [kV].
- Tres (3) pararrayos de 220 [kV].
- Aisladores tipo pedestal de 220 [kV].
- Aisladores de marco de 220 [kV].

v. Paño de Transferencia JR 220 [kV]:

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52JS).
- Tres (3) desconectadores monofásicos tipo pantógrafo 220 [kV] (89JX).
- Dos (2) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89JS).
- Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].
- Aisladores tipo pedestal de 220 [kV].

vi. Paño Seccionador JS 220 [kV]:

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52JS).
- Dos (2) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89JS).
- Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].
- Aisladores tipo pedestal de 220 [kV].

vii. Paños Reactores (JZ5 – JZ6) 220 [kV]:

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52JZX).
- Un (1) desconectador trifásico de 220 [kV] (89JZX).
- Cuatro (4) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].
- Tres (3) pararrayos de 220 [kV].
- Aisladores tipo pedestal de 220 [kV].

Observaciones:

No se advirtió ninguna discrepancia en la instalación ni en los equipos, en lo que se refiere la norma técnica.

A continuación se presentan algunas fotografías tomadas en la visita, la totalidad de éstas están en el anexo digital correspondiente.

2.3.3.13 *Inspección a S/E Mulchén*

La subestación Mulchén, propiedad de Colbún, cuenta con una configuración en base a dos barras principales y una de transferencia. Se verificaron los equipos principales que

conciernen a los tramos troncales, es decir, las líneas hacia las subestaciones Charrúa y Cautín. El detalle a continuación:

i. Paño Línea J3-J4: LTx Cautín 220 [kV]:
   - Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52JX).
   - Dos (2) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89JX).
   - Un (1) desconectador trifásico con puesta a tierra de 220 [kV] (89JX-T).
   - Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].
   - Tres (3) transformadores de potencial monofásicos de 220 [kV].
   - Tres (3) pararrayos de 220 [kV].
   - Dos (2) trampas de onda de 220 [kV].
   - Dos (2) condensadores de acoplamiento.
   - Aisladores tipo pedestal de 220 [kV].
   - Aisladores de marco de 220 [kV].

ii. Paño Línea J1-J2: LTx Charrúa 220 [kV]:
   - Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52JX).
   - Dos (2) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89JX).
   - Un (1) desconectador trifásico con puesta a tierra de 220 [kV] (89JX-T).
   - Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].
   - Tres (3) transformadores de potencial monofásicos de 220 [kV].
   - Tres (3) pararrayos de 220 [kV].
   - Dos (2) trampas de onda de 220 [kV].
   - Dos (2) condensadores de acoplamiento.
   - Aisladores tipo pedestal de 220 [kV].
   - Aisladores de marco de 220 [kV].

iii. Paño de Transferencia JR 220 [kV]:
   - Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52JS).
   - Tres (3) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89JS).
   - Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].
   - Aisladores tipo pedestal de 220 [kV].

iv. Paño Seccionador JS 220 [kV]:
   - Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52JS).
   - Dos (2) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89JS).
   - Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].

- Aisladores tipo pedestal de 220 [kV].

Observaciones:

No se advirtió ninguna discrepancia en la instalación ni en los equipos, en lo que se refiere la norma técnica.

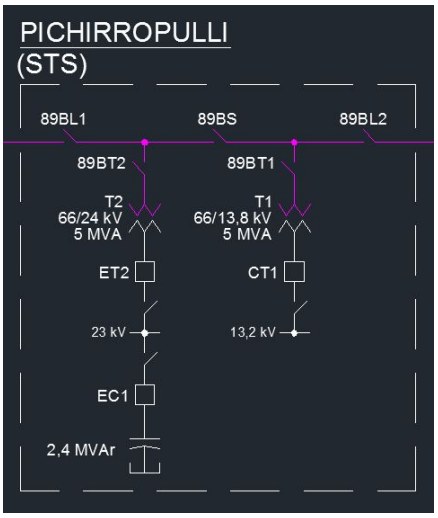
A continuación se presentan algunas fotografías tomadas en la visita, la totalidad de éstas están en el anexo digital correspondiente.

2.3.3.14 *Inspección a S/E Pichirropulli*

La subestación Pichirropulli cuenta con una configuración de barra simple, para niveles de tensión de 66; 23 y 13,2 [kV]. Se conecta al SIC mediante una derivación de la línea Los Lagos – La Unión (66 [kV]).

La ubicación geográfica y la configuración de la subestación se aprecian en las figuras siguientes:

Ubicación geográfica S/E Pichirropulli. (Fuente: Google Earth).



Unilineal S/E Pichirropulli (Fuente: Unilineal CDEC-SIC).

El propósito de la visita fue constatar en terreno, la ampliación de la subestación con un patio de 220 [kV] (ocho paños), tal como lo propone el Decreto 201.

Se concluye que es factible la ampliación ya que en el terreno aledaño no existen comunidades a los alrededores, tiene las dimensiones para instalar todos los equipos que un patio de 220 [kV] requiere, y además el dueño del terreno es el mismo que el de la

subestación (SAESA). Por lo tanto no existirían mayores problemas.

A continuación se adjuntan algunas fotos de la visita:

Foto ampliada de la S/E Pichirropulli

Barra 66 kV

Banco de condensadores, S/E Pichirropulli.

Transformadores 66/13.2 y 66/23 kV, y sus respectivas barras, S/E Pichirropulli

2.3.3.15 *Inspección a S/E Puerto Montt*

La subestación Puerto Montt, propiedad de Transelec, cuenta con una configuración en base a dos barras principales y una de transferencia. Se verificaron los equipos principales que conciernen a los tramos troncales, es decir, las líneas hacia las subestaciones Rahue y Valdivia. El detalle a continuación:

i. Paño Línea J1: LTx Rahue 220 [kV]:
   - Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52J2).
   - Tres (3) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89J2).
   - Un (1) desconectador trifásico con puesta a tierra de 220 [kV] (89J2-T).
   - Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].
   - Tres (3) transformadores de potencial monofásicos de 220 [kV].
   - Tres (3) pararrayos de 220 [kV].
   - Dos (2) trampas de onda de 220 [kV].
   - Dos (2) condensadores de acoplamiento.
   - Aisladores tipo pedestal de 220 [kV].
   - Aisladores de marco de 220 [kV].

ii. Paño Línea J2: LTx Valdivia 220 [kV]:
   - Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52J2).
   - Tres (3) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89J2).
   - Un (1) desconectador trifásico con puesta a tierra de 220 [kV] (89J2-T).
   - Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].
   - Tres (3) transformadores de potencial monofásicos de 220 [kV].
   - Tres (3) pararrayos de 220 [kV].
   - Dos (2) trampas de onda de 220[kV].
   - Dos (2) condensadores de acoplamiento.
   - Aisladores tipo pedestal de 220 [kV].
   - Aisladores de marco de 220 [kV].

iii. Paño de Transferencia JR 220 [kV]:
   - Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52JR).
   - Tres (3) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89JR).
   - Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].
   - Aisladores tipo pedestal de 220 [kV].

iv. Paño Seccionador JS 220 [kV]

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52JS).
- Dos (2) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89JS).
- Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].
- Aisladores tipo pedestal de 220 [kV].

v. Paños Reactores (JZ1 – JZ2) 220 [kV]:

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52JZX).
- Un (1) desconectador trifásico de 220 [kV] (89JZX).
- Cuatro (4) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].
- Tres (3) pararrayos de 220 [kV].

vi. Paños Transformador 4 CER JT4 220 [kV]:

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52JT4).
- Un (1) desconectador trifásico de 220 [kV] (89JT4).
- Tres (3) desconectadores monofásicos tipo pantógrafo de 220 [kV].
- Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].
- Tres (3) pararrayos de 220 [kV].

Observaciones:

No se advirtió ninguna discrepancia en la instalación ni en los equipos, en lo que se refiere la norma técnica.

A continuación se presentan algunas fotografías tomadas en la visita, la totalidad de éstas están en el anexo digital correspondiente.

2.3.3.16 *Inspección a S/E Alto Jahuel*

En la subestación Alto Jahuel, propiedad de Transelec, se visitaron los patios de 220 y 500 kV, verificando la configuración de cada uno, junto con los equipos principales que concierne a los tramos troncales, es decir, las líneas hacia las subestaciones Maipo, El Rodeo y Chena para el patio de 220 kV y todo el patio de 500 kV.

1. Patio 220 kV

El patio de 220 kV de la Subestacion Charrúa cuenta con una configuración de dos barras principales y una de transferencia, a continuación el detalle del equipamiento primario:

i. Paño Línea J8-J9: LTx Chena 1 y 2 220 [kV]:
   - Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52JX).
   - Tres (3) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89JX).
   - Un (1) desconectador trifásico con puesta a tierra de 220 [kV] (89JX-T).
   - Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].
   - Tres (3) transformadores de potencial monofásicos de 220 [kV].
   - Tres (3) pararrayos de 220[kV].
   - Aisladores tipo pedestal de 220[kV].
   - Aisladores de marco de 220[kV].

ii. Paño Línea J6-J7: LTx El Rodeo 1 y 2 220 [kV]:
   - Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52JX).
   - Tres (3) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89JX).
   - Un (1) desconectador trifásico con puesta a tierra de 220 [kV] (89JX-T).
   - Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].
   - Tres (3) transformadores de potencial monofásicos de 220 [kV].
   - Tres (3) pararrayos de 220[kV].
   - Aisladores tipo pedestal de 220[kV].
   - Aisladores de marco de 220[kV].

iii. Paño Línea J3: LTx Maipo 1 220 [kV]:
   - Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52J3).
   - Dos (2) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89J3).
   - Tres (3) transformadores de monofásicos corriente de 220 [kV].
   - Tres (3) transformadores de monofásicos potencial de 220 [kV].

- Aisladores tipo pedestal de 220[kV].
- Aisladores de marco de 220[kV].

iv. Paño Línea J10: LTx Maipo 2 220 [kV]:

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52J10).
- Dos (2) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89J10).
- Un (1) desconectador trifásico con puesta a tierra de 220 [kV] (89J10-T).
- Tres (3) transformadores de monofásicos corriente de 220 [kV].
- Tres (3) transformadores de monofásicos potencial de 220 [kV].
- Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

v. Paño Acoplador JS 220 [kV]

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52JS).
- Dos (2) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89JS).
- Seis (6) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].
- Aisladores tipo pedestal de 220[kV].

vi. Paños de Transferencia JR 220 [kV]

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52JR).
- Tres (3) desconectadores trifásicos de 220 [kV] (89JR).
- Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].
- Aisladores tipo pedestal de 220 [kV].

vii. Paño del Banco de Condensadores JCE1 220 [kV]

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52JCE1).
- Un (1) desconectador trifásico de 220 [kV] (89JCE1).
- Seis (6) desconectadores monofásicos tipo pantógrafo de 220 [kV].
- Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].

viii. Paños Reactores JZ3 220 [kV]:

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52JZ).
- Un (1) desconectador trifásico de 220 [kV] (89JZ).
- Cuatro (4) transformadores de corriente monofásicos de 220 [kV].
- Tres (3) pararrayos de 220 [kV].

2. Patio 500 kV

El patio de 500 kV de la Subestación Charrúa cuenta con una configuración de doble barra con transferencia, a continuación el detalle del equipamiento primario:

i. Paño Línea K3-K4: LTx Polpaico 1 y 2 500 [kV]:

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52KX).
- 12 desconectadores monofásicos tipo pantógrafo de 500 [kV] (89KX).
- Tres (3) desconectadores monofásicos tipo semipántografo de 500 [kV].
- Tres (3) desconectadores monofásicos tipo semipántografo con puesta a tierra de 500 [kV].
- Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 500 [kV].
- Tres (3) transformadores de potencial monofásicos de 500 [kV].
- Tres (3) pararrayos de 500 [kV].
- Aisladores tipo pedestal de 500 [kV].
- Aisladores de marco de 500 [kV].

ii. Paño Línea K1-K2: LTx Ancoa 1 y 2 500 [kV]:

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52KX).
- 12 desconectadores monofásicos tipo pantógrafo de 500 [kV] (89KX).
- Tres (3) desconectadores monofásicos tipo semipántografo de 500 [kV].
- Tres (3) desconectadores monofásicos tipo semipántografo con puesta a tierra de 500 [kV].
- Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 500 [kV].
- Tres (3) transformadores de potencial monofásicos de 500 [kV].
- Tres (3) pararrayos de 500 [kV].
- Dos (2) trampas de onda de 500 [kV].
- Dos (2) condensadores de acoplamiento 500 [kV].
- Aisladores tipo pedestal de 500 [kV].
- Aisladores de marco de 500 [kV].

iii. Paños Reactores (KZ1 – KZ2) 500 [kV]:

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52KZX).
- Tres (3) desconectadores monofásicos tipo pantógrafo de 500 [kV] (89KZX).
- Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 500 [kV].
- Tres (3) pararrayos de 500[kV].
- Aisladores tipo pedestal de 500[kV].

iv. Paño Autotransformadores (KT4 – KT5):

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52KTX).
- 12 desconectadores monofásicos tipo pantógrafo de 500 [kV] (89KTX).
- Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 500 [kV].
- Tres (3) transformadores de potencial monofásicos de 500 [kV].
- Tres (3) pararrayos de 500 [kV].
- Aisladores tipo pedestal de 500 [kV].
- Aisladores de marco de 500 [kV].

v. Paño Transferencia (Acoplador) KR 500 [kV]:

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52KS).
- Nueve (9) desconectadores monofásicos tipo pantógrafo de 500 [kV] (89KS).
- Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 500 [kV]
- Aisladores tipo pedestal de 500 [kV]

vi. Paño Seccionador KS 500 [kV]

- Tres (3) Interruptores de poder monopolares (52KS).
- Seis (6) desconectadores monofásicos tipo pantógrafo de 500 [kV] (89KS).
- Tres (3) transformadores de corriente monofásicos de 500 [kV].
- Aisladores tipo pedestal de 500 [kV].

Observaciones:

No se advirtió ninguna discrepancia en la instalación ni en los equipos, en lo que se refiere la norma técnica. Sin embargo se propone cambiar la forma de conectar el autotransformador auxiliar ante una posible falla de los que están en funcionamiento normalmente, ya que en la actualidad, el cambio se debe realizar manualmente con el gasto de tiempo asociado que significa esto. Este tiempo se puede disminuir de forma considerable, si el autotransformador auxiliar estuviera conectado mediante un desconectador motorizado, que en caso de alguna falla, de los que se encuentran operativos normalmente, se cerrara de forma automática.

A continuación se presentan algunas fotografías tomadas en la visita, la totalidad de éstas están en el anexo digital correspondiente.

2.3.3.17 *Inspección a S/E Atacama*

En la Subestación Atacama, de propiedad de Transelec, se verificaron los paños, líneas y torres que son troncales y que conectan con instalaciones troncales de otras subestaciones. Es así como se comprobó la configuración de:

- Dos (2) paños de salida a la S/E Domeyko de 220 [kV].
- Dos (2) paños de salida a la S/E Encuentro de 220 [kV].

En las fotografías siguientes se pueden apreciar parte de las instalaciones descritas, junto a las torres de AT de las líneas de 220 [kV].

Paños de salida de la S/E Atacama hacia la S/E Dommeyko

Paños de salida de la S/E Atacama hacia la S/E Encuentro

Torre de AT Línea Atacama – Domeyko 220 [kV]

Torre de AT Línea Atacama – Encuentro 220 [kV]

2.3.3.18 *Inspección a S/E Mejillones*

En la Subestación Mejillones, de propiedad de E-CL, se verificaron los paños, líneas y torres que son troncales y que conectan con instalaciones troncales de otras subestaciones. Es así como se comprobó la configuración de:

- Un (1) paño de salida a la S/E O' Higgins de 220 [kV].
- Un (1) paño de salida a la S/E Chacaya de 220 [kV].

En las fotografías siguientes se pueden apreciar parte de las instalaciones descritas, junto a las torres de AT de las líneas de 220 [kV].

Paño de salida de la S/E Mejillones a la S/E O' Higgins

Paño de salida de la S/E Mejillones a la S/E Chacaya

Torre de AT Línea Mejillones – Chacaya 220 [kV] y Mejillones – O' Higgins 220 [kV]

2.3.3.19 *Inspección a S/E El Cobre*

En la Subestación El Cobre, de propiedad de E-CI, se verificaron los paños, líneas y torres que son troncales y que conectan con instalaciones troncales de otras subestaciones. Es así como se comprobó la configuración de:

- Dos (2) paños de salida a la S/E Chacaya de 220 [kV].
- Un (1) paño de salida a la S/E Laberinto de 220 [kV].

En las fotografías siguientes se pueden apreciar parte de las instalaciones descritas, junto a las torres de AT de las líneas de 220 [kV].

Paño 1 de salida de la S/E El Cobre a la S/E Chacaya

Paño 2 de salida de la S/E El Cobre a la S/E Chacaya

Paño de salida de la S/E El Cobre a la S/E Laberinto

2.3.3.20 *Inspección a S/E Laberinto*

Se verificó la configuración de doble barra, junto con los equipos principales de la subestación concerniente a los tramos troncales, es decir, las líneas hacia las subestaciones Crucero, Nueva Zaldivar y El Cobre. Los equipos principales son los siguientes:

i. Paño Línea J02: LTx Crucero N°1 220 [kV]
   - Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
   - Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
   - Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
   - Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
   - Tres (3) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
   - Un (1) Interruptor tripolar de poder de 220[kV] (52J02)
   - Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
   - Aisladores de marco de 220[kV]

ii. Paño Línea J06: LTx El Cobre 220 [kV]
   - Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
   - Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
   - Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
   - Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
   - Tres (3) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
   - Un (1) Interruptor tripolar de poder de 220[kV] (52J06)
   - Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
   - Aisladores de marco de 220[kV]

iii. Paño Línea J07: LTx Nueva Zaldivar N°1 220 [kV]
   - Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
   - Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
   - Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
   - Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
   - Tres (3) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
   - Un (1) Interruptor tripolar de poder de 220[kV] (52J07)
   - Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
   - Aisladores de marco de 220[kV]

iv. Paño Línea J09: LTx Crucero N°2 220 [kV]

- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
- Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
- Tres (3) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J09)
- Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

v. Paño Línea J10: LTx Nueva Zaldivar N°2 220 [kV]

- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
- Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
- Tres (3) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J10)
- Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

Observaciones:

S/E Laberinto posee dos patios de 220 [kV] a diferente nivel de suelo, la ampliación de esta subestación se hizo en una plataforma más alta que la existente, haciendo una extensión de la barra, donde se ubican los paños 09, 10, 11, 12 y 13 (11 y 13 LTx Angamos y 12 Reactor). El primer patio está provisto de interruptores de poder tripolares incumpliendo NT. No cuenta con barra de transferencia.

2.3.3.21 *Inspección a S/E Nueva Zaldivar*

Se verificó la configuración de doble barra, junto con los equipos principales de la subestación concerniente a los tramos troncales, es decir, las líneas hacia las subestaciones Laberinto, Escondida y Súlfuros. Los equipos principales son los siguientes:

i. Paño Línea J03: LTx Laberinto N°1 220 [kV]

- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]

- Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
- Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
- Tres (3) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Un (1) Interruptor tripolar de poder de 220[kV] (52J03)
- Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

ii. Paño Línea J05: LTx Sulfuros 220 [kV]

- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
- Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
- Tres (3) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J05)
- Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

iii. Paño Línea J06: LTx Laberinto N°2 220 [kV]

- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
- Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J06)
- Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

iv. Paño Línea J07: LTx Escondida 220 [kV]

- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
- Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
- Tres (3) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J07)
- Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

v. Paño Acoplador J8

- Dos (2) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Un (1) Interruptor tripolar de poder de 220[kV] (J8)
- Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

Observaciones:

S/E Nueva Zaldivar se construyó para ampliar la S/E Zaldivar ubicada a unos 30 [m] y se conecta mediante una extensión de barra llamada Paño 04 Zaldivar, provista de dos desconectadores con la capacidad de conectar a la barra principal A o B.

S/E Nueva Zaldivar cuenta con algunos paños con algunos interruptores de poder tripolares incumpliendo NT.

2.3.3.22 *Inspección a S/E Domeyko*

Se verificó la configuración de barra seccionada más barra de transferencia, junto con los equipos principales de la subestación concerniente a los tramos troncales, es decir, las líneas hacia las subestaciones Escondida, Sulfuros y Atacama. Los equipos principales son los siguientes:

i. Paño Línea J03: LTx Atacama N°2 220 [kV]
   - Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
   - Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
   - Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
   - Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
   - Tres (3) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
   - Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J03)
   - Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
   - Aisladores de marco de 220[kV]

ii. Paño Línea J04: LTx Atacama N°1 220 [kV]
   - Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]

- Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
- Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
- Tres (3) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J04)
- Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

iii. Paño Línea J05: LTx Escondida 220 [kV]

- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
- Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
- Tres (3) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J05)
- Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

iv. Paño Línea J08: LTx Sulfuros 220 [kV]

- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
- Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
- Tres (3) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52J05)
- Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

v. Paño Seccionador JS

- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52JS)
- Dos (2) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Aisladores tipo pedestal de 220[kV]

vi. Paño Acoplador JR

- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52JR)
- Dos (2) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Aisladores tipo pedestal de 220[kV]

Observaciones:

S/E Domeyko posee dos tramos de barra de transferencia unidos por cable subterráneo y mufas, estando provista de un enlace de reserva para una fase (cable y mufa) para dar respaldo en caso de falla.

El paño acoplador solo posee conexión a la barra principal 2. Los paños O'Higgins, Atacama 2, Sulfuros y Laguna Seca están conectados a la barra principal 1, lo que implica que al transferir cualquiera de estos paños, obligadamente, quedan acoplados a la barra principal 2.

2.3.3.23 *Inspección a S/E Escondida*

Se verificó la configuración de barra seccionada, junto con los equipos principales de la subestación concerniente a los tramos troncales, es decir, las líneas hacia las subestaciones Nueva Zaldivar y Domeyko. Los equipos principales son los siguientes:

i. Paño Línea J01: LTx Domeyko 220 [kV]
   - Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
   - Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
   - Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
   - Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
   - Un (1) Desconectador trifásico de 220[kV]
   - Un (1) Interruptor tripolar de poder de 220[kV] (52J01)
   - Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
   - Aisladores de marco de 220[kV]

ii. Paño Línea J01: LTx Nueva Zaldivar 220 [kV]
   - Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
   - Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
   - Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
   - Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
   - Un (1) Desconectador trifásico de 220[kV]
   - Un (1) Interruptor tripolar de poder de 220[kV] (52J01)

- Dos (2) Condensadores de acoplamiento de 220[kV]
- Dos (2) Trampas de onda de 220[kV]
- Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

iii. Paño Acoplador JR

- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Interruptores monopolares de poder de 220[kV] (52JR)
- Dos (2) Desconectadores trifásicos de 220[kV]
- Aisladores tipo pedestal de 220[kV]

Observaciones:

S/E Escondida está configurada con un estándar obsoleto, por efecto de los cambios que se han realizado a lo largo de su vida útil.

El concepto de paño acoplador JR actúa más bien para seccionar la barra, es así que el paño Domeyko está conectado a la sección 1 de barra, imposibilitado de realizar mantención al 52 sin desenergizar toda la sección de barra por motivo que no cuenta con desconectador en el lado de la barra. En este sentido se recomienda incorporar un desconectador al paño J1.

El paño J2 si bien cuenta con desconectador a ambos lados del 52, no tiene la posibilidad de ser transferido, desahilitando la línea hacia Nueva Zaldivar en la situación de realizar mantención, incumpliendo la disposición de la NT.

2.3.3.24 *Inspección a S/E O'Higgins*

Por motivo del proyecto EWS, el seccionamiento doble circuito de la línea Atacama – Domeyko en S/E O'Higgins implicaría nuevas condiciones técnicas para esta subestación, de este modo se verificó la configuración de barra simple, junto con los equipos principales de la subestación, y el circuito que podría calificar troncal en un próximo proceso, es decir el segmento O'Higgins – Domeyko.

Los equipos principales son los siguientes:

Paño Línea J02: LTx Domeyko 220 [kV] (ex Escondida)

- Tres (3) Transformadores de corriente de 220[kV]
- Tres (3) Pararrayos de 220[kV]
- Tres (3) Transformadores de potencial de 220[kV]
- Un (1) Desconectador trifásico con puesta a tierra de 220[kV]
- Un (1) Desconectador trifásico de 220[kV]
- Dos (2) Condensadores de acoplamiento de 220[kV]
- Dos (2) Trampas de onda de 220[kV]
- Un (1) Interruptor tripolar de poder de 220[kV] (52J02)
- Aisladores tipo pedestal de 220[kV]
- Aisladores de marco de 220[kV]

Observaciones:

S/E O'Higgins llevará una expansión en GIS para el seccionamiento del enlace Atacama – O'Higgins, conectando la barra existente a la nueva subestación GIS.

PAÑO DE SALIDA j2.

iNTERRUPTOR TRIPOLAR 52j2.

2.3.4 Resumen de Hallazgos

Al respecto, se observaron las siguientes particularidades que debieran subsanarse:

a) S/E Alto Jahuel:

En lo que se refiere a la norma técnica, no se advirtieron discrepancias en la instalación ni en los equipos. Sin embargo, se propone cambiar la forma de conectar el autotransformador de reserva ante una posible falla de alguno de los que están en funcionamiento normalmente. En la actualidad, el cambio se debe realizar manualmente con el gasto de tiempo asociado que esto significa. Este tiempo se puede disminuir de forma considerable, si el autotransformador de reserva estuviera conectado mediante desconectadores motorizados a la barra auxiliar, que en caso de alguna falla de los que se encuentran operativos normalmente, lo reemplace automáticamente.

b) S/E Cardones:

52J4 tripolar del Paño J4 LT Maitencillo C1 220 [kV] no cumple NT.

c) S/E Pan de Azúcar:

CER N°1 se conecta a barra principal 1, CER N°2 se conecta a barra principal 2, ambos imposibilitados de conectarse a barra de transferencia.

d) S/E Polpaico:

En el patio de 220 kV, el paño de línea J12 Los Maquis no cuenta con conexión a barra de transferencia. Equipamiento del CER incluye conexión a barras 1 o 2, sin posibilidad de conexión a la barra de transferencia.

e) S/E Los Maquis:

S/E Los Maquis no cuenta con barra de transferencia, la incorporación de ésta deberá considerar un diseño que optimice el espacio puesto el emplazamiento de la S/E es reducido.

f) Tap Off El Llano:

El interruptor 52J2 es de tipo tripolar.

g) S/E Laberinto:

El primer patio está provisto de interruptores de poder tripolares incumpliendo NT. No cuenta con barra de transferencia.

h) S/E Nueva Zaldivar:

S/E Nueva Zaldivar cuenta con algunos paños con algunos interruptores de poder tripolares incumpliendo NT.

i) S/E Domeyko:

El paño acoplador solo posee conexión a la barra principal 2. Los paños O'Higgins, Atacama 2, Sulfuros y Laguna Seca están conectados a la barra principal 1, lo que implica que al transferir cualquiera de estos paños, obligadamente, quedan acoplados a la barra principal 2.

j) S/E Escondida:

No cuenta con barra de transferencia. El concepto de paño acoplador JR actúa más bien para seccionar la barra, es así que el paño Domeyko está conectado a la sección 1 de barra, imposibilitado de realizar mantención al 52 sin desenergizar toda la sección de barra por motivo que no cuenta con desconectador en el lado de la barra. En este sentido se recomienda incorporar un desconectador al paño J1.

El paño J2 si bien cuenta con desconectador a ambos lados del 52, no tiene la posibilidad de ser transferido, deshabilitando la línea hacia Nueva Zaldivar en la situación de realizar mantención, incumpliendo la disposición de la NT.

3. DETERMINACIÓN DEL INVENTARIO DE INSTALACIONES

3.1. Líneas de Transmisión

3.1.1 Metodología para la Determinación del Inventario

En términos generales, puede decirse que el VI se obtiene como suma producto de las columnas cantidad y costos unitarios de una base de datos que incluye materiales, equipos, transporte y tareas de montaje, etc.

La base de datos empleada se obtuvo luego de procesar y sistematizar los inventarios recibidos en sus distintos formatos y validados en terreno, transformando los mismos a una estructura similar a los recibidos de Transelec y adaptándola conforme a la propuesta metodológica presentada en el Informe 1 del estudio. La base de datos contiene un listado exhaustivo de materiales necesarios.

La codificación que se utiliza en el inventario de las líneas es propia del Consultor, respetando la misma para aquellas líneas que no se modificaron respecto del ETT 2010 y creando uno nuevo en el caso de haber modificaciones o nuevas instalaciones en el STT 2014.

A continuación se presenta una descripción de los archivos recibidos y una reseña del procesamiento de esta información realizado con el fin de obtener un inventario actualizado y ordenado, en un formato de base de datos adecuado a los fines del presente estudio.

3.1.2 Procesamiento de la Información Recibida

Los archivos de inventario vigentes a marzo de 2014 se procesaron, incorporándose a una base de datos creada ad hoc dentro del archivo “VI_Componentes_Lineas.xlsm”, más específicamente en la hoja “Secuencias”, en donde se agruparon los datos de detalle recibidos, contando con aproximadamente 15000 filas o campos de estructuras inventariadas. En las primeras columnas de dicha base se han incluido diversos campos

con los nombres de las secciones de líneas y archivos recibidos, lo que permite realizar operaciones de filtrado y ordenamiento con distintas claves (lo que resulta de mucha utilidad a la hora de realizar chequeos cruzados).

El proceso seguido fue el que se describe a continuación:

a. Archivos de la serie 10000 (Transelec SIC y SING)

Transelec ha enviado una serie de archivos, a los que se denominan serie 10000, en los cuales el inventario es extenso y contiene, como máximo, la siguiente información:

Campo Inventario	Campo Inventario
SECCION	CARRETE METALICO PARA FIBRA OPTICA CANT
ARCHIVO 2010	MUFA PARA F.O. TIPO
RECIBIDO 2014	MUFA PARA F.O. CANT
LINEA	PRENSA PARALELA PARA CABLE CON F.O. (OPGW) TIPO
SISTEMA INTERCONECTADO	PRENSA PARALELA PARA CABLE CON F.O. (OPGW) CANT
NOMBRE DE LA LINEA	AMORTIGUADOR EN CABLE DE GUARDIA TIPO
TRAMO DE LINEA	AMORTIGUADOR EN CABLE DE GUARDIA CANT
CANTIDAD DE CIRCUITOS	CONJUNTO DE ANCLAJE PARA CABLE DE GUARDIA TIPO
Nº ESTRUCTURA	CONJUNTO DE ANCLAJE PARA CABLE DE GUARDIA CANT
TIPO ESTRUCTURA	CONJUNTO DE SUSPENSION PARA CABLE DE GUARDIA TIPO
FUNCION DE LA ESTRUCTURA	CONJUNTO DE SUSPENSION PARA CABLE DE GUARDIA CANT
CLASE SUELO	MANGUITO DE EMPALME PARA CABLE DE GUARDIA TIPO
PILOTES	MANGUITO DE EMPALME PARA CABLE DE GUARDIA CANT
COTA (msnm)	PRENSA DE SUJECION PARA CABLE DE GUARDIA TIPO
VANO (metros)	PRENSA DE SUJECION PARA CABLE DE GUARDIA CANT
TIPO DE CONDUCTOR DE FASE	PRENSA DE CONEXIÓN PARA CABLE DE GUARDIA TIPO
NUMERO DE CONDUCTORES POR FASE	PRENSA DE CONEXIÓN PARA CABLE DE GUARDIA CANT
AISLACION TIPO	BALIZA EN CABLE DE GUARDIA TIPO
CANT AISLADORES	BALIZA EN CABLE DE GUARDIA CANT
AMORTIGUADOR EN FASES TIPO	CABLE TIRANTE TIPO
AMORTIGUADOR EN FASES CANT	CABLE TIRANTE LONG m
CONJUNTO ANCLAJE TIPO	ARMADURA RETENCION TIPO
CONJUNTO ANCLAJE CANT	ARMADURA RETENCION CANT
CONJUNTO SUSPENSION TIPO I	BARRA CON OJO TIPO
CONJUNTO SUSPENSION TIPO I CANT	BARRA CON OJO CANT
CONJUNTO SUSPENSION TIPO V	GRILLETE CON PERNO TIPO
CONJUNTO SUSPENSION TIPO V CANT	GRILLETE CON PERNO CANT
CONJUNTO PREFORMADO TIPO	GUARDACABO CIRCULAR TIPO
CONJUNTO PREFORMADO CANT	GUARDACABO CIRCULAR CANT
ESPACIADOR AMORTIGUADOR EN HAZ DE CONDUCTORES TIPO	PERNO EN U Y TENSOR TIPO
ESPACIADOR AMORTIGUADOR EN HAZ DE CONDUCTORES CANT	PERNO EN U Y TENSOR CANT
ESPACIADOR RIGIDO TIPO	TORRE PINTADA PARA PROTECCION

ESPACIADOR RIGIDO CANT	TORRE PINTADA PARA SEÑALIZACION
MANGUITO DE EMPALME TIPO	SEÑALIZACION DE ESTRUCTURAS PLACA DE NUMERACION
MANGUITO DE EMPALME CANT	SEÑALIZACION DE ESTRUCTURAS PPM
PRENSA DE UNION EN ANCLAJE TIPO	SEÑALIZACION DE ESTRUCTURAS BALIZA LUMINOSA
PRENSA DE UNION EN ANCLAJE CANT	PROTECCION DE ESTRUCTURAS CONTRA ESCALAMIENTO
BALIZA EN CONDUCTOR TIPO	PROTECCION DE ESTRUCTURAS PEINETA CONTRA PAJAROS
BALIZA EN CONDUCTOR CANT	PROTECCION DE ESTRUCTURAS CINTA REFLECTANTE CONTRA PAJAROS
CABLE DE GUARDIA TIPO	PROTECCION DE ESTRUCTURAS PANTALONES CONTRA ATENTADOS
NUMERO DE CABLES DE GUARDIA	CARACTERISTICAS DE LA FRANJA

Si bien el inventario es exhaustivo, contiene ciertos ítems de menor cuantía en el total del VI, que a pesar de haber sido informados, fueron estimados en el modelo de cálculo: amortiguadoras en fase, espaciadores, manguitos, prensas, entre otros.

b. Archivo de CTNC

De acuerdo a lo expresado en previos párrafos, de parte de CTNC se ha recibido el archivo "Instalaciones CTNC Ma-Ca 2 y 3 (CTNC) - 2014.xlsx", que contiene además de información básica, datos de inventario sobre tipo de estructuras, vanos, conductor de energía y cable de guardia. Esta información ha sido incorporada a la base de datos de la hoja "Secuencias"; incluyendo además estimaciones del tipo y cantidades de: aislación, conjunto de anclajes, señalización, protección contra pájaros, etc.

c. Archivo de Colbún

El archivo de Colbún "Instalaciones Troncales Colbún Transmisión.xlsx" también contiene información básica de la secuencia de estructuras, que se incorporaron a la base de datos. Otra información relevante como aislación y conjunto de anclajes han sido incluidas en función de lo informado en las tablas resúmenes correspondientes.

d. Características de las estructuras

A fines de Julio se recibió información relativa a las estructuras empleadas por Transelec, encapsuladas dentro del archivo "10000 CUBICACION DE ESTRUCTURAS LINEAS - REV

22-01-2014 LOTE 10000.xlsx". Con esta entrega se completó parte de la información relevante que faltaba:

Campo Inventario	Campo Inventario
Código de la Estructura o Torre	Relleno compactado por tipo de suelo
Peso de la Torre	Moldaje por tipo de suelo
Excavación por tipo de suelo	Armadura por tipo de suelo
Armaduras para fundaciones por tipo de suelo	Malla de puesta a tierra por tipo de suelo
Cantidades de Hormigón por tipo de suelo	

Las características de cierto tipo de estructuras de Transelec, ex CTNC, actualmente adquiridas por Transelec, y Colbún han debido de ser tomados del Estudio ETT 2010, aplicando los siguientes criterios:

- Información entregada como Colbún: 2V0-5, 2V0+0, 2V0+5, 2V7-5, 2V7+0, 2V7+5, 24A0-4, 24A0+0, 24A0+8, 24A35, 24A50, T1, T2, T3, PMH, PMV Para las estructuras desde 2V0-5 hasta 24A50 Colbún ha informado los pesos de la mismas, los que coinciden con las bases de datos del año 2010. Considerando este hecho, tanto para estas estructuras como para las faltantes (T1, T2, T3, PMH, PMV) se han empleado los parámetros de la base de datos del año 2010.

- Información entregada como TransChile: la empresa informó el número y tipo de estructuras con su peso, sin otras características ni perfil de las mismas. En este caso el criterio empleado fue considerar el peso informado, estimando el resto de los parámetros sobre la base de las estructuras informadas por Transelec para misma función (suspensión, anclaje transposición, etc) nivel de tensión y peso similar. Esta estimación no influye en los resultados debido a que estas líneas L-44 y L-45 no se incorporan al Vi debido a que son obras realizadas por decreto.

- Información entregada como CTNC: la línea de doble circuito "L-3B.Línea Cardones - Maitencillo 220" se ha mantenido sin modificaciones desde el 2010, siendo que el nuevo propietario es Transelec. La información de estructuras recibida para el presente estudio es insuficiente (sólo se recibió el tipo de estructura: Suspensión,

Anclaje y Transposición), por lo que los tipos de estructuras específicas utilizadas en cada torre fueron tomadas del estudio 2010.

e. Aportes de las Empresas

Con la primera entrega del inventario, las empresas pudieron hacer sus revisiones y aportes en detalle principalmente de faltantes y características de materiales. Con estos aportes se hizo un ajuste y completamiento del inventario.

3.2. Subestaciones

3.2.1 Metodología para la Determinación del Inventario

En términos generales, y similarmente a lo descrito para líneas, el VI se obtiene básicamente como suma producto de las columnas cantidad y costos unitarios de un listado de materiales, equipos, transporte y tareas de montaje debidamente descritos/especificados.

Para obtener las columnas Descripción/Especificación y Cantidad, propias del inventario, se procesaron todos los inventarios de marzo de 2014 existentes en el sitio web de los CDECs (Anexo 2 – Estudio de Transmisión Troncal) y todos los recibidos posteriormente de Transelc a fines de julio de 2014.

Adicionalmente, como mecanismo para verificar y validar los inventarios de instalaciones presentados por las empresas de transmisión, se utilizaron en consulta los archivos con los inventarios del modelo de 2010. Aunque la base de datos del estuio 2010 está desactualizada, fue de utilidad considerando la estructura y la estandarización de sus registros.

Esta comprobación sirvió para mejorar la base modificando su arquitectura, adaptándola conforme a la propuesta metodológica presentada en el Informe 1 del estudio actual.

Básicamente, se le redujo sustancialmente la cantidad de archivos, reemplazándolos por columnas de cantidades en Hojas Excel. Este cambio permitió poner a la par las cantidades por subestación de un mismo material o tarea de montaje de un mismo grupo de componentes (comunes de patio, paños de línea, etc.) y así, por comparación, detectar y corregir posibles errores de ingreso.

La codificación de las subestaciones que se utiliza en el inventario es propia del Consultor, respetando el mismo código para aquellos componentes de subestaciones que no se modificaron respecto al ETT 2010 y creando uno nuevo para en caso de haber modificaciones o nuevas instalaciones en el STT 2014.

A continuación se presenta una descripción de los archivos recibidos y una reseña del procesamiento de esta información realizado con el fin de obtener un inventario actualizado y en un formato adecuado.

3.2.2 Procesamiento de la Información Recibida

Los archivos de inventario vigentes a marzo de 2014 se procesaron de la siguiente manera.

a. Archivos serie 20001 a 20023 del SIC

Se agruparon las Hojas denominadas METADATA en una sola base de datos.

De esta base de datos se tomaron todos los materiales y equipos de 220 y 500 kV (que forman parte del STT) y los de Paños de menor tensión pero que forman parte del STT.

Debido a su inferior tamaño, las Hojas FORM DESCRIPTIVO de las subestaciones no fueron procesadas sino que pudieron ser utilizadas directamente.

b. Otros archivos del SIC

Los siete archivos de Transelec suministrados en el mismo formato usado en la revisión del 2010 sólo contienen información general de la subestación y un limitado inventario de instalaciones comunes de patio, con la columna Cantidad parcialmente incompleta.

Para facilitar su utilización se los procesó de manera similar a los anteriores, modificando sus formatos, agrupando las siete SSEE por tipo de instalación (Hojas SIC_SE; Eq. Primario; Comunes SE; Malla de Tierra; SSAA; Iluminación e Inst. Mec.; P220 Comunes; P220 Barras; P 220 Iluminación de patio).

c. Archivos del SING

La información contenida en estos archivos se limita a la descripción en general de la subestación (superficie de terreno, cantidad de paños, altura snm) y al cómputo de equipos principales. Esta información fue agregada al inventario general.

d. Segunda Entrega

Bajo el nombre de carpeta Segunda Entrega se encuentran los archivos de Instalaciones Comunes, adicionales a las computadas en los archivos Metadata 20001-20023.

Bajo el nombre de carpeta Segunda Entrega se encuentran los archivos de Instalaciones Comunes, adicionales a las computadas en los archivos Metadata 20001-20023. Estos archivos de inventario recibidos en julio de 2014 también fueron procesados según lo ya descrito, integrándolos al inventario. Se hizo así, ante la imposibilidad de detectar los cambios y por considerar que son una versión más actualizada de los vigentes a marzo.

Finalmente a fin de compatibilizar los inventarios de manera de armar una base única, se utilizó como base el formato METADATA.

e. Aportes de las Empresas

Con la primer entrega del inventario las empresas pudieron hacer sus revisiones y aportes en detalle principalmente de faltantes y características de materiales. Con estos aportes se hizo un ajuste y completamiento del inventario.

Adicionalmente Transelec aportó información detallada y completa de los equipos de Telecomunicaciones pertenecientes al STT y fueron incorporados al inventario y asignados a las IC de las subestaciones de Transelec y Transelec Norte según lo informado. Adicionalmente se consideraron terrenos para radioestaciones y se costearon considerando una superficie de 100 m2 y considerando en cada una de las subestaciones y al valor del terreno de las mismas.

4. VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

4.1. Estudio de Mercado

4.1.1 Generalidades

Para obtener los costos unitarios de los componentes de las instalaciones de transmisión, el Consultor realizó un estudio de mercado, considerando la oferta disponible tanto a nivel local como de importación.

Para dicho estudio de mercado, el Consultor consideró diferentes fuentes de información:

- cotizaciones de proveedores;
- información de costos y equipamiento entregada por las empresas de generación y transmisión, adquiridos en proyectos recientes;
- información de empresas EPC con valorización de elementos de transmisión;
- información contenida en el “Estudio de Precios de Elementos de Transmisión”, del año 2012, realizado por HCC Consultores para la CNE;
- información contenida en el “Estudio de Precios de Elementos de Transmisión”, del año 2013, realizado por HCC Consultores para la CNE;
- análisis y comprobaciones propias del Consultor, basándose en precio de mercado de elementos que prestan la misma función y con el mismo estándar de calidad.

4.1.2 Metodología

Durante el desarrollo del estudio de mercado se pueden observar dos etapas: fase exploratoria y fase definitiva.

En la primera fase, denominada exploratoria, se subcontrató a una empresa que agrupaba profesionales de diversos ámbitos para realizar la prospección y análisis del estudio de mercado, tanto para precios unitarios de componentes de transmisión como para precios asociados a los costos de operación y mantenimiento. Esta empresa realizó solicitudes de

cotización a diversas empresas del sector, pero ante la dificultad de obtener respuestas mayoritariamente positivas, consideró como alternativa realizar una actualización de los precios de los elementos informados en el ETT 2010, ajustándolos a diciembre 2013, con la finalidad de alimentar el modelo de valorización y analizar el correcto funcionamiento del modelo para el cálculo de valorización de instalaciones. Este criterio fue el presentado en el Informe Preliminar 2 y que fuese rechazado por encontrar que esta solución no se ajustaba a las Bases Técnicas del Estudio.

A raíz de lo indicado, el Consultor opta por recurrir a otros elementos y pasar a una nueva fase denominada definitiva. En esta etapa, el Consultor solicitó cotizaciones a otras empresas del sector con mejores resultados. Además se recurrió a información disponible y que ha sido empleada en licitaciones y construcción de instalaciones similares en los últimos años, de acuerdo a lo señalado en las Bases Técnicas del Estudio.

Además se subcontrató a la empresa “Genpower Sistemas de Potencia” a efectos de obtener más elementos de comparación para los precios de componentes y de construcción, cubriendo con ello una mayor cobertura del estudio de mercado.

Otra fuente relevante de información para el estudio de mercado corresponde a los informes elaborados por HCC Consultores para la CNE sobre Estudio de Precios de Elementos de Transmisión, en sus versiones 2012 y 2013. Con la finalidad de utilizar este valioso material, el Consultor realizó una actualización de los principales componentes de estos estudios, para lo cual contó con el apoyo de HCC Consultores para responder a consultas y realizar algunas aclaraciones.

Es necesario mencionar que todo el material utilizado para el desarrollo del estudio de mercado, es de carácter público al cual se suman los elementos que el Consultor pudo recopilar directa o indirectamente.

Como se señaló, el Consultor solicitó y obtuvo precios de cotizaciones de las últimas obras ejecutadas de distintas empresas de generación y transmisión, entre ellas, Colbún, Transelec, Endesa y también información remitida por la CNE. También se recurrió a

información de la Bolsa de Comercio de Santiago con datos de importación de equipamiento de los últimos años.

Finalmente, para algunos componentes que no fue posible obtener un precio a firme a efectos del estudio de mercado, el consultor optó por valorizarlos conforme al precio de mercado de componentes que prestan la misma función y con el mismo estándar de calidad. La validación de estas asignaciones se realizó con información proporcionada por empresas del sector, pero que cuentan con cláusulas de confidencialidad, todo bajo el criterio experto del Consultor.

4.1.3 Actualización Estudio de Precios de Elementos de Transmisión

4.1.3.1 *Consideraciones Estudio 2013*

La metodología empleada en el "Estudio de Precios de Elementos de Transmisión" del año 2013, contempló abarcar un universo amplio de cotizaciones y de equipos y materiales utilizados en las instalaciones de transmisión de energía eléctrica, a fin de asegurar la validez estadística de los precios que se obtuvieran, y a la vez eliminar, en base a un estudio comparativo de homologación, los efectos coyunturales que pudiesen significar desviaciones no representativas de los precios de mercado.

En el caso de cotizaciones de productos nacionales, o ya internados por el agente representante del fabricante, el precio corresponde al valor de la cotización del elemento en pesos, puesto sobre camión en bodega del proveedor en las ciudades de Antofagasta, Santiago, Concepción o Temuco y en el caso de cotizaciones de proveedores extranjeros el precio es su valor CIF (Cost, Insurance and Freight) internado y sobre camión en puerto chileno, tal como Antofagasta (Mejillones), Coquimbo, San Antonio, Valparaíso, Talcahuano o Puerto Montt.

Además, se obtuvieron precios de cotizaciones a firme de elementos, utilizados por contratistas de obras habituales del sector en sus proyectos en ejecución o en preparación de ofertas competitivas. También se revisaron los registros de importación del Servicio Nacional de Aduanas de Chile de los últimos años, obteniendo los precios de algunos

elementos y que además posibilita información útil para validar precios cotizados y homologarlos con precios de mercado.

En el Informe del año 2013, se indica para cada elemento el precio mínimo y el precio máximo obtenido luego del análisis de coherencia, junto con las variables estadísticas: precio promedio, mediana y desviación estándar.

Los precios de aquel estudio están referidos al 30 de junio del 2013.

4.1.3.2 *Actualización a Diciembre 2013*

Con el propósito de contar con una fuente referencial, se realiza el ajuste de los precios llevándolos del 30 de junio de 2013 al 31 de diciembre del mismo año.

Para esto se revisaron y actualizaron las fórmulas de reajuste de los siguientes elementos:

a) Transformadores de poder

La fórmula de reajuste de precios que se indica a continuación para transformadores de poder es también válida para autotransformadores de poder, reactores de poder y transformadores desfasadores.

Esta fórmula está basada en los precios internacionales de los elementos componentes como son el acero silicoso del núcleo magnético, el cobre de los enrollados, el acero laminado en caliente de los estanques y soportes y el aceite aislante. La mano de obra se supone constante para el periodo de ajuste. Estas fórmulas se pueden aplicar para cualquier lapso de tiempo, en un rango no mayor a 10 años.

Los factores de ponderación de los diferentes componentes están basados en la proporción media que presentan estos equipos en general.

La fórmula de reajuste de precios de los transformadores de poder y similares es la siguiente:

$$P_f = P_i \{0,24*(GOES_f/GOES_i)+0,30*(Cu_f/Cu_i)+0,07*(Ac_f/Ac_i)+0,06*(Oil_f/Oil_i)+0,33\}$$

Donde:

P_f = Precio final (fecha a la cual se actualiza el precio, Dic 2013)
P_i = Precio inicial (junio 2013 para precios de este estudio)
$GOES_f$ = Electrical Steel Sheets (fecha a la cual se actualiza el precio, Dic 2013)
$GOES_i$ = Electrical Steel Sheets (junio 2013 para precios de este estudio)
Cu_f = Cobre (fecha a la cual se actualiza el precio, Dic 2013)
Cu_i = Cobre (junio 2013 para precios de este estudio)
Ac_f = Acero (Hot Steel) (fecha a la cual se actualiza el precio, Dic 2013)
Ac_i = Acero (Hot Steel) (junio 2013 para precios de este estudio)
Oil_f = Aceite aislante (fecha a la cual se actualiza el precio, Dic 2013)
Oil_i = Aceite aislante (junio 2013 para precios de este estudio)

Fuente de información de los índices:
http://www.tdeurope.eu/en/raw-material/Transformers-indices/

b) Conductores

La fórmula para los conductores de aluminio y aleación de aluminio está basada en el índice del London Market Exchange, LME para el aluminio.

La fórmula es la siguiente:

$$P_f = P_i + (LME_f - LME_i) \quad [USD/ton]$$

$$P_f = P_i + (LME_f - LME_i) * 0,00013985 \quad [USD/km]$$

Se usa la formula según la unidad que tenga P_i

P_f = Precio final en USD/ton o USD/km (fecha a la cual se actualiza el precio)
P_i = Precio inicial en USD/ton o USD/km (junio 2013 para precios de este estudio)
LME_f = Indice LME del Aluminio (Cash buyer) USD/ton promedio mensual (fecha a la cual se actualiza el precio, Dic 2013)
LME_i = Indice LME del Aluminio (Cash buyer) USD/ton promedio mensual (junio 2013 para precios de este estudio)
MCM = Calibre del conductor en MCM

Fuente de información de los índices: http://www.lme.com/aluminium.asp

La fórmula para los conductores de aluminio con alma de acero (ACSR) está basada en índices del London Market Exchange, LME para el aluminio y el acero. La fórmula es la siguiente:

$$P_f = P_i + (LME_f - LME_i) \qquad [USD/ton]$$

Donde:

P_f = Precio final en USD/ton (fecha a la cual se actualiza el precio)

P_i = Precio inicial en USD/ton (junio 2013 para precios de este estudio)

LME_f = Indice LME del Cobre (Cash buyer) USD/ton promedio mensual (fecha a la cual se actualiza el precio, Dic 2013)

LME_i = Indice LME del Cobre (Cash buyer) USD/ton promedio mensual (junio 2013 para precios de este estudio)

Fuente de información de los índices:
http://www.lme.com/cooper.asp

c) Estructuras de acero

La fórmula para el acero para estructuras de líneas y subestaciones de alta tensión está basada en índices del London Market Exchange, LME para el acero y el zinc. La fórmula es la siguiente:

La fórmula para el acero para estructuras de líneas y subestaciones de alta tensión está basada en índices del London Market Exchange, LME para el acero y el zinc. La fórmula es la siguiente:

$$P_f = P_i + 0{,}95 * (LME\ Ac_f - LME\ Ac_i) + 0{,}05 * (LME\ Zn_f - LME\ Zn_i) \qquad [USD/ton]$$

Donde:

P_f = Precio final en USD/ton (fecha a la cual se actualiza el precio)

P_i = Precio inicial en USD/ton (junio 2013 para precios de este estudio)

$LME\ Ac_f$ = Indice LME del Acero USD/ton promedio mensual (fecha a la cual se actualiza el precio, Dic 2013)

$LME\ Ac_i$ = Indice LME del Acero USD/ton promedio mensual (junio 2013 para precios de este estudio)

$LME\ Zn_f$ = Indice LME del Zinc (Cash buyer) USD/ton promedio mensual (fecha a la cual se actualiza el precio, Dic 2013)

$LME\ Zn_i$ = Indice LME del Zinc (Cash buyer) USD/ton promedio mensual (junio 2013 para precios de este estudio)

Fuente de información del índice LME:
http://www.lme.com/metals/steel-billet.asp
http://www.lme.com/non-ferrous/zinc.asp

Cabe destacar que para otros elementos, especialmente equipos de alta tecnología y desarrollo continuo es muy difícil predecir la variación de precios mediante fórmulas de reajuste, en consideración a que un porcentaje importante del precio corresponde a los costos de desarrollo e investigación del equipo, por lo que el precio queda fijado más por condiciones de la competencia que de los materiales intrínsecos del equipo.

4.1.4 Comparación y Definición del Valor

El siguiente cuadro resume las empresas y fuentes de información sobre las cuales se obtuvo respuesta, ya sea a través de cotizaciones o bien con valores publicados usados como referencia.

Oficinas y Bodegas:

Global Property Solutions

Todo Galpón Inmobiliaria
Portal Inmobiliario

Componentes, Equipos y Maquinarias:

Rhona
Siemens
Alstom
Schneider Electric
PESCO Santiago
Comercial Shoot Chile Ltda
Scharfstein S.A.
Conexion Softhard
Mitsubishi Gracia
PC Factory
Ferrovial
Baterias CHM
Gobantes

Componentes, Equipos y Maquinarias:

Cummins
Interwins

Tec-oh

Entel
Comercial Agustin Ltda
XCMG
Discovery Air Chile
Edapi
Ergotec
Muebles Sur
Marsh S.A. Corredores de Seguros
TFC SOLUCIONES
Abits Chile Software
DIgSILENT Ltda
KUPFER
Melón
ACI Accionamiento Control Industrial

Con todas las fuentes de información ya señaladas sobre precios, se procedió a optar por el precio mínimo de cada componente, considerando no degradar el estándar de calidad de los componentes normalmente utilizados en Chile.

De esta comparación por ende, se obtienen las tablas indicadas en el Anexo 2.

4.2. Costos Indirectos

En este estudio, bajo el nombre de Indirectos, se engloban todo los costos adicionales a los directos de material, montaje y transporte.

Se trata de costos de inversión asociados a la ejecución de una obra que, al igual que los directos, deben tenerse en cuenta en el cálculo del VI y asignarse a los distintos componentes de la instalación. En general, son aquellos relacionados con tareas desarrolladas en oficinas, fuera del sitio de instalación propiamente dicho (por ejemplo ingeniería o compras) o bien en la obra pero por personal no organizado en forma de brigadas de montaje (por ejemplo inspección o supervisión).

Algunos de estos costos fueron estimados cuantificando y valorizando los principales recursos que demandan, básicamente los de personal (cargas de trabajo) de distintas categorías profesionales y técnicas, los de su equipamiento de oficina y/u obra, los de traslados, gasolina, servicios, licencias de software, alquileres de oficina y viviendas, viáticos y ploteo de planos. Otros lo fueron sobre la base de porcentajes ya fijados o en general aceptados: gastos generales y utilidades del contratista, seguros, impuestos, etc.

Ciertos costos de este tipo se originan en tareas que realiza el Propietario (Comitente) de la obra, sea en forma directa, o administrada o por subcontrato, tales como gestión de autorizaciones, diseño conceptual, estudios ambientales, gestiones territoriales, inspección de la calidad constructiva, etc. Otros son los indirectos y generales del Contratista. De todas maneras, la asignación a uno u otro es indistinta por cuanto lo que se valoriza es el recurso, independientemente de quién lo suministra.

Para fijar ideas, los recursos se estimaron para dos obras de referencia hipotéticas: una línea de 100 km de longitud, simple o doble circuito, y una subestación transformadora de gran tamaño, con un patio de 500 y uno de 220 kV y, respectivamente, 7 u 8 paños de tramo y 1 o 2 paños de otro tipo por nivel de tensión. En ambos casos se distinguieron las

tareas cuyo costo es independiente del tamaño de la obra y las que se incrementan con ella. Vale decir, se valorizaron recursos mínimos (fijos) requeridos en toda SE o LAT, pequeña o grande, y recursos variables con la cantidad de patios, paños o km, según el caso.

El costo de las licencias de software de programas especiales de cálculo no se cargó a las tareas sino a la etapa de Ingeniería respectiva, usando el mes como unidad.

En las Hojas Ing. e Indirectos de Obra del archivo "Costos Unitarios.xlsx" del Modelo para el Cálculo de Valorización de Instalaciones puede verse el detalle de las estimaciones de recursos, separadamente para Líneas y SSEE.

Los valores "por tarea" allí obtenidos fueron trasladados, convenientemente agrupados, a las Hojas Todo Líneas y Todo SSEE, del mismo archivo.

4.2.1 Costos Indirectos No Porcentuales

Dentro de este rubro se consideraron los siguientes costos:

- Ingeniería Conceptual/Básica (Propietario)
- Ingeniería de Detalle (Contratista)
- Adquisición de Materiales y Equipos de Obra (Contratista)
- Dirección y Supervisión de Obra (Contratista)
- Revisión y Aprobación de la Ingeniería de Detalle (Propietario)
- Inspección de la Calidad, Seguridad y Protección del Medio Ambiente (Propietario)

La metodología de cálculo de estos costos se expone a continuación:

f. Ingeniería Conceptual/Básica (Propietario)

Bajo este título fueron incluidos los costos en que incurre el Propietario para definir inicialmente la obra, teniendo en cuenta que la definición detallada tendrá lugar en una etapa posterior, una vez seleccionado el Contratista. Son costos tales como:

- Anteproyecto familia estructuras de línea
- Disposición general (lay out) y esquema unilineal general de SS.EE.
- Distribución preliminar estructuras
- Selección del trazado. Catastro
- Anteproyecto familia fundaciones
- Anteproyecto de Comunes de SE
- Estudio preliminar geotécnico
- Cómputo y presupuesto de referencia
- Especificaciones Técnicas de Materiales y Montaje

g. Ingeniería de Detalle (Contratista)

En esta etapa el Contratista genera los planos de detalle y las especificaciones que se usarán para comprar los materiales y ejecutar la obra.

Se estima que la Ingeniería de Detalle de una subestación importante como la de referencia se elaboran alrededor de 2000 planos civiles, electromecánicos y, mayoritariamente, eléctricos.

Por su parte, la Ingeniería de Detalle de una Línea está integrada básicamente por los planos de distribución de estructuras, los de detalle constructivo, las tablas de flechado, los programas de tendido, etc.

Se tuvo en cuenta que para confeccionar una buena parte de los planos de subestación, típicamente los de paño, se requieren recursos marginales, debido a que muchos son réplicas de uno inicial. Los recursos necesarios para generar estos últimos se computaron como porcentajes reducidos del inicial o básico.

h. Adquisición de Materiales y Equipos de Obra (Contratista)

El Contratista prepara y envía las órdenes de compra, realiza trámites aduaneros y despacha a obra los materiales y equipos.

i. Dirección y Supervisión de Obra (Contratista)

Por intermedio del Jefe de Obra, sus Auxiliares administrativos y sus Supervisores el Contratista controla sus actividades de obra y mantiene la relación con la Inspección del Propietario: medición periódica de avance de obra, cumplimiento del cronograma, recepción y despacho de materiales en obras, cumplimiento de las normas de seguridad y medio ambiente y supervisión de la labor de brigadas de campo.

j. Revisión y Aprobación de la Ingeniería de Detalle (Propietario)

Antes y durante la ejecución de la obra el Propietario revisa, observa y aprueba los planos de detalle ejecutados por el Contratista que serán enviados a obra y mantiene un registro informatizado del estatus de cada uno, hasta llegar a los conforme a obra (as built).

k. Inspección de la Calidad, Seguridad y Protección Medio Ambiente (Propietario)

Los recursos requeridos para inspeccionar una línea de 220 o 500 kV fueron determinados para tres rangos de longitud de línea: 0-30, 30-60 y más de 60 km. La longitud considerada fue la original, sin tener en cuenta las subdivisiones generadas por tap-offs o inserto de nuevas subestaciones.

Los recursos necesarios fueron estimados considerando como representativos los siguientes plazos desde la decisión de realizar la obra hasta su puesta en servicio: para líneas de 220 kV: 32 meses y para líneas de 500 kV: 39 meses. Estos plazos están en concordancia con los plazos de construcción de este tipo de instalaciones y con los que existen para las obras definidas por decretos.

Para las líneas de 220 kV, se consideran 32 meses para la finalización de la obra, de los cuales 12 corresponden estudios previos, ingeniería básica, de detalle, etc, y los siguientes 20 meses corresponden a la construcción en sí misma. Para las líneas de 500 kV se consideran los mismos tiempos para los estudios previos y 27 meses de construcción.

Para inspeccionar un frente de obra a lo largo de la traza es necesario que el Inspector se traslade en una pick-up, diariamente, desde su base (vivienda u oficina en obra) hasta el lugar. Suponiendo que el traslado consume, en promedio, unas 2 horas por día, a velocidad media de 80 km/h, la distancia diaria recorrida (ida y vuelta a la base) será de 160 km. Suponiendo, además, que transitar por caminos públicos implique recorrer el doble que por la traza, puede decirse que el recurso Inspector-Pickup permite inspeccionar una línea de hasta 80 km de longitud.

4.2.2 Costos Indirectos Porcentuales

Dentro de este rubro se consideraron los siguientes:

- Gastos Generales: 10% de Obras civiles, Montaje e Indirectos No Porcentuales
- Indirectos: 5% de Obras civiles, Montaje e Indirectos No Porcentuales
- Utilidad: 10% de Obras civiles, Montaje e Indirectos No Porcentuales

Los Gastos Generales corresponden a aquellos costos indirectos relacionados a la ejecución de la obra, que no intervienen directamente en el proceso constructivo pero que sirven de apoyo o complemento para el logro de los objetivos. Son derivados de la propia actividad empresarial o de administración y pueden ser ejecutados en el lugar de la obra o desde otras instalaciones ajenas a ella.

Los Imprevistos son aquellos gastos a considerar para tener en cuenta los riesgos ordinarios, normales y previsibles que deben asumir los contratistas para la ejecución de los contratos.

La Utilidad es el beneficio económico que pretende percibir el contratista por la ejecución del contrato.

Los valores utilizados se encuentran en línea con valores promedio de:

- Los porcentajes totales que se incluyen como gastos generales, imprevistos y beneficio para los montos asociados a los trabajos de cada ampliación que se recibió a través de a los CDEC's y que corresponden a los VI definitivos resultantes de las licitaciones de ampliación, con el desglose suministros y tareas y sus precios directos e indirectos asociados.
- Valores de referencia para estos porcentajes aplicados en otras regulaciones teniendo en cuenta que estos porcentajes muestran escasa o nula variación entre países independientemente de las características de los mismos.

Además se incluyen:

- Seguros: 1,2% de Materiales, Obras civiles y Montaje
- Garantía de Contrato: considera 1,3% de impuesto de emisión sobre el monto de garantía más 1% de spread bancario anual sobre el monto de garantía. La Garantía se consideró un 10% del total del Contrato.

Los Seguros corresponden a los de construcción que se presentan en la ejecución de cualquier obra y que cubren los daños o pérdidas materiales producidos como consecuencia directa de una causa accidental e imprevisible.

Los costos de Garantía de Contrato corresponden a los costos bancarios asociados a la Garantía de Ejecución del contrato que se requiere a los contratistas.

4.2.3 Costos Ambientales y Gestión Territorial

Se incluyeron, tanto para líneas como para subestaciones, los siguientes rubros de costos ambientales y los asociados a la gestión territorial.

Costos Ambientales:

- Desarrollo y Tramitación de Estudio de Impacto Ambiental
- Desarrollo y Tramitación de Declaración de Impacto Ambiental
- Estudios Complementarios en la Evaluación Ambiental
- Elaboración y tramitación de Permisos Sectoriales
- Compromisos Ambientales Voluntarios
- Gestión de Sustancias y Residuos
- Compensaciones Sociales, Planes de Manejo Forestal, Medidas de Mitigación, Compensación y Seguimiento; Participaciones Ciudadanas.

Gestión Territorial:

- Levantamiento de propietarios.
- Terrenos y derechos de paso fuera de la faja
- Gestión legal, administración y tramitación de concesiones y servidumbres.

Estos costos se calcularon para las siguientes instalaciones típicas y fueron luego incorporadas a los modelos de cálculo de VI:

- Línea de 500 kV corta (0 a 30 km)
- Línea de 500 kV media (30 a 60 km)
- Línea de 500 kV larga (más de 60 km)
- Línea de 220 kV corta (0 a 30 km)
- Línea de 220 kV media (30 a 60 km)
- Línea de 220 kV larga (más de 60 km)
- Subestación Transformadora 500/200 kV
- Subestación Transformadora 200 kV mediana chica
- Subestación Transformadora 200 kV mediana

El respaldo de los costos se detalla en el Anexo 3.

4.2.4 Transporte

Para la puesta de los materiales en obra se le agregó a su costo el del transporte terrestre nacional, teniendo en cuenta que los costos de equipos y materiales importados se calcularon a precio CIF en puerto y los materiales nacionales en Santiago.

Estos costos se determinaron para cada obra, considerando las distancias a los puertos correspondientes y a Santiago, según la localización de cada una.

Para estimar las distancias entre subestaciones y puertos de suministro y entre subestaciones y Santiago se procedió a:

- seleccionar los puertos de importación existentes en Chile,
- confeccionar un archivo .kmz señalando la ubicación precisa de las subestaciones, sus poblados cercanos, los puertos y Santiago,
- asociar cada subestación al puerto más cercano,
- obtener las distancias carreteras por asfalto o, excepcionalmente ripio, entre puertos o Santiago y el poblado más cercano a la subestación y
- agregar una distancia estimada entre poblado y subestación.

Los valores obtenidos se ingresaron a mano en el archivo Caracterización de SSEE.xlsx que forma parte del Modelo de Cálculo de Valorización de Instalaciones que se explica en detalle en los puntos siguientes.

Para determinar el costo del transporte se distinguieron dos tipos de transportes: carga general y carga especial. La segunda corresponde a carga que requiere de vehículos especiales, escoltas, planificación del viaje, construcción de by pass en puentes, etc, y está asociada a los transformadores y equipos especiales de las subestaciones.

Para cada material y equipo se determinó si corresponde a un material importado o nacional, su correspondiente distancia a puerto y a Santiago, el peso y si corresponde a un

equipo de transporte a carga general o especial, y se aplicaron los valores que se exponen a continuación:

- Transporte general a granel (t.km): 0,34 US$
- Transporte especial (t.km): 1,921 US$
- Seguro (% costo materiales s/camión): 0,5 %

Los valores corresponden a valores promedio de cotizaciones informadas por empresas transportistas.

4.2.5 Intereses Intercalarios

Los intereses intercalarios representan el costo financiero del capital utilizado durante el período de construcción de la obra, desde el inicio de las gestiones y estudios hasta su fecha de puesta en servicio, y se determinaron como el costo de la deuda adquirida por quien construye la obra, asumiendo que al término del período de construcción la entrega "llave en mano" a sus dueños.

La tasa utilizada debe ser el costo del capital (WACC real) de las empresas constructoras dado que debe reflejar el costo de oportunidad para el contratista de recibir el valor del contrato a la finalización de la obra. Como estimación de esta tasa se emplearon estimaciones realizadas por la valuadora CorpResearch de empresas constructoras de Chile (Besalco y SalfaCorp). A fines de 2013 se estimaba para estas empresas una WACC nominal promedio después de impuestos de 9,05%. Como la tasa a considerar debe ser antes de impuestos se corrige la tasa de cada empresa utilizando su respectiva tasa impositiva indicada en los informes de la valuadora empleando la siguiente expresión.

$$WACC_{antes\ impuestos} = \frac{WACC_{despues\ impuestos}}{1 - t}$$

La tasa nominal antes de impuestos promedio que se obtiene es de 11,7%. Esta tasa debe posteriormente convertirse en términos nominales de la siguiente manera:

$$WACC_{real} = \frac{WACC_{nominal} - \pi}{1 + \pi}$$

Si se considera la inflación chilena para ese año (3%) se obtiene una WACC real antes de impuestos de 8,44%.

La tasa adoptada fue del 8,44% real anual.

El costo financiero se calculó aplicando el siguiente procedimiento:

- Para líneas se elaboró un cronograma de desembolsos (flujo de pagos) de la inversión durante el período de desarrollo de proyectos típicos de líneas largas, medianas y cortas de 500 y 220 kV, según puede verse en los modelos de cálculo, y los flujos se actualizaron a la fecha de puesta en servicio de cada uno aplicando la tasa antes indicada.
- Para subestaciones se aplicó una fórmula que representa un flujo de desembolsos de la inversión durante el período de desarrollo de proyectos según puede seguirse en los modelos de cálculo, y los flujos se actualizaron a la fecha de puesta en servicio de cada uno aplicando la tasa antes indicada.

Se consideró que en todas las obras el Contratista programó su logística de manera tal que, teniendo en cuenta los plazos de entrega de los materiales y las fechas de su necesaria disponibilidad en obra, se optimizara el flujo de fondos para minimizar los costos financieros. Se tuvieron en cuenta además para la elaboración de los flujos de fondos las modalidades habituales de pago para adquisiciones internaciones de equipamiento (anticipos con la orden de compra, plazos de pago a partir de la fecha de aprobación de las facturas, etc.).

4.3. Cálculo para Valorización de Instalaciones

4.3.1 Grado de Apertura para el Cálculo

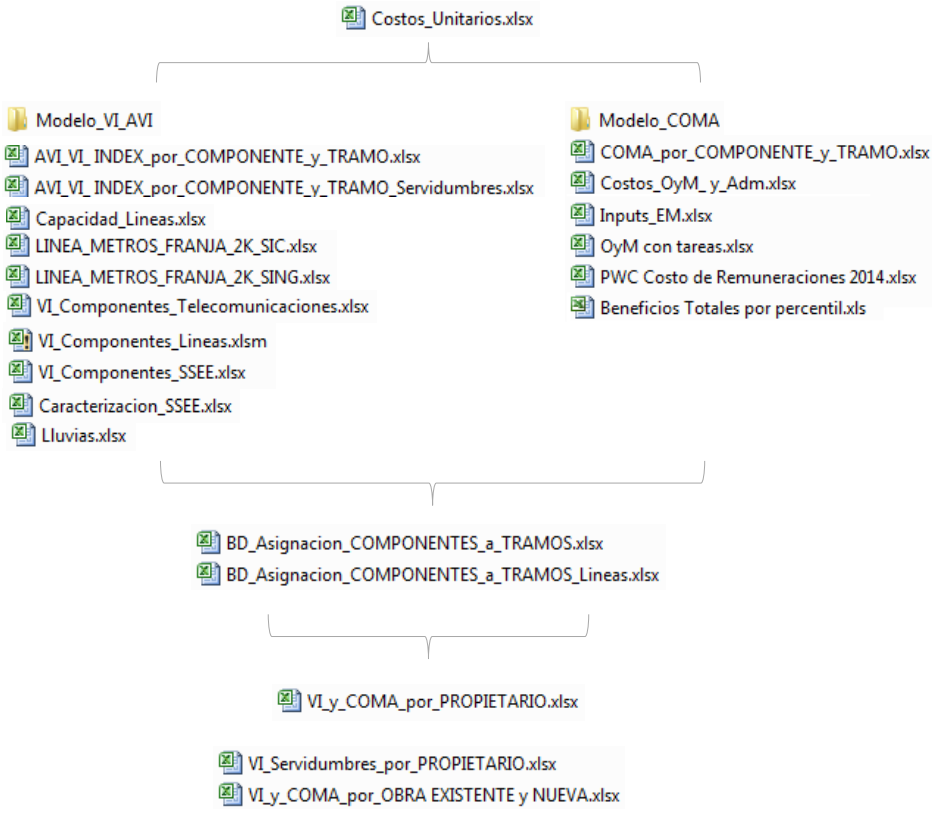
La valorización de instalaciones que forman parte total o parcialmente del sistema troncal se calculó por componentes de líneas y subestaciones y son los siguientes:

- 1. Línea, que corresponden como su nombre lo indica a las líneas de transmisión o tramos de líneas de transmisión y que son unos de los elementos centrales que conforman los tramos (en este caso tramos de línea).
- 2. Transformador, que corresponden a los transformadores o autotransformadores de potencia 500/220 kV y que son otros de los elementos centrales que conforman los tramos (en este caso tramos de transformador).
- 3. Paño Tramo, que corresponden a los paños en subestaciones a los cuales se conectan las 1.Líneas y 2.Transformadores.
- 4. Comunes de Patio, que corresponden a las instalaciones de un patio de subestación a los cuales se conectan los Paños.
- 5. Comunes de SE, que corresponden a las instalaciones generales o comunes de una subestación.
- 6. Otros Paños y Máquinas, que corresponden a los paños de seccionamiento, de acoplamiento y a los que conectan otras máquinas como equipos de compensación, transformadores de SSAA, etc, y a las máquinas conectadas al sistema por dichos paños como equipos de compensación, transformadores de SSAA, reactores de línea y de barra, etc.

El listado de los componentes de líneas y subestaciones estudiados y considerados como parte total o parcial del STT se expone en el Apéndice “Base de Datos de Componentes de Líneas y Subestaciones”. En esta base de datos puede observarse para cada componente de línea o subestación, su caracterización según lo mencionado en los párrafos anteriores, el propietario y el nombre de la subestación a la cual pertenece para el caso de los componentes de subestaciones.

4.3.2 Modelo para el Cálculo de Valorización

El modelo de cálculo utilizado para estimar el VI y el AVI del Sistema Troncal está integrado por un grupo de archivos Excel vinculados entre sí y cuya estructura y detalle de los contenidos y cálculos de cada uno de los archivos se detalla en este apartado.



Como puede verse en la estructura anterior del Modelo para el Cálculo de Valorización de Instalaciones, el mismo está conformado por archivos digitales en soporte Excel y vinculados entre sí y con todas las fórmulas de cálculo activadas. De esta forma los inputs, variables y fórmulas de cálculo utilizadas son accesibles y reproducibles, al mismo tiempo que sensibilizables todos los resultados.

4.3.2.1 *Archivo Costos Unitarios.xlsx*

Este archivo contiene todos los costos unitarios de materiales y montaje y toda la información económico-financiera requerida para calcular el VI y el AVI y el COMA.

Las Hojas de este archivo contienen datos básicos provenientes de los estudios del mercado chileno o bien de Hojas auxiliares de costos unitarios agregados.

Parámetros. Parámetros comunes usados tanto en el cálculo del AVI como el del COMA: índices de ajuste, parámetros financieros, vidas útiles de familias de instalaciones, días hábiles, duración de la jornada laboral, seguros, etc.

Comunes. Costos unitarios de personal, materiales, equipos, servicios, instalaciones, combustibles, etc. comunes, aplicables a Líneas, SS.EE. y O&M. Porcentaje de incidencia de ciertos costos indirectos.

Exclusivos COMA. Listado de costos unitarios de personal materiales, equipos, servicios, instalaciones, combustibles, etc. aplicables sólo al cálculo del COMA.

Todo SSEE. Todo costo unitario de ingeniería, materiales, obras civiles y montaje de SSEE en la unidad y nivel de agregación requerido por los modelos de cálculo del AVI y el COMA. Índices de ajuste y vida útil por ítem.

Todo Líneas. Idem anterior pero para Líneas.

Terrenos. Costo por m^2 del terreno de cada una de las subestaciones.

Servidumbres. Costo de la servidumbre y ambientales y gestión institucional para cada componente de línea.

Costos Ambientales SSEE. Costos ambientales y gestión institucional para las subestaciones.

Telecomunicaciones. Costo de sistema de telecomunicaciones para el STT por subestación.

Vehículos. Costos de capital y de O&M y otros de vehículos y equipos de montaje de obra.

Ing. e Indirectos Obra SS.EE. Costos de Ingeniería de Detalle e Indirectos de Obra. Cargas de trabajo de profesionales y técnicos del Contratista requeridas para llevar a cabo las gestiones de compra, la supervisión de obra y la ingeniería de detalle (costos indirectos del Contratista) y del Propietario para llevar a cabo la ingeniería conceptual, la revisión del proyecto de ingeniería y la inspección de la calidad de la construcción, la seguridad de personal y la protección del medio ambiente (Inspección del Propietario). Ambos referidos a SS.EE.

Ing. e Indirectos Obra LAT. Idem anterior pero para Líneas.

Compensaciones. Niveles salariales de personal, extraídos de la encuesta.

Montaje SS.EE. Estimación de costos unitarios "por tarea de montaje" de SS.EE ejecutada en el terreno.

Montaje Líneas. Estimación de costos unitarios "por tarea de montaje" de Líneas ejecutada sobre la traza.

Los costos de montaje de materiales de obra y de ejecución de obra civil se calcularon definiendo la composición de la brigada (operarios + equipos) apropiada para realizar una determinada tarea y estimando el rendimiento diario que dicha brigada puede alcanzar.

El costo por ítem se obtuvo entonces como:

$$\frac{\text{Cantidad Total}}{\text{Rendimiento Diario}} * \text{Costo Diario Brigada}$$

El costo diario de la brigada está integrado por el salario (jornal) de los operarios y los costos fijos (alquiler) y variables (combustible y mantenimiento) de los equipos, estos últimos dependientes de la distancia diaria promedio que recorren.

- Para el caso de subestaciones:

Considerando que la lluvia no dificulta en igual medida a las distintas actividades de montaje de la línea, el rendimiento fue siempre estimado para condiciones climáticas favorables y la incidencia negativa de la lluvia se tuvo en cuenta, caso por caso, afectando dicho rendimiento por un factor de reducción igual o menor a 1,00.

Los días – brigada totales necesarios para completar una determinada tarea de montaje se obtuvieron entonces como cociente entre la cantidad total de unidades a montar y el rendimiento diario afectado por el factor climático.

En el archivo "Días no laborables por lluvia.xlsx" puede verse el procesamiento de los registros diarios de lluvia del 2012 para 35 estaciones meteorológicas de Chile.

A cada subestación transformadora se le asignó un mínimo de dos y un máximo de cinco estaciones meteorológicas de referencia próximas.

Para estimar la cantidad anual de días no laborales por lluvia se supuso que una precipitación diaria de menos de 20 mm no impide realizar tareas de campo y que una mayor impide hacerlo a razón de un día por cada 20 mm caídos en un día o en días sucesivos.

Los valores no nulos obtenidos son los siguientes:

Subestación Transformadora	Coord. Geográficas	Días-año
Los Vilos	-31.938710°, -71.478217°	11,00
Nogales	-32.720695°, -71.226566°	11,00
Los Maquis	-32.865770°, -70.410649°	11,00
Quillota	-32.953293°, -71.250435°	11,00
Polpaico	-33.198476°, -70.860549°	11,00
Cerro Navia	-33.422393°, -70.730662°	11,00
Chena	-33.526433°, -70.725710°	11,00
Maipo	-33.710107°, -70.927634°	11,00

Subestación Transformadora	Coord. Geográficas	Días-año
Alto Jahuel	-33.713640°, -70.692539°	11,00
Candelaria	-34.033930°, -70.612419°	11,00
Rapel	-34.038636°, -71.585315°	11,00
Itahue	-35.138611°, -71.367116°	16,00
Ancoa	-35.684070°, -71.379833°	16,00
Colbún	-35.686215°, -71.377611°	16,00
Hualpén	-36.788198°, -73.122105°	27,00
Lagunillas	-36.988314°, -73.134741°	27,00
Charrúa	-37.089242°, -72.319984°	27,00
Mulchen	-37.683380°, -72.257875°	27,00
Temuco	-38.707963°, -72.557388°	12,00
Cautín	-38.722724°,-72.541763°	12,00
Ciruelos	-39.550074°, -72.911535°	28,00
Valdivia	-39.799866°, -73.187667°	28,00
Rahue	-40.573955°, -73.085528°	28,00
Puerto Montt	-41.452494°, -72.951228°	26,00

La relación (días>20mm)/365 se definió como Factor de reducción de rendimientos de montaje por condiciones locales.

- Para el caso de líneas:

Adicionalmente a los días no laborables por lluvia, se consideran rendimientos diferenciales de montaje para líneas de 220 kV y 500 kV para simple y doble terna, en donde los costos de referencia corresponden a líneas de 220 kV de simple circuito, de acuerdo a:

- Delta Rendimiento Montaje por 2 circuitos en misma torre: 90%
- Delta Rendimiento Montaje 220 kV/ 500 kV: 85%

Es decir que el rendimiento de montaje de una línea de 500 kV es 1/85% de aquella de 220 kV, o en otras palabras, que el montaje de una línea de 500 kV requiere 17,64% más recursos.

4.3.2.2 *Archivo Caracterización de SSEE.xlsx*

Este archivo contiene una Hoja principal que resume los datos básicos propios de cada SE:

- Nombre
- Código
- Ubicación (coordenadas geográficas)
- Días de lluvia > 20 mm
- Puerto de suministro de materiales importados
- Distancias a Puerto y a Santiago
- Área cubierta con instalaciones comunes de SE y de Patio
- Superficies cubiertas
- Longitud de calles internas, por S/E y Patio
- Tipo de terreno (normal, duro, de relleno)
- Magnitud de las tareas iniciales de acondicionamiento del terreno (limpieza, nivelación).
- Cantidad de tareas de limpieza y nivelación.

La información se completó con la información de base recibida mencionada y por mediciones directas sobre planos. Las superficies de terreno de SS.EE., Patios y Paños se obtuvieron de las tablas de inventario o, en su defecto, por medición directa practicada sobre los planos en escala recibidos en julio 2014.

La Hoja principal, denominada Caracterización SS.EE. 2014, vincula otras auxiliares denominadas:

Terrenos Julio 2014

Edificios, Terrenos, Caminos Metadata 2014

Lluvias críticas

Precipitaciones diarias por estación

Distancias

Sup. De Patios

4.3.2.3 *Archivo VI_Componentes_SSEE.xlsx*

El sistema definido como troncal fue dividido en componentes principales (líneas, patios, paños, etc.) que sirven de base para conformar los Tramos de Línea y de Transformador.

Este archivo contiene cinco Hojas principales con Tablas tituladas CÁLCULO VI, AVI E ÍNDICES INFLACIONARIOS de los siguientes componentes principales presentes en cualquier subestación:

1. Transformador: transformadores o autotransformadores de potencia 500/220 kV que integran Tramos de Subestación.

2. Paños Tramo: paños de SSEE a los cuales se conectan Líneas y Transformadores.

3. Comunes de Patio: instalaciones de un patio de subestación a las cuales se conectan los Paños.

4. Comunes de S/E: instalaciones generales o de infraestructura de la subestación.

5. Otros Paños y Máquinas: paños de seccionamiento, de acoplamiento a los que se conectan otras máquinas tales como equipos de compensación, transformadores de SS.AA., etc. Las tensiones de estos paños son generalmente de 220 o 500 kV aunque también los hay de tensiones menores que forman parte del STT. También se incluyen las máquinas conectadas a lo paños como por ejemplo equipos de compensación, transformadores de SS.AA., reactores de línea y de barra, entre otros.

También contiene cinco[1] Hojas auxiliares que contienen la variedad y cantidad de materiales requeridos para la ejecución de fundaciones, el montaje de estructuras de soporte y la puesta a tierra de Equipos Primarios y Marcos y para el cableado de BT de los

[1] Comunes de S/E no tiene Accesorios de Montaje estándar

Equipos Primarios: hormigón elaborado, Fe torsionado, acero galvanizado de estructuras, materiales de puesta a tierra, cables de BT, etc.

Las cantidades allí ingresadas son “por unidad constructiva” (por fundación, por estructura soporte, por componente de marco, por puesta a tierra, por metro de cableado, etc.). Las cantidades “por componente principal” se obtienen multiplicando estas cantidades unitarias por las respectivas cantidades de equipos y marcos de patio o paño.

Dado que las fundaciones o estructuras de equipos o marcos de patio no necesariamente son iguales entre sí, la tabla tiene igual cantidad de columnas que el componente respectivo.

En resumen, estas tablas muestran en filas, componente por componente, la cantidad requerida de un determinado material accesorio para montar, conectar y poner a tierra un determinado Equipo o Marco.

Respecto a las Hojas que contienen el CÁLCULO VI, AVI E ÍNDICES INFLACIONARIOS, cabe destacar que los componentes de subestaciones están dispuestos en columnas, los ítems de costeo en filas y la cantidad de ítems por componente en la intersección de ambos.

En el encabezado de la tabla se encuentran el VI y AVI total y la información y los parámetros particulares que identifican y caracterizan cada componente principal:

- Código identificatorio
- Nombre de la subestación
- Nivel de tensión
- Distancia a Santiago y a puerto de suministro de materiales

- Longitud media de cableado BT entre Patio y Sala de Control
- Precio unitario del terreno
- Factor de reducción de rendimientos de montaje por condiciones locales

A continuación, en un primer bloque de filas bajo el título COSTOS DIRECTOS se encuentra el inventario de:

- Equipos e instalaciones principales que requieren fundaciones, estructuras de montaje y conexionado en BT (transformadores de potencia, interruptores, desconectadores, marcos, etc.)
- Instalaciones no eléctricas: edificios, caminos, cierros, canaletas, cámaras, ductos, etc.
- Restantes materiales eléctricos
- Tareas de Montaje
- Accesorios de Montaje y Conexionado

Las cantidades de los tres primeros grupos son datos de inventario ingresados manualmente. En cambio, la cantidad de un determinado accesorio de montaje o conexionado “por componente” es la sumaproducto de las cantidades “por equipo”, provenientes de las Hojas auxiliares “Materiales accesorios de montaje y conexión de Comunes de Patio” y las cantidades de equipos primarios y marcos.

La fila de transporte terrestre, computado globalmente en t-km por componente, y la de seguro, en %, cierran este primer bloque de costos directos.

La fila de ambiental contiene los costos ambientales y asociados a la gestión institucional.

En un segundo bloque titulado COSTOS INDIRECTOS se encuentran los ítems adicionales de costo, en parte modelados y en parte obtenidos mediante la aplicación de un porcentaje sobre el total allí especificado.

Por último se encuentra el cálculo de los coeficientes de actualización económica "por componente" a partir de los "por ítem" que se encuentran a un costado de la Tabla.

Cada Descripción/Especificación de material, tarea de montaje, transporte o seguro viene acompañada por sus correspondientes:

- Costo Unitario (proveniente del archivo "Costos Unitarios.xlsx")
- Peso Unitario
- Unidad de medida
- Origen de suministro (Puerto, Santiago o Local)
- Vida útil
- Factor de Recuperación de Capital (para tasa de retorno 10% y vida útil correspondiente)
- Factores de actualización por inflación

En resumen, esta Tabla contiene toda la información necesaria y todos los vínculos y fórmulas que conducen al cálculo del VI y del AVI por componente principal y está vinculada con Hojas auxiliares del mismo archivo, con la Hoja principal del archivo "Caracterización de SSEE.xlsx" y con la hoja "Parámetros, Comunes y Todo SSEE" del archivo "Costos Unitarios.xlsx".

La subdivisión en 5 hojas, una por cada familia de componentes principales, responde a la conveniencia operativa de reducir la variedad de ítems (filas) por hoja. Para el caso de Otros Paños y Máquinas se trabajaron como una unidad para minimizar problemas de asignación de equipos y materiales y reducir la cantidad de información accesoria en los modelos. Adicionalmente no existe una necesidad concreta para el ETT de diferenciar los paños a los equipos mayores como los de compensación de reactivos, salvo para aquellos casos en los que son de propietarios diferentes que son solo unos pocos casos.

4.3.2.4 *Archivo VI_Componentes_Líneas.xlsx*

El archivo "VI_Componentes_Lineas.xlsx"contiene el proceso de cálculo del VI de las líneas. Este archivo contiene siete hojas cuya descripción se detalla a continuación:

- Secciones: Contiene información básica para cada unidad mínima de cálculo o sección, entre las que se incluyen: Código, Nombre, Línea; Propietario, archivo recibido, tensión, longitud, cantidad de circuitos, puerto, distancia a puerto, tipo y cantidad de conductor de fase y cable de guardia, potencia, ancho de la franja de servidumbre, promedio de lluvias anuales, días no laborables por lluvias intensas, km de influencia salina, costos indirectos no porcentuales (ingeniería básica, inspección de obra, etc.), costo ambientales y gestión territorial, meses de proyecto, meses de obra, cronograma mensual de desembolso de inversiones

- Parámetros: Contiene parámetros básicos de cálculo como: rendimientos de montaje, tasa de descuento, % de costos indirectos, % de galvanizado sobre peso de estructuras, % rezago en conductores de energía y cable de guardia, % herramientas menores, etc.

- Secuencias: Base de datos de estructuras, cuyo contenido ha sido descripto en el ítem de procesamiento de la información recibida

- Cálculos Líneas: Hoja de cálculo del VI, AVI y de los índices para cada una de las secciones o unidades mínimas de cada línea.

- Curva_Inversion: Presenta curvas típicas de desembolso de inversiones para líneas de 220 y 500 kV de acuerdo a su longitud. Son empleadas para el cálculo de los intereses intercalares.

- Estructuras Líneas: Base de datos de características de estructuras, incluyendo peso, excavaciones, malla de puesta a tierra, etc., por tipo de suelo.

- Para_COMA: Hoja auxiliar para consolidación de información requerida para el modelo COMA.

Las componentes de líneas están dispuestas en columnas, los ítems de costeo en filas y la cantidad de ítems por sección de línea en la intersección de ambos.

En el parte superior de la Tabla se encuentran el VI LAT TOTAL y el AVI LAT TOTAL junto con la información y los parámetros particulares que identifican y caracterizan cada sección de línea:

- Código identificatorio

- Nombre del componente

- Nivel de tensión

- Longitud

- Distancia a Santiago y a puerto de suministro de materiales
- Ancho de la franja de servidumbre
- Factor de reducción de rendimientos de montaje por condiciones locales

A continuación, en un primer bloque de filas bajo el título COSTOS MATERIALES se encuentra el inventario de:

- Fundaciones: que incluye Fe torsionado para armadura, Hormigón H10, H17 y H25 elaborado, Moldaje y Pilotes.
- Peso de las Estructuras de acero galvanizado
- Soportes
- Riendas y accesorios: Cable de acero galvanizado, Armadura preformada para cable A°G°.
- Puesta a tierra: Cable de acero galvanizado, Pletina de acero galvanizado, Pintura anticorrosiva y Soldadura eléctrica.
- Longitud y tipo de conductores de energía.
- Aislación: Cantidad y tipo de aisladores: de vidrio, de porcelana y poliméricos.
- Ferretería de conductores de energía: conjuntos de anclaje, conjuntos de suspensión, conjuntos preformados, amortiguadores, espaciadores, manguito de empalme.
- Cable de guardia: tipo y longitud.

- Ferretería de cables guardia: conjuntos de anclaje, conjuntos de suspensión, conjuntos preformados, amortiguadores, manguito de empalme, conectores, prensas.

- Misceláneas: Dispositivo contra escalamiento, Protección contra pájaros, Placas de numeración, Placa de peligro de muerte, Pintura para balizamiento y Esfera de aluminio para balizamiento diurno.

La mayor parte de las cantidades empleadas son datos de inventario, pero ciertos ítems menores como accesorios de riendas, de puesta a tierra, amortiguadores, espaciadores, entre otros, son calculados.

La parte correspondientes a COSTO TRANSPORTE MATERIALES, es computada globalmente en t-km por componente, y la de Seguro, en % porcentaje.

En lo que respecta a los COSTOS DE MONTAJE, cada tarea está englobada dentro de los siguientes ítems:

- Montaje y desmontaje de faenas, y otros costos temporales asociados a materiales o construcciones fungibles.

- Topografía: Apertura de picadas, roce y tala de árboles, Relevamiento y Replanteo.

- Construcción de caminos de acceso: en terreno llano y en cerro.

- Ensayos de suelo: en terreno normal y en roca.

- Excavaciones: se emplean distintas técnicas dependiendo del tipo de suelo: Con excavadora helicoidal, con retroexcavadora, a mano y en roca.

- Hormigonado de bases: Hormigón simple, Hormigón Armado, Relleno

compactado, Replanteo de stubs e instalación de Pilotes.

- Montaje de estructuras metálicas: Selección de torres en obrador, Armado en el piso, Izado y armado y ajuste de riendas, Torres autosoportadas, Postes y Soportes tubulares.

- Montaje de aislación: Cadenas de suspensión y roldanas, Anclajes.

- Tendido de conductores de energía: Colocación de la cordina, Tendido, Tensado y flechado, Colocación de preformados y enmorsetado, Armado de puentes, Colocación de amortiguadores Stockbridge, Colocación de amortiguadores espaciadores.

- Tendido de cables de guardia: Colocación de la cordina, Tendido, Tensado y flechado, Enmorsetado, Colocación de amortiguadores Stockbridge.

- Puesta a tierra: Zanjeo, Colocación de pletinas y Medición de resistencia.

- Misceláneas: Colocación de esferas y Pintado de torres.

- Terminaciones: Colocación de carteles, revisión de torres y punteado.

- Ensayos y puesta en servicio

Cada Descripción/Especificación de material, tarea de montaje, transporte o seguro es acompañada por los siguientes ítems:

- Costo Unitario (proveniente del archivo “Costos Unitarios.xlsx”)

- Peso Unitario

- Unidad de medida
- Origen de suministro (Puerto, Santiago o Local)
- Vida útil, 50 años para todos los componentes.
- Factor de Recuperación de Capital (para tasa de retorno 10% y vida útil correspondiente).
- Factores de actualización por inflación

El siguiente bloque de cálculo corresponde a los COSTOS INDIRECTOS, tanto no porcentuales como porcentuales que incluyen los ítems adicionales de costo, en parte modelados y en parte obtenidos mediante la aplicación de un porcentaje sobre el total allí especificado. Los costos indirectos modelados (no porcentuales) son estimados en función de la longitud de las líneas a las que pertenece cada sección:

- Ingeniería Conceptual/Básica (Propietario) - Fijo
- Ingeniería Conceptual/Básica (Propietario) - Variable
- Ingeniería de Detalle (Contratista) - Fijo
- Ingeniería de Detalle (Contratista) - Variable
- Adquisición de Materiales y Equipos de Obra (Contratista) - Fijo
- Adquisición de Materiales y Equipos de Obra (Contratista) - Variable
- Revisión y Aprobación de la Ingeniería de Detalle (Propietario) - Fijo
- Revisión y Aprobación de la Ingeniería de Detalle (Propietario) - Variable

- Inspección de la Calidad, Seguridad y Prot. Medio Ambiente (Propietario) - Fijo

- Inspección de la Calidad, Seguridad y Prot. Medio Ambiente (Propietario) – Variable

Por último se encuentra el cálculo de los coeficientes de actualización económica "por componente" a partir de los "por ítem" que se encuentran a un costado de la Tabla.

En resumen, esta Tabla contiene toda la información necesaria y todos los vínculos y fórmulas que conducen al cálculo del VI y del AVI por sección de líneas y está vinculada con Hojas auxiliares del mismo archivo y con las Hoja "Parámetros, Comunes y Todo Líneas" del archivo "Costos Unitarios.xlsx".

4.4. Valores Unitarios de Servidumbres Terrenos

El procedimiento de valoración de servidumbres de líneas y de terrenos de subestaciones fue el siguiente según señalan las Bases:

"Los gastos de gestión y las indemnizaciones pagadas para la constitución de servidumbres para instalaciones habilitadas con posterioridad al 13 de marzo de 2004 se incluirán en el VI respectivo según lo efectivamente pagado, indexados al 31 de diciembre de 2013 de acuerdo a la variación que haya experimentado el Índice de Precios al Consumidor (IPC) desde la fecha en la cual este pago se encuentre acreditado al propietario del tramo en estudio.

Como valor efectivamente pagado para la constitución de servidumbres de instalaciones existentes al 13 de marzo de 2004, se considerará el valor que por este concepto se encuentre incorporado en la valorización de las instalaciones empleadas por las

Direcciones de Peajes de los CDEC-SIC y CDEC-SING en sus informes vigentes al 6 de mayo de 2002. Estos valores serán indexados al 31 de diciembre de 2013 de acuerdo a la variación que haya experimentado el Índice de Precios al Consumidor (IPC) desde la fecha que figura en los informes referidos.

Este mismo criterio se aplicó al valor de uso de los terrenos de las subestaciones, el cual se consideró igual al valor de los terrenos que se consigna en los informes de las Direcciones de Peajes.

Los montos pagados por servidumbres constituidas y por terrenos adquirido entre el 6 de mayo de 2002 y el 13 de marzo de 2004 serán los que informen sus respectivos propietarios, indexados al 31 de diciembre de 2013 de acuerdo a la variación que haya experimentado el Índice de Precios al Consumidor (IPC) conforme la fecha en la cual este pago se encuentre acreditado por el propietario del tramo en estudio."

Los valores actualizados conforme lo señalado, se expresan finalmente en dólares americanos a diciembre de 2013, considerando el valor promedio del dólar observado en ese mes igual a $529,45.

4.4.1 Valor de Servidumbre de Líneas

En la tabla siguiente se consignan los valores de servidumbre para cada uno de los Componentes de Líneas.

Valores de Servidumbre de Componentes de Líneas (valores en USD Dic 2013)

Descripción	Servidumbres
L-1.Línea Diego de Almagro - Carrera Pinto 220	USD 1.249.766
L-10a.Línea Polpaico - Lampa 220	USD 914.268
L-10b.Línea Cerro Navia - Lampa 220	USD 1.140.513
L-11a.Línea Alto Jahuel - Chena 220	USD 2.412.008
L-11b.Línea Chena - Cerro Navia 220	USD 1.076.964
L-12a.Línea Polpaico - El Rodeo 500	USD 3.468.776

L-12b.Línea Alto Jahuel - El Rodeo 500	USD 613.086
L-13.Línea Ancoa - Alto Jahuel 500	USD 24.324.367
L-14.Línea Ancoa - Alto Jahuel 500	USD 20.711.762
L-16.Línea Itahue - Ancoa 220	USD 3.747.228
L-17.Línea Ancoa - Charrúa 500 L1	USD 13.347.359
L-18.Línea Ancoa - Charrúa 500 L2	USD 14.757.468
L-2a.Línea Carrera Pinto - San Andres 220	USD 782.252
L-2b.Línea San Andres - Cardones 220	USD 519.244
L-20a.Línea Charrúa - Concepción 220	USD 463.470
L-20b.Línea Concepción - Hualpén 220	USD 536.536
L-21a1.Línea Charrúa - Tap Laja 220	USD 1.171.309
L-21a2.Línea Esperanza - Tap Laja 220	USD 4.783.054
L-21b.Línea Esperanza - Temuco 220	USD 6.689.901
L-23.Línea Cautín - Ciruelos 220	USD 3.138.481
L-24.Línea Ciruelos - Valdivia 220	USD 1.112.229
L-25a1.Línea Cautín - Ciruelos 220 T1	USD 2.452.048
L-25a2.Línea Cautín - Ciruelos 220 T2	USD 899.698
L-25b.Línea Ciruelos - Valdivia 220	USD 1.198.603
L-26a.Línea Valdivia - Barro Blanco 220	USD 3.571.968
L-26b1.Línea Barro Blanco - Puerto Montt 220 T1	USD 113.023
L-26b2c1.Línea Barro Blanco - Puerto Montt 220 T2 C1	USD 1.777.114
L-26b2c2.Línea Barro Blanco - Puerto Montt 220 T2 C2	USD 1.621.244
L-26c.Línea Barro Blanco - Puerto Montt 220 T3	USD 55.025
L-29.Línea Candelaria - Maipo 220	USD 1.871.369
L-30.1.Línea Maipo - Alto Jahuel 220 C1	USD 0
L-30.2.Línea Maipo - Alto Jahuel 220 C2	USD 0
L-32.Línea Rapel - Melipilla 220	USD 3.808.950
L-33a1.Línea Melipilla - Cerro Navia 220 T1	USD 1.153.807
L-33a2.Línea Melipilla - Cerro Navia 220 T1	USD 2.289.582
L-33b1.Línea Melipilla - Cerro Navia 220 T2 C1	USD 113.174
L-33b2.Línea Melipilla - Cerro Navia 220 T2 C2	USD 113.174
L-33c.Línea Melipilla - Cerro Navia 220 T3	USD 197.751
L-33d.Línea Melipilla - Cerro Navia 220 T4	USD 294.575
L-36a.Línea Alto Jahuel - El Rodeo 220	USD 1.796.348
L-36b.Línea El Rodeo - Chena 220	USD 4.381.115
L-3A.Línea Cardones - Maitencillo 220	USD 2.516.790
L-3B.Línea Cardones - Maitencillo 220	USD 8.703.102
L-4.Línea Maitencillo - Punta Colorada 220	USD 4.294.471
L-5.Línea Punta Colorada - Pan de Azúcar 220	USD 3.455.160
L-6a.Línea Los Vilos - Las Palmas 220	USD 3.355.615
L-6b.Las Palmas - Tap Monte Redondo 220	USD 1.144.599
L-6c.Tap Talinay - Tap Monte Redondo 220	USD 888.386
L-6d. Tap Talinay - Don Goyo 220	USD 1.587.718
L-6e. Pan de Azúcar - Don Goyo 220	USD 3.001.204

L-7.Línea Los Vilos - Nogales 220	USD 4.694.051
L-8.Línea Nogales - Quillota 220	USD 1.471.613
L-9.Línea Quillota - Polpaico 220	USD 5.558.017
L-37.Línea Nogales - Polpaico 220	USD 14.708.555
L-38.Línea Cautín - Temuco 220	USD 299.641
L-39.Línea Charrúa - Lagunillas 220	USD 10.093.706
L-40.Línea Lagunillas - BocaminaII 220	USD 774.420
L-41.Línea Lagunillas - Hualpen 220	USD 3.176.433
L-42.Línea Colbún - Candelaria 220	USD 8.647.145
L-43.Línea Colbún - Ancoa 220	USD 16.378
L-44.Línea Charrua - Mulchen 220	USD 0
L-45.Línea Cautín - Mulchen 220	USD 0
L-47a1.Línea Polpaico - El Llano 220	
L-47a2.Línea Polpaico - El Llano 220	USD 356.716
L-47b1.Línea Los Maquis - El Llano 220	USD 164.446
L-47b2.Línea Los Maquis - El Llano 220	USD 164.446
LN-1.Línea Tarapacá - Lagunas 220	USD 720.133
LN-2A.Línea Lagunas - Crucero 220	USD 2.236.652
LN-2Ba.Línea Lagunas - Tap Nueva Victoria 220	USD 0
LN-2Bb.Línea Crucero - Tap Nueva Victoria 220	USD 0
LN-3a.Línea Crucero - Encuentro 220 T 1	USD 1.752
LN-3b1.Línea Crucero - Encuentro 220 T2 C1	USD 763
LN-3b2.Línea Crucero - Encuentro 220 T2 C2	USD 1.887
LN-4.Línea Atacama - Encuentro 220	USD 1.991.031
LN-5.Línea Atacama - Domeyko 220	USD 2.662.501
LN-6.Línea Domeyko - Escondida 220	USD 90.915
LN-7.Línea Domeyko - Sulfuros 220	USD 12.988
LN-8.Línea Escondida - Nueva Zaldívar 220	USD 181.829
LN-10A.Línea Laberinto - Nueva Zaldívar 220	USD 1.227.348
LN-10B.Línea Laberinto - Nueva Zaldívar 220	USD 1.227.348
LN-11.Línea Laberinto - El Cobre 220	USD 0
LN-12a.Línea Laberinto - Crucero 220	USD 861.741
LN-12b.Línea Laberinto - Crucero 220	USD 861.741
LN-13.Línea Lagunas - Pozo Almonte 220	USD 12.812

En la tabla siguiente se consignan los valores de VI y AVI de servidumbre para cada uno de los tramos del STT.

VI y AVI de Servidumbre de Tramos del STT (valores en USD Dic 2013)

Id Troncal	Nombre Troncal	VI SERVIDUMBRE TRONCAL	AVI SERVIDUMBRE TRONCAL
TSIC-01	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	24.324.367	2.432.437
TSIC-02	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	2.040.931	204.093
TSIC-03	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	-	-
TSIC-04	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	2.040.931	204.093
TSIC-05	Charrua 500->Ancoa 500 I	13.347.359	1.334.736
TSIC-06	Charrua 500->Ancoa 500 II	14.757.468	1.475.747
TSIC-07	Diego de Almagro 220->Carrera Pinto 220 I	1.249.766	124.977
TSIC-08a	Carrera Pinto 220->San Andres 220 I	782.252	78.225
TSIC-08b	San Andres 220->Cardones 220 I	519.244	51.924
TSIC-09	Maitencillo 220->Cardones 220 I	2.516.790	251.679
TSIC-10	Maitencillo 220->Cardones 220 II	4.351.551	435.155
TSIC-11	Maitencillo 220->Cardones 220 III	4.351.551	435.155
TSIC-12	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 I	2.147.236	214.724
TSIC-13	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 II	2.147.236	214.724
TSIC-14	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 I	1.727.580	172.758
TSIC-15	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 II	1.727.580	172.758
TSIC-16	Pan de Azucar 220->Monte Redondo 220 II	572.299	57.230
TSIC-17	Monte Redondo 220->Las Palmas 220 II	2.738.654	273.865
TSIC-18	Talinay 220->Las Palmas 220 I	1.016.493	101.649
TSIC-19a	Pan de Azucar 220->Don Goyo 220 I	1.500.602	150.060
TSIC-19b	Don Goyo 220->Talinay 220 I	793.859	79.386
TSIC-20	Las Palmas 220->Los Vilos 220 I	1.677.808	167.781
TSIC-21	Las Palmas 220->Los Vilos 220 II	1.677.808	167.781
TSIC-22	Los Vilos 220->Nogales 220 I	2.347.026	234.703
TSIC-23	Los Vilos 220->Nogales 220 II	2.347.026	234.703
TSIC-24	Nogales 220->Quillota 220 I	735.807	73.581
TSIC-25	Nogales 220->Quillota 220 II	735.807	73.581
TSIC-26	Nogales 220->Polpaico 220 I	-	-
TSIC-27	Nogales 220->Polpaico 220 II	-	-
TSIC-28	Quillota 220->Polpaico 220 I	2.779.009	277.901
TSIC-29	Quillota 220->Polpaico 220 II	2.779.009	277.901

TSIC-30	Colbún 220->Candelaria 220 I	4.323.573	432.357
TSIC-31	Colbún 220->Candelaria 220 II	4.323.573	432.357
TSIC-32	Candelaria 220->Maipo 220 I	935.685	93.568
TSIC-33	Candelaria 220->Maipo 220 II	935.685	93.568
TSIC-34	Maipo 220->Alto Jahuel 220 I	-	-
TSIC-35	Maipo 220->Alto Jahuel 220 II	-	-
TSIC-36	Colbún 220->Ancoa 220	16.378	1.638
TSIC-37	Lampa 220->Polpaico 220 I	457.134	45.713
TSIC-38	Cerro Navia 220 Dsf->Polpaico 220 II	1.027.391	102.739
TSIC-39	Cerro Navia 220 Dsf->Lampa 220 I	570.257	57.026
TSIC-41	Chena 220->Cerro Navia 220 I	538.482	53.848
TSIC-42	Chena 220->Cerro Navia 220 II	538.482	53.848
TSIC-43	Chena 220->Alto Jahuel 220 III	1.206.004	120.600
TSIC-44	Chena 220->Alto Jahuel 220 IV	1.206.004	120.600
TSIC-45	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 I	898.174	89.817
TSIC-46	El Rodeo 220->Chena 220 I	2.190.557	219.056
TSIC-47	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 II	898.174	89.817
TSIC-48	El Rodeo 220->Chena 220 II	-	-
TSIC-49	Rapel 220->Alto Melipilla 220 I	1.904.475	190.447
TSIC-50	Rapel 220->Alto Melipilla 220 II	1.904.475	190.447
TSIC-51	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 I	2.081.031	208.103
TSIC-52	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 II	2.081.031	208.103
TSIC-53	Ancoa 220->Itahue 220 I	1.873.614	187.361
TSIC-54	Ancoa 220->Itahue 220 II	1.873.614	187.361
TSIC-58	Charrua 220->Hualpen 220	1.000.006	100.001
TSIC-59	Charrua 220->Tap Laja 220	1.171.309	117.131
TSIC-60	Tap Laja 220->Temuco 220	11.472.955	1.147.296
TSIC-61	Charrua 220->Lagunilla 220 I	10.093.706	1.009.371
TSIC-63	Lagunilla 220->Hualpen 220	3.176.433	317.643
TSIC-64	Charrua 220->Mulchen 220 I	-	-
TSIC-65	Charrua 220->Mulchen 220 II	-	-
TSIC-66	Mulchen 220->Cautin 220 I	-	-
TSIC-67	Mulchen 220->Cautin 220 II	-	-

TSIC-68	Temuco 220->Cautin 220 I	149.821	14.982
TSIC-69	Temuco 220->Cautin 220 II	149.821	14.982
TSIC-70	Cautin 220->Ciruelos 220 II	3.138.481	313.848
TSIC-71	Ciruelos 220->Valdivia 220 II	1.112.229	111.223
TSIC-72	Valdivia 220->Cautin 220 I	4.550.350	455.035
TSIC-73	Valdivia 220->Rahue 220 I	3.571.968	357.197
TSIC-74	Rahue 220->Puerto Montt 220 I	1.945.162	194.516
TSIC-75a	Valdivia 220->Pichirrahue 220 II	3.571.968	357.197
TSIC-75b	Pichirrahue 220->Puerto Montt 220 II	1.789.291	178.929
TSIC-76	Polpaico 500->Polpaico 220 I	-	-
TSIC-77	Polpaico 500->Polpaico 220 II	-	-
TSIC-78	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 I	-	-
TSIC-79	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 II	-	-
TSIC-80	Ancoa 500->Ancoa 220 I	-	-
TSIC-81	Charrua 220->Charrua 500 I	-	-
TSIC-82	Charrua 220->Charrua 500 II	-	-
TSIC-83	Charrua 220->Charrua 500 III	-	-
TSIC-84	Polpaico 220->Los Maquis 220	164.446	16.445
TSIC-85	Polpaico 220->El Llano 220	356.716	35.672
TSIC-86	Los Maquis 220-> El Llano 220	164.446	16.445
TSING-01	Tarapacá 220->Lagunas 220 I	360.067	36.007
TSING-02	Tarapacá 220->Lagunas 220 II	360.067	36.007
TSING-03	Crucero 220->Lagunas 220 II	2.236.652	223.665
TSING-04	Crucero 220->Nueva Victoria 220 I	-	-
TSING-05	Nueva Victoria 220->Lagunas 220 I	-	-
TSING-06	Crucero 220->Encuentro 220 I	1.639	164
TSING-07	Crucero 220->Encuentro 220 II	2.763	276
TSING-08	Atacama 220->Encuentro 220 I	995.516	99.552
TSING-09	Atacama 220->Encuentro 220 II	995.516	99.552
TSING-10	Atacama 220->Domeyko 220 I	1.331.250	133.125
TSING-11	Atacama 220->Domeyko 220 II	1.331.250	133.125
TSING-12	Domeyko 220->Escondida 220	90.915	9.091
TSING-13	Domeyko 220->Sulfuros 220	12.988	1.299

TSING-14	Nueva Zaldívar 220->Escondida 220	181.829	18.183
TSING-15	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 I	1.227.348	122.735
TSING-16	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 II	1.227.348	122.735
TSING-17	Laberinto 220->El Cobre 220	-	-
TSING-18	Crucero 220->Laberinto 220 I	861.741	86.174
TSING-19	Crucero 220->Laberinto 220 II	861.741	86.174
TSING-20	Lagunas 220->Pozo Almonte 220	12.812	1.281

4.4.2 Valor de Terrenos de Subestaciones

En la tabla siguiente se consignan los valores de servidumbre para cada uno de las Subestaciones.

Valores de Terrenos de Subestaciones (valores en USD Dic 2013)

Subestación	Unid.	Precio Unitario para VI
S-1. SE Diego de Almagro	m2	USD 8,62
S-10. SE Polpaico	m2	USD 4,50
S-11. SE Cerro Navia	m2	USD 35,41
S-12. SE Alto Jahuel	m2	USD 13,13
S-13. SE Chena	m2	USD 13,13
S-15. SE Itahue	m2	USD 14,95
S-16. SE Ancoa	m2	USD 2,54
S-18. SE Hualpen	m2	USD 89,11
S-19. SE Charrúa	m2	USD 0,81
S-2. SE Carrera Pinto	m2	USD 3,42
S-20. SE Temuco	m2	USD 77,80
S-21. SE Cautín	m2	USD 29,12
S-22. SE Ciruelos	m2	USD 1,00
S-23. SE Valdivia	m2	USD 8,78
S-24. SE Puerto Montt	m2	USD 58,26
S-25. SE Maipo	m2	USD 51,60

S-26. SE Candelaria	m2	USD 1,67
S-27. SE Colbún	m2	USD 2,54
S-28. SE Las Palmas	m2	USD 6,64
S-3. SE Cardones	m2	USD 1,95
S-30. SE Rapel	m2	USD 4,62
S-4. SE Maitencillo	m2	USD 8,67
S-5. SE Punta Colorada	m2	USD 0,09
S-6. SE Pan de Azúcar	m2	USD 24,07
S-7. SE Los Vilos	m2	USD 11,51
S-8. SE Nogales	m2	USD 2,67
S-9. SE Quillota	m2	USD 4,14
S-31. SE Concepción	m2	USD 25,35
S-32. SE Mulchen	m2	USD 3,72
S-33. SE Lagunillas	m2	USD 25,35
S-35. SE Rahue	m2	USD 10,09
S-36. SE Los Maquis	m2	USD 0,00
S-37. SE San Andres	m2	USD 1,95
S-38. SE Don Goyo	m2	USD 1,95
S-39. SE Lo Aguirre	m2	USD 13,13
N-1. SE Tarapacá	m2	USD 3,38
N-2. SE Lagunas	m2	USD 5,41
N-3. SE Crucero	m2	USD 1,85
N-4. SE Encuentro	m2	USD 24,05
N-5. SE Atacama	m2	USD 17,78
N-6. SE Domeyko	m2	USD 3,38
N-7. SE Escondida	m2	USD 3,38
N-8. SE Sulfuros	m2	USD 3,38
N-10. SE Nueva Zaldívar	m2	USD 3,38
N-11. SE Laberinto	m2	USD 3,38
N-12. SE El Cobre	m2	USD 0,00
S-40. SE El Llano	m2	USD 2,54
N-13. SE Pozo Almonte	m2	USD 3,38

4.5. Cálculo del AVI

El AVI total de cada Componente de Líneas y Subestaciones tramo es la sumatoria de los AVI i de cada uno de los rubros de costos que conforman el VI.

$$AVI = \sum_i AVI_i \qquad \text{[US\$/año]}$$

El AVI i del rubro i del componente de línea o subestación es:

$$AVI\ i = FRC\ (VI\ i;\ r;\ t\ i) \qquad \text{[US\$/año]}$$

$$AVI_i = VI_{\ i} \times \frac{r \times (1+r)^{ti}}{(1+r)^{ti}-1} \qquad \text{[US\$/año]}$$

Dónde:

r = tasa de descuento = 10% real anual (fijada por las Bases Técnicas)

ti = vida útil del rubro i

La vida útil *ti* considerada se expone a continuación, según lo definido por un lado en las Bases y por otro en forma propia:

Equipos primarios	año	40
Transformadores	año	40
Reactores	año	40
Equipos de compensación reactiva	año	40
Protecciones electromecánicas y electrónicas	año	30
Protecciones y equipos digitales	año	15
Comunicaciones	año	10
Conexionado de poder	año	40
Conexionado de control	año	40
Indirectos	año	40
SS/AA	año	40
Obras civiles	año	50
Líneas	año	50

Para el caso de las vidas útiles definidas en forma propia se consideró lo siguiente:

- Para Conexionados de poder y control, indirectos (aplicados a S/E) y SS.AA. se utilizó la vida útil definida en las bases de 40 años para equipos primarios, transformadores, reactores y equipos de compensación reactiva ya que son instalaciones conexas a los mismos y de acuerdo a consultas realizadas a especialistas.
- Para Protecciones y equipos digitales se tomaron de acuerdo a consultas realizadas a especialistas y que son consistentes con valores utilizados en otras regulaciones.
- Para comunicaciones se tomaron protecciones y equipos digitales se consideraron se tomaron de acuerdo a consultas realizadas a especialistas y a referencias mencionadas por Transelec.
- Para obras civiles se asimiló a la de líneas.

4.6. Asignación a Tramos Troncales

Tanto el VI como el AVI se calcularon para los componentes de líneas y subestaciones que forman parte total o parcialmente del sistema troncal según se explicó en los puntos anteriores: 1.Línea, 1. Transformador, 2.Paño Tramo, 3.Comunes de Patio, 4.Comunes de SE, 5.Otros Paños y Máquinas.

Para asignar estos componentes a los tramos del STT se realizó lo siguiente:

- Se realizó una vinculación de cada uno de estos componentes de líneas y subestaciones a los tramos troncales mediante la identificaron gráfica y mediante la consulta a las bases de información del CDEC-SIC y CDEC-SING. La información gráfica correspondió a los unifilares de las SE entregados por las empresas y a los esquemas de red de transmisión del SIC y SING suministrados por el CDEC. Las bases de datos fueron las que se consultan en los sitios web del CDEC-SIC y CDEC-SING y bases de datos de paños de SE suministradas por CNE.

- Se determinó un porcentaje de asignación o prorrata de cada uno de estos componentes de líneas y subestaciones a los tramos troncales según los siguientes criterios:
    - Las líneas de transmisión simple circuito o tramos de las mismas vinculadas a un solo tramos se asignaron 100% a dicho tramo.
    - Las líneas de transmisión doble circuito o tramos de las mismas vinculadas a dos tramos se asignaron 50% a un tramo y 50% a otro tramo.
    - Los transformadores o autotransformadores de potencia 500/220 kV se asignaron 100% al tramo vinculado al mismo.
    - Las instalaciones comunes de patio de una subestación se prorratearon de manera proporcional al número de paños, que no sean paños de seccionamiento ni acopladores.
    - Las instalaciones comunes de subestación se prorratearon entre los patios en función de la energía manejada por estos en relación al volumen total de energía manejado por la subestación.
    - Los transformadores de SS.AA. y sus paños de conexión que se encontraban directamente conectados a los patios de 220 kV se consideraron como IC de patio. Otros transformadores de SS.AA. se consideraron como IC de subestación.
    - Las instalaciones troncales existentes a la fecha de referencia del estudio que son el resultado de una obra nueva decretada por el Ministerio se asignaron a valor nulo al tramo que corresponden.

A continuación se exponen los valores asociados a energía que se utilizaron para el prorrateo de instalaciones comunes de subestación a los patios. Las relaciones de energía de cada subestación manejada por cada patio de 500 o 220 kV, estos en relación al volumen total de energía manejado por la subestación, se calculó a partir de información suministrada por el CDEC – SIC y CDEC – SING para el año 2013. También se muestran las asignaciones de las IC de SE a los Patios resultantes en %.

	Relación Energía Patio /	% Asignación IC de SE a IC

	Energía de SE en pu		Patios	
Subestación	**Patio 500 kV**	**Patio 220 kV**	**Patio 500 kV**	**Patio 220 kV**
S-1. SE Diego de Almagro	0,000	0,492		49,2%
S-10. SE Polpaico	0,211	0,786	21,1%	78,6%
S-11. SE Cerro Navia	0,000	0,524		52,4%
S-12. SE Alto Jahuel	0,337	0,539	33,7%	53,9%
S-13. SE Chena	0,000	0,586		58,6%
S-15. SE Itahue	0,000	0,221		22,1%
S-16. SE Ancoa	0,730	0,270	73,0%	27,0%
S-18. SE Hualpen	0,000	0,380		38,0%
S-19. SE Charrúa	0,183	0,693	18,3%	69,3%
S-2. SE Carrera Pinto	0,000	1,000		100,0%
S-20. SE Temuco	0,000	0,523		52,3%
S-21. SE Cautín	0,000	1,000		100,0%
S-22. SE Ciruelos	0,000	1,000		100,0%
S-23. SE Valdivia	0,000	0,629		62,9%
S-24. SE Puerto Montt	0,000	1,000		100,0%
S-25. SE Maipo	0,000	0,833		83,3%
S-26. SE Candelaria	0,000	1,000		100,0%
S-27. SE Colbún	0,000	1,000		100,0%
S-28. SE Las Palmas	0,000	1,000		100,0%
S-3. SE Cardones	0,000	0,691		69,1%
S-30. SE Rapel	0,000	1,000		100,0%
S-4. SE Maitencillo	0,000	0,879		87,9%
S-5. SE Punta Colorada	0,000	1,000		100,0%
S-6. SE Pan de Azúcar	0,000	0,508		50,8%
S-7. SE Los Vilos	0,000	0,734		73,4%
S-8. SE Nogales	0,000	1,000		100,0%
S-9. SE Quillota	0,000	0,893		89,3%
S-32. SE Mulchen	0,000	1,000		100,0%
S-33. SE Lagunillas	0,000	0,774		77,4%
S-35. SE Rahue	0,000	1,000		100,0%
S-36. SE Los Maquis	0,000	1,000		100,0%

S-37. SE San Andres	0,000	1,000		100,0%
S-38. SE Don Goyo	0,000	1,000		100,0%
S-39. SE Lo Aguirre	0,000	1,000		100,0%
S-40. SE El Llano	0,000	1,000		100,0%
N-1. SE Tarapacá	0,000	1,000		100,0%
N-2. SE Lagunas	0,000	0,961		96,1%
N-3. SE Crucero	0,000	1,000		100,0%
N-4. SE Encuentro	0,000	1,000		100,0%
N-5. SE Atacama	0,000	1,000		100,0%
N-6. SE Domeyko	0,000	1,000		100,0%
N-7. SE Escondida	0,000	0,513		51,3%
N-8. SE Sulfuros	0,000	0,539		53,9%
N-10. SE Nueva Zaldívar	0,000	1,000		100,0%
N-11. SE Laberinto	0,000	1,000		100,0%
N-12. SE El Cobre	0,000	1,000		100,0%
N-13. SE Pozo Almonte	0,000	0,451		45,1%

En el archivo denominado “Respaldo Relación de energía de Patios - energía total SE.xlsx” y sus dos vínculos”Energías CDEC_SIC_2013.xlsm” y “Energía CDEC_SING_2013.xlsx” que contienen la información de energías y que fueron confeccionadas en base a la información suministrada por el CDEC – SIC y CDEC – SING, se pueden seguir y reproducir los valores de la tabla anterior.

A continuación se exponen las cantidades de paños que se utilizaron para el prorrateo de instalaciones comunes de patio. La cantidad de paños troncales y no troncales para cada subestación fue obtenida identificando, de esta forma (troncales y no troncales) a cada uno de los paños de las SE. También se muestran las asignaciones de las IC de Patio al STT resultantes en %.

Subestación	**Paños p/reparto de IC de Patio**	**Paños p/reparto de IC de Patio**	**% Asignación Patios al STT**	
	En Patio 500 kV	**En Patio 220 kV**		

	Troncal	No Troncal	Troncal	No Troncal	P500	P220
S-1. SE Diego de Almagro	0	0	2	5		29%
S-10. SE Polpaico	6	0	13	4	100%	76%
S-11. SE Cerro Navia	0	0	11	2		85%
S-12. SE Alto Jahuel	8	0	11	5	100%	69%
S-13. SE Chena	0	0	6	1		86%
S-15. SE Itahue	0	0	3	0		100%
S-16. SE Ancoa	14	0	7	3	100%	70%
S-18. SE Hualpen	0	0	3	1		75%
S-19. SE Charrúa	7	0	10	14	100%	42%
S-2. SE Carrera Pinto	0	0	2	1		67%
S-20. SE Temuco	0	0	3	4		43%
S-21. SE Cautín	0	0	6	0		100%
S-22. SE Ciruelos	0	0	2	2		50%
S-23. SE Valdivia	0	0	4	2		67%
S-24. SE Puerto Montt	0	0	4	5		44%
S-25. SE Maipo	0	0	7	1		88%
S-26. SE Candelaria	0	0	4	4		50%
S-27. SE Colbún	0	0	4	5		44%
S-28. SE Las Palmas	0	0	4	3		57%
S-3. SE Cardones	0	0	5	7		42%
S-30. SE Rapel	0	0	2	4		33%
S-4. SE Maitencillo	0	0	6	9		40%
S-5. SE Punta Colorada	0	0	6	3		67%
S-6. SE Pan de Azúcar	0	0	7	3		70%
S-7. SE Los Vilos	0	0	4	3		57%
S-8. SE Nogales	0	0	9	3		75%
S-9. SE Quillota	0	0	4	6		40%
S-32. SE Mulchen	0	0	4	2		67%
S-33. SE Lagunillas	0	0	3	3		50%
S-35. SE Rahue	0	0	2	2		50%
S-36. SE Los Maquis	0	0	2	2		50%
S-37. SE San Andres	0	0	2	2		50%
S-38. SE Don Goyo	0	0	2	1		67%
S-39. SE Lo Aguirre	0	0	4	0		100%
S-40. SE El Llano	0	0	1	1		50%
N-1. SE Tarapacá	0	0	2	4		33%
N-2. SE Lagunas	0	0	7	2		78%
N-3. SE Crucero	0	0	8	9		47%
N-4. SE Encuentro	0	0	5	7		42%

N-5. SE Atacama	0	0	4	8		33%
N-6. SE Domeyko	0	0	4	3		57%
N-7. SE Escondida	0	0	4	7		36%
N-8. SE Sulfuros	0	0	1	3		25%
N-10. SE Nueva Zaldívar	0	0	3	4		43%
N-11. SE Laberinto	0	0	7	5		58%
N-12. SE El Cobre	0	0	2	5		29%
N-13. SE Pozo Almonte	0	0	2	2		50%

En el archivo “Respaldo Paños en Patios SE.xlsx” se encuentra el respaldo de las cantidades obtenidas y se pueden seguir y reproducir los valores de la tabla anterior.

Adicionalmente, dado que cada componente de línea o subestación corresponde a un único propietario se agregó la información necesaria para discriminar los resultados por propietario.

Sobre la base de lo expuesto anteriormente se confeccionó una base de datos de asignación de componentes de líneas y subestaciones a los tramos del STT que contiene los siguientes campos:

- Cod. Tramo, que corresponde a una codificación propia de los Tramos del STT.
- Componente de Líneas y Subestaciones.
- Troncal, que es 1 o 0 si el Componente de Líneas y Subestaciones pertenece o no al STT.
- %Asign, que corresponde a un porcentaje de asignación o prorrata del valor cada uno de estos componentes de líneas y subestaciones a los tramos según los criterios mencionados y la cantidad de tramos troncales que se conectan a cada uno de los patios de las SE.
- Propietario.
- Tipo Componente, que corresponde a la clasificación mencionada: 1.Línea, 1. Transformador, 2.Paño Tramo, 3.Comunes de Patio, 4.Comunes de SE, 5.Otros Paños y Máquinas.

- Tramos Troncales que corresponde a la denominación según instalaciones existentes.
- SIC-SING que corresponde a la pertenencia del Componente de Líneas y Subestaciones al SIC o SING.

La base de datos de asignación obtenida se compone de algo más de 3500 registros y se expone en el Apéndice "Base de Datos de asignación de Componentes de Líneas y Subestaciones a Tramos del STT".

En el archivo denominado "Respaldo Asignacion Comunes de SE y Comunes de Patio.xlsx" se pueden seguir y reproducir los valores de asignación obtenida en la "Base de Datos de asignación de Componentes de Líneas y Subestaciones a Tramos del STT".

Adicionalmente, se confeccionó otra base de datos asociada que contiene una enumeración detallada de las características de los componentes. Para líneas: capacidades y corrientes nominales, tensiones, longitudes, cantidad de estructuras, vanos medios, etc. y para componentes de subestaciones: material constitutivo, superficies, etc. Esta base de datos asociada se expone en el Apéndice "Base de Datos de Caracterización de Componentes de Tramos".

Esta base de datos fue diseñada al efecto de presentar, por tramo, el inventario de Componentes de Líneas y Subestaciones correspondientes según solicitan las Bases.

Para la asignación de compensación reactiva se identificó el impacto que cada equipo produce en el Sistema de Transmisión Troncal (STT). Para ello se efectuó un análisis en base a flujos de potencia para el año 2014 en condiciones de transmisión máxima hacia el norte por el sistema de 220 kV y hacia el sur por el sistema de 500 kV.

La metodología consistió en realizar análisis con el equipo de compensación on/off, identificando el aporte efectivo del elemento en todas los tramos troncales. Para ello se determinó, en base a la potencia reactiva que circula por el elemento serie, la diferencia

de ésta con y sin la compensación, identificando el aporte a los requerimientos de potencia reactiva del tramo.

Producto que las líneas de transmisión son generadores de reactiva cuando estas se encuentran bajo su carga natural, se consideraron despachos en los cuales se maximizaban transferencias por los sistemas de 220 kV y 500 kV. Asimismo, se consideraron distintos despachos durante el análisis para determinar de forma efectiva el aporte de la compensación.

Las asignaciones de los equipos se hicieron para todos los tramos troncales del sistema eléctrico. Esto se realizó puesto las implicancias operacionales del ingreso de compensación reactiva tiene un efecto global sobre el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), por lo que se identificó su efecto en cada uno de los tramos troncales.

Los equipos de compensación reactiva que constituyen equipamiento troncal son las siguientes:

Compensación	S/E
S-1.Paño CE-1 Banco CC.EE 1	Diego de Almagro
S-1.Paño CE-2 Banco CC.EE 2	Diego de Almagro
S-1.Paño CE-3 Banco CC.EE 3	Diego de Almagro
S-1.Paño CE-4 Banco CC.EE 4	Diego de Almagro
S-1.Paño CT3- Bancos CC.EE 1-2	Diego de Almagro
S-1.Paño CT4- Bancos CC.EE 3-4	Diego de Almagro
S-1.Paño CER	Diego de Almagro
S-3.Paño CE-1 Banco CC.EE 1	Cardones
S-3.Paño CE-2 Banco CC.EE 2	Cardones
S-3.Paño CT1- Bancos CC.EE 1-2	Cardones
S-3.Paño CER	Cardones
S-4.Paño CE-3 Banco CC.EE 3	Maitencillo
S-4.Paño CE-4 Banco CC.EE 4	Maitencillo
S-4.Paño CER	Maitencillo
S-4.Paño CT2- Bancos CC.EE 3-4	Maitencillo
S-6.Paño CER 1	Pan de Azúcar

S-6.Paño CER 2	Pan de Azúcar
S-10. Paño JCE1 Banco CC.EE.	Polpaico
S-11.Paño CE-1 Banco CC.EE 1	Cerro Navia
S-11.Paño CE-2 Banco CC.EE 2	Cerro Navia
S-11.Paño CE-3 Banco CC.EE 3	Cerro Navia
S-11.Paño CT3 Bancos CC.EE 1-2-3	Cerro Navia
S-11.Paño CER	Cerro Navia
S-12.Paño BCE41 banco de CC.EE 41	Alto Jahuel
S-12.Paño BCE42 banco de CC.EE 42	Alto Jahuel
S-12.Paño BCE43 banco de CC.EE 43	Alto Jahuel
S-12.Paño BCE44 banco de CC.EE 44	Alto Jahuel
S-12.Paño BCE51 banco de CC.EE 51	Alto Jahuel
S-12.Paño BCE52 banco de CC.EE 52	Alto Jahuel
S-12.Paño BCE53 banco de CC.EE 53	Alto Jahuel
S-12.Paño BCE54 banco de CC.EE 54	Alto Jahuel
S-12.Paño CE-1 Banco CC.EE 1	Alto Jahuel
S-12.Paño CE-2 Banco CC.EE 2	Alto Jahuel
S-12.Paño CE-3 Banco CC.EE 3	Alto Jahuel
S-12.Paño CE-4 Banco CC.EE 4	Alto Jahuel
S-12.Paño CG Bancos CC.EE 1-2-3-4	Alto Jahuel
S-12.Paño JCE1 Banco CCEE	Alto Jahuel
S-12.Paño JCE2 Banco CCEE	Alto Jahuel
S-15.Paño CE Bancos CC.EE 1-2-3-4	Itahue
S-15.Paño CE-1 Banco CC.EE 1	Itahue
S-15.Paño CE-2 Banco CC.EE 2	Itahue
S-15.Paño CE-3 Banco CC.EE 3	Itahue
S-15.Paño CE-4 Banco CC.EE 4	Itahue
S-19.Paño CE2 Banco CE 2	Charrúa
S-19.Paño CE3 Banco CE 3	Charrúa
S-19.Paño CE4 Banco CE 4	Charrúa
S-19.Paño CG- Bancos CC.EE 3-4	Charrúa
S-24.Paño CER	Puerto Montt
S-25.Paño JCP1 Banco CCEE 60 MVAr 1	Maipo
S-25.Paño JCP2 Banco CCEE 60 MVAr 2	Maipo
S-25.Paño JCP3 Banco CCEE 60 MVAr 3	Maipo
S-25.Paño JCP4 Banco CCEE 60 MVAr 4	Maipo

A modo de ejemplo, se presentan las asignaciones de los equipos de compensación reactiva para los tramos TSIC-01 Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II y TSCI 02 Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II:

COMPENSACIÓN	ANCOA 500->ALTO JAHUEL 500 II	ALTO JAHUEL 500->POLPAICO 500 II
	TSIC-01	TSIC-02
S-1.Paño CE-1 Banco CC.EE 1	0.0000%	0.0000%
S-1.Paño CE-2 Banco CC.EE 2	0.0000%	0.0000%
S-1.Paño CE-3 Banco CC.EE 3	0.0000%	0.0000%
S-1.Paño CE-4 Banco CC.EE 4	0.0000%	0.0000%
S-1.Paño CT3- Bancos CC.EE 1-2	0.0000%	0.0000%
S-1.Paño CT4- Bancos CC.EE 3-4	0.0000%	0.0000%
S-1.Paño CER	0.0000%	0.0000%
S-1.Paño JT6 Transformador CER	0.0000%	0.0000%
S-3.Paño CE-1 Banco CC.EE 1	0.1978%	0.1953%
S-3.Paño CE-2 Banco CC.EE 2	0.1978%	0.1953%
S-3.Paño CT1- Bancos CC.EE 1-2	0.0000%	0.0000%
S-3.Paño CER	0.0000%	0.0000%
S-3.Paño JT4 Transformador CER	0.0000%	0.0000%
S-4.Paño CE-3 Banco CC.EE 3	0.0000%	0.0000%
S-4.Paño CE-4 Banco CC.EE 4	0.0000%	0.0000%
S-4.Paño CER	0.0000%	0.0000%
S-4.Paño CT2- Bancos CC.EE 3-4	0.0000%	0.0000%
S-4.Paño JT3 Transformador CER	0.0000%	0.0000%
S-6.Paño CER 1	0.9773%	0.9862%
S-6.Paño CER 2	0.9773%	0.9862%
S-6.Paño JT5 Transformador CER 1	0.9773%	0.9862%
S-6.Paño JT6 Transformador CER 2	0.9773%	0.9862%
S-10. Paño JCE1 Banco CC.EE.	11.7825%	12.0940%
S-11.Paño CE-1 Banco CC.EE 1	9.4279%	0.0000%
S-11.Paño CE-2 Banco CC.EE 2	9.4279%	0.0000%
S-11.Paño CE-3 Banco CC.EE 3	9.4279%	0.0000%
S-11.Paño CT3 Bancos CC.EE 1-2-3	9.4279%	0.0000%
S-11.Paño CER	9.4124%	0.0000%
S-11.Paño JT4 Transformador CER	9.4124%	0.0000%
S-12.Paño BCE41 banco de CC.EE 41	7.3833%	0.0000%
S-12.Paño BCE42 banco de CC.EE 42	7.3833%	0.0000%
S-12.Paño BCE43 banco de CC.EE 43	7.3833%	0.0000%
S-12.Paño BCE44 banco de CC.EE 44	7.3833%	0.0000%
S-12.Paño BCE51 banco de CC.EE 51	7.3833%	0.0000%
S-12.Paño BCE52 banco de CC.EE 52	7.3833%	0.0000%
S-12.Paño BCE53 banco de CC.EE 53	7.3833%	0.0000%
S-12.Paño BCE54 banco de CC.EE 54	7.3833%	0.0000%
S-12.Paño CE-1 Banco CC.EE 1	0.0000%	3.5827%
S-12.Paño CE-2 Banco CC.EE 2	0.0000%	3.5827%
S-12.Paño CE-3 Banco CC.EE 3	0.0000%	3.5827%
S-12.Paño CE-4 Banco CC.EE 4	0.0000%	3.5827%
S-12.Paño CG Bancos CC.EE 1-2-3-4	9.0527%	0.0000%
S-12.Paño JCE1 Banco CCEE	0.0000%	4.1405%
S-12.Paño JCE2 Banco CCEE	0.0000%	4.1405%
S-15.Paño CE Bancos CC.EE 1-2-3-4	0.0000%	4.6186%
S-15.Paño CE-1 Banco CC.EE 1	0.0000%	4.3174%
S-15.Paño CE-2 Banco CC.EE 2	0.0000%	4.3174%
S-15.Paño CE-3 Banco CC.EE 3	0.0000%	4.3174%
S-15.Paño CE-4 Banco CC.EE 4	0.0000%	4.3174%
S-19.Paño CE2 Banco CE 2	0.0000%	5.7690%
S-19.Paño CE3 Banco CE 3	0.0000%	5.7690%
S-19.Paño CE4 Banco CE 4	0.0000%	5.7690%
S-19.Paño CG- Bancos CC.EE 3-4	0.0000%	6.1080%

S-24.Paño CER	0.0000%	3.1998%
S-24.Paño JT4 Transformador CER	0.0000%	3.1998%
S-25.Paño JCP1 Banco CCEE 60 MVAr 1	3.9517%	0.0000%
S-25.Paño JCP2 Banco CCEE 60 MVAr 2	3.9517%	0.0000%
S-25.Paño JCP3 Banco CCEE 60 MVAr 3	3.9517%	0.0000%
S-25.Paño JCP4 Banco CCEE 60 MVAr 4	3.9517%	0.0000%

Otros equipos de compensación reactiva dentro de Otros Paños y Máquinas se asignaron directamente a los paños troncales:

- Los reactores de línea y plataformas de compensación serie se asignaron directamente al tramo del paño de línea extremo del tramo. El criterio de asignación para estos casos es T (se asigna directamente a un tramo).
- Reactores de barra que no pueden ser directamente asignados a un tramo se asignaron en forma proporcional al número de tramos que se conectan a la barra. El criterio de asignación para estos casos es TCOMP (se asigna a los tramos conectados al patio en forma proporcional a la cantidad de tramos).
- Hay algunos reactores que se computaron y valorizaron pero tienen asignación D que indica que no forman parte del VI ya que el AVI y COMA fue definido por decreto.

En la tabla siguiente se muestran estos equipos, los tramos a los que fueron asignados y sus criterios y % de asignación.

Componente de Subestaciones	TRAMO1	TRAMO2	TRAMO3	TRAMO4	TRAMO5	TRAMO6	TRAMO7	TRAMO8	Asig	%Asig
S-10.Paño KZ1 Reactor Polpaico-An	TSIC-02								T	1
S-10.Paño KZ2 Reactor Polpaico-Alt	TSIC-04								T	1
S-12.Paño JZ3 Reactor de 94 MVAr	TSIC-34	TSIC-35	TSIC-43	TSIC-44	TSIC-45	TSIC-47	TSIC-78	TSIC-79	TCOMP	0,125
S-12.Paño KZ1 Banco de reactores	TSIC-03								D	0
S-12.Paño KZ2 Banco de reactores	TSIC-04								T	1
S-16.Paño JZ1 Reactor	TSIC-36	TSIC-53	TSIC-54	TSIC-80					TCOMP	0,25
S-16.Paño KZ1 Reactor Alto Jahuel C	TSIC-03								D	0
S-16.Paño KZ2 Reactor Rodeo C1	TSIC-01								T	1
S-16.Paño KZ3 Reactor Charrúa C1	TSIC-05								T	1
S-16.Paño KZ4 Reactor Charrúa C2	TSIC-06								T	1
S-16.Plataforma de compensación s	TSIC-03								D	0
S-16.Plataforma de compensación s	TSIC-01								T	1
S-16.Plataforma de compensación s	TSIC-05								T	1
S-16.Plataforma de compensación s	TSIC-06								T	1
S-19.Paño JCE1 Banco CCEE 65 MVAr	TSIC-58	TSIC-59	TSIC-64	TSIC-65	TSIC-81	TSIC-82	TSIC-83		TCOMP	0,1429
S-19.Paño KZ1 Reactor 84 MVAr	TSIC-05								T	1
S-19.Paño KZ2 Reactor 84 MVAr	TSIC-06								T	1
S-21.Paño JZ5 Reactor Línea Ciruelo	TSIC-70								T	1
S-21.Paño JZ6 Reactor Línea Valdivia	TSIC-72								T	1
S-24.Paño JZ1 Reactor 18,5 MVAr	TSIC-74								T	1
S-24.Paño JZ2 Reactor 18,5 MVAr	TSIC-75b								T	1
S-26.Paño J-CS1 Compensación Seri	TSIC-30								T	1
S-26.Paño J-CS2 Compensación Seri	TSIC-31								T	1
S-6. Paño JCE5 Banco CC.EE.	TSIC-14	TSIC-15	TSIC-17	TSIC-19a					TCOMP	0,25
N-3.Paño JRE Reactor	TSING-03	TSING-04	TSING-06	TSING-07	TSING-18	TSING-19			TCOMP	0,1667
N-3.JRE Reactor	TSING-03	TSING-04	TSING-06	TSING-07	TSING-18	TSING-19			TCOMP	0,1667
N-7.Paño JR1 Reactor	TSING-14								T	1
N-7.Paño JR2 Reactor	TSING-12								T	1
N-11.Paño J01R Reactor de Barras	TSING-15	TSING-16	TSING-17	TSING-18	TSING-19				TCOMP	0,2
N-11.J01R Reactor de Barras	TSING-15	TSING-16	TSING-17	TSING-18	TSING-19				TCOMP	0,2
N-11.Paño J12L Reactor de Barras	TSING-15	TSING-16	TSING-17	TSING-18	TSING-19				TCOMP	0,2
N-13.Paño JRE Reactor	TSING-20								T	1
N-13.JRE Reactor	TSING-20								T	1

5. RESULTADOS DE VI Y AVI POR TRAMO Y PROPIETARIO

Agrupando los registros de la base de datos de asignación se obtiene el VI y AVI por tramo, por propietarios y sistema SIC - SING según se expone en los siguientes cuadros.

Resultados VI (cifras en US$ del 31/12/2013):

SIC			Propietario						
Tramo	Tramo Troncal	TOTAL	Transelec	Colbún	Colbún Transm	Chilectra	CDA	San Andres	P.E. El Arrayan
TSIC-01	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	165.782.053	165.527.536	-	254.518	-	-	-	-
TSIC-02	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	51.370.556	51.370.556	-	-	-	-	-	-
TSIC-03	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	7.809.745	7.809.745	-	-	-	-	-	-
TSIC-04	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	59.537.399	59.367.525	-	169.873	-	-	-	-
TSIC-05	Charrua 500->Ancoa 500 I	119.151.384	119.151.384	-	-	-	-	-	-
TSIC-06	Charrua 500->Ancoa 500 II	148.606.094	148.606.094	-	-	-	-	-	-
TSIC-07	Diego de Almagro 220->Carrera Pinto 220 I	24.974.027	24.973.710	-	317	-	-	-	-
TSIC-08a	Carrera Pinto 220->San Andres 220 I	21.448.904	19.390.790	-	305	-	-	2.057.809	-
TSIC-08b	San Andres 220->Cardones 220 I	18.625.414	16.566.005	-	297	-	-	2.059.112	-
TSIC-09	Maitencillo 220->Cardones 220 I	30.010.996	30.010.172	-	824	-	-	-	-
TSIC-10	Maitencillo 220->Cardones 220 II	28.079.512	28.078.739	-	774	-	-	-	-
TSIC-11	Maitencillo 220->Cardones 220 III	28.010.351	28.009.578	-	774	-	-	-	-
TSIC-12	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 I	22.608.999	22.608.999	-	-	-	-	-	-
TSIC-13	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 II	22.593.511	22.593.511	-	-	-	-	-	-
TSIC-14	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 I	26.135.409	26.132.067	-	3.343	-	-	-	-
TSIC-15	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 II	26.161.986	26.158.643	-	3.343	-	-	-	-
TSIC-16	Pan de Azucar 220->Monte Redondo 220 II	7.066.684	7.054.971	-	11.713	-	-	-	-
TSIC-17	Monte Redondo 220->Las Palmas 220 II	22.935.462	22.924.419	-	11.042	-	-	-	-
TSIC-18	Talinay 220->Las Palmas 220 I	10.288.882	10.277.649	-	11.234	-	-	-	-
TSIC-19a	Pan de Azucar 220->Don Goyo 220 I	16.949.998	14.492.801	-	11.759	-	-	-	2.445.438
TSIC-19b	Don Goyo 220->Talinay 220 I	8.870.073	6.545.934	-	11.459	-	-	-	2.312.681
TSIC-20	Las Palmas 220->Los Vilos 220 I	18.222.285	18.222.285	-	-	-	-	-	-

TSIC-21	Las Palmas 220->Los Vilos 220 II	18.064.795	18.064.795	-	-	-	-	-	-
TSIC-22	Los Vilos 220->Nogales 220 I	22.120.038	22.120.038	-	-	-	-	-	-
TSIC-23	Los Vilos 220->Nogales 220 II	22.120.038	22.120.038	-	-	-	-	-	-
TSIC-24	Nogales 220->Quillota 220 I	12.432.745	12.415.701	-	17.044	-	-	-	-
TSIC-25	Nogales 220->Quillota 220 II	12.456.058	12.439.014	-	17.044	-	-	-	-
TSIC-26	Nogales 220->Polpaico 220 I	4.792.824	4.707.870	-	84.954	-	-	-	-
TSIC-27	Nogales 220->Polpaico 220 II	4.792.824	4.707.870	-	84.954	-	-	-	-
TSIC-28	Quillota 220->Polpaico 220 I	28.359.130	28.359.130	-	-	-	-	-	-
TSIC-29	Quillota 220->Polpaico 220 II	28.274.316	28.274.316	-	-	-	-	-	-
TSIC-30	Colbún 220->Candelaria 220 I	50.902.186	785.289	1.813.962	48.302.935	-	-	-	-
TSIC-31	Colbún 220->Candelaria 220 II	50.958.690	785.289	1.813.962	48.359.439	-	-	-	-
TSIC-32	Candelaria 220->Maipo 220 I	11.863.828	842.802	1.736.185	9.284.842	-	-	-	-
TSIC-33	Candelaria 220->Maipo 220 II	12.136.699	842.802	1.736.185	9.557.712	-	-	-	-
TSIC-34	Maipo 220->Alto Jahuel 220 I	6.769.568	2.170.911	1.082.420	3.516.237	-	-	-	-
TSIC-35	Maipo 220->Alto Jahuel 220 II	6.102.746	2.783.211	1.082.420	2.237.114	-	-	-	-
TSIC-36	Colbún 220->Ancoa 220	8.611.630	4.436.467	1.160.197	3.014.966	-	-	-	-
TSIC-37	Lampa 220->Polpaico 220 I	6.080.164	6.080.164	-	-	-	-	-	-
TSIC-38	Cerro Navia 220 Dsf->Polpaico 220 II	26.464.915	26.380.929	-	83.986	-	-	-	-
TSIC-39	Cerro Navia 220 Dsf->Lampa 220 I	18.446.524	18.446.524	-	-	-	-	-	-
TSIC-41	Chena 220->Cerro Navia 220 I	10.950.517	8.849.931	-	536.523	1.564.064	-	-	-
TSIC-42	Chena 220->Cerro Navia 220 II	10.951.268	8.766.291	-	536.523	1.648.454	-	-	-
TSIC-43	Chena 220->Alto Jahuel 220 III	13.602.032	12.959.032	-	-	643.000	-	-	-
TSIC-44	Chena 220->Alto Jahuel 220 IV	13.653.327	13.010.327	-	-	643.000	-	-	-
TSIC-45	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 I	6.648.236	6.648.236	-	-	-	-	-	-
TSIC-46	El Rodeo 220->Chena 220 I	12.028.151	11.385.151	-	-	643.000	-	-	-
TSIC-47	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 II	6.827.648	6.827.648	-	-	-	-	-	-

TSIC-48	El Rodeo 220->Chena 220 II	2.812.724	2.169.724	-	-	643.000	-	-	-
TSIC-49	Rapel 220->Alto Melipilla 220 I	11.949.371	11.891.498	-	57.873	-	-	-	-
TSIC-50	Rapel 220->Alto Melipilla 220 II	11.896.149	11.839.903	-	56.245	-	-	-	-
TSIC-51	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 I	15.583.900	15.583.900	-	-	-	-	-	-
TSIC-52	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 II	16.901.793	16.847.246	-	54.546	-	-	-	-
TSIC-53	Ancoa 220->Itahue 220 I	20.613.173	20.613.173	-	-	-	-	-	-
TSIC-54	Ancoa 220->Itahue 220 II	20.553.531	20.553.531	-	-	-	-	-	-
TSIC-58	Charrua 220->Hualpen 220	44.878.338	44.878.338	-	-	-	-	-	-
TSIC-59	Charrua 220->Tap Laja 220	7.915.501	7.915.501	-	-	-	-	-	-
TSIC-60	Tap Laja 220->Temuco 220	40.669.010	40.659.107	-	9.903	-	-	-	-
TSIC-61	Charrua 220->Lagunilla 220 I	42.300.383	42.300.383	-	-	-	-	-	-
TSIC-63	Lagunilla 220->Hualpen 220	20.465.962	20.465.962	-	-	-	-	-	-
TSIC-64	Charrua 220->Mulchen 220 I	4.340.111	2.090.595	2.249.516	-	-	-	-	-
TSIC-65	Charrua 220->Mulchen 220 II	4.402.196	2.090.601	2.311.595	-	-	-	-	-
TSIC-66	Mulchen 220->Cautin 220 I	4.325.713	2.120.728	2.204.985	-	-	-	-	-
TSIC-67	Mulchen 220->Cautin 220 II	4.411.184	2.120.728	2.290.456	-	-	-	-	-
TSIC-68	Temuco 220->Cautin 220 I	6.901.319	6.901.319	-	-	-	-	-	-
TSIC-69	Temuco 220->Cautin 220 II	6.911.288	6.911.288	-	-	-	-	-	-
TSIC-70	Cautin 220->Ciruelos 220 II	28.731.212	28.731.212	-	-	-	-	-	-
TSIC-71	Ciruelos 220->Valdivia 220 II	9.087.592	9.084.323	-	3.270	-	-	-	-
TSIC-72	Valdivia 220->Cautin 220 I	25.949.015	25.949.015	-	-	-	-	-	-
TSIC-73	Valdivia 220->Rahue 220 I	27.244.176	27.238.879	-	5.297	-	-	-	-
TSIC-74	Rahue 220->Puerto Montt 220 I	28.957.063	28.957.063	-	-	-	-	-	-
TSIC-75a	Valdivia 220->Pichirrahue 220 II	24.971.447	24.971.447	-	-	-	-	-	-
TSIC-75b	Pichirrahue 220->Puerto Montt 220 II	24.347.483	24.347.483	-	-	-	-	-	-
TSIC-76	Polpaico 500->Polpaico 220 I	26.697.067	26.697.067	-	-	-	-	-	-

TSIC-77	Polpaico 500->Polpaico 220 II	29.498.468	29.498.468	-	-	-	-	-	-
TSIC-78	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 I	31.168.909	28.231.463	-	2.937.446	-	-	-	-
TSIC-79	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 II	27.922.442	27.566.911	-	355.531	-	-	-	-
TSIC-80	Ancoa 500->Ancoa 220 I	32.597.916	32.597.916	-	-	-	-	-	-
TSIC-81	Charrua 220->Charrua 500 I	28.561.428	28.561.428	-	-	-	-	-	-
TSIC-82	Charrua 220->Charrua 500 II	28.801.305	28.801.305	-	-	-	-	-	-
TSIC-83	Charrua 220->Charrua 500 III	31.795.203	31.795.203	-	-	-	-	-	-
TSIC-84	Polpaico 220->Los Maquis 220	10.368.965	1.163.707	9.205.257	-	-	-	-	-
TSIC-85	Polpaico 220->El Llano 220	9.914.729	1.133.121	870.773	-	-	7.910.836	-	-
TSIC-86	Los Maquis 220-> El Llano 220	7.611.951	30.586	7.581.364	-	-	-	-	-

Archivo: VI_y_COMA_por_PROPIETARIO.xlsx, hoja: VI TRAMO

SING			Propietario						
Id Tramo	Nombre Troncal	TOTAL	Transelec Norte	E-CL	AES GENER	M Escondida	M Zaldívar	Angamos	Edelnor
TSING-01	Tarapacá 220->Lagunas 220 I	13.803.779	13.803.779	-	-	-	-	-	-
TSING-02	Tarapacá 220->Lagunas 220 II	13.973.588	13.973.588	-	-	-	-	-	-
TSING-03	Crucero 220->Lagunas 220 II	32.239.414	30.366.472	1.609.918	-	-	-	-	263.025
TSING-04	Crucero 220->Nueva Victoria 220 I	30.851.864	28.978.921	1.609.918	-	-	-	-	263.025
TSING-05	Nueva Victoria 220->Lagunas 220 I	7.502.672	7.502.672	-	-	-	-	-	-
TSING-06	Crucero 220->Encuentro 220 I	7.169.450	5.112.642	1.793.783	-	-	-	-	263.025
TSING-07	Crucero 220->Encuentro 220 II	7.819.172	5.762.364	1.793.783	-	-	-	-	263.025
TSING-08	Atacama 220->Encuentro 220 I	26.998.040	26.814.175	183.865	-	-	-	-	-
TSING-09	Atacama 220->Encuentro 220 II	26.886.403	26.702.538	183.865	-	-	-	-	-
TSING-10	Atacama 220->Domeyko 220 I	30.786.220	1.149.746	-	-	29.636.475	-	-	-
TSING-11	Atacama 220->Domeyko 220 II	30.843.644	1.149.746	-	-	29.693.898	-	-	-
TSING-12	Domeyko 220->Escondida 220	8.536.279	-	-	-	8.536.279	-	-	-
TSING-13	Domeyko 220->Sulfuros 220	4.795.335	-	-	-	4.795.335	-	-	-
TSING-14	Nueva Zaldívar 220->Escondida 220	9.891.174	-	-	651.397	8.294.062	-	945.715	-
TSING-15	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 I	30.597.650	-	191.366	1.674.514	26.020.033	-	2.711.737	-
TSING-16	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 II	30.537.530	-	191.366	3.504.585	-	26.020.033	821.546	-
TSING-17	Laberinto 220->El Cobre 220	8.073.494	-	6.228.831	1.023.117	-	-	821.546	-
TSING-18	Crucero 220->Laberinto 220 I	39.709.113	310.397	1.801.284	1.023.117	34.412.694	-	1.898.596	263.025
TSING-19	Crucero 220->Laberinto 220 II	42.752.039	310.397	1.801.284	2.083.706	-	37.472.080	821.546	263.025
TSING-20	Lagunas 220->Pozo Almonte 220	17.251.932	2.904.384	12.809.998	-	-	-	-	1.537.550

Archivo: VI_y_COMA_por_PROPIETARIO.xlsx, hoja: VI TRAMO

Resultados AVI (cifras en US$ del 31/12/2013):

SIC			Propietario						
Id Tramo	Nombre Troncal	TOTAL	Transelec	Colbún	Colbún Transm	Chilectra	CDA	San Andres	P.E. El Arrayan
TSIC-01	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	16.789.502	16.763.524	-	25.978	-	-	-	-
TSIC-02	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	5.225.244	5.225.244	-	-	-	-	-	-
TSIC-03	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	818.476	818.476	-	-	-	-	-	-
TSIC-04	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	6.060.951	6.043.612	-	17.339	-	-	-	-
TSIC-05	Charrua 500->Ancoa 500 I	12.110.581	12.110.581	-	-	-	-	-	-
TSIC-06	Charrua 500->Ancoa 500 II	15.077.105	15.077.105	-	-	-	-	-	-
TSIC-07	Diego de Almagro 220->Carrera Pinto 220 I	2.549.503	2.549.471	-	32	-	-	-	-
TSIC-08a	Carrera Pinto 220->San Andres 220 I	2.192.488	1.976.815	-	31	-	-	215.641	-
TSIC-08b	San Andres 220->Cardones 220 I	1.904.196	1.688.398	-	30	-	-	215.768	-
TSIC-09	Maitencillo 220->Cardones 220 I	3.054.272	3.054.188	-	84	-	-	-	-
TSIC-10	Maitencillo 220->Cardones 220 II	2.860.384	2.860.305	-	79	-	-	-	-
TSIC-11	Maitencillo 220->Cardones 220 III	2.855.441	2.855.362	-	79	-	-	-	-
TSIC-12	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 I	2.318.128	2.318.128	-	-	-	-	-	-
TSIC-13	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 II	2.317.104	2.317.104	-	-	-	-	-	-
TSIC-14	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 I	2.687.638	2.687.296	-	341	-	-	-	-
TSIC-15	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 II	2.690.119	2.689.778	-	341	-	-	-	-
TSIC-16	Pan de Azucar 220->Monte Redondo 220 II	719.771	718.576	-	1.196	-	-	-	-
TSIC-17	Monte Redondo 220->Las Palmas 220 II	2.333.344	2.332.217	-	1.127	-	-	-	-
TSIC-18	Talinay 220->Las Palmas 220 I	1.044.661	1.043.514	-	1.147	-	-	-	-
TSIC-19a	Pan de Azucar 220->Don Goyo 220 I	1.742.463	1.483.029	-	1.200	-	-	-	258.234
TSIC-19b	Don Goyo 220->Talinay 220 I	905.688	661.861	-	1.170	-	-	-	242.657
TSIC-20	Las Palmas 220->Los Vilos 220 I	1.867.102	1.867.102	-	-	-	-	-	-

TSIC-21	Las Palmas 220->Los Vilos 220 II	1.848.952	1.848.952	-	-	-	-	-	-
TSIC-22	Los Vilos 220->Nogales 220 I	2.278.884	2.278.884	-	-	-	-	-	-
TSIC-23	Los Vilos 220->Nogales 220 II	2.278.884	2.278.884	-	-	-	-	-	-
TSIC-24	Nogales 220->Quillota 220 I	1.292.306	1.290.567	-	1.740	-	-	-	-
TSIC-25	Nogales 220->Quillota 220 II	1.295.867	1.294.127	-	1.740	-	-	-	-
TSIC-26	Nogales 220->Polpaico 220 I	513.185	504.514	-	8.671	-	-	-	-
TSIC-27	Nogales 220->Polpaico 220 II	513.185	504.514	-	8.671	-	-	-	-
TSIC-28	Quillota 220->Polpaico 220 I	2.879.724	2.879.724	-	-	-	-	-	-
TSIC-29	Quillota 220->Polpaico 220 II	2.870.607	2.870.607	-	-	-	-	-	-
TSIC-30	Colbún 220->Candelaria 220 I	5.158.810	80.739	188.172	4.889.900	-	-	-	-
TSIC-31	Colbún 220->Candelaria 220 II	5.166.377	80.739	188.172	4.897.467	-	-	-	-
TSIC-32	Candelaria 220->Maipo 220 I	1.211.442	86.655	179.853	944.934	-	-	-	-
TSIC-33	Candelaria 220->Maipo 220 II	1.240.481	86.655	179.853	973.973	-	-	-	-
TSIC-34	Maipo 220->Alto Jahuel 220 I	702.156	225.972	111.891	364.294	-	-	-	-
TSIC-35	Maipo 220->Alto Jahuel 220 II	634.332	288.673	111.891	233.769	-	-	-	-
TSIC-36	Colbún 220->Ancoa 220	885.845	454.914	120.209	310.722	-	-	-	-
TSIC-37	Lampa 220->Polpaico 220 I	627.334	627.334	-	-	-	-	-	-
TSIC-38	Cerro Navia 220 Dsf->Polpaico 220 II	2.711.222	2.702.650	-	8.572	-	-	-	-
TSIC-39	Cerro Navia 220 Dsf->Lampa 220 I	1.885.842	1.885.842	-	-	-	-	-	-
TSIC-41	Chena 220->Cerro Navia 220 I	1.131.234	906.455	-	54.762	170.017	-	-	-
TSIC-42	Chena 220->Cerro Navia 220 II	1.131.309	897.947	-	54.762	178.599	-	-	-
TSIC-43	Chena 220->Alto Jahuel 220 III	1.398.521	1.329.595	-	-	68.926	-	-	-
TSIC-44	Chena 220->Alto Jahuel 220 IV	1.401.431	1.332.505	-	-	68.926	-	-	-
TSIC-45	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 I	683.027	683.027	-	-	-	-	-	-
TSIC-46	El Rodeo 220->Chena 220 I	1.224.901	1.155.976	-	-	68.926	-	-	-
TSIC-47	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 II	701.266	701.266	-	-	-	-	-	-

TSIC-48	El Rodeo 220->Chena 220 II	291.564	222.639	-	-	68.926	-	-	-
TSIC-49	Rapel 220->Alto Melipilla 220 I	1.215.318	1.209.411	-	5.907	-	-	-	-
TSIC-50	Rapel 220->Alto Melipilla 220 II	1.209.868	1.204.127	-	5.741	-	-	-	-
TSIC-51	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 I	1.577.534	1.577.534	-	-	-	-	-	-
TSIC-52	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 II	1.712.455	1.706.887	-	5.567	-	-	-	-
TSIC-53	Ancoa 220->Itahue 220 I	2.093.456	2.093.456	-	-	-	-	-	-
TSIC-54	Ancoa 220->Itahue 220 II	2.087.149	2.087.149	-	-	-	-	-	-
TSIC-58	Charrua 220->Hualpen 220	4.537.787	4.537.787	-	-	-	-	-	-
TSIC-59	Charrua 220->Tap Laja 220	811.139	811.139	-	-	-	-	-	-
TSIC-60	Tap Laja 220->Temuco 220	4.102.470	4.101.459	-	1.011	-	-	-	-
TSIC-61	Charrua 220->Lagunilla 220 I	4.270.506	4.270.506	-	-	-	-	-	-
TSIC-63	Lagunilla 220->Hualpen 220	2.075.362	2.075.362	-	-	-	-	-	-
TSIC-64	Charrua 220->Mulchen 220 I	450.140	216.167	233.972	-	-	-	-	-
TSIC-65	Charrua 220->Mulchen 220 II	456.428	216.168	240.260	-	-	-	-	-
TSIC-66	Mulchen 220->Cautin 220 I	450.284	220.873	229.411	-	-	-	-	-
TSIC-67	Mulchen 220->Cautin 220 II	458.972	220.873	238.099	-	-	-	-	-
TSIC-68	Temuco 220->Cautin 220 I	720.854	720.854	-	-	-	-	-	-
TSIC-69	Temuco 220->Cautin 220 II	720.713	720.713	-	-	-	-	-	-
TSIC-70	Cautin 220->Ciruelos 220 II	2.925.456	2.925.456	-	-	-	-	-	-
TSIC-71	Ciruelos 220->Valdivia 220 II	937.027	936.694	-	334	-	-	-	-
TSIC-72	Valdivia 220->Cautin 220 I	2.639.049	2.639.049	-	-	-	-	-	-
TSIC-73	Valdivia 220->Rahue 220 I	2.779.244	2.778.704	-	541	-	-	-	-
TSIC-74	Rahue 220->Puerto Montt 220 I	3.006.390	3.006.390	-	-	-	-	-	-
TSIC-75a	Valdivia 220->Pichirrahue 220 II	2.524.932	2.524.932	-	-	-	-	-	-
TSIC-75b	Pichirrahue 220->Puerto Montt 220 II	2.510.544	2.510.544	-	-	-	-	-	-
TSIC-76	Polpaico 500->Polpaico 220 I	2.738.811	2.738.811	-	-	-	-	-	-

TSIC-77	Polpaico 500->Polpaico 220 II	3.084.198	3.084.198	-	-	-	-	-	-
TSIC-78	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 I	3.251.849	2.952.027	-	299.822	-	-	-	-
TSIC-79	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 II	2.919.043	2.882.754	-	36.289	-	-	-	-
TSIC-80	Ancoa 500->Ancoa 220 I	3.405.353	3.405.353	-	-	-	-	-	-
TSIC-81	Charrua 220->Charrua 500 I	2.990.859	2.990.859	-	-	-	-	-	-
TSIC-82	Charrua 220->Charrua 500 II	3.009.589	3.009.589	-	-	-	-	-	-
TSIC-83	Charrua 220->Charrua 500 III	3.319.006	3.319.006	-	-	-	-	-	-
TSIC-84	Polpaico 220->Los Maquis 220	1.064.028	122.380	941.649	-	-	-	-	-
TSIC-85	Polpaico 220->El Llano 220	1.009.609	119.234	89.870	-	-	800.505	-	-
TSIC-86	Los Maquis 220-> El Llano 220	777.801	3.146	774.655	-	-	-	-	-

Archivo: VI_y_COMA_por_PROPIETARIO.xlsx, hoja: AVI TRAMO

SING			Propietario						
Id Tramo	Nombre Troncal	TOTAL	Transelec Norte	E-CL	AES GENER	M Escondida	M Zaldívar	Angamos	Edelnor
TSING-01	Tarapacá 220->Lagunas 220 I	1.429.513	1.429.513	-	-	-	-	-	-
TSING-02	Tarapacá 220->Lagunas 220 II	1.446.807	1.446.807	-	-	-	-	-	-
TSING-03	Crucero 220->Lagunas 220 II	3.278.184	3.086.382	164.939	-	-	-	-	26.863
TSING-04	Crucero 220->Nueva Victoria 220 I	3.119.727	2.927.925	164.939	-	-	-	-	26.863
TSING-05	Nueva Victoria 220->Lagunas 220 I	775.429	775.429	-	-	-	-	-	-
TSING-06	Crucero 220->Encuentro 220 I	742.856	532.196	183.797	-	-	-	-	26.863
TSING-07	Crucero 220->Encuentro 220 II	810.437	599.778	183.797	-	-	-	-	26.863
TSING-08	Atacama 220->Encuentro 220 I	2.743.547	2.724.689	18.858	-	-	-	-	-
TSING-09	Atacama 220->Encuentro 220 II	2.732.338	2.713.480	18.858	-	-	-	-	-
TSING-10	Atacama 220->Domeyko 220 I	3.117.722	122.016	-	-	2.995.706	-	-	-
TSING-11	Atacama 220->Domeyko 220 II	3.123.531	122.016	-	-	3.001.515	-	-	-
TSING-12	Domeyko 220->Escondida 220	872.473	-	-	-	872.473	-	-	-
TSING-13	Domeyko 220->Sulfuros 220	490.890	-	-	-	490.890	-	-	-
TSING-14	Nueva Zaldívar 220->Escondida 220	1.008.976	-	-	67.086	844.272	-	97.618	-
TSING-15	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 I	3.094.399	-	19.900	171.998	2.623.301	-	279.199	-
TSING-16	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 II	3.088.267	-	19.900	360.975	-	2.623.301	84.090	-
TSING-17	Laberinto 220->El Cobre 220	826.318	-	637.316	104.912	-	-	84.090	-
TSING-18	Crucero 220->Laberinto 220 I	4.024.507	31.896	184.839	104.912	3.476.428	-	199.570	26.863
TSING-19	Crucero 220->Laberinto 220 II	4.331.391	31.896	184.839	218.709	-	3.784.995	84.090	26.863
TSING-20	Lagunas 220->Pozo Almonte 220	1.770.215	311.619	1.301.570	-	-	-	-	157.026

Archivo: VI_y_COMA_por_PROPIETARIO.xlsx, hoja: AVI TRAMO

6. VALORIZACIÓN DE LABORES DE AMPLIACIÓN

6.1. Definiciones de las Bases Técnicas

Las bases técnicas del presente estudio establecen:

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

No obstante, el Consultor deberá considerar de manera separada al V.I. de las instalaciones señaladas precedentemente, un V.I. de labores de ampliación, asociado a los costos propios de las ampliaciones realizadas, no considerados en el V.I. de dichas instalaciones, tales como costos asociados a labores de desmontaje, a faenas en instalaciones energizadas, costos por construcción de variantes provisorias, etc. Los recursos utilizados en estas labores deberán ser los mínimos necesarios para construir la obra de ampliación, en cumplimiento de las disposiciones de seguridad y calidad de servicio, así como del resto de la normativa vigente. La valorización de las labores de ampliación deberá considerar los precios vigentes al momento de adjudicación de las licitaciones de ampliación, actualizados por IPC a la fecha de referencia del Estudio, esto es el 31 de diciembre de 2013. Al V.I. de las labores de ampliación resultante, el Consultor deberá descontar el monto recuperado hasta la fecha de término de vigencia del Decreto N° 61 de 2011 del Ministerio de Energía el cual será estimado a partir de dicho V.I. y de la vida útil de las ampliaciones correspondientes. El V.I. resultante (una vez descontado el monto recuperado) deberá ser anualizado, debiendo ser recuperado en los 4 años del cuatrienio tarifario a que se refiere el Estudio (2015-2018)."

6.2. Metodología de Valorización

Para determinar el monto de la labores de ampliación se recibió, a través de a los CDEC's, los VI definitivos resultantes de las licitaciones de ampliación, con el desglose suministros y tareas y sus precios directos e indirectos asociados.

Estos montos asociados a cada ampliación, resultantes según lo exigido por la regulación vigente, provienen de un proceso de licitación pública abierta y transparente auditable por la Superintendencia y representan el mínimo costo en condiciones de ambiente competitivo a que una empresa contratista puede construirla teniendo en cuenta todas las dificultades y labores adicionales que su condición de ampliación implica.

A partir de la información recibida se identificaron las tareas y costos asociados a las labores de ampliación para cada una de las licitaciones. Se confeccionó una base de datos que incluyó los siguientes campos:

- Contrato: número de contrato.
- Descripción: descripción del contrato (nombre de la obra).
- Nro: número de tarea considerada como labor de ampliación informada.
- Tareas: descripción de la tare tarea considerada como labor de ampliación.
- Unidad: unidad de la tarea considerada como labor de ampliación.
- Precio: precio de la tarea considerada como labor de ampliación.
- Fecha: fecha del contrato.
- Precio total: monto total del contrato.

- Precio indirectos: monto total de los costos indirectos del contrato.

- Porcentaje: afectación estimada del costo de la tarea como labor de ampliación. Por ejemplo si la descripción de la tarea es indudablemente una labor de ampliación la afectación es 100% y si la descripción indica desmontajes y montajes la afectación es menor al 100%.

- Precio LA: precio de la labor de ampliación que es el precio de la tarea por el porcentaje de afectación más la prorrata de indirectos.

Con la información de dicha base de datos se determinó el monto de referencia que informaron las empresas para los que se consideran labores de ampliación. Se menciona que se estimó debido a que al costo directo se le asignó proporcionalmente a su costo en los costos directos totales los costos indirectos, cálculo que no puede coincidir con la realidad. La valorización de estas labores de ampliación considera los precios vigentes al momento de adjudicación de las licitaciones de ampliación y fueron actualizados por IPC a la fecha de referencia de este estudio que es el 31 de diciembre de 2013.

Una vez obtenido el monto de referencia se recalcularon los valores de las Labores de Ampliación teniendo en cuenta lo siguiente:

Las Bases Técnicas consideran el VI de labores de ampliación y las regulan en cuanto a su identificación, ejecución y valoración.

En relación a su identificación, las Bases indican que ellas están asociadas a los costos propios de las ampliaciones realizadas, no considerados en el VI de dichas instalaciones. Estos costos incluyen los costos asociados a labores de desmontaje, a faenas en instalaciones energizadas, costos por construcción de variantes provisorias, etc.

En cuanto a su ejecución los recursos utilizados en estas labores deben ser los mínimos necesarios para construir la obra de ampliación, en cumplimiento de las disposiciones de seguridad y calidad de servicio, así como del resto de la normativa vigente. Con ello se agrega un elemento de eficiencia a la realización de las Labores de Ampliación.

Teniendo esto en cuenta, se determinaron los costos de las labores de ampliación identificados para cada contrato, como lo solicitan las Bases Técnicas mediante la valorización propia de aquellas tareas asociadas a labores de desmontaje, a faenas en instalaciones energizadas, costos por construcción de variantes provisorias, etc.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, los valores de las Labores de Ampliación se determinaron siguiendo el procedimiento que se explica a continuación:

Para cada tarea de la base de datos, mencionada anteriormente, con la descripción de la misma considerada como labor de ampliación, se calcularon los costos asociados en base a la definición de una brigada apropiada para realizar cada tarea, compuesta por operarios más los equipos necesarios. El costo diario de la brigada está integrado por el salario (jornal) de los operarios y los costos fijos (alquiler) y variables (combustible y mantenimiento) de los equipos necesarios. Luego a estos costos se le agregaron los asociados al margen de la empresa, inspección del mandante y otros costos de materiales consumibles (fungibles) para obras temporales, como un % sobre el costo directo de la brigada equivalente a un 120%, valor que se fijó a partir de consultas a empresas constructoras para casos específicos de obras menores de ampliación en instalaciones existentes en donde estos costos se prevén altos debido a las dificultades, imprevistos y riesgo asociado.

Una vez obtenido el costo diario de la brigada se estimó la cantidad de días que la misma requiere para realizar cada tarea.

El costo de cada tarea se determinó entonces como el producto entre el costo diario de la brigada y la cantidad de días necesarios para realizarla.

Adicionalmente a cada tarea de la base de datos con la descripción de la misma considerada como labor de ampliación según la información de las empresas, se agregó, para cada contrato, una tarea general asociada que incluye otra brigada, conformada por operarios y equipos, para atender los costos de Movilización, Sobrecostos de Montaje, Prevención de Riesgos, Pruebas, Ensayos y Desmovilización y se calcularon sus costos de la misma manera que se mencionó en los párrafos anteriores.

Para el caso del contrato Contrato STA 3205 - Línea 2x154 (kV) Tinguirrica - Punta Cortes. Cambio de Conductor para Operación en 220 kV se consideraron todos los costos asociados a la ampliación ya que actualmente el tramo no forma parte del STT.

En la hoja “BD LA” del archivo “Labores de Ampliación.xlsx” se pueden seguir en detalle los cálculos realizados.

Los valores calculados de esta forma se expresan en dólares norteamericanos según la tasa de cambio promedio del dólar observado del mes de diciembre de 2013, igual a $529,45.

Finalmente para cada contrato se determinó el VI de las labores de ampliación sumando el costo de todas las tareas calculadas.

Luego para calcular el VI de las labores de ampliación resultante se descontó el monto recuperado hasta la fecha de término de vigencia del Decreto N° 61 de 2011 del Ministerio de Energía. Esto fue estimado según se expone a continuación:

Se calculó una cuota diaria asociada al VI de las labores de ampliación de cada contrato, la cual fue estimada a partir de dicho VI, una tasa anual de 10% y la vida útil de las ampliaciones, considerando 40 años para ampliaciones en S/E y 50 años para líneas.

El valor del VI de las labores de ampliación descontando el monto recuperado hasta la fecha de referencia 31/12/2014, se calculó como el valor presente (VA) de la cuota diaria que se menciona en el párrafo anterior para: la cantidad de días de vida útil de la ampliación menos los días transcurridos desde la fecha de puesta en servicio de cada obra de ampliación hasta la fecha de referencia 31/12/2014, y una tasa anual de 10%.

Finalmente el VI resultante, según lo mencionado en el párrafo anterior, fue anualizado para ser recuperado en los 4 años del cuatrienio tarifario a que se refiere el Estudio (2015-2018) con una tasa del 10% anual.

6.3. VI de Labores de Ampliación

En la siguiente tabla se exponen los resultados obtenidos:

VI y AVI DE LABORES DE AMPLIACION (cifras en miles US$ del 31/12/2013)

Contrato	Labor de Ampliación (LA)	Fecha de Puesta en Servicio	Días hasta FR	Vida Útil	Pago Diario	Recupero hasta 31/12/2014	VI del LA ETT 2014	AVI del LA ETT 2014
				años	kU$S	kU$S	kU$S	kU$S
Contrato STA 3109	Linea Ancoa-Polpaico 1x500kV: Seccionamiento	21/02/2014	313	50	548,24	164,75	2.079,86	656,14
Contrato STA 3110	Línea de Entrada a Alto Jahuel 2x500 kV	21/02/2014	313	50	323,01	97,07	1.225,42	386,59
Contrato STA-3123	S/E Polpaico 220 kV: Instalación Segundo Banco Autotransformadores 750 MVA	04/09/2011	1214	50	630,33	655,70	2.385,36	752,51

Contrato STA 3205	Línea 2x154 (kV) Tinguirrica - Punta Cortes. Cambio de Conductor para Operación en 220 kV.	23/12/2012	738	50	2.976,07	1.997,42	11.277,97	3.557,87
Contrato STA 3402	Ampliación S/E Ancoa	12/12/2012	749	40	486,06	330,63	1.811,16	571,37
Contrato STA 3403	Redundancia Equipos Mais en Charrúa, Ancoa, Alto Jahuel y Polpaico	26/07/2012	888	40	131,00	103,81	487,63	153,83
Contrato STA 3404	cambio Interruptores S/E Charrúa 220 kV	30/08/2012	853	40	202,41	154,76	753,65	237,75
Contrato STA 3405	Cambio Interruptor S/E Ancoa 500 kV	12/05/2013	598	40	119,63	66,22	446,23	140,77
Contrato STA 3406	Banco Autotransformador S/E Charrúa 500/220 kV, 750 MVA	01/09/2013	486	40	694,99	317,17	2.594,43	818,47
Contrato STA 3501	Ampliación S/E Alto Jahuel	23/11/2013	403	40	268,99	102,88	1.004,69	316,95
Contrato STA 3502	Normalización S/E Chena 220 kV	11/08/2013	507	40	482,71	229,19	1.801,72	568,39
Contrato STA 3503	S/E SECCIONADORA RAHUE 220 KV	29/09/2013	458	40	172,97	74,66	645,84	203,74
Contrato STA 3505	Incorporacion barra transferencia 220KV se carrera pinto	09/08/2013	509	40	172,97	82,43	645,62	203,67
Contrato STA 3506	Incorporacion barra transferencia 220KV se Los vilos	10/03/2014	296	40	172,97	49,27	646,53	203,96
Contrato STA 3507	Incorporacion de barra de transferencias 220KV en la S/E Valdivia	28/08/2013	490	40	172,97	79,55	645,71	203,70
Contrato STA 3511	Instalacion Banco CCEE en Pan de Azucar 220 KV	26/01/2013	704	40	347,25	223,28	1.294,35	408,33
Contrato STA 3512	Aumento de capacidad línea Crucero Lagunas 220 kV circuito 2. Modulo A	07/05/2013	603	50	127,73	71,25	484,22	152,76
Contrato STA 3513	Barra Seccionadora 220 kV SE Lagunas	02/03/2014	304	40	119,89	35,03	448,08	141,36

Contrato STA 3517	Aumento de capacidad línea Crucero Lagunas 220 kV circuito 2. Modulo B	16/07/2013	533	50	259,55	129,13	984,11	310,46
Contrato STA 3108	S/E Cerro Navia 220 kV: Instalación de Equipos de Control de Flujos	09/05/2012	966	40	888,47	758,48	3.305,33	1.042,73
Contrato STA 3504	Cambio de Interruptores en SSEE Alto Jahuel y Polpaico	28/04/2013	612	40	268,77	152,00	1.002,45	316,25
Contrato STA 3508	Incorporacion de Equipos de Maniobra para Reactores de 500 kV en SE Polpaico	10/12/2012	751	40	52,02	35,47	193,84	61,15
Contrato STA 3509	Incorporacion de Equipos de Maniobra para Reactores de 500 kV en SE Alto Jahuel	10/12/2012	751	40	52,02	35,47	193,84	61,15
Contrato STA 3526	Ampliación Se Pan de Azucar	05/09/2014	117	40	260,11	29,97	973,31	307,05
TOTAL						**5.975,59**	**37.331,35**	**11.776,95**

En el archivo denominado “Labores de Ampliación.xlsx” se pueden seguir y reproducir los valores expuestos en la tabla anterior.

6.4. Asignación de Labores de Ampliación

Si bien en el Decreto N° 61 de 2011 del Ministerio de Energía las labores de ampliación son expuestas como se muestran en la tabla anterior, se exponen en este punto algunos criterios para su asignación al STT.

Contrato	Descripción	Propietario	Asignación
Contrato STA 3109	Linea Ancoa-Polpaico 1x500kV: Seccionamiento	Transelec	100% Troncal
Contrato STA 3110	Línea de Entrada a Alto Jahuel 2x500 kV	Transelec	100% Troncal
Contrato STA-3123	S/E Polpaico 220 kV: Instalación Segundo Banco Autotransformadores 750 MVA	Transelec	100% Troncal
Contrato STA 3205	Línea 2x154 (kV) Tinguirrica - Punta Cortes. Cambio de Conductor para	Transelec	100% Troncal

	Operación en 220 kV.		
Contrato STA 3402	Ampliación S/E Ancoa	Transelec	100% Troncal
Contrato STA 3403	Redundancia Equipos Mais en Charrúa, Ancoa, Alto Jahuel y Polpaico	Transelec	100% Troncal
Contrato STA 3404	Cambio Interruptores S/E Charrúa 220 kV	Transelec	100% Troncal
Contrato STA 3405	Cambio Interruptor S/E Ancoa 500 kV	Transelec	100% Troncal
Contrato STA 3406	Banco Autotransformador S/E Charrúa 500/220 kV, 750 MVA	Transelec	100% Troncal
Contrato STA 3501	Ampliación S/E Alto Jahuel	Transelec	100% Troncal
Contrato STA 3502	Normalización S/E Chena 220 kV	Transelec	100% Troncal
Contrato STA 3503	S/E SECCIONADORA RAHUE 220 KV	Transelec	100% Troncal
Contrato STA 3505	Incorporación barra transferencia 220KV se Carrera Pinto	Transelec	Comun Patio
Contrato STA 3506	Incorporacion barra transferencia 220KV se Los Vilos	Transelec	Comun Patio
Contrato STA 3507	Incorporacion de barra de transferencias 220KV en la S/E Valdivia	Transelec	Comun Patio
Contrato STA 3511	Instalacion Banco CCEE en Pan de Azucar 220 KV	Transelec	100% Troncal
Contrato STA 3512	Aumento de capacidad línea Crucero Lagunas 220 kV circuito 2. Modulo A	Transelec Norte	100% Troncal
Contrato STA 3513	Barra Seccionadora 220 kV SE Lagunas	Transelec Norte	Comun Patio
Contrato STA 3517	Aumento de capacidad línea Crucero Lagunas 220 kV circuito 2. Modulo B	Transelec Norte	100% Troncal
Contrato STA 3108	S/E Cerro Navia 220 kV: Instalación de Equipos de Control de Flujos	Transelec	100% Troncal
Contrato STA 3504	Cambio de Interruptores en SSEE Alto Jahuel y Polpaico	Transelec	100% Troncal
Contrato STA 3508	Incorporación de Equipos de Maniobra para Reactores de 500 kV en SE Polpaico	Transelec	100% Troncal
Contrato STA 3509	Incorporación de Equipos de Maniobra para Reactores de 500 kV en SE Alto Jahuel	Transelec	100% Troncal
Contrato STA 3526	Ampliación Se Pan de Azucar	Transelec	100% Troncal

Teniendo en cuenta estos criterios los montos de labores de labores de ampliación asignados al STT son VI 36.524.329 US$ y AVI 11.522.359 US$.

En el archivo denominado “Labores de Ampliación.xlsx” se pueden seguir y reproducir los valores expuestos y también una asignación a los tramos del STT.

7. INSTALACIONES DECRETADAS POR EL MINISTERIO

Para las instalaciones troncales existentes a la fecha de referencia del estudio, que son el resultado de una obra nueva decretada por el Ministerio y que aún no se encuentran dentro de los cinco períodos tarifarios en que rige el VATT licitado, no se determinó su VI ni COMA, ya que para la remuneración de dichas instalaciones se utiliza el VATT y sus correspondientes AVI y COMA establecidos en los decretos de adjudicación correspondientes.

Se analizaron los decretos de adjudicación y se determinaron:

- Las instalaciones troncales asociadas a cada una de las obras.
- La fecha base del decreto (fecha de publicación).
- Los meses para la puesta en servicio.
- La fecha de puesta en servicio en función de la fecha base del decreto y los meses para la puesta en servicio.
- Los montos de VATT, AVI y COMA asociados.

Estas instalaciones troncales fueron consideradas al momento de la definición de los Componentes de Líneas y Subestaciones de los Tramos pero el valor de asignación fue cero.

A continuación se detallan las instalaciones que forman parte de troncales existentes que son el resultado de una obra nueva decretada por el Ministerio:

Instalación Fijada por Decreto	Instalaciones asociadas	Fecha Base	Meses para Pta en Servicio	Fecha Pta en Servicio	Moneda	Monto VATT	Monto AVI	Monto COMA
D_138 El Rodeo - Chena 1x220 kV		30/05/2006	30	27/11/2008	MU$S	1.093	s/d	s/d
	Línea Rodeo Chena 1x220 kV, 23 km							
	Paño Línea SE Chena 220							
D_162 Compensación Estática de Reactivos CER en Puerto Montt		20/05/2005	25	19/06/2007	MU$S	1.197	s/d	s/d
	CER 220 kV - 70 MVAr cap - 40 MVAr ind							
D_163 Charrúa - Nueva Temuco 2x220 kV.pdf		20/05/2005	37	18/06/2008	MU$S	6.499	s/d	s/d
	Lìnea Charrùa Nueva Temuco 2x220 kV, 200 km							
	Paño Lìnea SE Charrùa 220							
	Paño Lìnea SE Charrùa 220							
	Paño Lìnea SE Nueva Temuco 220							
	Paño Lìnea SE Nueva Temuco 220							
Decreto Nº 118 2008 Nogales – Polpaico		16/06/2008	18	15/12/2009	MU$S	5.269	s/d	s/d
	Lìnea Nogales Polpaico 2x220 kV, 73,5 km							
	Paño Línea SE Polpaico 220							
	Paño Lìnea SE Polpaico 220							
	Instalación diagonal de conexión a línea 220 kV en subestación Nogales							
Decreto 34 Ancoa - Alto Jahuel		13/04/2010	39	12/07/2013	MU$S	18.635	15.753	2.882
	Línea Ancoa - Alto Jahuel 2x500 kV, 258 km, Primer Circuito							
	Paño Lìnea SE Ancoa 500							
	Paño Lìnea SE Alto Jahuel 500							
	Paño Reactor SE Ancoa 500							
	Paño Reactor SE Alto Jahuel 500							
	Reactor SE Ancoa 500							
	Reactor SE Alto Jahuel 500							
	Condensador Serie SE Ancoa							
	Paño Condensador SE Ancoa							
Decreto 71 Sub. Seccionadora Lo Aguirre Etapa I		29/09/2012	36	29/09/2015	MU$S	6.585	5.595	987.3
	Subestacion seccionadora Lo aguirre 500/220kV							
	Banco 4 autotransformadores monofasicos 1000MVA totales							
	Patio principal 500kV							
	Patio principal 220kV							

PARTE B2: DETERMINACIÓN DEL COMA

1. PROCEDIMIENTO GENERAL PARA EL CÁLCULO DEL COMA

1.1. General

En la determinación de los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración, correspondiente a cada tramo del sistema troncal, se ha tenido presente la información contenida en los siguientes documentos:

- Ley General de Servicios Eléctricos D.F.L. N° 4/20.018 del 12 de mayo de 2005 y sus reglamentos aplicables.
- La Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio.
- Las Normas emitidas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles que sean aplicables.
- Ley 16.744 referida a Seguridad de las Personas (laboral), respecto a dar una determinada protección integral a cada uno de los trabajadores.
- D.L. 3607: obliga a presentar un Estudio de Seguridad y contar con su propio servicio de vigilantes privados.
- Las Resoluciones de la SEC aplicables.
- Las resoluciones de la CNE posteriores a la adjudicación relacionada con este Estudio.
- Las Bases Técnicas.

- Ley de Bases del Medio Ambiente.

1.2. Las Empresas de Transmisión Troncal

De acuerdo con lo dispuesto en el Título III de la LGSE, artículo 73°, el Sistema de transporte de Electricidad es el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, en un nivel de tensión nominal superior al que se disponga en la respectiva norma técnica y cuya operación deberá coordinarse según lo dispone el artículo 137° de esta misma ley.

En cada sistema de transmisión (SI) se distinguen instalaciones del "sistema de transmisión troncal", del "sistema de subtransmisión" y del "sistema de transmisión adicional".

La misma ley, en su artículo 74°, dispone que cada sistema de transmisión troncal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que sean económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo, bajo los diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la ley, los reglamentos y las normas técnicas.

Por otra parte, la ley define que el transporte de electricidad por el sistema de transmisión troncal es un servicio público eléctrico y dispone que las empresas propietarias u operadoras de los sistemas de transmisión troncal deben estar constituidas como sociedades anónimas abiertas.

Estas sociedades no podrán dedicarse a actividades que comprendan en cualquier forma, el giro de generación o distribución de electricidad.

Teniendo presente estas disposiciones legales y con el objeto de determinar los costos anuales de mantenimiento, operación y administración del sistema troncal, el Consultor ha elaborado el modelo de una empresa que administra, opera y mantiene eficientemente los tramos del sistema troncal; en adelante esta empresa se denomina Empresa Modelo ("EM").

En la determinación de todos los componentes de costo del COMA de cada tramo, se ha considerado el nivel de precio de mercado de los materiales, salarios y los beneficios laborales que contempla la legislación vigente. En el caso de materiales y otros elementos asociados a las labores de mantención y operación, el consultor ha considerado, cuando corresponde la posibilidad de descuentos por volumen considerando la oportunidad de efectuar una gestión de adquisición y mantención de inventarios eficiente desde el punto de vista financiero, reconociendo la disponibilidad de las instalaciones requerida, el emplazamiento geográfico y tiempos de respuesta de acuerdo a las Normas y Reglamentos.

Para mantener el conjunto de tramos de estudio el consultor ha debido estudiar también la existencia de otras economías de escala derivadas de la utilización de empresas externas a la EM.

En los puntos siguientes, el consultor ha desarrollado un modelo de organización que cumple con conceptos de eficiencia con el objeto de entregar los servicios de gestión, planificación y control de la operación y los servicios de gestión, planificación y control del mantenimiento.

Por su parte, los costos de administración correspondientes a la EM se determinan como los mínimos costos anuales requeridos para las labores de administración, facturación de los servicios de peajes prestados y cobranza necesarios para gestionar la explotación comercial del conjunto de tramos en estudio.

En la actualidad existen 14 empresas que operan tramos pertenecientes a los sistemas de transmisión troncal:

- Transelec S.A.
- Transelec Norte S.A.
- Colbún
- Colbún Transmisión
- Chilectra
- E-CL
- AES-Gener
- M Escondida
- M Zaldivar
- Angamos
- San Andrés
- P.E.El Arrayan
- CDA
- Edelnor

Se tiene presente que las instalaciones fijadas por Decreto (138 del 2006,162 del 2005,163 del 2005, 118 del 2008 ,34 del 2010 y 71 del 2012) tienen un VATT determinado por un decreto de adjudicación sin distribución de AVI ni COMA.

1.3. Descripción de la Empresa Modelo

De acuerdo a lo especificado en las bases, se diseñó una EM virtual para simular y remunerar los costos eficientes de las actividades de Operación, Mantenimiento y Administración de todo el sistema troncal (SIC+SING). La metodología general aplicada para estimar el Coma total es la siguiente:

- Las tareas de Operación y Mantenimiento que realizan las brigadas sobre las instalaciones fueron calculadas para todos los tramos objeto de análisis. Esto representa aproximadamente 36% del Coma total.
- El COMA, sin incluir tareas de Operación y Mantenimiento de las brigadas, fue estimado para una empresa que opera en forma eficiente en el área de concesión troncal de Transelec. Esta porción constituye el 48% aproximadamente del COMA total.
- A partir de este COMA, sin incluir tareas de Operación y Mantenimiento de las brigadas, se calculó el Coma (sin operación y mantenimiento de brigadas) de los otros tramos troncales, estableciendo una relación del Coma con el VI de las instalaciones troncales de Transelec, que luego se aplicó al VI de los otros tramos troncales. Se recuerda que este VI de cada uno de los otros tramos troncales representa aproximadamente en promedio un 1,5% del VI total troncal siendo, por lo tanto, poco significativo el valor del COMA estimado mediante este procedimiento. Se procedió a utilizar este escalonamiento debido a la ausencia de

información respecto al organigrama de los otros tramos troncales. En el contexto del COMA este supuesto implica que al incluir tramos adicionales (por pequeños que éstos sean) debe considerarse en algunos casos una estructura organizacional adicional, lo que implica un monto determinado de costos fijos. Por ejemplo, se requeriría crear administraciones regionales adicionales (con el personal administrativo y su equipamiento correspondiente), y seguramente deberían redimensionarse la cantidad de cargos de la estructura central base (adicionando experto de prevención de riesgos, soporte informático, entre otros). Adicionalmente, debido a la lejanía de estos tramos, los valores unitarios seguramente serían mayores, en particular los salarios. Este último tramo representa el 16% del Coma total.

El Consultor ha considerado que se ha contratado todo el mantenimiento de los equipos primarios de subestaciones, de las líneas de transmisión, de los sistemas de control y otros sistemas como telecomunicaciones, incluyendo el telecontrol asociado, a empresas de servicio en la especialidad. Para tomar esta decisión se ha tenido en cuenta que estas actividades no revisten el carácter de estratégicas (como sí podrían serlo las actividades de operación de las subestaciones). Relacionado con lo anterior, se supone que estas empresas externas pueden alcanzar una escala de operación óptima (al proveer de este tipo de servicios a diversas empresas). El hecho de que existan varias empresas reconocidas en el sector como por ejemplo Cobra, Tecnet, Tecnored y Sinec respaldan estos argumentos.

La EM tiene una estructura de personal y una distribución geográfica que permite cumplir con el objetivo de gestionar y operar el sistema de transmisión troncal determinado en las bases.

La EM fue definida a partir de la identificación de procesos y actividades propias de las empresas de transmisión de energía eléctrica y de la estimación de los recursos necesarios

para realizar la operación y el mantenimiento del sistema de transmisión Troncal compuesto por los tramos administrados por esta empresa troncal.

Para esto, el Consultor ha efectuado un desglose de todas y cada una de las actividades propias de los procesos de operación, mantenimiento y administración. Para ello se tomó en consideración la normativa y realidad chilena, así como las disposiciones establecidas por la SEC a través de sus resoluciones, evacuadas para tales efectos (3. Determinación del COMA por tramo, párrafo 2°, página 23.). También se tuvo en cuenta y evaluó críticamente la organización de Transelec presentada en el estudio del 2010 en su carácter de operador principal del sistema troncal y la experiencia propia del consultor en el sector eléctrico chileno. En aspectos puntuales, este análisis fue corroborado con la experiencia propia en trabajos similares en otros países que serán explicitados en todos los casos.

El COMA (sin incluir operación y mantenimiento de brigadas) se determina como la suma de los costos de personal, infraestructura, materiales y otros gastos de una EM que realiza labores de transmisión troncal.

En otras palabras, para calcular el COMA (sin incluir operación y mantenimiento de brigadas) se procedió dimensionando en primer lugar la planta de personal de esta empresa, lo cual permitió definir las necesidades de áreas y recintos de trabajo (oficinas, talleres, bodegas y otros), asignar el necesario equipamiento de trabajo (herramientas, mobiliario, computadoras, telefonía, instrumentos especiales, repuestos y otros), y determinar las necesidades de movilidad (vehículos, pasajes y otros gastos).

Se agrega a lo anterior aquellos ítems de costo que obligadamente deben ser incurridos por la empresa, tales como financiamiento del Panel de Expertos, CDEC, Estudio de Transmisión Troncal y otros determinados por las leyes y reglamentos aplicables.

En resumen, el dimensionamiento de la planta de personal se hace considerando separadamente las distintas unidades operativas de la empresa, y aplicando a cada cual

un procedimiento específico adecuado. Es así como el personal de operación y mantenimiento se dimensiona a partir de los requerimientos dados por las necesidades de operar y mantener las instalaciones eléctricas, mientras que el personal de las unidades centralizadas especiales de empresas de transmisión, tales como Gerencia Legal, de Asuntos Corporativos y de Recursos Humanos, se dimensionan en atención a las necesidades funcionales específicas. El dimensionamiento de la planta administrativa y directiva se determinó en función del tamaño de la estructura de operación y mantenimiento.

La valorización para la empresa EM de la planta de personal determinada se ha obtenido haciendo uso de una Encuesta de Remuneraciones preparada por una empresa Consultora externa, especializada en este campo.

Los costos de insumos (edificios, amoblado, equipamiento, etc.) fueron obtenidos a partir de la contratación de una consultora externa.

Las campañas de difusión pública de los riesgos que representa acercarse a las redes de alta tensión, fueron incorporadas dentro de las materias a coordinar por la entidad de relaciones públicas de la empresa, dentro del ámbito de la responsabilidad social de la empresa.

1.4. Modelo para el Cálculo del COMA

El modelo de cálculo utilizado para estimar el COMA del Sistema Troncal está integrado por un grupo de archivos Excel vinculados entre sí y con los del cálculo del VI, a saber:

l. Archivo Costos Unitarios.xlsx

Este archivo contiene todos los costos unitarios de materiales y montaje y toda la información económico-financiera requerida para calcular el VI, el AVI y el COMA tal como se explicara en la sección del VI.

m. Archivo Inputs_EM.xlsx

Este archivo contiene todos los inputs físicos que son necesarios para calcular los costos de las actividades realizadas por las brigadas en el archivo "OyM con tareas.xlsx", el cual toma los datos de las hojas de éste.

n. Archivo OyM con tareas.xlsx

Este archivo posee una hoja para cada clasificación de las instalaciones del sistema troncal (Líneas, Transformadores, Paños Tramo, Comunes de SE, Otros Paños, y Maquinas), en las cuales se calcula el costo de las tareas de Operación y Mantenimiento que realizan las brigadas sobre las instalaciones tanto para el SIC como para el SING. Es importante recalcar que las tareas de las brigadas se calculan para todos los tramos del sistema. Además, contiene una hoja en la que se calcula el costo de operación y mantenimiento, sin incluir las tareas de las brigadas, para el área de concesión de Transelec troncal.

o. Archivo Costos_OyM_y_Adm.xlsx

Este archivo contiene una Hoja resumen que se llama "Costo Anual Administración" que resume los Costos de Administración del área de concesión troncal de Transelec:

- Costo de equipamiento de personal
- Gastos en Informática
- Servicios básicos
- Servicios tercerizados administración
- Costo de capital, operación y mantenimiento vehículos de gerencia
- Alojamiento y Casinos personal administración

- Seguros
- Contribuciones de bienes Raíces
- Patentes comerciales
- Directorio
- Capacitación
- Financiamiento del CDEC
- Gastos comunes de oficina
- Telefonía fija
- Telefonía celular
- Gastos asociados a la renovación normal de personal
- Pasajes y viáticos administrativos
- Uniforme para secretarias
- Costo mantenimiento salas de comando
- Responsabilidad Social Empresaria
- Auditorías externas
- Estudio de Transmisión Troncal
- Panel de Expertos
- Comité de Auditoría

La Hoja principal, se vincula con otras auxiliares que se utilizaron para detallar la memoria de cálculo en cada caso.

Además, se reflejan los costos totales de compensación (remuneración bruta y beneficios adicionales) por cargo en la hoja “Compensación Personal”

p. Archivo PWC Costo de Remuneración 2014.xlsx

Este archivo contiene la información de la remuneración Bruta 2014 provista por PWC para cada cargo PWC. Se vincula con el archivo "Costos _OyM_Adm.xlsx" para estimar el costo de las remuneraciones del personal en la hoja "Compensación Personal" de dicho archivo.

q. Archivo Beneficios Totales por percentil.xlsx

Este archivo contiene la información relacionada con los Beneficios adicionales de mercado y los de seguridad social para cada cargo PWC. Se vincula con el archivo "Costos_OyM_Adm.xlsx" para estimar el costo de los beneficios adicionales en la hoja "Compensaciones" de dicho archivo.

r. Archivo Coma por Componente y Tramo.xlsx

Este archivo contiene 2 hojas principales: "Coma Componente" y "Coma tramo". En la primera hoja se calculan los Coma (sin Operación y Mantenimiento de brigadas) de los otros tramos que no son Transelec a partir del Coma (sin operación y mantenimiento de brigadas) del área de concesión de Transelec troncal y se resume en una Tabla la información por fila de cada propietario en cuanto al VI Total, VI Troncal, VI 500 Troncal, VI 220 Troncal, Coma Brigadas total, Coma Brigadas Troncal, y Coma (sin brigadas) de manera tal de obtener el Coma total por propietario mediante la combinación del Coma Brigadas Troncal y el Coma (sin brigadas) reflejado en columna "Coma Total".

En la segunda hoja, se obtiene el COMA total por componente y propietario del SIC y SING en US$ a Diciembre del 2013.

2. DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

2.1. Conformación de Brigadas Tipo

Las tareas de operación y mantenimiento fueron establecidas para poder determinar el costo total de las brigadas para el área de Transelec Troncal y para el resto de los tramos troncales, es decir tanto para el SIC como para el SING.

Para realizar las tareas de operación y mantenimiento de líneas aéreas y subestaciones se conformaron diferentes brigadas según el tipo y grado de especialización de la tarea a realizar.

Nombre	Descripción de Tareas
C1	Brigada para inspección, consignaciones y maniobras
C2	Brigada para poda, limpieza de franja de servidumbre y trabajos Menores
C3	Brigada de mantenimiento de líneas
C4	Brigada de protecciones, comunicaciones y control
C5	Brigada de mantenimiento de subestaciones
C6	Brigada para lavado de aisladores

Las brigadas quedaron conformadas de la siguiente manera:

Formación de Brigadas													
Tipo	Código	Descripción	Categoría	Tipos de Brigadas									
				C1	C2	C3 AT	C3 EAT	C4	C5 AT	C5 AT 1	C5 EAT	C5 EAT 1	C6
Mano de Obra	O1	Jefe de Equipo	Capataz	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	O2	Asistente	Maestro primero	1	2		1				1	1	1
	O3	Ayudante	Maestro segundo		2	2	3		1	1	2	2	1
	O4	Chofer- (Op. Grúa)	Chofer Grúa			1	1			1		1	
	O5	Técnico Especialista	Técnico			1	1	2	1	1	1	1	1
Transporte	V1	Automóvil	V1										

	V2	Camioneta	V2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	V3	Camión	V3			1	1						
	V4	Elevador	V4		1								
	V5	Grúa 15 T	V5			1	1			1		1	
	V6	Camión lava aisladores	V6										1

Las Brigadas C3 y C5 son las encargadas de realizar las tareas generales de operación y mantenimiento en líneas y subestaciones respectivamente. Ambas están divididas por nivel de tensión en AT para tareas en instalaciones de 220 kV y EAT para las correspondientes a 500 kV. En el caso de las brigadas C5 se realizó una apertura extra que indica si éstas poseen o no grúa. Las que poseen se las indica con un"1" al final (C5AT1 y C5EAT1).

2.2. Intervenciones en la Red

Se definieron en el modelo las actividades de operación y mantenimiento que permiten mantener las instalaciones durante su vida útil.

Las tareas para líneas y estaciones de O&M se agruparon en:

- Operación: tareas de maniobra programadas o de emergencia ante fallas.
- Revisión: tareas relacionadas con la visita periódica a las instalaciones y la ejecución de acciones correctivas menores.
- Reparación: tareas que tienen origen en la rotura de materiales por fallas de fabricación, accidentes, vandalismo, causas climáticas o errores de maniobra.
- Adecuación (acondicionamiento): tareas periódicas de mantenimiento correctivo y/o ajuste de las instalaciones.

2.3. Costos de Procesos de O&M

Los costos de brigadas, exclusivamente relacionados con actividades de O&M, se calcularon con base en los requerimientos de mano de obra, vehículos, herramientas y material consumible utilizados en cada tarea específica.

En la determinación del COMA se ha tomado en cuenta la diversidad geográfica y climática de los distintos lugares donde se hallan las instalaciones debido a que existen procesos cuyos costos quedan fuertemente determinados por estas particularidades.

En el mantenimiento de las instalaciones (líneas y SS.EE.), se ha considerado situaciones particulares como el lavado del aislamiento en zonas afectadas por la contaminación salina e industrial y en áreas secas, el roce de la faja de servidumbre y podas/corte de árboles contiguos a la faja de servidumbre, lo cual genera acuerdos con propietarios y autorización de las organizaciones sectoriales como CONAF, teniendo presente lo dispuesto en la norma chilena NSEG 5.

Para determinar las instalaciones en zona salina se utilizó información georreferenciada de las instalaciones del sistema troncal, considerando que todas aquellas que están situadas a menos de 15 km de la costa son afectadas por contaminación salina y se clasificó a las instalaciones como instaladas en zonas secas, a todas aquellas que se sitúen en áreas donde llueva menos de 20 mm al año.

Se agruparon las actividades según el nivel de tensión y el tipo de instalaciones, las cuales se clasificaron en:

- Líneas en terreno llano
- Líneas en terreno montañoso
- Transformadores

- Paño Tramo
- Otros Paños y Máquinas
- Comunes de Patio
- Comunes de SSEE

Las frecuencias y los tiempos de ejecución utilizados tienen en cuenta:

- Aspectos específicos de cada tarea ("reglas del arte"), que incluyen la calidad de la ejecución, la importancia y tipo de la instalación, normas de seguridad, etc.
- Características de diseño y construcción de las instalaciones.
- Arquitectura de la red (topología).

Los rendimientos y frecuencia utilizados son los de instalaciones típicas correctamente diseñadas y en buen estado, independientemente del estado de conservación actual de las instalaciones de la transportista. Estos montos se basan en la experiencia de SIGLA, que cuenta con un equipo de asesores expertos en las áreas de construcción e inspección de líneas de transmisión, que se complementa con la experiencia de KAS en el sector eléctrico chileno. El equipo tiene experiencia en la elaboración de presupuestos de obras de transmisión en diversos países, y acredita años de experiencia en la construcción e inspección de líneas y subestaciones de 220 y 500 kV, en variados escenarios climáticos, geográficos y demográficos de la Argentina.

Los costos "por intervención" se obtuvieron considerando:

- el costo del personal, vehículos, materiales y herramientas de la brigada
- la frecuencia con que se realiza la tarea
- La cantidad de elementos de la instalación sobre los que se va a realizar la tarea
- los tiempos medios eficientes de ejecución
- Los materiales que pueda requerir la actividad
- Los tiempos de traslado

Es importante mencionar que para cada tramo en particular se consideró un porcentaje de días no laborables según el nivel de lluvias presentes en la zona de las instalaciones donde se realizan las tareas de operación y mantenimiento. El cálculo de dicho porcentaje se explica en los capítulos referidos al VI.

Cabe aclarar que los tiempos de traslados se diferenciaron según corresponda a tareas de líneas o S/E. En el caso de líneas se consideró un tiempo para zonas montañosas y otro para zonas llanas los cuales tienen en cuenta el tiempo requerido para arribar al lugar donde se realizará la actividad y el necesario para trasladarse entre las torres. En el caso de tareas de S/E solo se considera un tiempo de arribo a las instalaciones. Por jornada laboral se consideran dos viajes (3,28 h en total).

Los tiempos de traslado considerados son:

Tiempo medio de traslado		LLANO	MONTAÑA
Líneas	min	35	70
SE	hs	3,28 (total ida+ vuelta)	

Se considera que los tiempos de trabajo por jornada laboral son los siguientes:

Horas / jornada de operarios	8
Horas / jornada de vehículos	12
Días/año	235

No se consideraron actividades asociadas a la reposición de instalaciones

2.4. Actividades de Operación y Mantenimiento

Las actividades consideradas fueron las siguientes:

Líneas de 500kV:

Tipo	Descripción	Unidad de base	Frecuencia Anual	Cuadrilla	Tiempo Tarea (min)
Op	Consignaciones de Instalaciones (Mant.)	nro de tramos op 500	1,000	c1	30
Op	Maniobras para corte y reposición del Servicio	nro de tramos op 500	1,000	c1	30
Rep	Cambio aisladores de retención	nro cad aisl reten 500	0,010	c3 EAT	300
Rep	Cambio aisladores de suspensión	nro cad aisl susp 500	0,010	c3 EAT	220
Rep	Reparación de Conductor de fase dañado	km totales cf 500	0,002	c3 EAT	420
Rep	Reparación de Conductor de h. guardia dañado	km totales hg 500	0,002	c3 EAT	420
Rep	Retensado de conductores de fase	km totales haz de cf 500	0,005	c3 EAT	660
Rep	Retensado de h. guardia	km totales hg 500	0,005	c3 EAT	660
Rep	Reparación de amortiguadores	nro amotiguadores 500	0,002	c3 EAT	30
Rep	Reparación de separadores	nro separadores 500	0,002	c3 EAT	30
Rep	Reparar puntos calientes	nro aisl totales 500	0,001	c3 EAT	160
Rep	Cambio de perfiles de estructuras	nro de estructuras 500	0,002	c3 EAT	960
Rep	Empalme de conductor de fase con manguito	km totales cf 500	0,002	c3 EAT	420
Rep	Empalme de conductor de h. guardia con manguito	km totales hg 500	0,002	c3 EAT	420
Rep	Cambio tramo de conductor de fase	km totales cf 500	0,002	c3 EAT	900
Rep	Cambio tramo de conductor del h guardia	km totales hg 500	0,002	c3 EAT	900
Rep	Reparación de elementos menores de estructura, bulonería	nro de estructuras 500	0,010	c2	180
Rep	Reparación de antiescalantes	nro de estructuras 500	0,010	c2	180
Rev	Inventario-Inspección de líneas	km totales 500	4,000	c1	12
Rev	Recorrido de líneas en busqueda de fallas	km totales 500	0,010	c1	30
Rev	Perfilado de aisladores	nro aisl totales 500	0,020	c2	15
Rev	Termografía y Coronografía	nro aisl totales 500	0,100	c1	55
Rev	Medición de PAT	nro de estructuras 500	0,750	c1	12
Ad	Adecuación de estructuras	nro de estructuras 500	0,020	c2	360
Ad	Adecuación de puestas a tierra	nro tierras 500	0,020	c2	30
Ad	Adecuación de morsetería	nro de estructuras 500	0,010	c2	30
Ad	Limpieza de aisladores en zona seca	nro de estructuras	3,000	c6	55
Ad	Limpieza de aisladores en zona salina o urbana	nro de estructuras	3,500	c6	55
Ad	Limpieza de franja de servidumbre	km hum sin arb 500	2,000	c2	300
Ad	Tala y Poda	km con arb 500	0,500	c2	1500

Líneas de 220 kV:

Tipo	Descripción	Unidad de base	Frecuencia Anual	Cuadrilla	Tiempo Tarea (min)
Op	Consignaciones de Instalaciones (Mant.)	nro de tramos op 220	1,000	c1	30
Op	Maniobras para corte y reposición del servicio	nro de tramos op 220	2,000	c1	30
Rep	Cambio aisladores de retención	nro cad aisl reten 220	0,010	c3 AT	240
Rep	Cambio aisladores de suspensión	nro cad aisl susp 220	0,010	c3 AT	160
Rep	Reparación de Conductor de fase dañado	km totales cf 220	0,002	c3 AT	360
Rep	Reparación de Conductor de h. guardia dañado	km totales hg 220	0,002	c3 AT	360
Rep	Retensado de conductores de fase	km totales haz cf 220	0,005	c3 AT	600
Rep	Retensado de h. guardia	km totales hg 220	0,005	c3 AT	600
Rep	Reparación de amortiguadores	nro amotiguadores 220	0,002	c3 AT	15
Rep	Reparación de separadores	nro separadores 220	0,002	c3 AT	15
Rep	Reparar puntos calientes	nro cad aisl totales 220	0,001	c3 AT	160
Rep	Cambio de perfiles de estructuras	nro de estructuras 220	0,002	c3 AT	960
Rep	Empalme de conductor de fase con manguito	km totales cf 220	0,002	c3 AT	360
Rep	Empalme de conductor de h. guardia con manguito	km totales hg 220	0,002	c3 AT	360
Rep	Cambio tramo de conductor de fase	km totales cf 220	0,002	c3 AT	800
Rep	Cambio tramo de conductor del h guardia	km totales hg 220	0,002	c3 AT	800
Rep	Reparación de elementos menores de estructura, bulonería	nro de estructuras 220	0,010	c2	120
Rep	Reparación de antiescalantes	nro de estructuras 220	0,010	c2	120
Rev	Inventario-Inspección de líneas	km totales 220	3,500	c1	11
Rev	Recorrido de líneas en busqueda de fallas	km totales 220	0,010	c1	30
Rev	Perfilado de aisladores	nro cad aisl totales 220	0,020	c2	15
Rev	Termografía y Coronografía	km totales 220	0,100	c1	55
Rev	Medición de PAT	nro de estructuras 220	0,750	c1	12
Ad	Adecuación de estructuras	nro de estructuras 220	0,020	c2	180
Ad	Adecuación de puestas a tierra	nro tierras 220	0,020	c2	30
Ad	Adecuación de morsetería	nro de estructuras 220	0,010	c2	60
Ad	Limpieza de aisladores en zona seca	nro de estructuras	2,500	c6	50
Ad	Limpieza de aisladores en zona salina o urbana	nro de estructuras	3,000	c6	50
Ad	Limpieza de franja de servidumbre	km hum sin arb 220	2,000	c2	240
Ad	Tala y Poda	km con arb 220	0,500	c2	1320

Transformadores 500/220 kV

Tipo	Descripción	Unidad de base	Frecuencia Anual	Cuadrilla	Tiempo Tarea (min)
Rep	Reparación de Autotransformador monofásico 525/220 kV - 250 MVA - CTBC - OA/FA1/FA2	nro trafos totales	0,20	c5 EAT 1	2800
Rep	Reparación de Autotransformador monofásico 525/220/66 kV - 250 MVA - CTBC - OA/FA1/FA2	nro trafos totales	0,20	c5 EAT 1	2800
Rev	Inspección de Rutina de Transformadores	nro trafos totales	24,0	c1	10
Rev	Inspección General de Transformadores	nro trafos totales	2,0	c1	30
Rev	Análisis de Aceite Transformadores	nro trafos totales	1,0	c1	120
Rev	Agregado de aceite a transformador	nro trafos totales	1,0	c5 EAT	180
Rev	Revisión termografica y Coronografía	nro equipos	1,0	c1	40
Ad	Mantenimiento General de Transformador	nro trafos totales	0,40	c5 EAT 1	600
Ad	Mantenimiento General del regulador CBC	nro reguladores	0,40	c5 EAT 1	600
Ad	Adecuacion transformador (cambio de trafo por rotación)	nro trafos totales	0,10	c5 EAT 1	120
Ad	Lavado de Aisladores	nro de elementos	4,00	c2	12

Ad	Tratamiento de aceite aislante de transformadores	nro trafos totales	0,50	c5 EAT 1	180

Paños Tramos 500 kV

Tipo	Descripción	Unidad de base	Frecuencia Anual	Cuadrilla	Tiempo Tarea (min)
Op	Consignación de instalaciones	nro interruptores uat	1,00	c1	30
Op	Maniobras de reposición del servicio	nro interruptores uat	2,00	c1	30
Rep	Reparación de interruptores	nro interruptores totales	0,50	c5 EAT 1	2500
Rep	Reparación de seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	0,25	c5 EAT 1	1900
Rep	Reparación de seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	0,25	c5 EAT 1	950
Rep	Reparación de equipos de comunicaciones	nro equipos com	0,07	c4	480
Rep	Reparación de porticos y estructuras	nro de el. estructurales	0,01	c5 EAT 1	480
Rep	Reparación de transformadores de potencial	nro trafos de potencial	0,10	c5 EAT 1	2800
Rep	Reparación de transformadores de corriente	nro trafos de corriente	0,10	c5 EAT 1	2800
Rep	Reparación de equipos de proteccion y control	nro equipos	0,07	c4	480
Rep	Reparación de medidores	nro equipos	0,07	c4	480
Rep	Reparación de pararrayos	nro Pararrayos	0,50	c5 EAT 1	480
Rev	Inspección de Rutina de Interruptores	nro interruptores totales	24,0	c1	5
Rev	Inspección de Rutina de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	24,0	c1	3
Rev	Inspección de Rutina de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	24,0	c1	3
Rev	Inspección de rutina de equipos de comunicaciones	nro equipos	24,00	c1	5
Rev	Inspección de Rutina de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	24,0	c1	5
Rev	Inspección de rutina de equipos de protección y control	nro equipos	24,00	c1	5
Rev	Inspección de rutina de medidores	nro equipos	24,00	c1	5
Rev	Inspección de Rutina de Transformadores de Potencial	nro trafos de potencial	24,0	c1	5
Rev	Inspección de Rutina de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	24,0	c1	5
Rev	Inspección General de Interruptores	nro interruptores totales	2,0	c1	30
Rev	Inspección General de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	2,0	c1	12
Rev	Inspección General de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	2,0	c1	15
Rev	Inspección General de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	2,0	c1	10
Rev	Inspección General de equipos de protección y control	nro equipos	2,00	c1	20
Rev	Inspección General de medidores	nro equipos	2,00	c1	20
Rev	Inspección General de Transformadores de potencial	nro trafos de potencial	2,0	c1	30
Rev	Inspección General de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	2,0	c1	30
Rev	Revisión termografica y Coronografía	nro equipos	1,0	c1	40
Rev	Inspección General de equipos de comunicaciones	nro equipos	2,00	c4	20
Ad	Análisis y tratamiento de SF6 interruptores	nro interruptores totales	0,50	c5 EAT 1	1000
Ad	Mantenimiento General de Transformadores de potencial	nro trafos de potencial	0,40	c5 EAT 1	180
Ad	Mantenimiento General de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	0,40	c5 EAT 1	180
Ad	Mantenimiento General de equipos de protección y control	nro equipos	0,4	c4	60
Ad	Mantenimiento General de medidores	nro equipos	0,4	c4	60
Ad	Mantenimiento General de Interruptores	nro interruptores totales	0,40	c5 EAT 1	240
Ad	Mantenimiento General de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	0,40	c5 EAT 1	90
Ad	Mantenimiento General de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	0,40	c5 EAT 1	180
Ad	Mantenimiento General de equipos de comunicaciones	nro equipos	0,4	c4	60
Ad	Lavado de Aisladores	nro de elementos	4,00	c2	12
Ad	Mantenimiento General de el. Estructurales, pararrayos y	nro de elementos	0,40	c5 EAT 1	120

	aisladores				

Paños Tramos 220 kV

Tipo	Descripción	Unidad de base	Frecuencia Anual	Cuadrilla	Tiempo Tarea (min)
Op	Consignación de instalaciones	nro interruptores uat	1,00	c1	23
Op	Maniobras de reposición del servicio	nro interruptores uat	2,00	c1	23
Rep	Reparación de interruptores	nro interruptores totales	0,25	c5 AT 1	1890
Rep	Reparación de seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	0,25	c5 AT 1	1440
Rep	Reparación de seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	0,25	c5 AT 1	720
Rep	Reparación de equipos de comunicaciones	nro equipos com	0,04	c4	360
Rep	Reparación de porticos y estructuras	nro de el. estructurales	0,01	c5 AT 1	360
Rep	Reparación de transformadores de potencial	nro trafos de potencial	0,05	c5 AT 1	2070
Rep	Reparación de transformadores de corriente	nro trafos de corriente	0,10	c5 AT 1	2800
Rep	Reparación de equipos de proteccion y control	nro equipos	0,07	c4	480
Rep	Reparación de medidores	nro equipos	0,07	c4	480
Rep	Reparación de pararrayos	nro Pararrayos	0,50	c5 AT 1	480
Rev	Inspección de Rutina de Interruptores	nro interruptores totales	24,00	c1	5
Rev	Inspección de Rutina de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	24,00	c1	3
Rev	Inspección de Rutina de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	24,00	c1	3
Rev	Inspección de rutina de equipos de comunicaciones	nro equipos	24,00	c1	5
Rev	Inspección de Rutina de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	24,00	c1	5
Rev	Inspección de rutina de equipos de protección y control	nro equipos	24,00	c1	5
Rev	Inspección de rutina de medidores	nro equipos	24,00	c1	5
Rev	Inspección de Rutina de Transformadores de Potencial	nro trafos de potencial	24,00	c1	5
Rev	Inspección de Rutina de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	24,00	c1	5
Rev	Inspección General de Interruptores	nro interruptores totales	2,00	c1	25
Rev	Inspección General de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	2,00	c1	10
Rev	Inspección General de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	2,00	c1	12
Rev	Inspección General de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	2,00	c1	10
Rev	Inspección General de equipos de proteccion y control	nro equipos	2,00	c1	20
Rev	Inspección General de medidores	nro equipos	2,00	c1	20
Rev	Inspección General de Transformadores de potencial	nro trafos de potencial	2,00	c1	25
Rev	Inspección General de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	2,00	c1	25
Rev	Revisión termografica y Coronografía	nro equipos	1,00	c1	40
Rev	Inspección General de equipos de comunicaciones	nro equipos	2,00	c4	20
Ad	Análisis y tratamiento de SF6 interruptores	nro interruptores totales	0,40	c5 AT 1	700
Ad	Mantenimiento General de Transformadores de potencial	nro trafos de potencial	0,33	c5 AT 1	135
Ad	Mantenimiento General de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	0,33	c5 AT 1	135
Ad	Mantenimiento General de equipos de protección y control	nro equipos	0,4	c4	60
Ad	Mantenimiento General de medidores	nro equipos	0,4	c4	60
Ad	Mantenimiento General de Interruptores	nro interruptores totales	0,33	c5 AT 1	180
Ad	Mantenimiento General de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	0,16	c5 AT 1	68
Ad	Mantenimiento General de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	0,16	c5 AT 1	135
Ad	Mantenimiento General de equipos de comunicaciones	nro equipos	0,4	c4	60
Ad	Lavado de Aisladores	nro de elementos	4,00	c2	12
Ad	Mantenimiento General de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	0,12	c5 AT 1	90

Comunes de Patio 500 kV

Tipo	Descripción	Unidad de base	Frecuencia Anual	Cuadrilla	Tiempo Tarea (min)
Rep	Reparación de seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	0,25	c5 EAT 1	1900
Rep	Reparación de seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	0,25	c5 EAT 1	950
Rep	Reparación de interruptores	nro interruptores totales	0,50	c5 EAT 1	2500
Rep	Reparación de transformadores de potencial	nro trafos de potencial	0,10	c5 EAT 1	2800
Rep	Reparación de equipos de protección y control	nro equipos	0,07	c4	480
Rep	Reparación de pararrayos	nro Pararrayos	0,50	c5 EAT 1	480
Rep	Reparación de Banco CCEE 220 kV - 50 MVAr	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	Reparación de porticos y estructuras	nro de el. estructurales	0,01	c5 EAT 1	480
Rep	Reparación de equipos de comunicaciones	nro equipos com	0,07	c4	480
Rep	Reparación de transformadores de corriente	nro trafos de corriente	0,10	c5 EAT 1	2800
Rev	Inspección de Rutina de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	24,0	c1	3
Rev	Inspección de Rutina de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	24,0	c1	3
Rev	Inspección de Rutina de Compensación	nro compensadores totales	24,0	c1	5
Rev	Inspección de Rutina de Interruptores	nro interruptores totales	24,0	c1	5
Rev	Inspección de Rutina de Transformadores de Potencial	nro trafos de potencial	24,0	c1	5
Rev	Inspección de rutina de equipos de protección y control	nro equipos	24,00	c1	5
Rev	Inspección de Rutina de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	24,0	c1	5
Rev	Inspección de rutina de equipos de comunicaciones	nro equipos	24,00	c1	5
Rev	Inspección de Rutina de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	24,00	c1	5
Rev	Inspección General de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	2,0	c1	12
Rev	Inspección General de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	2,0	c1	15
Rev	Inspección General de Compensación	nro compensadores totales	2,0	c1	30
Rev	Inspección General de Interruptores	nro interruptores totales	2,0	c1	30
Rev	Inspección General de Transformadores de potencial	nro trafos de potencial	2,0	c1	30
Rev	Inspección General de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	2,0	c1	10
Rev	Inspección General de equipos de comunicaciones	nro equipos	2,00	c4	20
Rev	Inspección General de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	2,0	c1	30
Rev	Inspección General de equipos de protección y control	nro equipos	2,00	c1	20
Rev	Revisión termografica y Coronografía	nro equipos	1,0	c1	40
Ad	Mantenimiento General de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	0,40	c5 EAT 1	90
Ad	Mantenimiento General de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	0,40	c5 EAT 1	180
Ad	Mantenimiento General de Interruptores	nro interruptores totales	0,40	c5 EAT 1	240
Ad	Análisis y tratamiento de SF6 interruptores	nro interruptores totales	0,50	c5 EAT 1	1000
Ad	Mantenimiento General de equipos de protección y control	nro equipos	0,4	c4	60
Ad	Mantenimiento General de Compensación	nro compensadores totales	0,40	c5 EAT 1	240
Ad	Mantenimiento General de Transformador de potencial	nro trafos de potencial	0,40	c5 EAT 1	180
Ad	Mantenimiento General de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	0,40	c5 EAT 1	180
Ad	Mantenimiento General de equipos de comunicaciones	nro equipos	0,4	c4	60
Ad	Lavado de Aisladores	nro de elementos	4,00	c2	12
Ad	Mantenimiento General de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	0,40	c5 EAT 1	120

Comunes de Patio 220 kV

Tipo	Descripción	Unidad de base	Frecuencia Anual	Cuadrilla	Tiempo Tarea (min)
Rep	Reparación de seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	0,25	c5 AT 1	1440
Rep	Reparación de seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	0,25	c5 AT 1	720
Rep	Reparación de iInterruptores	nro interruptores totales	0,25	c5 AT 1	1890
Rep	Reparación de transformadores de potencial	nro trafos de potencial	0,05	c5 AT 1	2070
Rep	Reparación de equipos de proteccion y control	nro equipos	0,07	c4	480
Rep	Reparación de pararrayos	nro Pararrayos	0,50	c5 AT 1	480
Rep	Reparación de pórticos y estructuras	nro de el. estructurales	0,01	c5 AT 1	360
Rep	Reparación de equipos de comunicaciones	nro equipos com	0,04	c4	360
Rep	Reparación de Banco CCEE 220 kV - 50 MVAr	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	Reparación de transformadores de corriente	nro trafos de corriente	0,10	c5 AT 1	2800
Rev	Inspección de Rutina de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	24,00	c1	3
Rev	Inspección de Rutina de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	24,00	c1	3
Rep	Inspección de Rutina de Interruptores	nro interruptores totales	24,00	c1	5
Rev	Inspección de Rutina de Transformadores de Potencial	nro trafos de potencial	24,0	c1	5
Rep	Inspección de rutina de equipos de proteccion y control	nro equipos	24,00	c1	5
Rev	Inspección de Rutina de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	24,00	c1	5
Rev	Inspección de rutina de equipos de comunicaciones	nro equipos	24,00	c1	5
Rev	Inspección de Rutina de Compensación	nro compensadores totales	24,00	c1	5
Rev	Inspección de Rutina de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	24,00	c1	5
Rev	Inspección General de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	2,00	c1	10
Rev	Inspección General de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	2,00	c1	12
Rev	Inspección General de Interruptores	nro interruptores totales	2,00	c1	25
Rev	Inspección General de Transformadores de potencial	nro trafos de potencial	2,00	c1	25
Rev	Inspección General de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	2,0	c1	25
Rev	Inspección General de equipos de protección y control	nro equipos	2,00	c1	20
Rev	Inspección General de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	2,00	c1	10
Rev	Inspección General de equipos de comunicaciones	nro equipos	2,00	c4	20
Rev	Inspección General de Compensación	nro compensadores totales	2,00	c1	30
Rev	Revisión termografica y Coronografía	nro equipos	1,00	c1	40
Ad	Mantenimiento General de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	0,16	c5 AT 1	68
Ad	Mantenimiento General de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	0,16	c5 AT 1	135
Ad	Mantenimiento General de Interruptores	nro interruptores totales	0,33	c5 AT 1	180
Ad	Análisis y tratamiento de SF6 interruptores	nro interruptores totales	0,40	c5 AT 1	700
Ad	Mantenimiento General de Transformador de potencial	nro trafos de potencial	0,33	c5 AT 1	135
Ad	Mantenimiento General de equipos de proteccion y control	nro equipos	0,4	c4	60
Ad	Mantenimiento General de Compensación	nro compensadores totales	0,12	c5 AT 1	180
Ad	Mantenimiento General de equipos de comunicaciones	nro equipos	0,4	c4	60
Ad	Mantenimiento General de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	0,33	c5 AT 1	135
Ad	Lavado de Aisladores	nro de elementos	4,00	c2	12
Ad	Mantenimiento General de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	0,12	c5 AT 1	90

Comunes de S/E

Tipo	Descripción	Unidad de base	Frecuencia Anual	Cuadrilla	Tiempo Tarea (min)
Rep	Reparación de equipos de protección y control	nro equipos	0,07	c4	480
Rep	Reparación de equipos de comunicaciones	nro equipos com	0,04	c4	360
Rep	Reparación de equipos generales de telecomunicaciones	gl	0,04	c4	8000
Rep	Reparación de Equipos de servicios auxiliares	nro equipos	0,10	c5 AT 1	240

Rep	Reparación de Equipos de UPS	nro equipos	0,10	c5 AT 1	240
Rep	Reparación de baterias	nro equipos	0,01	c5 AT	360
Rep	Reparación de Cargadores	nro equipos	0,01	c5 AT	360
Rep	Reparación de equipos de iluminación	nro equipos	1,00	c5 AT	320
Rep	Reparacion de Transformadores de SSAA	nro trafos de SSAA	0,05	c5 AT 1	900
Rep	Reparación de Grupos Electrógenos	nro equipos	0,10	c5 AT	360
Rep	Repararción de Instalación contra incendio	nro equipos	0,10	c5 AT 1	360
Rep	Reparación de Sistema de Vigilancia	nro equipos	0,10	c4	360
Rep	Reparación de medidores	nro equipos	0,07	c4	480
Rev	Inspección de rutina de equipos de protección y control	nro equipos	24,00	c1	5
Rev	Inspección de rutina de equipos de comunicaciones	nro equipos	24,00	c1	5
Rev	Inspección de rutina de equipos generales de telecomunicaciones	gl	24,00	c1	125
Rev	Inspección de rutina de Equipos de servicios auxiliares y UPS	nro equipos	24,00	c1	1
Rev	Inspección de rutina de bancos y cargadores de baterías	nro equipos	24,00	c1	3
Rev	Inspección de rutina de equipos de iluminación	nro equipos	24,00	c1	3
Rev	Inspección de rutina de Transformadores de SSAA	nro trafos de SSAA	24,00	c1	5
Rev	Inspección de rutina de Grupos Electrógenos	nro equipos	24,00	c1	5
Rev	Inspección de rutina de Instalación contra incendio	nro equipos	24,00	c1	10
Rev	Inspección de rutina de Sistema de Vigilancia	nro equipos	24,00	c1	10
Rev	Inspección de rutina de medidores	nro equipos	24,00	c1	5
Rev	Inspección General de equipos de proteccion y control	nro equipos	2,00	c1	20
Rev	Inspección General de equipos de comunicaciones	nro equipos	2,00	c4	20
Rev	Inspección General de equipos de equipos generales de telecomunicaciones	gl	2,00	c4	495
Rev	Inspección General de Equipos de servicios auxiliares y UPS	nro equipos	2,00	c1	8
Rev	Inspección General de bancos y cargadores de baterías	nro equipos	2,00	c1	8
Rev	Inspección General de Transformadores de SSAA	nro trafos de SSAA	1,00	c1	20
Rev	Inspección General de Grupos Electrógenos	nro equipos	2,00	c1	20
Rev	Inspección General de Instalación contra incendio	nro equipos	2,00	c1	120
Rev	Inspección General de Sistema de Vigilancia	nro equipos	2,00	c1	120
Rev	Inspección General de medidores	nro equipos	2,00	c1	20
Rev	Medición puesta a tierra de la et uat/eat	nro se	3,0	c5 AT	30
Ad	Mantenimiento General de equipos de protección y control	nro equipos	0,4	c4	60
Ad	Mantenimiento General de equipos de comunicaciones	nro equipos	0,4	c4	60
Ad	Mantenimiento General de equipos generales de telecomunicaciones	gl	0,4	c4	1480
Ad	Mantenimiento General de Equipos de servicios auxiliares y UPS	nro equipos	0,4	c5 AT	60
Ad	Mantenimiento General de bancos y cargadores de baterías (Rectificador)	nro equipos	1,0	c5 AT	60
Ad	Mantenimiento General de equipos de iluminación	nro equipos	0,4	c5 AT	60
Ad	Mantenimiento General de Transformadores de SSAA	nro trafos de SSAA	0,12	c5 AT 1	450
Ad	Mantenimiento General de Grupos Electrógenos	nro equipos	0,4	c5 AT	180
Ad	Mantenimiento General de Instalación contra incendio	nro equipos	1,0	c5 AT	240
Ad	Mantenimiento General de Sistema de Vigilancia	nro equipos	0,4	C4	180
Ad	Mantenimiento General de medidores	nro equipos	0,4	c4	60
Ad	Adecuación puesta a tierra	nro se	1,00	c5 AT	600
Ad	Adecuación de la SE (limpieza)	nro se	12,00	c2	180
Ad	Adecuación edilicia	nro se	1,00	c2	600

Otros Paños y Máquinas 500 kV:

Tipo	Descripción	Unidad de base	Frecuencia Anual	Cuadrilla	Tiempo Tarea (min)
Op	Consignación de instalaciones	nro interruptores UAT	1,00	c1	30
Op	Maniobras de reposición del servicio	nro interruptores UAT	2,00	c1	30
Rep	Reparación de interruptores	nro interruptores totales	0,50	c5 EAT 1	2500
Rep	Reparación de seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	0,25	c5 EAT 1	950
Rep	Reparación de seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	0,25	c5 EAT 1	1900
Rep	Reparación de Banco CCEE 13,2 kV - 20 MVAr	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	360
Rep	Reparación de Banco CCEE 13,2 kV - 30 MVAr	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	360
Rep	Reparación de Banco CCEE 13,2 kV - 5,4 MVAr	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	360

Rep	Reparación de Banco CCEE 220 kV - 65 MVAr	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	Banco CCEE 220 kV - 100 MVAr	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	Reparación de Banco CCEE 66 kV - 33 MVAr	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	900
Rep	Reparación de CER (-40/+2 x 20 MVAr)	nro de unidades	0,05	c5 EAT 1	360
Rep	Reparación de CER (-40/+2 x 6,24 MVAr)	nro de unidades	0,05	c5 EAT 1	360
Rep	CER (-30/+20 MVAr)	nro de unidades	0,05	c5 EAT 1	360
Rep	CER (-60/+60 MVAr)	nro de unidades	0,05	c5 EAT 1	360
Rep	CER (-60/+100 MVAr)	nro de unidades	0,05	c5 EAT 1	360
Rep	STATCOM (-65/+140 MVAr)	nro de unidades	0,05	c5 EAT 1	2800
Rep	STATCOM (-100/+140 MVAr)	nro de unidades	0,05	c5 EAT 1	2800
Rep	Reparación de Plataforma de compensación serie 500 kV - 3150 A - 36 Ω	nro de unidades	0,05	c5 EAT 1	2800
Rep	Reparación de Reactor de neutro 4,9 kV - 10 A	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	270
Rep	Reparación de Reactor de neutro 66 kV - 10 A	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	900
Rep	Reparación de Reactor monofásico 525 kV - 28 MVAr - OA	nro de unidades	0,05	c5 EAT 1	2800
Rep	Reparación de Reactor trifásico 220 kV - 18,5 MVAr - OA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	Reparación de Reactor trifásico 220 kV - 24 MVAr - OA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	Reparación de Reactor trifásico 220 kV - 91 MVAr - OA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	Reparación de Reactor trifásico 525 kV - 84 MVAr	nro de unidades	0,05	c5 EAT 1	2800
Rep	Transformador trifásico 220/13,8 kV - 10 MVA - CTBC - OA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	Transformador trifásico 220/13,8 kV - 40 MVA - CTBC - OA/FA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	Transformador trifásico 220/17,6 kV - 70 MVA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	Transformador trifásico 220/23 kV - 10 MVA - CTBC - OA/FA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	Transformador trifásico 220/23 kV - 24 MVA - CTBC - OA/FA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	Transformador trifásico 220/23 kV - 5 MVA - CTBC - OA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	Transformador trifásico 66/13,2 kV - 2 MVA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	900
Rep	Transformador trifásico 220/19 kV - 100 MVA - CTBC - OA/FA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	Transformador trifásico 220/34 kV - 140 MVA - CTBC - OA/FA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	Transformador desfasador	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	Banco CCEE 13,2 kV - 11 MVAr	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	360
Rep	Banco CCEE 13,2 kV - 30 MVAr	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	360
Rep	Banco CCEE 13,2 kV - 5,4 MVAr	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	360
Rep	Reparación de equipos de comunicaciones	nro equipos com	0,07	c4	480
Rep	Reparación de porticos y estructuras	nro de el. estructurales	0,01	c5 EAT 1	480
Rep	Reparación de transformadores de potencial	nro trafos de potencial	0,10	c5 EAT 1	2800
Rep	Reparación de transformadores de corriente	nro trafos de corriente	0,10	c5 EAT 1	2800
Rep	Reparación de equipos de protección y control	nro equipos	0,07	c4	480
Rep	Reparación de medidores	nro equipos	0,07	c4	480
Rep	Reparación de pararrayos	nro Pararrayos	0,50	c5 EAT 1	480
Rev	Inspección de Rutina de Transformadores	nro trafos totales	24,0	c1	10
Rev	Inspección de Rutina de Interruptores	nro interruptores totales	24,0	c1	5
Rev	Inspección de Rutina de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores totales	24,0	c1	3
Rev	Inspección de Rutina de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores totales	24,0	c1	3
Rev	Inspección de Rutina de Compensación	nro compensadores totales	24,0	c1	5
Rev	Inspección de rutina de equipos de comunicaciones	nro equipos	24,00	c1	5
Rev	Inspección de Rutina de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	24,00	c1	5
Rev	Inspección de Rutina de Transformadores de Potencial	nro trafos de potencial	24,00	c1	5
Rev	Inspección de Rutina de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	24,00	c1	5
Rev	Inspección de rutina de equipos de protección y control	nro equipos	24,00	c1	5
Rev	Inspección de rutina de medidores	nro equipos	24,00	c1	5
Rev	Inspección General de Transformadores	nro trafos totales	2,0	c1	30
Rev	Inspección General de Interruptores	nro interruptores totales	2,0	c1	30
Rev	Inspección General de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores totales	2,0	c1	12
Rev	Inspección General de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	2,0	c1	15
Rev	Inspección General de Compensación	nro compensadores totales	2,0	c1	30

Rev	Inspección General de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	2,0	c1	10
Rev	Inspección General de Transformadores de potencial	nro trafos de potencial	2,0	c1	30
Rev	Inspección General de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	2,0	c1	30
Rev	Inspección General de equipos de protección y control	nro equipos	2,00	c1	20
Rev	Inspección General de medidores	nro equipos	2,00	c1	20
Rev	Revisión termografica y Coronografía	nro equipos	1,0	c1	40
Rev	Inspección General de equipos de comunicaciones	nro equipos	2,00	c4	20
Rev	Análisis de Aceite Transformadores y Reactores	nro trafos totales	1,0	c1	120
Rev	Agregado de aceite a transformador	nro trafos totales	1,0	c5 EAT	180
Ad	Mantenimiento General de Transformador	nro trafos totales	0,40	c5 EAT 1	600
Ad	Mantenimiento General de Transformadores de potencial	nro trafos de potencial	0,40	c5 EAT 1	180
Ad	Mantenimiento General de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	0,40	c5 EAT 1	180
Ad	Mantenimiento General de Interruptores	nro interruptores totales	0,40	c5 EAT 1	240
Ad	Mantenimiento General de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores totales	0,40	c5 EAT 1	90
Ad	Mantenimiento General de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	0,40	c5 EAT 1	180
Ad	Mantenimiento General de equipos de comunicaciones	nro equipos	0,4	c4	60
Ad	Mantenimiento General de Compensación	nro compensadores totales	0,40	c5 EAT 1	240
Ad	Mantenimiento General del regulador CBC	nro reguladores	0,40	c5 EAT 1	600
Ad	Mantenimiento General de equipos de protección y control	nro equipos	0,4	c4	60
Ad	Mantenimiento General de medidores	nro equipos	0,4	c4	60
Ad	Mantenimiento General de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	0,40	c5 EAT 1	120
Ad	Adecuación transformador (cambio de trafo por rotación)	nro trafos totales	0,10	c5 EAT 1	120
Ad	Tratamiento de aceite aislante de transformadores y reactores	nro trafos totales	0,13	c5 EAT 1	180
Ad	Lavado de Aisladores	nro de elementos	4,00	c2	12
Ad	Análisis y tratamiento de SF6 interruptores	nro interruptores totales	0,50	c5 EAT 1	1000

tros Paños y Máquinas 220 kV:

Tipo	Descripción	Unidad de base	Frecuencia Anual	Cuadrilla	Tiempo Tarea (min)
Op	Consignación de instalaciones	nro interruptores uat	1,00	c1	23
Op	Maniobras de reposición del servicio	nro interruptores uat	2,00	c1	23
Rep	Reparación de iInterruptores	nro interruptores totales	0,25	c5 AT 1	1890
Rep	Reparación de seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	0,25	c5 AT 1	720
Rep	Reparación de seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	0,25	c5 AT 1	1440
Rep	Reparación de Banco CCEE 13,2 kV - 20 MVAr	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	360
Rep	Reparación de Banco CCEE 13,2 kV - 30 MVAr	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	360
Rep	Reparación de Banco CCEE 13,2 kV - 5,4 MVAr	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	360
Rep	Reparación de Banco CCEE 220 kV - 65 MVAr	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	Banco CCEE 220 kV - 100 MVAr	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	Reparación de Banco CCEE 66 kV - 33 MVAr	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	900
Rep	Reparación de CER (-40/+2 x 20 MVAr)	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	360
Rep	Reparación de CER (-40/+2 x 6,24 MVAr)	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	360
Rep	CER (-30/+20 MVAr)	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	360
Rep	CER (-60/+60 MVAr)	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	360
Rep	CER (-60/+100 MVAr)	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	360
Rep	STATCOM (-65/+140 MVAr)	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2800
Rep	STATCOM (-100/+140 MVAr)	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2800
Rep	Reparación de Plataforma de compensación serie 500 kV - 3150 A - 36 Ω	nro de unidades	0,05	c5 EAT 1	2800
Rep	Reparación de Reactor de neutro 4,9 kV - 10 A	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	270
Rep	Reparación de Reactor de neutro 66 kV - 10 A	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	900
Rep	Reparación de Reactor monofásico 525 kV - 28 MVAr - OA	nro de unidades	0,05	c5 EAT 1	2800
Rep	Reparación de Reactor trifásico 220 kV - 18,5 MVAr - OA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	Reparación de Reactor trifásico 220 kV - 24 MVAr - OA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	Reparación de Reactor trifásico 220 kV - 91 MVAr - OA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	Reparación de Reactor trifásico 525 kV - 84 MVAr	nro de unidades	0,05	c5 EAT 1	2800
Rep	Transformador trifásico 220/13,8 kV - 10 MVA - CTBC - OA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700

Rep	Transformador trifásico 220/13,8 kV - 40 MVA - CTBC - OA/FA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	Transformador trifásico 220/17,6 kV - 70 MVA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	Transformador trifásico 220/23 kV - 10 MVA - CTBC - OA/FA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	Transformador trifásico 220/23 kV - 24 MVA - CTBC - OA/FA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	Transformador trifásico 220/23 kV - 5 MVA - CTBC - OA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	Transformador trifásico 66/13,2 kV - 2 MVA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	900
Rep	Transformador trifásico 220/19 kV - 100 MVA - CTBC - OA/FA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	Transformador trifásico 220/34 kV - 140 MVA - CTBC - OA/FA	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	Transformador desfasador	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	2700
Rep	Banco CCEE 13,2 kV - 11 MVAr	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	360
Rep	Banco CCEE 13,2 kV - 30 MVAr	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	360
Rep	Banco CCEE 13,2 kV - 5,4 MVAr	nro de unidades	0,05	c5 AT 1	360
Rep	Reparación de equipos de comunicaciones	nro equipos com	0,04	c4	360
Rep	Reparación de porticos y estructuras	nro de el. estructurales	0,01	c5 AT 1	360
Rep	Reparación de transformadores de potencial	nro trafos de potencial	0,05	c5 AT 1	2070
Rep	Reparación de transformadores de corriente	nro trafos de corriente	0,10	c5 AT 1	2800
Rep	Reparación de equipos de protección y control	nro equipos	0,07	c4	480
Rep	Reparación de medidores	nro equipos	0,07	c4	480
Rep	Reparación de pararrayos	nro Pararrayos	0,50	c5 AT 1	480
Rev	Inspección de Rutina de Transformadores	nro trafos totales	24,00	c1	10
Rev	Inspección de Rutina de Interruptores	nro interruptores totales	24,00	c1	5
Rev	Inspección de Rutina de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores	24,00	c1	3
Rev	Inspección de Rutina de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	24,00	c1	3
Rev	Inspección de Rutina de Compensación	nro compensadores totales	24,00	c1	5
Rev	Inspección de rutina de equipos de comunicaciones	nro equipos	24,00	c1	5
Rev	Inspección de Rutina de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	24,00	c1	5
Rev	Inspección de Rutina de Transformadores de Potencial	nro trafos de potencial	24,00	c1	5
Rev	Inspección de Rutina de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	24,00	c1	5
Rev	Inspección de rutina de equipos de protección y control	nro equipos	24,00	c1	5
Rev	Inspección de rutina de medidores	nro equipos	24,00	c1	5
Rev	Inspección General de Transformadores	nro trafos totales	2,00	c1	30
Rev	Inspección General de Interruptores	nro interruptores totales	2,00	c1	25
Rev	Inspección General de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores totales	2,00	c1	10
Rev	Inspección General de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	2,00	c1	12
Rev	Inspección General de Compensación	nro compensadores totales	2,00	c1	30
Rev	Inspección General de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	2,0	c1	10
Rev	Inspección General de Transformadores de potencial	nro trafos de potencial	2,0	c1	25
Rev	Inspección General de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	2,0	c1	25
Rev	Inspección General de equipos de protección y control	nro equipos	2,00	c1	20
Rev	Inspección General de medidores	nro equipos	2,00	c1	20
Rev	Revisión termografica y Coronografía	nro equipos	1,00	c1	40
Rev	Inspección General de equipos de comunicaciones	nro equipos	2,00	c4	20
Rev	Análisis de Aceite Transformadores y Reactores	nro trafos totales	1,00	c1	90
Rev	Agregado de aceite a transformador	nro trafos totales	0,50	c5 AT	135
Ad	Mantenimiento General de Transformador	nro trafos totales	0,12	c5 AT 1	450
Ad	Mantenimiento General de Transformadores de potencial	nro trafos de potencial	0,33	c5 AT 1	135
Ad	Mantenimiento General de Transformadores de Corriente	nro trafos de corriente	0,33	c5 AT 1	135
Ad	Mantenimiento General de Interruptores	nro interruptores totales	0,33	c5 AT 1	180
Ad	Mantenimiento General de Seccionadores Monofásicos	nro seccionadores totales	0,16	c5 AT 1	68
Ad	Mantenimiento General de Seccionadores Trifásicos	nro seccionadores	0,16	c5 AT 1	135
Ad	Mantenimiento General de equipos de comunicaciones	nro equipos	0,4	c4	60
Ad	Mantenimiento General de Compensación	nro compensadores totales	0,12	c5 AT 1	180
Ad	Mantenimiento General del regulador CBC	nro reguladores	0,12	c5 AT 1	600
Ad	Mantenimiento General de equipos de protección y control	nro equipos	0,4	c4	60

Ad	Mantenimiento General de medidores	nro equipos	0,4	c4	60
Ad	Mantenimiento General de el. Estructurales, pararrayos y aisladores	nro de elementos	0,12	c5 AT 1	90
Ad	Adecuación transformador (cambio de trafo por rotación)	nro trafos totales	0,06	c5 AT 1	90
Ad	Tratamiento de aceite aislante de transformadores y reactores	nro trafos totales	0,13	c5 AT 1	135
Ad	Lavado de Aisladores	nro de elementos	4,00	c2	12
Ad	Análisis y tratamiento de SF6 interruptores	nro interruptores totales	0,40	c5 AT 1	700

Cabe aclarar que en las tareas de inspección de los distintos equipos se incluyen las pruebas necesarias a estos.

2.5. Valorización de los Costos de Intervenciones

2.5.1 Costos Asociados a las Brigadas

Los costos utilizados para obtener el costo de las actividades realizadas por las brigadas son los siguientes:

Personal

Categoría Salarial	COSTO ANUAL (US$/año)
Jefe de Equipo	33.570
Técnico Especialista	33.570
Asistente	28.365
Ayudante	17.748
Chofer	44.994

Vehículos

Descripción	Datos	Costo anual (US$/año)
Automóvil	V1	30.880
Camioneta	V2	34.732
Camión 6 Tn	V3	47.069
Elevador	V4	38.505

Grúa 15 Tn	V5	124.614
Camión lavador aisladores	V6	131.304

Materiales

Subestaciones:

Código	Descripción	Unidad	Costo (US$)
eem0	Interruptor 220 KV	u	60.830
eem1	Interruptor de 500 KV	u	198.060
eem2	Seccionador Trifásico de 220 KV	u	15.712
eem2a	Seccionador Monofásico de 220 KV	u	15.165
eem3	Seccionador Trifásico de 500 KV	u	13.853
eem3a	Seccionador Monofásico de 500 KV	u	14.896
eem6	Transf. De Corriente Unipolar de 220 KV	u	14.554
eem7	Transf. De Potencial Unipolar de 220 KV	u	11.500
eem8	Transf. De Corriente Unipolar de 500 KV	u	27.500
eem9	Transf. De Potencial Unipolar de 500 KV	u	43.000
eem10	Equipos Auxiliares	Gl	730
eem11	UPS	u	21.000
eem12	Cargadores	u	5.930
eem13	Baterias	Gl	9.899
eem16	Banco CCEE 13,2 kV - 20 MVAr	u	240.000
eem17	Banco CCEE 13,2 kV - 30 MVAr	u	360.000
eem18	Banco CCEE 13,2 kV - 5,4 MVAr	u	81.325
eem19	Banco CCEE 220 kV - 65 MVAr	u	800.000
eem20	Banco CCEE 66 kV - 33 MVAr	u	404.250
eem21	CER (-40/+2 x 20 MVAr)	u	7.807.996
eem22	CER (-40/+2 x 6,24 MVAr)	u	7.055.418
eem23	Plataforma de compensación serie 500 kV - 3150 A - 36 Ω	u	8.625.000
eem24	Reactor de neutro 4,9 kV - 10 A	u	2.909
eem25	Reactor de neutro 66 kV - 10 A	u	52.836
eem26	Reactor monofásico 525 kV - 28 MVAr - OA	u	629.011
eem27	Reactor trifásico 220 kV - 18,5 MVAr - OA	u	808.873
eem28	Reactor trifásico 220 kV - 24 MVAr - OA	u	896.264
eem29	Reactor trifásico 220 kV - 91 MVAr - OA	u	1.525.275
eem30	Reactor trifásico 525 kV - 84 MVAr	u	1.451.094
eem31	Transformador trifásico 220/13,8 kV - 10 MVA - CTBC - OA	u	981.623
eem32	Transformador trifásico 220/13,8 kV - 40 MVA - CTBC - OA/FA	u	1.093.402
eem33	Transformador trifásico 220/17,6 kV - 70 MVA	u	1.152.340

eem34	Transformador trifásico 220/23 kV - 10 MVA - CTBC - OA/FA	u	981.877
eem35	Transformador trifásico 220/23 kV - 24 MVA - CTBC - OA/FA	u	928.782
eem36	Transformador trifásico 220/23 kV - 5 MVA - CTBC - OA	u	767.210
eem37	Transformador trifásico 66/13,2 kV - 2 MVA	u	182.030
eem38	Banco CCEE 13,2 kV - 11 MVAr	u	135.000
eem39	Banco CCEE 13,2 kV - 30 MVAr	u	360.000
eem40	Banco CCEE 13,2 kV - 5,4 MVAr	u	81.325
eem41	Grupo Electrógeno	u	18.143
eem42	Instalaciones contra incendio	u	76.790
eem43	Sistema de Vigilancia	u	59.690
eem44	Pararrayo 220 kV	u	6.349
eem44a	Pararrayo 500 kV	u	12.000
eem45	Transformador de SSAA	u	15.713
eem46	Transformador trifásico 220/19 kV - 100 MVA - CTBC - OA/FA	u	1.721.000
eem47	Transformador trifásico 220/34 kV - 140 MVA - CTBC - OA/FA	u	2.080.000
eem48	Banco CCEE 220 kV - 100 MVAr	u	890.486
eem49	CER (-60/+60 MVAr)	u	8.560.574
eem50	CER (-60/+100 MVAr)	u	9.407.224
eem51	STATCOM (-65/+140 MVAr)	u	22.036.921
eem52	CER (-30/+20 MVAr)	u	5.533.384
eem53	STATCOM (-100/+140 MVAr)	u	17.332.098
eem54	Transformador desfasador	u	7.131.000
maq9	Autotransformador monofásico 525/220 kV - 250 MVA - CTBC - OA/FA1/FA2	u	3.413.329
maq10	Reparación de Autotransformador monofásico 525/220/66 kV - 250 MVA - CTBC - OA/FA1/FA2	u	4.095.995
mat6	Estructuras y Soportes - 220 KV	gl	1.692
mat7	Estructuras y Soportes - 500 KV	gl	6.767
med1	Módulo Medidores	u	2.605
pro11	Módulo Equipos de Protección y control	cjto	40.940
con3	Módulo Eq. Generalas de Telecomunicación		496.066
con4	Módulo Comunicación	cjto	13.172
con6	Antenas	u	6.634
Kitet3	Aceite aislante	L	4
kitet4	kit de reemplazo de Aisladores	cjto	141
kitet5	Agua Para Lavado de Aisladores	L	0,2
kitet7	Cable de cobre para PAT 16 mm2	cjto	2
kitet8	Tornillos y bulones	cjto	4
kitet14	Bulonería/junta/nivel trafo/radiador/pintura	cjto	700
kitet21	Kit de reparación anual de Sistemas de Iluminación	cjto	222
kitet22	Materiales para adecuación de instalaciones en 500 - 220 KV	cjto	800

Líneas:

Código	Descripción	Unidad	Costo (US$)
conln7	Conductor	m	5
conln9	Hilo de guardia	m	2
ag4	Torre Metálica 220 KV	u	10.151
ag5	Torre Metálica 500 KV	u	13.534
hor17	Fundación de hormigón 220 KV	u	2.536
hor18	Fundación de hormigón 500 KV	u	6.846
ais10	Aislador de disco B&S 10" x 5 3/4", porcelana - 220 KV	gl	258
ais11	Aislador de disco B&S 10" x 5 3/4", porcelana - 500 KV	gl	430
kitln1	kit reparación cables de EAT	u	16
kitln2	kit reparación estructuras (pintura, bulonería,etc)	u	100
kitln5	Jabalina	u	2
kitln6	kit para aisladores de retención	u	278
kitln7	Dispositivo antiescalantes	u	285
kitln14	Dispositivo separadores 220 KV	u	44
kitln8	Dispositivo separadores 500 KV	u	88
kitln9	Dispositivo amortiguadores	u	21
kitln10	kit para aisladores de suspensión	u	207
kitln11	kit adecuación morseteria	u	300

La memoria de cálculo para llegar al costo anual de los conceptos expresados en las tablas anteriores se detalla en los capítulos referidos al cálculo del VI. Cabe aclarar que los repuestos utilizados en el mantenimiento se encuentran considerados como materiales en las tareas de O&M.

2.5.2 Costo Total de Brigadas de Operación y Mantenimiento

El costo de las actividades de operación y mantenimiento realizadas por las brigadas en las líneas y SE del área troncal es el siguiente:

Transelec Troncal Líneas y S/E	US$ /año	11.902.267
Otros tramos troncales Líneas y S/E	US$ /año	4.955.657
Total	US$ /año	16.857.925

Cabe recordar que la estimación de las tareas de O&M realizadas por las brigadas fue

desarrollada para todos los tramos troncales, es decir que comprende el SIC+ SING.

3. DETERMINACIÓN DEL COMA (SIN O&M BRIGADAS) DE TRANSELEC

A continuación se detalla el cálculo del COMA, sin las brigadas de O&M, para el área de concesión troncal de Tránsele.

3.1. Dimensionamiento y Remuneraciones del Personal

Esta parte del trabajo ha consistido en el dimensionamiento de la planta de personal de la organización destinada a operar, mantener y administrar los recursos y las instalaciones del sistema de transmisión troncal definido anteriormente, correspondiente al área de concesión troncal de Transelec.

En este trabajo el Consultor ha identificado por separado aquellos procesos propios de la operación, mantención y administración del sistema que se valoriza, de aquellos relacionados con las expectativas de crecimiento del sistema, que tienen pues, impacto en el costo del personal administrativo como se verá más adelante. La inclusión de las distintas unidades de la empresa se ha establecido justificadamente en el estudio.

3.2. Dimensionamiento del Personal

3.2.1 Modelo de Organización

La organización del personal fue desarrollada teniendo en cuenta las organizaciones del

sector eléctrico chileno. El dimensionamiento inicial de la estructura organizacional fue contrastado con la estructura de empresas extranjeras y también con la estructura presentada y aprobada en el estudio del año 2010.

En todo momento se tuvo en cuenta la normativa y realidad chilena, así como las disposiciones establecidas por la SEC a través de sus resoluciones, evacuadas para tales efectos (3. Determinación del COMA por tramo, párrafo 2°, página 23.).

Como se indicó anteriormente, también se tuvo en cuenta y evaluó críticamente la organización de Transelec troncal en el estudio de 2010 en su carácter de operador principal del sistema troncal del área del SIC y la experiencia propia del consultor en el sector eléctrico chileno. En aspectos puntuales (como por ejemplo la descentralización de las tareas de operación y mantenimiento a nivel de las administraciones regionales, o la coordinación general de estas tareas mediante una administración central), este análisis fue corroborado con la experiencia propia en trabajos similares en otros países (Argentina, Guatemala y Panamá).

Conforme la metodología de trabajo aplicada para el diseño de la organización de personal que debe administrar este sistema troncal, se ha definido una estructura en función del tamaño de la empresa.

Geográficamente, las funciones se concentran en Sede Central y Regionales.

Sede Central

En la Sede Central se encuentra el Consejo de Administración o Directorio, la Dirección Ejecutiva y las Gerencias o Departamentos que dependen de ella y que se detallan a continuación, junto con sus correspondientes funciones:

Directorio	Representación de los intereses de los accionistas y orientación general de los

	negocios de la compañía
Comité de Auditoría	Revisión de los informes de los auditores externos, los balances y otros estados financieros de la compañía y los sistemas internos de la compañía
Gerencia General	Conducción de la empresa, apoyando su gestión en las Gerencias y los Departamentos de la compañía

Gerencias de la Sede Central

Gerencia de Asuntos Corporativos	Se encarga de las comunicaciones y relaciones de la empresa con la comunidad.
Gerencia de Asuntos Legales	Se encarga del asesoramiento en materia de contratos, conflictos laborales y con clientes e instituciones, accidentes.
Gerencia de RRHH y Administración	Responsable del reclutamiento, capacitación y administración de los integrantes permanentes y eventuales (si los hubiere) de la organización, liquidación de salarios, liquidación de contribuciones para seguro social y otros. Se encarga de definir las políticas generales de administración, procesos de adquisición y logística de bienes y contratación de servicios y seguros. Controla el desempeño, implantación y mantenimiento de los procesos informáticos de gestión. Mantenimiento de estos sistemas y del hardware.
Gerencia de Finanzas y Tesorería	Gestión contable de la concesionaria, preparación de informes contables para las necesidades de gestión interna de la concesionaria y para la atención de organismos externos. Efectúa el control de presupuesto y gestión de la empresa. Además, se encarga de la gestión financiera de corto y largo plazo, captación de recursos, planeamiento financiero, gestión financiera, organización del endeudamiento de la concesionaria, pago a proveedores, pago de salarios, liquidación y pago de impuestos.
Gerencia Comercial y Regulatoria	Gestiona los contratos de conexión y facturación de la empresa y atiende los asuntos regulatorios y del mercado eléctrico en general
Gerencia de Explotación	Gerenciamiento y Supervisión de la Operación de Líneas, subestaciones y Centros Operativos de Control de Alta Tensión. Protecciones y telecomunicaciones de Operación. Gerenciamiento y planificación centralizada del mantenimiento preventivo y correctivo de la red de transmisión y estaciones transformadoras, instalaciones asociadas y equipamiento de control. Coordinación general de las administraciones zonales.

Regionales

En las sedes regionales se organizan, planean y supervisan las actividades de O&M de las instalaciones de transmisión en su área territorial específica de cada Administración Zonal. Dependen de la Gerencia de Explotación.

Las sedes regionales están localizadas en edificios cercanos a las subestaciones consideradas como más importantes por su envergadura o por su ubicación estratégica.

Las brigadas que atienden las tareas de O&M de líneas y de subestaciones se encuentran distribuidas en las diferentes zonas y ubicadas físicamente en subestaciones cabecera.

En cada regional se encuentran, además del Administrador Zonal y sus auxiliares administrativos y de seguridad, los siguientes Jefes de Departamento:

Jefe Centro Operación Zonal	Supervisa el funcionamiento y operación del sistema eléctrico de la zona correspondiente. Coordina a los supervisores de operación de las distintas subestaciones dentro de su zona
Supervisor Mantenimiento de Equipos	Supervisa las Brigadas de mantenimiento de las estaciones transformadoras.
Supervisor Mantenimiento de Líneas	Supervisa las Brigadas de mantenimiento de líneas.
Supervisor Mantenimiento de sistemas de Control	Supervisa las Brigadas de mantenimiento de los equipos de protección, sistemas de control y mediciones.

3.2.2 Dimensionamiento del Personal de Administración Central

Las bases de este estudio establecen que “el consultor deberá proponer el modelo de organización más eficiente que permita entregar los servicios de gestión, planificación y control de la operación y del mantenimiento, administración, facturación y cobranza del conjunto de tramos en estudio”.

En consecuencia, hemos señalado que la estructura de personal que es requerido, deberá ser el necesario para cubrir los servicios de gestión, planificación y control de la operación y del mantenimiento, administración, facturación y cobranza del conjunto de tramos en estudio.

La planta administrativa de la empresa cumple la función: de gestionar y operar el Sistema de Transmisión Troncal en servicio.

En el aspecto operativo, el Consultor identificó las labores de administración de la empresa que pueden ser ejercidas por personal externo, por cuanto existe un mercado competitivo de servicios que presta dichas labores. Como ejemplo se pueden mencionar las relaciones Públicas, el mantenimiento de instalaciones y otros servicios profesionales.

La estructura de la Administración Central fue desarrollada a partir de la racionalización de las funciones típicas de una empresa de transmisión de energía, definidas en base a la experiencia del Consultor.

A partir de esta estructura general de la empresa se definen los diferentes cargos y funciones. A continuación se describen las funciones de los cargos.

GERENCIA GENERAL

Gerente General

Tiene a su cargo la conducción global de la empresa respondiendo al directorio por la gestión, financiera, comercial y de explotación. Es el representante legal de la compañía.

Vela por la administración de los recursos humanos y materiales.

Del Gerente General dependen los ejecutivos a cargo de las siguientes gerencias:

- Gerencia de Asuntos Corporativos
- Gerencia de Asuntos Legales
- Gerencia de RRHH y Administración
- Gerencia de Finanzas y Tesorería
- Gerencia Comercial y de Regulación
- Gerencia de Explotación

También depende del Gerente General la Secretaria de la Gerencia General.

GERENCIA DE ASUNTOS CORPORATIVOS

Jefe de Planificación Estratégica

- Dirige y coordina las actividades de la Gerencia de Asuntos Corporativos.
- Identifica la necesidad de proyectos en el sistema de transmisión, efectuando los estudios técnico-económicos y evaluación económica de los mismos, orientados a mejorar la operación técnica del sistema troncal con el objeto de proponerlos a la autoridad. Coordina la realización de análisis regulatorios relacionados.

- Dirige y coordina los análisis regulatorios relacionados a las inversiones en el sistema de transmisión y representa a la Empresa ante los organismos externos encargados.
- Prepara las presentaciones al Directorio relacionados con proyectos de ampliaciones del sistema de transmisión troncal.
- Es responsable del control de las gestiones ejecutadas propias de su ámbito de acción.
- Coordina equipos de trabajo multidisciplinarios para obtener soluciones técnicas factibles que permitan el aumento de la capacidad del sistema de transmisión.
- Mantiene la comunicación con las comunidades y coordina y define las tareas relativas a la responsabilidad social empresaria.
- Dependen de su gerencia:
    - Secretaria de Gerencia: sus funciones son descriptas conjuntamente con la del resto del personal administrativo
    - Analista Planificación Estratégica

Analista Planificación Estratégica

- Realiza estudios técnico-económicos y evaluaciones económicas de proyectos de inversión en el sistema de transmisión.
- Simula la operación del sistema eléctrico en base a modelos computacionales especiales.
- Efectúa los análisis regulatorios que correspondan con las nuevas inversiones en el sistema de transmisión, coordinados con otras áreas de la Empresa.
- Mantiene actualizadas las bases de datos para realizar estudios de planificación.
- Coordina equipos de trabajo dedicados a la evaluación económica de un proyecto.
- Gestiona las tareas correspondientes a la responsabilidad social empresaria.

GERENCIA DE ASUNTOS LEGALES

Fiscal

- Es el responsable de la Gerencia de Asuntos Legales
- Asesora al gerente general y demás gerencias en todos los asuntos jurídicos y en actuaciones que puedan ser motivo de litigio.
- Asume el patrocinio, representación y defensa de la empresa en los juicios o gestiones administrativas en que sea parte o tenga interés; y gestiona, dirige y supervisa la actividad profesional de abogados externos contratados a tales efectos.
- Coordina y dirige arbitrajes trabajando en conjunto con las unidades comerciales y los abogados externos.
- De él dependen:
    - Secretaria de Gerencia: sus funciones son descritas conjuntamente con la del resto del personal administrativo
    - Asesor Jurídico

Asesor jurídico

- Responde al fiscal y presta asesoría, cuando lo requieran, a todas las unidades de la empresa (incluyendo atención de consultas telefónica de las administraciones regionales).
- Gestiona y revisa los contratos al interior de la empresa (servidumbre, arriendo, prestaciones de servicios).
- Actúa en los juicios en defensa de los intereses de la empresa.
- Asesora en temas laborales y comerciales.
- Colabora en la preparación de actas

- Revisa desde el punto de vista legal todos aquellos documentos relevantes de cualquier unidad de la empresa que lo requiera.
- Se mantiene al día de las modificaciones legales que puedan producirse en el país.

GERENCIA DE RRHH Y ADMINISTRACIÓN

Gerente RRHH y Administración

- Establece los lineamientos para mantener la estructura organizacional alineada a la estrategia de desarrollo de la empresa.
- Proporciona a la empresa el personal idóneo a sus actividades.
- Determina las políticas para la gestión de los recursos humanos de la empresa en lo que respecta a la selección, mantención, capacitación y desvinculación de personal.
- Define los lineamientos para la elaboración de las normas y procedimientos administrativos y controla su emisión.
- Apoya a las unidades de la empresa en la aplicación de las políticas de personal.
- Define políticas generales de administración y aprovisionamiento de bienes y contratación de servicios y su control.
- Formula y administra la política de seguros de la empresa.
- Es responsable por el control de las gestiones ejecutadas en el marco de su ámbito de acción.
- Dependen directamente del Gerente de RRHH y Administración:
    - Secretaria de Gerencia
    - Administrador de Sistemas
    - Jefe Departamento Recursos Humanos
    - Jefe Departamento Adquisiciones y Servicios Grales

Administrador de Sistemas

- Ejecuta las acciones necesarias para mantener totalmente operativos los sistemas informáticos y equipos computacionales de la empresa.
- Conoce en profundidad la tecnología de la empresa y presta el apoyo requerido por cualquier unidad para la realización de sus gestiones.
- Monitorea permanentemente el rendimiento de los equipos, servicios de procesamiento de datos (SAP) y redes computacionales (LAN, WAN).
- Administra los proyectos de su incumbencia.
- Mantiene comunicación constante con todas las unidades de la empresa, de manera de facilitar la atención oportuna de las emergencias y consultas referidas a sistemas informáticos.
- De él dependen:
    - los soportes informáticos (se ubican en las diferentes regionales)
    - Analistas de Sistemas.

Soporte Informático

- Configura y normaliza las estaciones de trabajo.
- Mantiene al día el inventario de software, hardware y licencias de la empresa.
- Determina las solicitudes de compra de insumos y elementos técnicos solicitados y aprobados por la jefatura.
- Administra las cuentas, permisos y licencias necesarias.
- Asesora en la compra de hardware y gestiona la compra de licencias de software.

Analistas de Sistemas

- Maneja, actualiza y respalda los procesos de mantenimiento, procesos de soporte y procesos de gestión del sistema (SAP)
- Mantiene relación con los contratistas

- Maneja presupuestos y cuenta con capacidad de programación y manejo informático.

Jefe Departamento Recursos Humanos

- Asegura el ingreso, mantención y desarrollo de los recursos humanos.
- Apoya al Gerente de RRHH en la dirección de las relaciones laborales internas y externas (con sindicatos y procesos de negociación colectiva).
- Propone anualmente la política y lineamientos generales referidos a las actividades de capacitación del personal de la empresa.
- Desarrolla políticas y normas de la empresa para la gestión de recursos humanos.
- Colabora en la selección del personal adecuado y gestiona las actividades de mantenimiento y desarrollo que se requieran.
- Actualiza los procesos que se lleven a cabo en la unidad.
- Colabora con los demás departamentos para implementar las condiciones y herramientas que permitan a los trabajadores lograr un máximo de rendimiento.
- Mantiene un control permanente sobre la gestión de recursos humanos (dotaciones, presupuesto y costos de personal, planes de capacitación y administración de beneficios).
- Dependen del Jefe del Departamento de Recursos Humanos:
    - Analista de Desarrollo de Recursos Humanos
    -
    - Analista de Recursos Humanos
    - Analista Relaciones Laborales
    - Analista de Remuneraciones

Analista de Desarrollo de Recursos Humanos

- Ejecuta los programas de desarrollo, detectando brecha y apoyando el potencial del personal

- Realiza estudios de desarrollo organizacional y de recursos humanos (estructura y perfiles de cargos, motivación y clima laboral, encuestas de satisfacción laboral, etc.).
- Desarrolla políticas y normas de la empresa para la gestión de Recursos Humanos.
- Realiza estudios especializados de desarrollo organizacional y de recursos humanos (estudios de organización, estructura y perfiles de cargos, motivación y clima laboral, encuestas de satisfacción laboral, etc.)
- Formular y ejecutar programas de desarrollo, orientados al perfeccionamiento profesional y personal del recurso humano, con el fin de mejorar la productividad y generar satisfacción en el trabajo.

Analista Recursos Humanos

- Recluta, selecciona y gestiona la contratación del personal.
- Emite y actualiza los contratos individuales de trabajo. Mantiene la custodia de los Contratos de Trabajo individuales y colectivos de la empresa.
- Mantiene un sistema de control que permita evaluar periódicamente la gestión en materia de Recursos Humanos, mediante la emisión de un informe de gestión.
- Gestiona los términos de contrato, liquidación de haberes, elaboración de finiquitos, control de feriados, licencias médicas, IAS, movimientos de personal y otros tanto del personal propio como contratado.
- Genera el informe de gestión sobre la situación de las dotaciones, organización, costos de personal, gestión de capacitación, etc. Mantiene un control permanente sobre estos aspectos.
- Propone anualmente la política y lineamientos generales de las actividades de capacitación del personal de la empresa.
- Formula los programas de desarrollo y coordina la ejecución de las actividades de capacitación del personal
- Efectúa análisis de estudios de mercado sobre cargos, funciones, remuneraciones y beneficios al personal.

Analista Relaciones Laborales

- Genera la información necesaria para el proceso de negociación colectiva con los diferentes grupos negociadores.
- Controla el programa de desarrollo social y de administración de beneficios de los convenios colectivos y los beneficios a trabajadores que no negocian colectivamente.

Analista Remuneraciones

- Administra las remuneraciones del personal.
- Actualiza la respectiva base de datos, los cálculos, procesos de pagos y análisis de las cuentas del personal.
- Formula el presupuesto anual de personal y lleva a cabo el control presupuestario en forma mensual.
- Es contraparte con organismos externos ligados a la administración de remuneraciones (Isapres, AFP y Caja de Compensación).
- Atiende las visitas de los auditores externos de la empresa, facilitando la información que sea solicitada.
- Realiza la gestión contable interna ligada al pago y liquidación de remuneraciones del personal.
- Se mantiene al tanto de la normativa legal, financiera y contable pertinente.
- Genera los reportes para informar a la unidad de Control de Presupuesto acerca del gasto en remuneraciones.

Jefe Departamento Adquisiciones y Servicios Generales

- Dirige la planificación y ejecución del programa de contratación de Suministros y Servicios y de gestión de stocks.
- Gestiona los contactos con los proveedores de servicios a la empresa. Gestiona y mantiene los contratos.

- Define montos y vigencias de las garantías y gestionar sus devoluciones a los proveedores.
- Autoriza las órdenes de pedido y compras en el sistema informático de las demás unidades de la empresa.
- Gestiona las compras técnicas de la empresa.
- Desarrolla los trámites para la importación de equipos.
- Efectuar la gestión y coordinación necesaria con el Corredor de Seguros de los bienes y recursos humanos de la empresa.
- Controla y administra las Pólizas de Seguro.
- Instruye al personal del área, respecto a los criterios a utilizar en los procesos de adquisiciones de bienes y servicios.
- Dependen del Jefe de Departamento de Adquisiciones y Servicios Generales:
    - Analista Adquisiciones y Servicios Generales.
    - Técnico Servicios Generales
    - Comprador Internacional
    - Comprador Nacional

Analista Adquisiciones y Servicios Generales.

- Desarrolla los procesos de adquisición de bienes y servicios desde el exterior y nacionales (procesos de cotización, evaluación económica de ofertas, preparación de informe y generación de Orden de Compra).
- Establece los contactos con los proveedores extranjeros o con sus representantes en el país. Genera, envía órdenes de compra y efectúa el seguimiento hasta la recepción conforme del bien o servicio.
- Cotiza y gestiona al mejor precio la contratación de transporte internacional, incluyendo la contratación de pólizas de seguro a los fletes internacionales. Gestiona y coordina el proceso de internación y trámites de aduana de los bienes.
- Prepara las Bases de Licitación por adquisiciones de bienes.

- Realiza las cotizaciones para la realización de compras nacionales; revisa los materiales e indicaciones técnicas y económicas para proponer diferentes alternativas de compra.
- Colabora en mantener el Registro de Proveedores de la empresa y su respectiva calificación por parte de las áreas usuarias.
- Administra las Pólizas de Seguro.
- Genera semanalmente los flujos de caja asociados a los pagos a los distintos proveedores, embarcadores, Seguros, Agente de Aduanas y transportistas. Informa a Tesorería al respecto.

Técnico Servicios Generales

- Mantiene el funcionamiento de los equipos e instalaciones de las oficinas centrales de la empresa, atendiendo los imprevistos.
- Establece los contactos necesarios con personal técnico ajeno a la Empresa para realizar los mantenimientos y reparaciones solicitados a las instalaciones y mobiliario de las oficinas centrales y la gestión de servicios de seguridad.
- Mantiene archivados y clasificados los documentos originales de las diferentes pólizas de seguros de la empresa.
- Gestiona el pago de todo tipo de servicios de la empresa (pago de servicios básicos, facturas, órdenes de compra).
- Informa mensual y semanalmente los flujos de caja a Tesorería.
- Atiende los requerimientos de arriendo de vehículos y gestiona las respectivas licitaciones.
- Coordina con el supervisor de estafetas, las labores de Mayordomía y Recepción, y supervisa el cumplimiento de las tareas encomendadas.
- Administra cajas de fondos fijos destinados a pequeñas compras.
- Mantiene actualizado los diferentes contratos de prestación de servicios de mantenimiento de equipos.

- Elabora y propone procedimientos y normas para el área de seguridad, cuidado y mantención de equipos y materiales.
- Mantiene y resguarda los contratos y documentos originales de la empresa. Lleva el control de los ingresos y salidas de documentos.

Comprador Internacional

- Colabora con la planificación y ejecución del programa de contratación de Suministros y Servicios y de gestión de stocks para la empresa.
- Desarrolla los procesos de adquisición de bienes y servicios desde el exterior que implican complejidad técnica y/o administrativa.
- Establece los contactos con los proveedores extranjeros o con sus representantes en el país. Genera y envía órdenes de compra y efectúa el seguimiento hasta la recepción conforme del bien o servicio. Mantiene el registro de proveedores.
- Realiza las cotizaciones necesarias para las compras.
- Prepara las cartas de reclamos a proveedores.
- Define montos y vigencias de las garantías y gestiona sus devoluciones a los proveedores.
- Mantiene ordenados los recintos en que se guardan los productos de stock, y lleva un estricto control de las especies a su cargo.

Comprador Nacional

- Gestiona las compras nacionales de todos los elementos requeridos por cualquier unidad de la empresa.
- Emite las órdenes de pedido, preocuparse del seguimiento y coordina y cotiza el transporte hasta la entrega al cliente final interno.

- Realiza las cotizaciones necesarias para la realización de las compras, revisa los materiales e indicaciones técnicas y económicas para proponer a su jefatura alternativas de compra.
- Realiza evaluaciones técnico-económicas de las ofertas recibidas.
- Define montos y vigencias de las garantías y gestiona sus devoluciones a los proveedores.
- Prepara las cartas reclamos a Proveedores ante retrasos en la entrega de las mercaderías o problemas de calidad o incumplimiento de especificaciones al recibir los equipos o materiales en instalaciones de la empresa.
- Confecciona las base administrativas para licitaciones nacionales. Recibe las solicitudes de pedidos, emite las solicitudes de cotización, contacta e invita a todos los proveedores que puedan satisfacer el requerimiento.
- Mantiene el Registro de Proveedores de la empresa.
- Mantiene ordenados los recintos en que se guardan los productos de stock, lleva un estricto control físico y computacional de las especies a su cargo.
- Controla los stocks de materiales de uso común y el uso diario y mensual, generando los informes mensuales comparativos respecto a los valores presupuestados.
- Administra una caja de fondos fijos que permita cubrir los gastos de pequeñas compras y paga rendiciones que posteriormente deben ser rendidas ante la unidad de Tesorería.
- Gestiona las garantías de los elementos adquiridos para la empresa. Mantiene todas las consultas y reclamos posteriores que puedan presentarse con las compras.

GERENCIA DE FINANZAS Y TESORERÍA

Gerente de Finanzas y Tesorería

- Dirige los servicios necesarios relacionados con tesorería, gestión de cobro y de gestión de riesgos financieros.
- Dirige las actividades de contabilidad y asegura la realización de la operatoria contable.
- Es responsable de la relación con las agencias de crédito y con los organismos de reglamentación financiera.
- Prepara el programa anual de préstamos, procura las estrategias de financiamiento y prepara los programas anuales de gestión de riesgo.
- Garantiza el servicio de deuda a corto y a largo plazo.
- Determina y dirige los procesos para realizar el control de cumplimiento de los objetivos financieros y de gestión de las unidades de la Empresa.
- Es responsable del control de las gestiones ejecutadas dentro de su ámbito de acción.
- Atiende las visitas trimestrales de los auditores externos de la empresa y facilita la información que se requiera.
- Del Gerente de Finanzas y Tesorería dependen de forma directa:
    - Secretaria Gerencia
    - Analista Financiero
    - Jefe Departamento Contabilidad
    - Jefe Departamento Control de Gestión
    - Tesorero

Analista Financiero

- Participa en la elaboración e implementación de las políticas financieras de la empresa.
- Analiza los datos financieros necesarios para la elaboración de los planes estratégicos y de acción comercial de la Empresa.
- Analiza los estados financieros de la empresa.

- Negocia las deudas y compromisos de la empresa con la banca, otros agentes externos y con el directorio.
- Propone y recomienda las alternativas a seguir en la gestión financiera de la empresa con vistas a prevenir o enfrentar problemas de esta área.
- Asesora al jefe del área en la realización de estudios y análisis financieros.

Jefe Departamento Contabilidad

- Dirige la preparación de la contabilidad de la empresa.
- Registra en la contabilidad de la empresa todos los hechos económicos.
- Vela por la correcta determinación y pago de los impuestos mensuales y su presentación y liquidación anual.
- Mantiene permanentemente actualizada la contabilidad de la empresa.
- Pone a disposición de los ejecutivos y directivos de la Empresa la información de la situación financiera-contable.
- Entrega la información financiero-contable a las autoridades correspondientes.
- Mantiene contactos y responde ante los organismos fiscalizadores.
- Del Jefe del Departamento de Contabilidad dependen:
    - Contador General
    - Administrador de Activo Fijo
    - Analista Contable

Contador General

- Elabora procedimientos para el área financiero-contable bajo normas y principios de contabilidad generalmente aceptados en el país.
- Analiza las cuentas de la empresa.
- Prepara informes contables, estados financieros y cálculo de los impuestos tanto mensual como anual.
- Prepara información para el cierre mensual de la contabilidad.

Administrador de Activo Fijo

- Crea bienes por proyectos de inversión para obras en curso, concilia saldos contables con módulo de Proyectos en Sistema Informático y traspasos de bienes a la Explotación.
- Actualiza y mantiene los datos de Activos Fijos en Explotación, conciliación mensual con saldos contables, conciliación con Inventario físico de bienes.
- Modifica los datos en sistema de control.
- Organiza informes de datos de bienes de Activo Fijo.
- Controla la información para pago de contribución bienes raíces de bienes de la empresa.
- Coordina con la asesoría jurídica para mantener actualizada la información de propiedades, terrenos y servidumbres.
- Lleva a cabo los procesos de corrección monetaria y depreciación en el sistema informático.

Analista Contable

- Prepara mensualmente los análisis financieros, estados de resultados de la empresa, balances, análisis de cuentas.
- Realiza diariamente el ingreso de documentos contables.
- Prepara la declaración de impuestos mensuales.
- Mantiene contacto permanente con el personal administrativo en las regionales para atender asuntos de su competencia.
- Entrega informes contables, sobre el funcionamiento de la empresa, que permitan sistematizar la información que se entrega a la jefatura correspondiente.
- Actualiza y mantiene los datos de Activos Fijos en Explotación, concilia mensualmente con saldos contables y con inventario físico de bienes. Organiza informes sobre el tema.
- Modifica los datos en sistema de control.

- Controla la información para el pago de contribución de bienes raíces de los inmuebles de la empresa.
- Coordina con Fiscalía para mantener actualizada la información de propiedades, terrenos y servidumbres.
- Ejecuta procesos de corrección monetaria y depreciación.

Jefe Departamento Control de Gestión

- Mantiene el control y seguimiento de las metas y objetivos de la Empresa, evaluando el cumplimiento de las normas y de los mecanismos de control vigentes.
- Realiza el control presupuestario de los ingresos, costos e inversiones, y de los indicadores que se determinen para la empresa.
- Maneja los indicadores de gestión tanto cualitativos como cuantitativos de la empresa.
- Establece las necesidades de sistemas de información de gestión.
- Mantiene actualizado el Sistema de Control Interno de la empresa y prepara el Plan de Control Operativo Anual.
- Determina y mantiene la codificación analítica de la empresa requerida para captar la información de gestión y posibilitar su control.
- Sugiere las iniciativas y proyectos que permitan mejorar las funciones del departamento.
- Supervisa la confección de los informes mensuales, asegurando su calidad y puntualidad.
- Lleva la contabilidad analítica de la empresa: creación y mantenimiento de sus datos maestros, de informes y reportes. Realiza el proceso de cierre mensual de la contabilidad analítica, efectúa las liquidaciones y sub repartos.
- Lleva en ERP las versiones de presupuesto que se requieran.
- Colabora en la captación de información necesaria para los presupuestos anuales o de largo plazo.
- Participa en la implementación de sistemas de control interno en la empresa.

- Del Jefe Departamento Control de Gestión depende:
    - Analista de Control de Gestión

Analista de Control de Gestión

- Lleva la contabilidad analítica de la empresa: Creación y mantenimiento de sus Datos Maestros, Creación y Mantenimiento de Informes y Reportes.
- Realiza el proceso de cierre mensual de la contabilidad analítica, efectuando las liquidaciones y sub repartos.
- Lleva en ERP las versiones de presupuesto que se requieran.
- Colabora en la captación de información necesaria para los presupuestos anuales/largo plazo que se realicen.
- Propone alternativas e ideas para el trabajo de esta unidad, de manera de agilizar y facilitar procesos y flujos de información.
- Participa en la implementación de sistemas de control interno en la empresa.

Tesorero

- Elabora políticas, normas y procedimientos de recaudación y pagos.
- Desarrolla y coordina análisis de instrumentos financieros, su utilización y beneficios para optimizar los recursos financieros de la empresa.
- Establece las relaciones con los bancos nacionales y extranjeros, operaciones financieras, mantención de cuentas corrientes. Contabiliza estas operaciones.
- Custodia y realiza el arqueo de los valores de la empresa.
- Realiza los pagos en moneda extranjera, cotiza la moneda a pagar y elabora los documentos para ratificar estas operaciones.
- Realiza colocaciones en mercado de capitales (moneda extranjera, depósitos a plazo)
- Informa al Banco Central sobre operaciones realizadas con moneda extranjera.

- Efectúa la cobranza a clientes y pago a proveedores, decide las fechas y el banco, vela que se cumpla la política de pagos de la empresa.
- Realiza y mantiene el presupuesto de caja, cotización de bancos y manejo de excedentes.
- Calcula los intereses devengados y ganados mensualmente.
- Del tesorero depende:
    - Analista tesorería

Analista Tesorería

- Efectúa los pagos a proveedores de la empresa; confecciona los cheques y se mantiene en contacto permanente con ellos para atención de consultas.
- Realiza los presupuestos de caja, orientados al corto y mediano plazo.
- Revisa diariamente los saldos de cuentas bancarias de la empresa, determinando su disponibilidad monetaria.
- Coordina con el tesorero las inversiones diarias de la empresa.
- Asegura la liquidez inmediata del efectivo que se recibe diariamente.
- Asegura los documentos de respaldo de cada pago o cobranza realizado.
- Realiza las transferencias bancarias al extranjero para el pago de proveedores.
- Redacta las cartas que se envían los bancos y que entregan instrucciones acerca de tasas bancarias, pagos extranjeros, transferencias monetarias.
- Custodia los documentos de la empresa, boletas de garantía, inversiones de mercado, etc.
- Mantiene contactos de nivel operativo con los bancos para solucionar problemas de gestión diaria y que afectan los recursos financieros de la empresa.

GERENCIA COMERCIAL y REGULATORIO

Gerente Comercial

- Actúa en el mercado eléctrico frente a los usuarios actualmente conectados o interesados en conectarse al sistema de transmisión troncal de la empresa.
- Atiende las solicitudes de los clientes respecto a conexiones al sistema troncal, haciendo las gestiones internas para determinar las condiciones en que dichas solicitudes pueden ser satisfechas.
- Aplica la normativa legal que regula los cobros por transmisión eléctrica en su sistema troncal.
- Propone y representa la posición de la empresa en los CDEC en materias comerciales y de interacción con el mercado eléctrico.
- Es responsable del control de las gestiones ejecutadas en el marco de las materias que son propias de su ámbito de acción.
- Propone lineamientos y estrategias para atender las cuestiones regulatorias y coordina la interacción con las autoridades regulatorias del sector.
- Del gerente comercial y regulatorio dependen:
    - Analista Comercial
    - Jefe Departamento Regulación y Mercado Eléctrico

Analista Comercial

- Mantiene las bases de datos de facturación, instalaciones, y otra información necesaria para el control de los ingresos por concepto de peajes e ingresos tarifarios.
- Llevar el control de las provisiones de ingresos y egresos asociados a la explotación de instalaciones de transmisión troncal.

- Supervisa el proceso de facturación durante y después de su realización.
- Revisa las liquidaciones de peajes e ingresos tarifarios entregadas por la DP del CDEC.
- Administra los contratos, fallos arbitrales y acuerdos por peajes, indicando los montos mensuales a facturar.
- Gestiona y coordina las conexiones de terceros que requieran conectarse con las instalaciones troncales de la empresa.
- Emite los informes necesarios acerca de las nuevas conexiones al sistema y de las condiciones bajo las cuales se realizarán dichas conexiones.
- Participa de los arbitrajes con los clientes que le correspondan. Especialmente en la parte probatoria.
- Se mantiene al día en lo referido a la regulación del sector.
- De ser necesario, realiza estudios de tarifas para apoyar la gestión de la empresa ante los cambios legales.
- Se desempeña como coordinador de conexión.

Jefe Departamento Regulación y Mercado Eléctrico

- Aporta las bases conceptuales y los antecedentes comerciales para defender la posición de la empresa frente a interpretaciones de aplicación de la normativa actual.
- Elabora estudios acerca de la regulación de la transmisión y procedimientos de cálculo de peajes, efectuando las proposiciones cuando corresponda.
- Estudia y evalúa el impacto que posibles cambios legales o reglamentarios tengan sobre los resultados de la empresa.
- Propone alternativas de tal modo de resguardar los intereses de la empresa ante posibles proyectos de cambios regulatorios del sector eléctrico.
- Participa y apoya la actualización de VI, genera los respaldos correspondientes.
- Entrega los fundamentos teóricos sobre los cuales se apoyarán las actividades generales del departamento.

- Participa en instituciones, organismos y agrupaciones del sector eléctrico para representar la posición de la empresa en materias de su interés.
- Propone y colabora en la ejecución de estrategias en comunicaciones orientadas a los clientes relevantes de la empresa, para posicionar su imagen corporativa.
- Del Jefe Departamento Regulación y Mercado Eléctrico depende:
    - Ingeniero Senior Mercado Eléctrico
    - Analista de Regulación y Mercado Eléctrico

Ingeniero Senior Mercado Eléctrico

- Determina y mantiene actualizados los Valores de Inversión (V.I.) y los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA) aplicables al cálculo de peajes en el Sistema de Transmisión Troncal.
- Determina mensualmente los ingresos reales por tramos del sistema de transmisión troncal de la empresa.
- Apoya a consultores externos en el desarrollo de nuevos modelos para el trabajo de su área y realiza para ello el estudio que corresponda para finalmente proponer las modificaciones que se requieran.
- Elabora informes y realiza estudios de flujos por tramos del sistema de transmisión troncal de la empresa.
- Se mantiene al día en las novedades del mercado eléctrico, en los modelos que se aplican y en las metodologías para la realización de cálculos.

Analista de Regulación y Mercado Eléctrico

- Recopila e informa mensualmente a los CDEC las lecturas horarias de medidores de energía en el sistema de transmisión troncal de la empresa.

- Procesa información para la elaboración de informes y estudios de flujos por tramos del sistema troncal. Mantiene las bases de datos relacionadas con estas tareas.

GERENCIA DE EXPLOTACIÓN

Gerente Explotación

- Define y administra los recursos necesarios para la planificación, realización y control de las actividades de operación y mantenimiento de las instalaciones de la empresa.
- Coordina las labores de mantenimiento y operación de la compañía. Asegura la permanente y correcta operación del sistema.
- Administra, a través de las regionales o centros zonales, la explotación de las instalaciones de la empresa.
- Apoya a la superioridad de la compañía en las materias técnicas de su competencia.
- Asegura el cumplimiento de la normativa medioambiental y de prevención de riesgos.
- Es responsable por el control de las gestiones ejecutadas en el marco de las materias que son propias de su ámbito de acción.
- Coordina las actividades comerciales y asuntos regulatorios de la empresa.
- Del gerente de explotación dependen directamente:
    - Secretaria Gerencia y asistente administrativo
    - Jefe Control y Análisis de Gestión Terreno
    - Jefe Departamento Soporte Técnico
    - Jefe Departamento Gestión Redes
    - Administrador Zonal

Jefe Control y Análisis de Gestión Terreno

- Analiza la gestión administrativa, de personal y de servicios a terceros de las unidades descentralizadas de terreno.
- Recolecta y prepara bases de datos y emite informes estadísticos mensuales para la jefatura Técnica y de Explotación.
- Gestiona centralizadamente los procesos de llamados a licitación de trabajos o servicios, hasta la firma de los respectivos contratos.
- Apoya desde las oficinas centrales de la compañía a las Unidades de terreno en diferentes aspectos de su gestión administrativo contable.
- Supervisa y controla las gestiones contables, imputaciones y control de cuentas.
- Vela por la probidad de los movimientos que se ejecuten en la empresa.
- Controla en terreno la gestión de las unidades descentralizadas.
- Del Jefe Control y Análisis de Gestión Terreno dependen:
    - Experto Medio Ambiente
    - Experto Prevención de Riesgos
    - Experto en Calidad

Experto Medio Ambiente

- Realiza todas las gestiones internas con el fin de generar planes de trabajo, programas, y directrices que regulen los procedimientos y actividades de índole ambiental.
- Proporciona apoyo a toda la organización, con el fin de dar cumplimiento a lo requerido por la compañía y ajustarse a la reglamentación vigente en materias de medio ambiente.
- Facilita la gestión ambiental en las diferentes áreas de la empresa.
- Detecta y establece las necesidades de actividades de desarrollo y capacitación en materias ambientales.

- Asegura el cumplimiento de las normas y estándares nacionales de medioambiente.

Experto Prevención de Riesgos

- Realiza las gestiones internas de manera de generar planes de trabajo, programas, y directrices que regulen los procedimientos y actividades de índole de seguridad.
- Proporciona apoyo a toda la organización, con el fin de dar cumplimiento a lo requerido por la compañía y ajustarse a la reglamentación vigente en materias de prevención de riesgos.
- Facilita la gestión de prevención de riesgos en las diferentes áreas de la empresa.
- Detecta y establece las necesidades de actividades de desarrollo y capacitación en materias prevención de riesgos.
- Apoya a las unidades de terreno en los temas relacionados con seguridad y prevención de riesgo. Establece los contactos necesarios con los jefes de unidades descentralizadas y coordina con ellos las gestiones a tales fines.
- Asegura el cumplimiento de las normas y estándares nacionales de seguridad laboral.

Experto en Calidad

- Realiza todas las gestiones internas con el fin de generar planes de trabajo, programas, y directrices que regulen los procedimientos y actividades relacionadas con los estándares de calidad.
- Proporciona apoyo a toda la organización, con el fin de dar cumplimiento a lo requerido por la compañía y ajustarse a la reglamentación vigente en materias de calidad.
- Facilita la gestión de los estándares de calidad en las diferentes áreas de la empresa.

- Detecta y establece las necesidades de actividades de desarrollo y capacitación en materias de calidad.
- Asegura el cumplimiento de las normas y estándares nacionales sobre calidad.

3.2.3 Dimensionamiento del Personal de Operación y Mantenimiento

El dimensionamiento del personal para la operación del conjunto de tramos en estudio se ha realizado siguiendo lo expresado en el Anexo 2 de las Bases.

La estructura del área de operación debe considerar que determinadas funciones y procesos de operación que se requieren realizar en una empresa de transmisión troncal, deben ser efectuadas en forma descentralizada (distribuida), en una estructura que depende de centros de coordinación de operación zonales (COZ), que atienden la operación en tiempo programado, de centros de control ubicados estratégicamente para atender emergencias, y de un centro de operación de transmisión centralizado, que atiende la operación en tiempo real.

Con la distribución de los COZ actuales se ha buscado la dotación mínima necesaria destinada a esta actividad de operación del Sistema Troncal, para poder cubrir el servicio continuo, característica relevante de la función operación en tiempo real.

Por otra parte, la dispersión geográfica y largas distancias entre subestaciones troncales han conducido a determinar una dotación auxiliar básica para asistir al control a distancia en ejercicio, para satisfacer las necesidades de atención dentro de plazos breves cualquier desperfecto no resuelto con el comando remoto. A este personal se le ha asignado, además, el mantenimiento operacional de los equipos a su cargo.

Se han incluido todas las actividades necesarias para operar y mantener el sistema troncal, incorporando dentro de las actividades todas las tareas identificadas que resultaron pertinentes conforme a lo requerido en el capítulo II de las bases y al procedimiento incluido en la propuesta. Es decir, se consideraron la normativa legal y reglamentaria y las disposiciones establecidas por la SEC a estos efectos. A los efectos de validar la inclusión de las distintas tareas, se ha tenido en cuenta la experiencia propia del consultor en el sector eléctrico chileno y la información recibida por parte de Transelec.

La operación de los centros de control de las instalaciones que conforman el sistema de transmisión troncal, constituye una actividad que no se recomienda contratar con empresas externas, tanto por su carácter permanente y continuo, como por su carácter estratégico.

Los centros descentralizados son asistidos por departamentos centralizados especializados que proveen el soporte técnico del más alto nivel dentro de la empresa. En la sede central de la empresa funcionan el Departamento de Gestión de Redes (del que dependen los centros de Despacho de Carga y de Sistemas Eléctricos y Control de la Operación) y el Departamento de Soporte Técnico o Mantenimiento (del que dependen las jefaturas de Líneas de Transmisión, de Sistemas de Control, de Equipos Eléctricos y de Telecomunicaciones). Estas jefaturas coordinan actividades en las áreas correspondientes de las diferentes regionales.

Organización a Nivel de Operación Centralizada

La operación de los equipos de la empresa, el despacho de carga y control de operación es supervisada de manera centralizada mediante el Departamento de Gestión de Redes de alto nivel técnico y administrativo. De este departamento dependen directamente:

- El área de sistemas eléctricos y control de la operación
- El área de despacho de carga

Por otro lado, debido a que las tareas de mantenimiento correctivo y preventivo del sistema es contratado a empresas externas, se precisa tanto de una coordinación centralizada como de una supervisión descentralizada.

La coordinación centralizada es asignada al Departamento de Soporte Técnico. De este departamento dependen directamente las siguientes áreas:

- Líneas de Transmisión
- Sistemas de Control
- Equipos Eléctricos
- Telecomunicaciones

Organización de la operación y mantenimiento descentralizada

La operación y mantenimiento descentralizada es conducida a nivel de administraciones regionales o zonales. En estas administraciones se reúnen tres actividades fundamentales:

- Operación y control a distancia de los interruptores del sistema
- Operación y control de las subestaciones
- Supervisión de las tareas de mantenimiento preventivo y correctivo de las instalaciones

La supervisión y el control a distancia de la mayoría de los interruptores del Sistema de Transmisión Troncal es llevada a cabo en los Centro de Operación Zonales. Se consideran tres Centros de Operación Zonales ubicados en sendas administraciones regionales y que

operan coordinadamente en condiciones normales bajo la supervisión del Centro de Despacho de Transmisión (CDT) de la empresa, el que a su vez se coordina en tiempo real con el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC).

En situaciones de contingencia del sistema eléctrico troncal, estos Centros deben operar de manera autónoma siguiendo estrictamente los procedimientos estipulados en los Planes de Recuperación de Servicio de cada zona geográfica, acordados y autorizados por las autoridades del sector.

Por ello, estos centros deben contar con atención continuada, para lo cual debe contarse con el personal suficiente que permita la adecuada rotación del personal. Por lo anterior, se ha considerado adecuado que cada Centro de Operación Zonal cuente con un Jefe y 6 operadores todos ubicados en la administración regional.

Por otra parte la supervisión y operación de las subestaciones si bien dependen jerárquicamente del administrador zonal, se ubican en oficinas localizadas en determinadas subestaciones. Para estas tareas se definen Supervisores de Operación que coordinan a Operadores de subestaciones.

Finalmente, las tareas tercerizadas de mantenimiento preventivo y correctivo son supervisadas mediante Supervisores e Inspectores ubicados en subestaciones específicas. En todos los casos, este personal depende jerárquicamente del administrador zonal bajo el cual se encuentra la subestación en cuestión.

Los cargos correspondientes a estos departamentos se describen a continuación.

Jefe Departamento Gestión Redes

Este cargo representa el máximo nivel técnico dentro de la estructura de operaciones de la empresa. Su misión es la de dirigir la operación de las instalaciones, con el fin de preservar y mantener condiciones de seguridad y calidad de suministro que permitan alcanzar los estándares dispuestos por la Autoridad. También asesora personalmente o a través de su personal a las unidades descentralizadas que se identifican más adelante y a otras Unidades de la compañía en estos asuntos. Sus funciones son:

- Coordina las labores y actividades normales y de emergencia de la unidad de Operaciones.
- Administra, dirige y coordina los recursos y actividades para llevar a cabo la misión, de acuerdo con la Política de Operaciones de la empresa troncal.
- Lidera las acciones necesarias para prestar y recibir servicios de operación de una alta calidad de servicio y en términos favorables para el sistema.
- Propone las necesidades de capacitación del personal del área de operaciones tanto para la unidad central como el requerido por las jefaturas descentralizadas.
- Vela por el adecuado manejo y funcionamiento de las instalaciones de explotación de la empresa relativas al área de Operaciones.
- Controla la supervisión permanente de la operación en tiempo real del sistema troncal dentro del contexto del Sistema Interconectado.
- Define y controla los resultados obtenidos de análisis, estudios, simulaciones, con el objetivo de mantener la calidad de servicio exigida por las normas de seguridad y calidad.
- Efectúa las acciones necesarias que apunten a mantener un adecuado nivel del control de la gestión técnica, administrativa y contable de la Unidad.
- Dirige la asesoría especializada a otras áreas de la empresa que requieran estudios de simulación y definiendo condiciones técnicas para nuevas conexiones.
- Depende directamente del Jefe de este departamento:
    - Jefe Sistemas Eléctricos
    - Jefe de Control de la Operación
    - Jefe Despacho de Carga

- Jefe Estudio de Protecciones

Además de los anteriores, este jefe recibe apoyo de un asistente administrativo.

Jefe Control de la Operación

- Reemplaza al Jefe de la Unidad cuando sea requerido.
- Dirige el análisis de las actividades operacionales del Sistema de Transmisión Troncal, en especial ante situaciones especiales.
- Procura que los sistemas de información permitan una rápida, precisa y oportuna evaluación del comportamiento de las instalaciones, respecto de los estándares fijados por la Autoridad.
- Gestiona la calidad del servicio técnico de la transmisión (debe procesar la información base, para generar las estadísticas de la operación de la empresa).
- Apoya y controla la supervisión funcional de la actividad de operación en terreno, en especial en el logro de una organización adecuada y en el cumplimiento de los programas de capacitación del personal.
- Lidera el desarrollo de la normativa interna sobre intervención en instalaciones para prevenir y controlar los riesgos que puedan afectar a las personas, a las instalaciones y a la seguridad y calidad de servicio.
- Crea, mantiene actualizada y hace cumplir la normativa de operación (mediante la generación de nuevas normas, procedimientos de trabajo, redacción de manuales como supervisando el cabal cumplimiento de las normas y procedimientos en vigencia. Autoriza las modificaciones que se introduzcan a los procedimientos o normativas vigentes.
- Participa en la creación y suscripción de los documentos contractuales con terceros, en lo relacionado con aspectos operacionales.
- Genera los índices e informes adecuados acerca del funcionamiento del sistema troncal dentro del contexto del sistema eléctrico interconectado, para ser enviados

tanto a otras unidades de la empresa como también a organismos (CDEC SIC, SING o SEC, entre otros).

- En forma regular, dirige o realiza visitas o inspecciones técnicas a las unidades descentralizadas de la empresa. Posteriormente, verifica el cumplimiento de la normalización de las observaciones encontradas.
- Del Jefe de Control de la Operación depende e:
    - Analista Control de la Operación

Analista Control de la Operación

- Analiza las actividades operacionales en el sistema troncal (especialmente ante eventos y perturbaciones particulares). Hace observaciones a los procedimientos inadecuados o fuera de estándares.
- Gestiona y opera los sistemas de información que permitan la evaluación sistemática del comportamiento de las instalaciones respecto de los estándares fijados y el compromiso con los objetivos de seguridad y calidad del servicio.
- Efectúa actividades de supervisión funcional de la actividad de operación en terreno (especialmente respecto del logro de una organización adecuada y cumplimiento de los programas de capacitación del personal).
- Prepara los informes para la gerencia de la CTT en los que se muestran los diversos índices de calidad de la operación en general.
- Estudia, desarrolla y controla el cumplimiento de la normativa interna respecto de la intervención de personal propio, contratado o de terceros en las instalaciones, a fin de prevenir y controlar los riesgos.

Jefe Sistemas Eléctricos

- Reemplaza al Jefe Superior cuando sea requerido.

- Analiza la operación del Sistema de Transmisión Troncal y del sistema interconectado en condiciones normales y especiales, recomendando las acciones más adecuadas en cada caso.
- Analiza la capacidad del Sistema de Transmisión Troncal, frente a la conexión de nuevas instalaciones, modificación de las existentes o incremento del uso por parte de terceros.
- Realiza análisis del sistema pre y post operación, especialmente en caso de presentarse perturbaciones que sea posible prevenir.
- Estudia la viabilidad de las conexiones de terceros, analizando su efecto en las instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal.
- Propone las soluciones que permitan reponer el funcionamiento normal de las instalaciones del Sistema Troncal ante situaciones de emergencia que afecten equipos principales.
- Define las capacidades efectivas de las instalaciones, clave para la toma de decisiones de operación futura.
- Realiza estudios de simulación del sistema eléctrico.
- Del Jefe Sistemas Eléctricos dependen:
    - Analista Senior Sistemas Eléctricos
    - Analista Sistemas Eléctricos

Analista Senior Sistemas Eléctricos

- Analiza la operación del Sistema Troncal y recomienda las acciones más adecuadas en cada caso.
- Analiza la capacidad de las instalaciones para soportar ampliaciones. Analiza la factibilidad de conexión de nuevas instalaciones.
- Establece los contactos con el CDEC-SIC, y propone las alternativas más pertinentes ante situaciones especiales.
- Revisa las protecciones del sistema eléctrico y sus ajustes, y analiza su comportamiento.

- Realiza análisis de capacidad del sistema en diferentes tramos y propone las medidas que le permitan mantener la seguridad del sistema.
- Apoya la planificación del desarrollo del sistema eléctrico, aportando información necesaria o haciendo estudios de operación considerando las futuras ampliaciones.
- Determina el origen de las fallas que puedan presentarse. Realiza simulaciones que permitan prevenir nuevos inconvenientes.
- Recolecta los consumos mensuales y demandas máximas, mantiene estadísticas y prepara los informes que se requieran.
- Verifica el permanente cumplimiento de la normativa

Analista Sistemas Eléctricos

- Apoya la operación diaria del Centro de Despacho, entregando la información que se requieran y realizando los estudios que resulten pertinentes.
- Analiza las fallas que ocurren en el sistema e identifica sus causas, especialmente en las condiciones que se presentaron. Mantiene un registro constante de las fallas que sirva de material de apoyo para el análisis de las perturbaciones que se puedan presentar.
- Verifica que las protecciones del sistema troncal y sus ajustes (durante el diseño y explotación) cumplan con la Norma Técnica y analiza su comportamiento.
- Analiza la factibilidad de conexión de nuevas instalaciones o la modificación de las existentes o de los montos de potencia retirada.
- Analiza la información de planes, programas y estudios emanados del CDEC- SIC, así como su normativa y aplicación.
- Analiza la operación del Sistema Troncal, tanto en condiciones normales como especiales y recomienda las acciones más adecuadas en cada caso.
- Realiza análisis de capacidad del sistema en diferentes tramos y propone las medidas que le permitan mantener la seguridad del sistema.
- Determina el origen de las fallas que puedan presentarse. Realiza simulaciones que permitan prevenir nuevos inconvenientes.

- Apoyo a la determinación de las mejores oportunidades y condiciones para la realización de los trabajos de intervenciones y desconexiones en el sistema troncal.
- Seguimiento de los compromisos en la plataforma de SEC
- Actualiza la plataforma de información técnica que tiene a cargo la Dirección de Peajes
- Revisa los estudios de las obras troncales en distintas etapas del proyecto

Jefe Estudio de Protecciones

- Se encarga de la elaboración, revisión y aprobación de los estudios de protecciones,
- Es el encargado del proceso de aseguramiento de la calidad del remplazo del equipamiento de protecciones, desde su adquisición hasta su puesta en servicio.
- Del Jefe Estudio de Protecciones depende:
    - Analista Estudio de Protecciones

Analista Estudio de Protecciones

- Analiza el correcto funcionamiento de los sistemas de control y de teleprotecciones
- Elabora estudios de capacidad permanente por tramos y demás estudios

Jefe Despacho de Carga

- Supervisa la operación del sistema troncal en tiempo real, para lo cual debe utilizar el sistema SCADA y la comunicación directa con los centros de operación zonales.

- Coordina las desconexiones e intervenciones con los centros de operación zonales y el CDEC, previendo y minimizando los riesgos de manera de preservar la condición de seguridad "n -1" en las líneas troncales y resguardar la calidad de servicio en el Sistema de Transmisión Troncal.
- Estudia, traspasa a sus dirigidos y verifica la correcta aplicación los Planes de Recuperación de Servicio (PRS) del sistema de transmisión en los centros de operación zonales. Coordina los planes propios de la empresa con los Planes Generales de Recuperación de Servicio del CDEC.
- Establece las necesidades de capacitación de su personal.
- Emite las instrucciones necesarias para que el accionar del Centro de Despacho y los centros de operación zonales mantengan sistemáticamente la calidad y la seguridad del sistema eléctrico.
- Supervisa la correcta ejecución de maniobras para el retiro y desconexión de las instalaciones de la Zona Centro con motivo de la ejecución de trabajos de mantenimiento.
- Prepara semanalmente informes al CDEC-SIC en relación con operaciones efectuadas y programadas en el Sistema Troncal.
- Recibe y analiza los informes de novedades diarias, procedentes de los centros de operación zonales.
- Atiende y estudia la forma de prevenir las fallas del sistema eléctrico a su cargo.
- Del Jefe de despacho de Carga depende:
    - Despachador de carga

Despachador de Carga

- Supervisa la operación en tiempo real del Sistema de Transmisión Troncal, controlando el funcionamiento de las instalaciones y disponiendo acciones correctivas directamente o en coordinación con el CDC del CDEC-SIC y con los centros de operación zonales, según corresponda.

- Actúa ante el CDEC y centros de control de otras empresas de transmisión a todos los efectos de coordinación y dirección de la operación.
- Controla las intervenciones y desconexiones en las instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal, de manera que se minimicen los riesgos y se mantengan las condiciones de seguridad y conectividad del sistema.
- Controla y coordina las labores de los operadores centros de operación zonales y subestaciones, tendientes a la ejecución de las labores que aseguren el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.
- Dirige coordinadamente con el CDEC y los centros de operación zonales la recuperación del servicio para casos de falla del sistema de Transmisión Troncal o de una parte de éste.
- Normaliza el sistema eléctrico troncal en caso de que se presenten perturbaciones, aplicando oportunamente los planes existentes para tales efectos, y tomando las decisiones que resulten pertinentes.
- Revisa permanentemente los niveles de tensión, transferencias, configuración del Sistema, equipos conectados y desconectados, restricciones y otras limitaciones.
- Entrega al CDEC-SIC la información que éste pueda requerir para supervisar el estado del sistema eléctrico y para coordinar sus acciones con las de otras empresas.
- Registra y traspasa la información requerida y relevante para el turno siguiente.
- Apoya a los operadores de terreno acerca de la información de la totalidad del funcionamiento del Sistema de Transmisión.
- En caso de contingencias, asume las acciones y aplica los procedimientos establecidos para estos casos; conoce el estado global y particular de cada una de las subestaciones y toma las medidas que se estimen pertinentes.
- Desempeña las funciones de Operador de Centro de Operación Zonal, cuando desempeña turnos en el COZ-Centro.
- Los despachadores del Centro de Despacho trabajan en forma continuada y se ubican en los respectivos centros de operación zonales.

Jefe Departamento Soporte Técnico

- Administra, coordina y controla los recursos y actividades para llevar a cabo los objetivos descritos de acuerdo a la Política de Mantenimiento de la CTT.
- Cumple con las políticas de explotación y mantenimiento de las instalaciones de la empresa; de manera de asegurar su permanente disponibilidad y operación de acuerdo a la legislación vigente.
- Propone las necesidades de capacitación del personal del área de mantenimiento tanto para el Departamento de Soporte Técnico como el requerido por las regionales, así como supervisar su desempeño.
- Lleva a cabo la administración superior y control del desarrollo de los contratos de Servicios de Mantenimiento suscritos con Terceros (Líneas, Equipos y Telecomunicaciones); y coordina y negocia con proveedores de suministros y servicios.
- Identifica y coordina la realización de estudios sobre el comportamiento de las instalaciones, con el objetivo de formular y gestionar los planes de mantenimiento, de mejoras, de renovación y reemplazo de las instalaciones en explotación.
- Establece las normas técnicas de mantenimiento de las instalaciones eléctricas y de telecomunicaciones de la compañía que deben cumplirse controlando y auditando su aplicación.
- Coordina la realización de los estudios de comportamiento de las instalaciones que permitan anticipar los planes de renovación y reemplazo de equipos.
- Se mantiene al día acerca de las innovaciones tecnológicas del área eléctrica.
- Del jefe del Departamento de Soporte Eléctrico dependen:
    - Jefe de Equipos Eléctricos
    - Jefe de Líneas de Transmisión
    - Jefe de Sistemas de Control
    - Jefe de Telecomunicaciones

Jefe Equipos Eléctricos

- Reemplaza al Jefe del Departamento cuando sea requerido.
- Asegura el mantenimiento de los equipos eléctricos de la empresa con el fin de prevenir fallas y de asegurar la permanencia de su funcionamiento.
- Estudia, propone y controla los planes de mantenimiento (revisando los programas anuales asociados y verificando que las actividades de mantenimiento en terreno se ejecuten de acuerdo a lo estipulado en los planes y programas).
- Estudia y analiza el comportamiento diario y las condiciones en que se encuentran las instalaciones en servicio y los criterios de mantenimiento y operación aplicados.
- Entrega el soporte técnico funcional a los Supervisores en terreno en la ejecución de las actividades de la especialidad, incluidos los contratos por el servicio de ejecución del mantenimiento contratado con terceros.
- Diseña las bases técnicas para las licitaciones de contratistas para el mantenimiento.
- Del Jefe de Equipos Eléctricos depende el:
    - Analista de Estudios de Equipos

Analista Estudios Equipos

- Genera los planes y programas de mantenimiento de equipos de alta tensión de las subestaciones troncales.
- Realiza informes sobre el mantenimiento, funcionamiento y fallas de los equipos de las subestaciones.
- Apoya permanentemente a los especialistas de terreno y participa en la inspección o recepción de trabajos o nuevos equipos (recibiendo la información mensual que se genere en las administraciones regionales y realizando los diagnósticos que resulten pertinentes de acuerdo a la información recogida).
- Efectúa análisis del comportamiento y mantenimiento de los equipos y propone recomendaciones.
- Elabora informes técnicos asociados a fallas de equipos y sus posibles soluciones y mejoras.

- Asegura que los equipos eléctricos de la CTT funcionen cumpliendo los más altos estándares de seguridad y de acuerdo a las normativas legales vigentes.
- Participa en la formulación presupuestaria del Departamento de Soporte Técnico en lo que respecta a la unidad de Equipos.
- Asesora a las regionales en la utilización y mantenimiento técnico de equipos eléctricos de alta tensión (desde las oficinas centrales o en terreno).
- Participa en la inspección en terreno de trabajos de mantenimiento de equipos mayores, en la que se requiera gran experiencia y conocimiento técnico en lo referente a instalación y prueba de equipos eléctricos de alta tensión.

Jefe Líneas de Transmisión

- Asegura el mantenimiento de las líneas de transmisión troncales de la CTT en pos de prevenir fallas y asegurar la permanencia de su funcionamiento.
- Estudia, propone y controla los planes de mantenimiento (revisando los programas anuales asociados y verificando que las actividades de mantenimiento en terreno se ejecuten de acuerdo a lo estipulado en los planes y programas).
- Estudia y analiza el comportamiento diario y las condiciones en que se encuentran las instalaciones en servicio y los criterios de mantenimiento y operación aplicados.
- Entrega el soporte técnico funcional a los Supervisores de Terreno en la ejecución de las actividades de la especialidad, incluidos los contratos por el servicio de ejecución del mantenimiento contratado con terceros.
- Diseña las bases técnicas para las licitaciones de contratistas para el mantenimiento.
- Del Jefe de Líneas de Transmisión depende:
    - Analista Estudios Líneas

Analista Estudios Líneas

- Genera los planes y programas de mantenimiento de las líneas de transmisión que componen el STT.
- Realiza informes sobre el mantenimiento, funcionamiento y fallas de las líneas de transmisión del STT.
- Apoya permanentemente a los especialistas de terreno y participa en la inspección o recepción de trabajos (recibiendo la información mensual que se genere en las administraciones regionales y realizando los diagnósticos que resulten pertinentes de acuerdo a la información recogida).
- Efectúa los análisis del comportamiento y mantenimiento de las Líneas de Transmisión y propone recomendaciones.
- Elabora informes técnicos asociados a fallas relevantes de las instalaciones y sus posibles soluciones y mejoras.
- Apoya técnicamente a los Supervisores de líneas de transmisión de las Administraciones Regionales.
- Participa en la inspección en terreno de trabajos de mantenimiento de líneas de envergadura, en la que se requiera una alta experiencia y conocimiento técnico.
- Participa en la gestión de los contratos de gastos y de mantenimiento.

Jefe Sistemas de Control

- Estudia y analiza las condiciones en que se encuentran las instalaciones en servicio y los criterios de mantenimiento y operación aplicados.
- Entrega el soporte técnico funcional a los supervisores de terreno en la ejecución de las actividades de la especialidad.
- Coordina los análisis técnicos con especialistas de terreno y Santiago relacionadas con sus actividades diarias.
- Del Jefe de Sistemas de Control depende:
    - Analista Sistemas de Control
    - Analista Sistema SCADA

Analista Sistemas de Control

- Da apoyo técnico a los trabajos que se desarrollan en terreno y supervisa las actividades de mantenimiento que se ejecuten.
- Informa sobre el mantenimiento, funcionamiento y fallas de los sistemas de control.
- Realiza las evaluaciones técnico-económicas para determinar el reemplazo de equipos o sistemas.
- Apoya permanentemente a los especialistas de terreno y participa en trabajos y puestas en servicio de nuevos sistemas o equipos de control.
- Efectúa análisis del comportamiento y mantenimiento de los sistemas y equipos de la especialidad en explotación.
- Elabora informes técnicos asociados a fallas y sus posibles soluciones y mejoras.
- Participa en terreno en trabajos de mantenimiento en la cual se requiera una alta experiencia y conocimiento técnico.

Analista Sistema SCADA

- Da apoyo técnico a los trabajos que desarrolla el personal externo y supervisa las actividades de mantenimiento que se ejecuten.
- Informa acerca del mantenimiento, funcionamiento y fallas del sistema de adquisición de datos.
- Realiza las evaluaciones técnico-económicas para determinar el reemplazo de equipos.
- Apoya permanentemente a los especialistas de control y participa en trabajos y puestas en servicio de nuevos sistemas o equipos del sistema SCADA.
- Elabora informes técnicos asociados a fallas y sus posibles soluciones y mejoras.
- Participa en terreno en trabajos de mantenimiento en la cual se requiera su alta experiencia y conocimiento técnico.

Jefe Telecomunicaciones

- Es la contraparte de los Contratistas que prestan los servicios de mantenimiento de las instalaciones. Revisa los planes y programas anuales asociados y controla sus resultados.
- Estudia y analiza el comportamiento diario y las condiciones en que se encuentran las instalaciones en servicio y los criterios de mantenimiento y operación aplicados.
- Propone las políticas de telecomunicaciones que indiquen la forma de realizar el mantenimiento y de acción en caso de fallas.
- Prepara las especificaciones y documentación para las licitaciones de los contratos de mantenimiento.
- Asegura que las comunicaciones de la empresa se realicen de acuerdo a las normas legales vigentes.
- Del Jefe de Telecomunicaciones depende:
    - Técnico Mantenimiento Telecomunicaciones

Técnico Mantenimiento Telecomunicaciones

- Analiza y revisa la facturación de los contratos de servicios de telecomunicaciones correspondiente al STT a cargo del departamento.
- Mantiene y actualiza la documentación de respaldo de la actividad.
- Apoya la gestión y funciones asignadas a la unidad de telecomunicaciones.
- Asiste al Jefe de Telecomunicaciones así como al personal de terreno en temas de la especialidad.

Administrador Regional

- Ejecutivo a cargo de la regional. Coordina las actividades conjuntas de la operación y el mantenimiento de las instalaciones troncales del Sistema de Transmisión Troncal.

- Mantiene y asegura el adecuado funcionamiento de las instalaciones de la empresa. Mantiene el sistema operativo en tiempo real.
- Controla y vela por el cumplimiento de los objetivos, políticas y normativas de explotación de la empresa.
- Controla la gestión técnico-económica de las diferentes actividades.
- Opera las instalaciones según las directrices del Centro de Despacho de la empresa. Programa y ejecutar el mantenimiento preventivo de las instalaciones y realiza el mantenimiento correctivo y contra fallas.
- Participa junto a Jefes, Supervisores y personal técnico en las labores de coordinación para la ejecución de trabajos de mantenimiento de las instalaciones troncales, velando por el cumplimiento de todos los procesos establecidos en la CTT.
- Representa a la empresa, ante organismos externos, empresas, comunidad y autoridades en la jurisdicción de la Zona.
- Vela por la mantención de la seguridad en toda la zona (personas, del servicio y de las instalaciones).
- Asegura que las actividades de la empresa y sus empresas contratistas se enmarquen en la legislación eléctrica y ambiental. Cautela los derechos legales de la empresa.
- Prepara las asignaciones presupuestarias y controla el cumplimiento del presupuesto anual de gastos y obras. Asegura el cumplimiento de la normativa medioambiental y de prevención de riesgos.
- Mantiene al día los permisos ambientales de la compañía, y de aquellos que sean requeridos según las exigencias existentes en la jurisdicción de la regional.
- Supervisa y coordina el desempeño de las diferentes unidades de la administración correspondiente.
- Del Administrador Regional dependen:
    - Personal administrativo: Jefe Administrativo y Asistente Administrativo
    - Personal de seguridad: Jefe Seguridad y Vigilante Privado
    - Jefe Centro de Operación Zonal

- Supervisor de Mantenimiento de Sistemas de Control
- Supervisor de Mantenimiento de Equipos
- Supervisor de Mantenimiento de Líneas

Jefe Centro de Operación Zonal

- Se mantiene informado de los estudios de operación e instrucciones vigentes en la zona, ya sea en condiciones normales, de emergencia y configuraciones especiales para realizar mantenimientos.
- Supervisa, en tiempo real, el funcionamiento y operación del sistema eléctrico de la zona correspondiente.
- Controla el cumplimiento de los estándares fijados por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, indicados en un manual de operaciones de la empresa.
- Prepara las órdenes de operación y las instrucciones técnicas de operación necesarias para la zona.
- Está atento a los cambios de configuración, demandas, transferencias de energía y disponibilidades de generación para adecuar los Planes de Recuperación de Servicio (PRS). Mantiene y colabora con la actualización de los PRS del área.
- Coordina y gestiona oportunamente las solicitudes de indisponibilidad por mantenimiento programado y de curso forzoso de las instalaciones de la zona.
- Controla el funcionamiento del Sistema SCADA.
- Entrega al CDEC-SIC la información requerida para complementar la supervisión del estado del sistema eléctrico troncal.
- Registra y traspasa la información necesaria y relevante para el turno siguiente.
- Apoya a los operadores y asistentes de subestación de centros de operación locales acerca de la información de la totalidad del funcionamiento del Sistema de Transmisión Troncal.

- Asume las acciones y aplica los procedimientos establecidos en caso de contingencias. Conoce el estado de cada una de las subestaciones y toma las medidas pertinentes.
- Depende e informa directamente al administrador regional.
- Reporta técnicamente al Jefe del Despacho de Carga de Transmisión.
- Del Jefe Centro de Operación Zonal dependen:
    - Operador I Centro de Operación Zonal
    - Supervisor de Operación

Operador I Centro de Operación Zonal

- Controla permanentemente las variables de tensión, potencia activa, potencia reactiva, flujos de potencia, limitaciones de líneas y equipos troncales bajo su jurisdicción.
- Supervisa, en tiempo real, el funcionamiento del sistema de transmisión troncal de la zona que corresponda. Opera en forma continuada los sistemas informáticos a su disposición.
- Mantiene la bitácora de las actividades del turno correspondiente, además del archivo de incidencias que se entregará al turno siguiente.
- Recupera el servicio en forma segura y en el menor tiempo posible en caso de emergencia.
- Controla los equipos de maniobra de cada tramo troncal (en condiciones normales y en emergencias).
- Atiende todas las contingencias que se presenten en lo referente al suministro continuo de energía eléctrica.
- Se mantiene informado de las condiciones o factores externos que puedan afectar al sistema eléctrico y estudiar las acciones correctivas que se requieran.
- Ejecuta los PRS establecidos para la zona bajo su responsabilidad operacional.
- Ejecuta las órdenes de operación y las instrucciones técnicas de operación de la zona.

- Analiza la topología de los tramos del sistema a su cargo, para preparar las condiciones previas para realizar desconexiones programadas.
- La cantidad de Operadores I centro de Operación Zonal se define de forma tal de garantizar atención continua en cada regional.

Supervisor de Operación

- Supervisa, en tiempo real, el funcionamiento y operación del sistema troncal en las subestaciones de su área de competencia.
- Controla el cumplimiento de los estándares fijados en la Normas, Procedimientos y Manual de Operaciones de la empresa CTT.
- Prepara las órdenes de operación y las instrucciones técnicas de operación necesarias.
- Se mantiene atento a los cambios de configuración, demandas, transferencias de energía y disponibilidades de generación para adecuar los PRS, los EDAC; PDCE y EDAG.
- Coordina y gestiona oportunamente las solicitudes de indisponibilidad por mantenimiento programado y de curso forzoso de las instalaciones de la zona.
- Controla permanentemente el funcionamiento del Sistema SCADA.
- Entrega al CDEC-SIC la información que sea requerida para supervisar el estado del sistema eléctrico troncal.
- Apoya a los operadores a su cargo acerca de la información de la totalidad del funcionamiento del Sistema de Transmisión Troncal.
- Asume las acciones y aplicar los procedimientos establecidos en caso de contingencias. Conoce el estado global y particular de cada una de las subestaciones y toma las medidas que se estimen pertinentes.

- Coordina las actividades conjuntas de la operación y el mantenimiento de las instalaciones troncales del Sistema Troncal, en permanente coordinación con el Jefe de COZ. Informa directamente al administrador zonal.
- Físicamente se encuentra ubicado en subestaciones. Del Supervisor de Operaciones dependen:
    - Operador I Subestaciones
    - Operador II Subestaciones

Operador I

- Opera en tiempo programado los equipos eléctricos de la subestación.
- Vigila e informa el estado de funcionamiento de las instalaciones manteniendo las condiciones operativas de las instalaciones conforme el estándar establecido por la empresa.
- Ejecuta maniobras y bloqueos de acuerdo con lo indicado en los permisos de trabajo (participa en la operación en tiempo programado).

Operador II

- Vigila el estado de las instalaciones encomendadas.
- Informa oportunamente cualquier anormalidad.
- Ejecuta maniobras y bloqueos de acuerdo con lo indicado en los permisos de trabajo.
- De acuerdo a su responsabilidad, el Operador I requiere un mayor nivel de calificación.

Supervisor Mantenimiento Sistemas de Control

- Cumple con el programa de Mantenimiento Preventivo establecido para los sistemas de control, participando activamente en el perfeccionamiento de planes y programas.
- Realiza los análisis que permitan determinar el stock de repuestos requeridos para los equipos de Control y Protecciones.
- Mantiene actualizado el módulo de control con los datos acerca de la progresión de los planes de mantenimiento.
- Atiende las anormalidades de los equipos y soluciona los inconvenientes respectivos. Resuelve los problemas que se presenten.
- Cumple y hace cumplir las normas vigentes en la empresa (de administración, medio ambiente, prevención de riesgos).
- Estudia y propone las obras que se requieren para mejorar y garantizar en todo momento la seguridad, confiabilidad y disponibilidad de los equipos.
- Gestiona eficientemente los recursos económicos y técnicos para lograr una mejor eficiencia en las actividades de mantenimiento.
- Mantiene actualizada la información de las actividades de mantenimiento preventivo básico y correctivo, y de las hojas de registro de los equipos.
- Realiza el seguimiento y control a indicadores para la medición del cumplimiento del mantenimiento
- Realiza el seguimiento de las anormalidades pendientes
- Del Supervisor Mantenimiento Sistemas de Control depende:
    - Técnico Mantenimiento Sistemas de Control

Técnico Mantenimiento Sistemas de Control

- Atiende la instrumentación de líneas de alta tensión sistemas auxiliares (SS/AA); sistemas de protecciones de las mismas.
- Ejecuta las acciones necesarias para cumplir el programa de mantenimiento preventivo de sistemas de control en conjunto con el Supervisor respectivo.

- Realiza personalmente el mantenimiento de relés y protecciones que le sean asignadas por los supervisores.
- Maneja el software asociado a protecciones y medidas.
- Participa del sistema de control de pérdidas accidentales, con el objetivo de prevenir riesgos en el trabajo.
- Establece las relaciones que resulten necesarias con los contratistas, para casos especiales y supervisa la ejecución de las tareas encomendadas.
- Verifica el registro de datos maestros del mantenimiento

Supervisor Mantenimiento Equipos

- Participa en el cumplimiento del programa de Mantenimiento Preventivo establecido para los equipos primarios de la Administración, administrando de forma eficiente los recursos necesarios para cumplirlo.
- Representa a la administración en todas las situaciones y asuntos inherentes a la actividad de equipos primarios.
- Es el respaldo técnico de la jefatura zonal.
- Realiza el control de gestión de su unidad ingresando la información que se genera a los programas correspondientes.
- Gestiona la ejecución de los mantenimientos correctivos y de atención de fallas, de acuerdo con una exhaustiva evaluación de la situación.
- Estudia y propone las obras que se requieran para mejorar y garantizar en todo momento la seguridad, confiabilidad y disponibilidad de los equipos.
- Administra técnica y económicamente el contrato de mantenimiento de equipos con la empresa correspondiente.
- Cumple y hace cumplir las políticas y normas de la empresa al personal propio y contratista (normas de administración; medio ambiente, prevención de riesgos y control de pérdidas accidentales).

- Realiza inspecciones en terreno para supervisar el desarrollo de los trabajos.
- Realiza el seguimiento y control a indicadores para la medición del cumplimiento del mantenimiento
- Realiza el seguimiento de las anormalidades pendientes
- Del Supervisor Mantenimiento Equipos depende:
    - Inspector Mantenimiento Equipos

Inspector Mantenimiento Equipos

- Inspecciona las tareas del contratista en el área de mantenimiento de equipos, ya sea preventivo, correctivo o atención de fallas.
- Participa en la gestión de mantenimientos menores en labores de ejecución y/o control.
- Mantiene actualizados los registros del mantenimiento ejecutado a los equipos.
- Inspecciona los distintos trabajos realizados a los equipos propios o de terceros, por el contratista de mantenimiento vigente, ejecutados por mandato de la empresa.
- Controla la existencia de repuestos y accesorios requeridos para la realización del mantenimiento.
- Colabora en el análisis de las mejores opciones para la reparación en caso de fallas o anormalidades de los equipos.
- Cuida por el cumplimiento de las normas de prevención de riesgos y medioambientales por parte de las empresas Contratistas, en equipos propios o de terceros.
- Cuida por el impacto ambiental de las instalaciones.
- Verifica el registro de datos maestros del mantenimiento

Supervisor de Mantenimiento Líneas

- Participa en el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo establecido para las líneas de transmisión.
- Inspecciona las tareas del contratista en el área de mantenimiento de equipos (preventivo, correctivo o atención de fallas).
- Representa a la empresa en todas las situaciones y asuntos inherentes a la actividad de líneas de transmisión.
- Brinda respaldo técnico de la administración.
- Realiza el control de gestión de su unidad ingresando la información en los sistemas informáticos.
- Gestiona la ejecución de los mantenimientos correctivos y de atención de fallas, de acuerdo con una exhaustiva evaluación de la situación.
- Mantiene una comunicación fluida con todos los entes que rodean las líneas de transmisión (propietarios, empresas, organismos públicos, autoridades y medio ambiente en general).
- Estudia y propone las obras que se requieran para mejorar y garantizar en todo momento la seguridad, confiabilidad y disponibilidad de las líneas.
- Administra técnica y económicamente el contrato de mantenimiento de líneas de transmisión con la empresa correspondiente.
- Cumple y hace cumplir las políticas y normas de la empresa al personal propio y contratista (normas de administración; medio ambiente, prevención de riesgos y control de pérdidas accidentales y relaciones con propietarios).
- Realiza inspecciones en terreno para supervisar el desarrollo de los trabajos.
- Realiza el seguimiento y control a indicadores para la medición del cumplimiento del mantenimiento
- Realiza el seguimiento de las anormalidades pendientes
- Del Supervisor Mantenimiento Líneas depende:
    - Inspector Mantenimiento Líneas

Inspector Mantenimiento Líneas

- Inspecciona las tareas del contratista en el área de mantenimiento de líneas de transmisión troncales (preventivo, correctivo o atención de fallas).
- Participa en la gestión de mantenimientos menores en labores de ejecución y/o control.
- Mantiene actualizados los registros del mantenimiento ejecutado a las líneas de transmisión.
- Inspecciona los distintos trabajos realizados a las líneas de alta tensión del STT, por el contratista de mantenimiento vigente.
- Controla la existencia de repuestos y accesorios requeridos para la realización del mantenimiento.
- Colabora en el análisis de las mejores opciones para su reparación en caso de fallas o anormalidades de las líneas de transmisión.
- Cuida por el cumplimiento de las normas de prevención de riesgos y medioambientales por parte de las empresas Contratistas de la compañía, en líneas propias o de terceros.
- Cuida por el impacto ambiental de las instalaciones.
- Verifica el registro de datos maestros del mantenimiento

Jefe Administrativo

- Garantiza un alto grado de confiabilidad en el flujo de toda la información administrativo – contable.
- Coordina y prepara la formulación Presupuestaria Anual.
- Administra las labores en las áreas de Caja, Secretaría, Personal, Inventarios, Almacén, Contratos y Control de Gestión, facturación, con eficiencia y eficacia.
- Gestiona capacitación.
- Comprueba el cumplimiento de las obligaciones legales y contractuales de los contratos vigentes.
- Vela por la correcta aplicación de las disposiciones legales vigentes, en materias de orden administrativo, contable, tributario y legal.

- Prepara informes de avances presupuestarios, análisis de cuentas contables y control de los beneficios del personal según convenios colectivos.
- Adopta oportunamente las medidas para prevenir contingencias (conflictos) administrativos, jurídicos y legales.
- Coordina con los diferentes estamentos de Santiago los procedimientos y trámites administrativos que se deban ejecutar en la Administración.
- Ocasionalmente debe participar de las cotizaciones que deban realizarse en la administración
- Realiza todos los trámites administrativos que se requieran en la administración.
- Del Jefe Administrativo depende:
    - Asistente Administrativo

Asistente Administrativo

- Administra archivos y documentos en sistemas de fácil y rápido acceso.
- Despacha y recepta documentos.
- Efectúa cotizaciones y compras.
- Administra caja de gastos menores.
- Ejecuta labores de secretariado administrativo de la administración.

Jefe Seguridad

- Vela por mantener la seguridad de las instalaciones, previniendo las acciones de terceros que puedan ocasionar daños o pérdidas para la compañía operando todos los dispositivos y recursos técnicos de que se dispone.
- Evalúa y mantiene los sistemas de seguridad de las instalaciones.
- Administra los recursos humanos y materiales que permitan cumplir con los estándares de seguridad.
- Representa ante las entidades fiscalizadoras todas las políticas de seguridad que la empresa disponga.

- Coordina y supervisa las tareas de vigilantes y guardias que trabajan en la subestación.
- Vela por el cumplimiento de la normativa legal vigente y las políticas de la empresa respectivas y se ajusta a los procedimientos establecidos. En caso de ser necesario debe derivar las tareas a las unidades policiales.
- Mantiene adecuadas relaciones sociales con las entidades e instituciones que rodean las instalaciones con el fin de prevenir y proteger de incidentes.
- Es responsable de la capacitación del personal de Vigilantes Privados.
- Del Jefe Seguridad depende:
    - Vigilante Privado

Vigilante privado

- Supervisa las labores de los guardias (externos) y controla la ejecución de sus tareas.
- Efectúa inspecciones planeadas en todas las instalaciones de seguridad de la empresa. Controla que su funcionamiento sea correcto y permanente.
- Controla el cumplimiento del reglamento de ingreso de personas a las instalaciones troncales.
- Controla el cumplimiento del plan de seguridad.
- Resuelve y repara los problemas que puedan presentarse con el funcionamiento de los equipos de seguridad.
- Controla y cuida el armamento de la Compañía, para el resguardo de la instalación asignada.
- Vela que los guardias conozcan las normas de procedimientos.

Secretarias y cargos administrativos

Secretaria Gerencia General

- Asiste al Gerente General en todo lo relacionado con la organización de su trabajo (dentro y fuera de la organización, administración de agendas y organización de reuniones y visitas).
- Actúa como secretaria en las sesiones del directorio.
- Ejecuta labores de secretariado administrativo de la Gerencia General.
- Maneja los archivos internos de la empresa y archivos propios de la Gerencia.
- Prepara, redacta y distribuye los documentos y archivos propios de la gerencia.

Secretaria Gerencia

- Administra la de agenda de los Gerentes y Jefes de Área.
- Mantiene los archivos y distinta documentación.
- Ejecuta tareas de secretariado administrativo de las unidades.

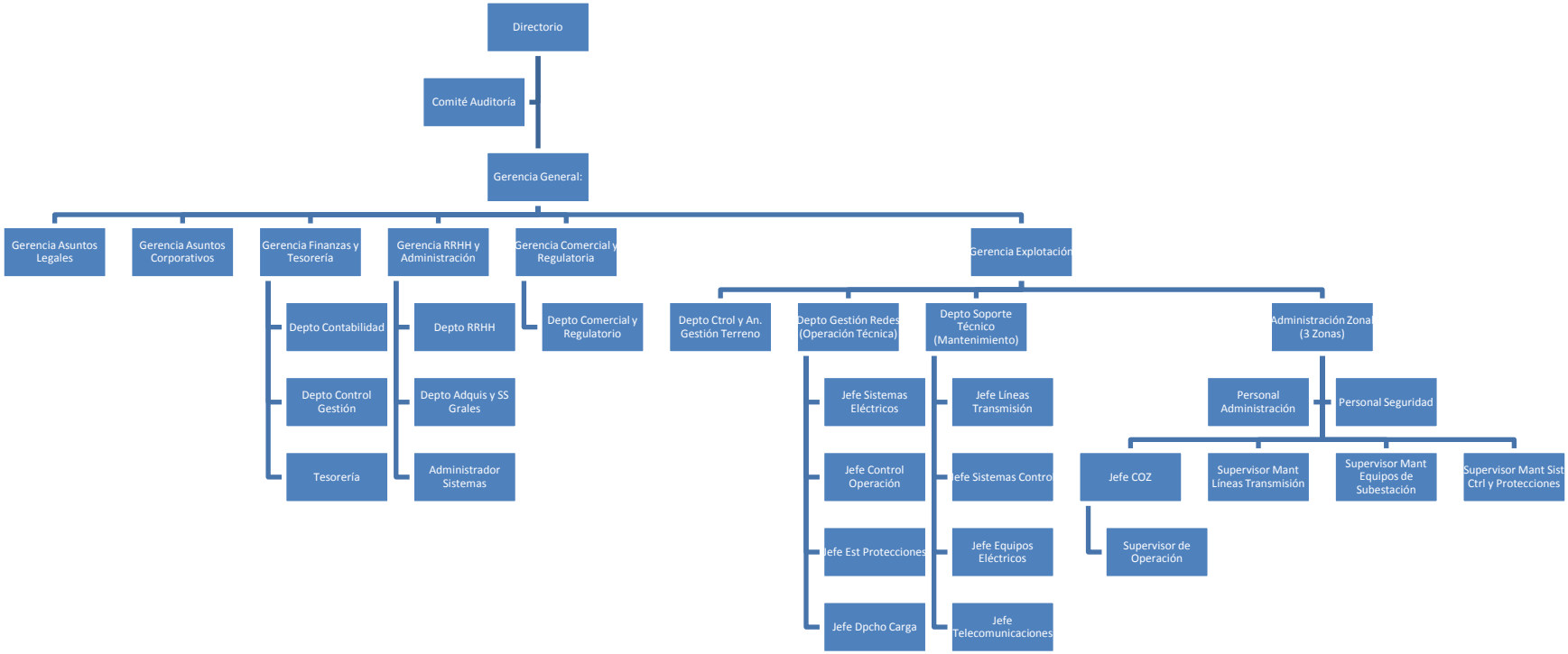
Recepcionista

- Controla el ingreso de personas por puerta principal de las oficinas y la recepción de documentos.

Asistente Administrativo

- Administra archivos y distinta documentación.
- Despacha y recepta documentos.
- Efectúa cotizaciones y compras.
- Administra caja de gastos menores.
- Ejecuta labores de secretariado administrativo de la unidad.

El siguiente organigrama sintetiza la estructura jerárquica de la empresa que ha sido previamente detallada:


Directorio
Comité Auditoría
Gerencia General:
Gerencia Asuntos Legales
Gerencia Asuntos Corporativos
Gerencia Finanzas y Tesorería
Gerencia RRHH y Administración
Gerencia Comercial y Regulatoria
Gerencia Explotación
Depto Contabilidad
Depto Control Gestión
Tesorería
Depto RRHH
Depto Adquis y SS Grales
Administrador Sistemas
Depto Comercial y Regulatorio
Depto Ctrol y An. Gestión Terreno
Depto Gestión Redes (Operación Técnica)
Depto Soporte Técnico (Mantenimiento)
Administración Zonal (3 Zonas)
Jefe Sistemas Eléctricos
Jefe Control Operación
Jefe Est Protecciones
Jefe Dpcho Carga
Jefe Líneas Transmisión
Jefe Sistemas Control
Jefe Equipos Eléctricos
Jefe Telecomunicaciones
Personal Administración
Personal Seguridad
Jefe COZ
Supervisor Mant Líneas Transmisión
Supervisor Mant Equipos de Subestación
Supervisor Mant Sist Ctrl y Protecciones
Supervisor de Operación

3.2.4 Personal de Administración Tercerizado

Corresponde a parte del personal que participa de las funciones de administración y realiza actividades que se consideran tercerizadas. A continuación se presenta este personal y sus funciones.

3.2.4.1 *Personal de Seguridad Privada*

Según disposiciones del Decreto Ley 3607 del Ministerio del Interior (año 1981) y su reglamentación y decretos modificatorios, las instalaciones se dividen a estos efectos en dos grupos:

Instalaciones estratégicas: son definidas como tales, por resolución de los Ministerios del Interior y Defensa.

Instalaciones no estratégicas: no hay exigencias por parte de la autoridad.

Las exigencias más importantes son:

- Designación de un jefe de Seguridad de la Compañía.
- Vigilantes privados (empleados de la Compañía), que se especifiquen en el Estudio, Planes y Manuales de Seguridad aprobados por Carabineros.
- Controles de acceso a instalaciones definidas por la Autoridad.

Tanto los cargos de jefe de seguridad como de vigilantes privados ya han sido detallado previamente. Sin embargo, resulta válida la necesidad de contar con personal para control de acceso, cuyo servicio es contratado con empresas externas.

Del análisis realizado, se define la siguiente distribución del control de acceso:

- Pan de Azúcar: 4 control de acceso
- Cerro Navia: 4 control de acceso
- Alto Jahuel: 4 control de acceso
- Ancoa: 4 control de acceso
- Charrúa: 4 control de acceso.
- TOTAL: 20 personas

3.2.4.2 *Personal de Aseo*

- Es el encargado de la mantención de las instalaciones y aseo en general.
- Realiza labores de limpieza y aseo de las dependencias de la empresa, pudiendo realizar a la vez otras tareas específicas que le sean asignadas (traslado de objetos o materiales u otros, por ejemplo).

3.2.4.3 *Estafeta*

- Asiste a la secretaria en el despacho de correspondencia y paquetes, compra de utensilios y artículos de librería y en todos aquellos recados o tareas menores.

3.3. Resumen de Distribución del Personal

La distribución del personal de toda la organización se presenta en la siguiente tabla:

Denominación Consultor	Ubicación	Personal COMA
Presidente de Directorio	CEN	1
Directores de Directorio	CEN	4
Presidente del Comité de Auditoría	CEN	1
Directores de Comité de Auditoría	CEN	2
Gerente General	CEN	1
Jefe Unidad Planificación Estratégica	CEN	1
Analista Planificación Estratégica	CEN	1

Denominación Consultor	Ubicación	Personal COMA
Fiscal	CEN	1
Asesor jurídico	CEN	2
Gerente de Finanzas y Tesorería	CEN	1
Analista Financiero	CEN	1
Jefe Departamento Contabilidad	CEN	1
Contador General	CEN	1
Administrador Activo Fijo	CEN	1
Analista Contable	CEN	1
Jefe Departamento Control de Gestión	CEN	1
Analista Control de Gestión	CEN	1
Tesorero	CEN	1
Analista Tesorería	CEN	2
Gerente RRHH y Administración	CEN	1
Administrador de Sistemas	CEN	1
Analista de Sistemas	CEN	2
Soporte Informático	COZN	1
Soporte Informático	COZC	1
Soporte Informático	COZS	1
Jefe Departamento Recursos Humanos	CEN	1
Analista Relaciones Laborales	CEN	1
Analista Desarrollo Recursos Humanos	CEN	1
Analista Recursos Humanos	CEN	1
Analista Remuneraciones	CEN	1
Jefe Depto Adquisiciones y Servicios Grales	CEN	1
Analista Adquisiciones y Servicios Generales	CEN	1
Técnico Servicios Generales	CEN	1
Comprador Internacional	CEN	1
Comprador Nacional	CEN	1
Recepcionista	CEN	1
Asistente Administrativo	CEN	1
Gerente Comercial	CEN	1
Secretaria Gerencia	CEN	5
Secretaria Gerencia General	CEN	1
Analista Comercial	CEN	2
Jefe Departamento Comercial y Regulatorio	CEN	1
Ingeniero Senior Mercado Eléctrico	CEN	1
Analista de Regulación y Mercado Eléctrico	CEN	1

Denominación Consultor	Ubicación	Personal COMA
Gerente Explotación	CEN	1
Jefe Control y Análisis de Gestión Terreno	CEN	1
Experto Calidad	CEN	1
Experto Medio Ambiente	CEN	1
Experto Prevención de Riesgos	CHA	1
Experto Prevención de Riesgos	PA	1
Experto Prevención de Riesgos	CN	1
Jefe Departamento Soporte Técnico	CEN	1
Jefe Equipos Eléctricos	CEN	1
Jefe Líneas de Transmisión	CEN	1
Jefe Sistemas de Control	CEN	1
Jefe Telecomunicaciones	CEN	1
Analista Estudios Equipos	CEN	2
Analista Estudios Líneas	CEN	2
Analista Sistemas de Control	CEN	2
Analista Sistema SCADA	CEN	1
Técnico Mantenimiento Telecomunicaciones	CEN	1
Jefe Departamento Gestión Redes	CEN	1
Asistente Administrativo	CEN	1
Jefe Control de la Operación	CEN	1
Jefe Despacho de Carga	CEN	1
Jefe Sistemas Eléctricos	CEN	1
Jefe Estudio de Protecciones	CEN	1
Analista Control de la Operación	CEN	2
Analista Senior Sistemas Eléctricos	CEN	1
Analista Sistemas Eléctricos	CEN	4
Despachador de Carga	CDT	6
Analista Estudio de Protecciones	CEN	2
Jefe Centro Operación Zonal	COZN	1
Jefe Centro Operación Zonal	COZC	1
Jefe Centro Operación Zonal	COZS	1
Supervisor de Operación Pan de Azúcar	PA	1
Supervisor de Operación Alto Jahuel	AJ	1
Supervisor de Operación Cerro Navia	CN	1
Supervisor de Operación Ancoa	ANC	1
Supervisor de Operación Charrúa	CHA	1
Supervisor de Operación Temuco	TEM	1

Denominación Consultor	Ubicación	Personal COMA
Operador I Centro Operación Zonal	COZN	6
Operador I Centro Operación Zonal	COZC	6
Operador I Centro Operación Zonal	COZS	6
Operador I Subestación	MAI	1
Operador I Subestación	PA	2
Operador I Subestación	CN	1
Operador I Subestación	AJ	4
Operador I Subestación	ANC	5
Operador I Subestación	CHA	4
Operador I Subestación	TEM	2
Operador II Subestación	DA	1
Operador II Subestación	CAR	1
Operador II Subestación	MAI	1
Operador II Subestación	PA	1
Operador II Subestación	LV	1
Operador II Subestación	CHA	2
Operador II Subestación	CN	2
Operador II Subestación	AJ	3
Operador II Subestación	TEM	1
Operador II Subestación	LP	2
Operador II Subestación	ANC	1
Operador II Subestación	POL	1
Operador II Subestación	VAL	1
Operador II Subestación	PM	1
Operador II Subestación	LAG	1
Supervisor Mantenimiento Sistemas de Control	PA	1
Supervisor Mantenimiento Sistemas de Control	CN	1
Supervisor Mantenimiento Sistemas de Control	CHA	1
Supervisor Mantenimiento Sistemas de Control	TEM	1
Supervisor Mantenimiento Sistemas de Control	AJ	1
Técnico Mantenimiento Sistemas de Control	MAI	1
Técnico Mantenimiento Sistemas de Control	PA	1
Técnico Mantenimiento Sistemas de Control	ANC	1
Supervisor Mantenimiento Líneas	PA	1
Supervisor Mantenimiento Líneas	CN	2
Supervisor Mantenimiento Líneas	CHA	1
Supervisor Mantenimiento Líneas	TEM	1

Denominación Consultor	Ubicación	Personal COMA
Supervisor Mantenimiento Equipos	MAI	1
Supervisor Mantenimiento Equipos	PA	2
Supervisor Mantenimiento Equipos	CN	2
Supervisor Mantenimiento Equipos	CHA	1
Supervisor Mantenimiento Equipos	TEM	1
Inspector Mantenimiento Líneas	MAI	2
Inspector Mantenimiento Líneas	PA	1
Inspector Mantenimiento Líneas	CN	2
Inspector Mantenimiento Líneas	CHA	1
Inspector Mantenimiento Líneas	TEM	1
Inspector Mantenimiento Equipos	MAI	1
Inspector Mantenimiento Equipos	PA	1
Inspector Mantenimiento Equipos	CN	2
Inspector Mantenimiento Equipos	CHA	1
Inspector Mantenimiento Equipos	TEM	1
Administrador Zonal	COZN	1
Administrador Zonal	COZC	1
Administrador Zonal	COZS	1
Jefe Administrativo	COZN	1
Jefe Administrativo	COZC	1
Jefe Administrativo	COZS	1
Asistente Administrativo	COZN	1
Asistente Administrativo	COZC	1
Asistente Administrativo	COZS	1
Jefe Seguridad	CN	1
Vigilante privado	CN	1
Vigilante privado	CHA	1
Vigilante privado	AJ	1

El cuadro siguiente presenta un resumen de la cantidad de empleados por área:

Area	Cantidad de empleados
Directorio	**5**
Comité Auditoria	**3**
Gerencia General	**3**
Area Planificación Estratégica	3
Area legal	4
Area Recursos Humanos y Administración	19
Area Finanzas y Tesorería	12
Area Comercial y Regulatorio	6
Gerencia Explotación	2
Control y Análisis de Gestión Terreno	6
Departamento Soporte Técnico	16
Departamento Gestión Redes	18
Regionales	**112**
Total	**209**

3.4. Estudio de Remuneraciones

Los remuneraciones adoptadas consideran el costo total anual empresario por lo que incluyen todos los costos relacionados con las remuneraciones que genera cada empleado. Teniendo en cuenta lo indicado en las Bases Técnicas, las remuneraciones unitarias para las diferentes posiciones de la estructura de la organización fueron determinadas mediante un estudio de remuneraciones del mercado laboral chileno.

Para ello fue utilizada la “Encuesta General de Compensaciones eSIREM” con cierre en diciembre 2013 elaborada por PWC. Esta encuesta, además de relevar información representativa de los diferentes sectores de la economía, tiene la virtud de incluir diversas empresas del sector eléctrico y otras tecnológicamente equivalentes a los fines buscados para cumplimentar así con lo expresado en las Bases.

Para cada uno de los diferentes cargos incluidos en la Encuesta PWC se calculan los siguientes estadígrafos de las remuneraciones brutas mensuales:

- Remuneración promedio ponderada;
- Remuneración mínima;
- Remuneración máxima;
- Remuneración del primer cuartil;
- Remuneración del segundo cuartil o mediana;
- Remuneración del tercer cuartil.

A partir de la información recibida por PWC, es importante mencionar que el modelo fue desarrollado para incorporar flexibilidad que permite simular escenarios de distintos percentiles de remuneración y de homologación de distintos puestos por cargo

3.4.1 Muestra Seleccionada

Para determinar las remuneraciones necesarias a los fines de este estudio fue solicitado a PWC la selección de una muestra específica de la encuesta conteniendo empresas eléctricas y de tecnología similar (aquellas donde el tipo de función y preparación del personal que no ejerce funciones en la cúspide de la empresa sea equivalente). La muestra seleccionada en base a estos requisitos consistió en 23 empresas del sector energético, telecomunicaciones, ingeniería y servicios. Esta muestra revela remuneraciones de empresas altamente especializadas que requieren trabajadores con calificaciones acordes a este grado de especialización.

3.4.2 Homologación de Cargos

Partiendo de las funciones descritas para los cargos requeridos para la empresa modelada, se efectuó la homologación con los cargos de empresas reales incluidos en la Encuesta PWC. La homologación se efectuó por estamentos, y consideró lo siguiente:

- Naturaleza, experiencia, calificación técnica, tipo y complejidad de cada función,
- Funciones de cada área;
- Posición del cargo respecto de sus jefes directos y sus subordinados;
- Nivel de capacitación, experiencia requerida para cada cargo y su grado de responsabilidad.

En caso de no tener un determinado cargo una correspondencia clara en la muestra, el respectivo nivel de remuneraciones se estableció considerando el nivel de remuneraciones de cargos de similar responsabilidad y/o jerarquía en la estructura de la organización.

La homologación efectuada se fundamenta en:

- La descripción de cargos de la empresa se definió a partir del análisis de la organización de la empresa determinando para todos los cargos las funciones que se considera corresponde sean ejercidas por dicha empresa.
- Se consideró una única fuente de datos (Encuesta PWC) que asegura consistencia general.
- Se consideró una muestra de empresas eléctricas y de tecnología equivalente que permite que los cargos de la empresa modelada sean equivalentes a los de la muestra.

Es importante mencionar que para las homologaciones se tuvo en cuenta la homologación de cargos propuesta por la CNE en 2010 y aprobada por el Panel de expertos en 2011, que refleja, en la mayoría de los casos, el mejor ajuste entre las características de los

cargos con la información disponible en la encuesta PWC. En caso de observarse alguna inconsistencia entre remuneraciones (un dependiente con mayor remuneración que su jefe) se ajustó la homologación.

3.4.3 Estadígrafo Seleccionado

Para la determinación del nivel salarial de los cargos se utilizó el percentil 50% de la muestra especial que ya es representativa del mercado. Al tratarse de una muestra de empresas eléctricas y de tecnología similar ya se capturan las características particulares de la empresa bajo análisis que podrían afectar los niveles salariales (necesidad de asegurar una menor rotación del personal jerárquico y de cargos técnicos que permita brindar una mayor seguridad a la gestión de la empresa, por ejemplo), por lo que se entiende que no se justifica utilizar un percentil mayor.

3.4.4 Compensación Bruta

El costo total mensual por concepto de remuneraciones se denomina Compensación bruta. Esta compensación corresponde a la suma de tres componentes: remuneración bruta, beneficios adicionales de mercado y los beneficios de seguridad social.

La remuneración bruta corresponde a la remuneración bruta de la Encuesta PWC. La remuneración bruta de la encuesta PWC surge de la suma de los siguientes componentes pagados en dinero al trabajador:

- Sueldo base: sueldo contractual mensual del cargo respectivo.
- Asignaciones de navidad, fiestas patrias y vacaciones: sumas en dinero percibidas por el cargo bajo estos conceptos y para las que se calcula su equivalente mensual.

- Otras remuneraciones imponibles y tributables: restantes sumas en dinero que percibe el cargo bajo cualquier otro concepto y que son imponibles y tributables, tales como asignaciones de título, de responsabilidad, incremento previsional, asignación de zona, bonos de producción, etc.
- Gratificaciones y bonos garantizados: sumas en dinero en su equivalente mensual percibidas por el cargo en concepto de gratificaciones legales, voluntarias y/o contractuales, además de los bonos garantizados otorgados por las empresas bajo conceptos afines.
- Renta variable no garantizada: sumas en su equivalente mensual percibidas por el cargo (bonos, participaciones u otros conceptos que no estén garantizados).
- Comisiones e incentivos por ventas: sumas que perciben generalmente cargos del área comercial como comisiones y/o incentivos por ventas. (no se presentan en la muestra reducida considerada)
- Asignación de colación, movilización y otros no imponibles ni tributables: sumas en dinero en su equivalente mensual percibidas por el cargo bajo el concepto de colación, y/o movilización y/o otras remuneraciones no imponibles ni tributables que percibe el cargo, de manera recurrente.

Los beneficios adicionales de mercado de la encuesta PWC corresponden a beneficios que algunas empresas otorgan a sus trabajadores y que no están incluidos en la remuneración bruta de la encuesta. Los beneficios adicionales considerados en la compensación bruta de los cargos son:

- Asignación de Matrimonio
- Asignación de Nacimiento
- Sala Cuna
- Bono Escolar
- Asistencia Médica
- Horas Extras
- Bono Neg. Colectiva

- Colación No Monetaria (vales)
- Seguro de Vida

Los beneficios de seguridad social corresponden a beneficios obligatorios que existen en la legislación previsional chilena, por lo que los parámetros se han construido con los indicadores que corresponden a cada uno de éstos Los beneficios de seguridad social considerados en la compensación bruta de los cargos son:

- Seguro de Invalidez
- Seguro de Cesantía
- Acc. de Trabajo

Para la valorización de los beneficios adicionales de mercado y de seguridad social se ha tenido en cuenta si estos son proporcionales o no a la renta. Por ello estos beneficios se pueden reagrupar de la siguiente manera:

- Beneficios afectados por factores de mercado: corresponden a valores determinados por el mercado (matrimonio, nacimiento, sala cuna, bono escolar, asistencia médica, bono neg. Colectiva, vales)
- Beneficios afectados por factores de renta: son beneficios que se calculan como un porcentaje de la renta (Horas extras, Acc. de trabajo, Seguro de cesantía, Seguro de invalidez y sobrevivencia)

Respecto de las horas extras, éstas alcanzan un promedio de 5,52 horas mensuales para todos los estamentos que les correspondería percibir el pago de horas extras, considerando, en promedio, el recargo por cada hora al 68,9% del valor de la hora. Si bien el básico legal es un recargo del 50% a la hora extra, se ha tenido en cuenta el porcentaje de mercado (40,7% de las entidades pagan horas extras con recargos superiores). Para el cálculo de este beneficio, se ha dejado afuera a los cargos clasificados como Ejecutivos ya que legalmente no les correspondería percibir este pago.

En el caso de los beneficios de la seguridad social (seguro de invalidez, de cesantía, de vida y acc. de trabajo) se han tenido en cuenta tanto los topes imponibles de la remuneración como el porcentaje legal vigente a diciembre de 2013.

Existen otros beneficios que constituyen un costo empresa, pero que no han sido considerados como parte de la compensación bruta, sino que forman parte de los costos de administración de la empresa dentro del área de concesión troncal de Transelec. Estos beneficios son:

- Indemnización por años de Servicio
- Uniforme para secretarias
- Vestimenta operarios

Se destaca que el archivo de "Beneficios Totales por percentil" describe la apertura de cada uno de los beneficios de mercado y de seguridad social por cargo y por percentil, lo que aporta mayor flexibilidad a los modelos presentados.

3.4.5 Resultado Estudio de Compensaciones

Las compensaciones para cada cargo se obtuvieron directamente de la muestra seleccionada. El cuadro siguiente muestra los resultados del análisis del estudio de compensaciones:

Denominación Consultor	Denominación Price	Ubicación	Cantidad	Percentil	Costo total Rem Bruta ($/mes)	Costo total Beneficios ($/mes)	Costo Total Remuneraciones ($/mes)
Gerente General	Gerente General	CEN	1	Percentil 50	15.869.744	206.454	16.076.198
Jefe Unidad Planificación Estratégica	Jefe Departamento Planificación Estratégica	CEN	1	Percentil 50	3.158.833	302.109	3.460.942
Analista Planificación Estratégica	Analista de Proyectos I	CEN	1	Percentil 50	2.663.709	291.648	2.955.357
Fiscal	Fiscal	CEN	1	Percentil 50	10.033.039	206.454	10.239.493
Asesor jurídico	Abogado I	CEN	2	Percentil 50	3.847.540	316.661	4.164.201
Gerente de Finanzas y Tesorería	Gerente de Finanzas	CEN	1	Percentil 50	9.662.283	206.454	9.868.737

Analista Financiero	Analista de Estudios Financieros I	CEN	1	Percentil 50	2.084.922	270.493	2.355.415
Jefe Departamento Contabilidad	Contador General	CEN	1	Percentil 50	4.262.475	325.429	4.587.904
Contador General	Jefe Departamento Contabilidad	CEN	1	Percentil 50	2.388.121	284.176	2.672.297
Administrador Activo Fijo	Analista de Costos I	CEN	1	Percentil 50	2.426.189	285.894	2.712.083
Analista Contable	Analista Contable I	CEN	1	Percentil 50	1.585.156	245.846	1.831.002
Jefe Departamento Control de Gestión	Jefe Departamento Control de Gestión	CEN	1	Percentil 50	3.035.767	299.509	3.335.276
Analista Control de Gestión	Analista Control de Gestión I	CEN	1	Percentil 50	1.978.843	265.705	2.244.548
Tesorero	Tesorero	CEN	1	Percentil 50	3.307.339	305.247	3.612.586
Analista Tesorería	Supervisor de Tesorería	CEN	2	Percentil 50	1.712.961	253.706	1.966.667
Gerente RRHH y Administración	Gerente de Administración	CEN	1	Percentil 50	11.555.896	206.454	11.762.350
Administrador de Sistemas	Jefe de Proyectos I	CEN	1	Percentil 50	3.081.717	300.480	3.382.197
Analista de Sistemas	Administrador de Red I	0	2	Percentil 50	2.196.782	275.541	2.472.323
Soporte Informático	Técnico de Soporte I	COZN	1	Percentil 50	1.047.438	200.807	1.248.245
Soporte Informático	Técnico de Soporte I	COZC	1	Percentil 50	1.047.438	200.807	1.248.245
Soporte Informático	Técnico de Soporte I	COZS	1	Percentil 50	1.047.438	200.807	1.248.245
Jefe Departamento Recursos Humanos	Jefe de Recursos Humanos	CEN	1	Percentil 50	3.058.892	299.998	3.358.890
Analista Relaciones Laborales	Analista Recursos Humanos I	CEN	1	Percentil 50	1.744.340	255.122	1.999.462
Analista Desarrollo Recursos Humanos	Analista Recursos Humanos I	CEN	1	Percentil 50	1.744.340	255.122	1.999.462
Analista Recursos Humanos	Analista Recursos Humanos I	CEN	1	Percentil 50	1.744.340	255.122	1.999.462
Analista Remuneraciones	Liquidador de Remuneraciones	CEN	1	Percentil 50	966.619	193.747	1.160.366
Jefe Depto Adquisiciones y Servicios Grales	Jefe de adquisiciones	CEN	1	Percentil 50	2.752.916	293.533	3.046.449
Analista Adquisiciones y Servicios Generales	Encargado de Servicios Generales - Mayordomo	CEN	1	Percentil 50	937.977	191.587	1.129.564
Técnico Servicios Generales	Encargado de Servicios Generales - Mayordomo	CEN	1	Percentil 50	937.977	191.587	1.129.564
Comprador Internacional	Comprador Técnico I	CEN	1	Percentil 50	2.228.240	276.960	2.505.200
Comprador Nacional	Comprador Técnico II	CEN	1	Percentil 50	1.414.288	231.454	1.645.742
Recepcionista	Recepcionista	CEN	1	Percentil 50	627.020	165.395	792.415
Asistente Administrativo	Coordinador de Administración	CEN	1	Percentil 50	1.273.851	219.877	1.493.728
Gerente Comercial	Gerente Comercial	CEN	1	Percentil 50	9.178.102	206.454	9.384.556
Secretaria Gerencia	Secretaria Gerencia de Area	CEN	5	Percentil 50	1.431.515	233.157	1.664.672

Secretaria Gerencia General	Secretaria Gerencia General	CEN	1	Percentil 50	1.880.901	261.537	2.142.438
Analista Comercial	Asistente Comercial I	CEN	2	Percentil 50	1.941.462	264.018	2.205.480
Jefe Departamento Comercial y Regulatorio	Jefe Estudios Económicos y Financieros	CEN	1	Percentil 50	3.424.393	307.720	3.732.113
Ingeniero Senior Mercado Eléctrico	Analista de Estudios Financieros I	CEN	1	Percentil 50	2.084.922	270.493	2.355.415
Analista de Regulación y Mercado Eléctrico	Asistente Comercial I	CEN	1	Percentil 50	1.941.462	264.018	2.205.480
Gerente Explotación	Gerente Producción / Oper. Técnica	CEN	1	Percentil 50	9.528.452	206.454	9.734.906
Jefe Control y Análisis de Gestión Terreno	Analista Control de Gestión I	CEN	1	Percentil 50	1.978.843	265.705	2.244.548
Experto Calidad	Experto en prevención riesgos	CEN	1	Percentil 50	1.745.169	255.160	2.000.329
Experto Medio Ambiente	Experto en prevención riesgos	CEN	1	Percentil 50	1.745.169	255.160	2.000.329
Experto Prevención de Riesgos	Experto en prevención riesgos	CHA	1	Percentil 50	1.745.169	255.160	2.000.329
Experto Prevención de Riesgos	Experto en prevención riesgos	PA	1	Percentil 50	1.745.169	255.160	2.000.329
Experto Prevención de Riesgos	Experto en prevención riesgos	CN	1	Percentil 50	1.745.169	255.160	2.000.329
Jefe Departamento Soporte Técnico	Subgerente de mantención de equipos / planta	CEN	1	Percentil 50	5.892.418	359.868	6.252.286
Jefe Equipos Eléctricos	Ingeniero II	CEN	1	Percentil 50	2.666.751	291.712	2.958.463
Jefe Líneas de Transmisión	Ingeniero II	CEN	1	Percentil 50	2.666.751	291.712	2.958.463
Jefe Sistemas de Control	Ingeniero II	CEN	1	Percentil 50	2.666.751	291.712	2.958.463
Jefe Telecomunicaciones	Ingeniero II	CEN	1	Percentil 50	2.666.751	291.712	2.958.463
Analista Estudios Equipos	Ingeniero III	CEN	2	Percentil 50	1.576.121	245.085	1.821.206
Analista Estudios Líneas	Ingeniero III	CEN	2	Percentil 50	1.576.121	245.085	1.821.206
Analista Sistemas de Control	Ingeniero III	CEN	2	Percentil 50	1.576.121	245.085	1.821.206
Analista Sistema SCADA	Ingeniero III	CEN	1	Percentil 50	1.576.121	245.085	1.821.206
Técnico Mantenimiento Telecomunicaciones	Ingeniero III	CEN	1	Percentil 50	1.576.121	245.085	1.821.206
Jefe Departamento Gestión Redes	Subgerente de producción	CEN	1	Percentil 50	5.216.575	345.588	5.562.163
Asistente Administrativo	Coordinador de Administración	CEN	1	Percentil 50	1.273.851	219.877	1.493.728

Jefe Control de la Operación	Ingeniero II	CEN	1	Percentil 50	2.666.751	291.712	2.958.463
Jefe Despacho de Carga	Ingeniero II	CEN	1	Percentil 50	2.666.751	291.712	2.958.463
Jefe Sistemas Eléctricos	Ingeniero I	CEN	1	Percentil 50	5.775.289	357.393	6.132.682
Jefe Estudio de Protecciones	Ingeniero II	CEN	1	Percentil 50	2.666.751	291.712	2.958.463
Analista Control de la Operación	Ingeniero III	CEN	2	Percentil 50	1.576.121	245.085	1.821.206
Analista Senior Sistemas Eléctricos	Ingeniero II	CEN	1	Percentil 50	2.666.751	291.712	2.958.463
Analista Sistemas Eléctricos	Ingeniero III	CEN	4	Percentil 50	1.576.121	245.085	1.821.206
Despachador de Carga	Despachador de Carga Energía	CDT	6	Percentil 50	2.404.383	284.910	2.689.293
Analista Estudio de Protecciones	Ingeniero III	CEN	2	Percentil 50	1.576.121	245.085	1.821.206
Jefe Centro Operación Zonal	Jefe de Operaciones de Planta	COZN	1	Percentil 50	2.188.046	275.146	2.463.192
Jefe Centro Operación Zonal	Jefe de Operaciones de Planta	COZC	1	Percentil 50	2.188.046	275.146	2.463.192
Jefe Centro Operación Zonal	Jefe de Operaciones de Planta	COZS	1	Percentil 50	2.188.046	275.146	2.463.192
Supervisor de Operación Pan de Azúcar	Supervisor de turno	PA	1	Percentil 50	1.992.254	263.493	2.255.747
Supervisor de Operación Alto Jahuel	Supervisor de turno	AJ	1	Percentil 50	1.992.254	263.493	2.255.747
Supervisor de Operación Cerro Navia	Supervisor de turno	CN	1	Percentil 50	1.992.254	263.493	2.255.747
Supervisor de Operación Ancoa	Supervisor de turno	ANC	1	Percentil 50	1.992.254	263.493	2.255.747
Supervisor de Operación Charrúa	Supervisor de turno	CHA	1	Percentil 50	1.992.254	263.493	2.255.747
Supervisor de Operación Temuco	Supervisor de turno	TEM	1	Percentil 50	1.992.254	263.493	2.255.747
Operador I Centro Operación Zonal	Ingeniero III	COZN	6	Percentil 50	1.576.121	245.085	1.821.206
Operador I Centro Operación Zonal	Ingeniero III	COZC	6	Percentil 50	1.576.121	245.085	1.821.206
Operador I Centro Operación Zonal	Ingeniero III	COZS	6	Percentil 50	1.576.121	245.085	1.821.206
Operador I Subestación	Ingeniero III	MAI	1	Percentil 50	1.576.121	245.085	1.821.206
Operador I Subestación	Ingeniero III	PA	2	Percentil 50	1.576.121	245.085	1.821.206
Operador I Subestación	Ingeniero III	CN	1	Percentil 50	1.576.121	245.085	1.821.206
Operador I	Ingeniero III	AJ	4	Percentil 50	1.576.121	245.085	1.821.206

Subestación							
Operador I Subestación	Ingeniero III	ANC	5	Percentil 50	1.576.121	245.085	1.821.206
Operador I Subestación	Ingeniero III	CHA	4	Percentil 50	1.576.121	245.085	1.821.206
Operador I Subestación	Ingeniero III	TEM	2	Percentil 50	1.576.121	245.085	1.821.206
Operador II Subestación	trabajador calificado	DA	1	Percentil 50	805.791	177.384	983.175
Operador II Subestación	trabajador calificado	CAR	1	Percentil 50	805.791	177.384	983.175
Operador II Subestación	trabajador calificado	MAI	1	Percentil 50	805.791	177.384	983.175
Operador II Subestación	trabajador calificado	PA	1	Percentil 50	805.791	177.384	983.175
Operador II Subestación	trabajador calificado	LV	1	Percentil 50	805.791	177.384	983.175
Operador II Subestación	trabajador calificado	CHA	2	Percentil 50	805.791	177.384	983.175
Operador II Subestación	trabajador calificado	CN	2	Percentil 50	805.791	177.384	983.175
Operador II Subestación	trabajador calificado	AJ	3	Percentil 50	805.791	177.384	983.175
Operador II Subestación	trabajador calificado	TEM	1	Percentil 50	805.791	177.384	983.175
Operador II Subestación	trabajador calificado	LP	2	Percentil 50	805.791	177.384	983.175
Operador II Subestación	trabajador calificado	ANC	1	Percentil 50	805.791	177.384	983.175
Operador II Subestación	trabajador calificado	POL	1	Percentil 50	805.791	177.384	983.175
Operador II Subestación	trabajador calificado	VAL	1	Percentil 50	805.791	177.384	983.175
Operador II Subestación	trabajador calificado	PM	1	Percentil 50	805.791	177.384	983.175
Operador II Subestación	trabajador calificado	LAG	1	Percentil 50	805.791	177.384	983.175
Supervisor Mantenimiento Sistemas de Control	Supervisor de Mantención	PA	1	Percentil 50	1.410.150	231.106	1.641.256
Supervisor Mantenimiento Sistemas de Control	Supervisor de Mantención	CN	1	Percentil 50	1.410.150	231.106	1.641.256
Supervisor Mantenimiento Sistemas de Control	Supervisor de Mantención	CHA	1	Percentil 50	1.410.150	231.106	1.641.256
Supervisor Mantenimiento Sistemas de Control	Supervisor de Mantención	TEM	1	Percentil 50	1.410.150	231.106	1.641.256
Supervisor Mantenimiento Sistemas de Control	Supervisor de Mantención	AJ	1	Percentil 50	1.410.150	231.106	1.641.256

Técnico Mantenimiento Sistemas de Control	Electricista I	MAI	1	Percentil 50	1.267.085	219.055	1.486.140
Técnico Mantenimiento Sistemas de Control	Electricista I	PA	1	Percentil 50	1.267.085	219.055	1.486.140
Técnico Mantenimiento Sistemas de Control	Electricista I	ANC	1	Percentil 50	1.267.085	219.055	1.486.140
Supervisor Mantenimiento Líneas	Supervisor de Mantención	PA	1	Percentil 50	1.410.150	231.106	1.641.256
Supervisor Mantenimiento Líneas	Supervisor de Mantención	CN	2	Percentil 50	1.410.150	231.106	1.641.256
Supervisor Mantenimiento Líneas	Supervisor de Mantención	CHA	1	Percentil 50	1.410.150	231.106	1.641.256
Supervisor Mantenimiento Líneas	Supervisor de Mantención	TEM	1	Percentil 50	1.410.150	231.106	1.641.256
Supervisor Mantenimiento Equipos	Supervisor de Mantención	MAI	1	Percentil 50	1.410.150	231.106	1.641.256
Supervisor Mantenimiento Equipos	Supervisor de Mantención	PA	2	Percentil 50	1.410.150	231.106	1.641.256
Supervisor Mantenimiento Equipos	Supervisor de Mantención	CN	2	Percentil 50	1.410.150	231.106	1.641.256
Supervisor Mantenimiento Equipos	Supervisor de Mantención	CHA	1	Percentil 50	1.410.150	231.106	1.641.256
Supervisor Mantenimiento Equipos	Supervisor de Mantención	TEM	1	Percentil 50	1.410.150	231.106	1.641.256
Inspector Mantenimiento Líneas	Electricista I	MAI	2	Percentil 50	1.267.085	219.055	1.486.140
Inspector Mantenimiento Líneas	Electricista I	PA	1	Percentil 50	1.267.085	219.055	1.486.140
Inspector Mantenimiento Líneas	Electricista I	CN	2	Percentil 50	1.267.085	219.055	1.486.140
Inspector Mantenimiento Líneas	Electricista I	CHA	1	Percentil 50	1.267.085	219.055	1.486.140
Inspector Mantenimiento Líneas	Electricista I	TEM	1	Percentil 50	1.267.085	219.055	1.486.140
Inspector Mantenimiento Equipos	Mecánico I	MAI	1	Percentil 50	1.163.315	210.315	1.373.630

Inspector Mantenimiento Equipos	Mecánico I	PA	1	Percentil 50	1.163.315	210.315	1.373.630
Inspector Mantenimiento Equipos	Mecánico I	CN	2	Percentil 50	1.163.315	210.315	1.373.630
Inspector Mantenimiento Equipos	Mecánico I	CHA	1	Percentil 50	1.163.315	210.315	1.373.630
Inspector Mantenimiento Equipos	Mecánico I	TEM	1	Percentil 50	1.163.315	210.315	1.373.630
Administrador Zonal	Ingeniero II	COZN	1	Percentil 50	2.666.751	291.712	2.958.463
Administrador Zonal	Ingeniero II	COZC	1	Percentil 50	2.666.751	291.712	2.958.463
Administrador Zonal	Ingeniero II	COZS	1	Percentil 50	2.666.751	291.712	2.958.463
Jefe Administrativo	Jefe de Administración	COZN	1	Percentil 50	2 001 846	266 743	2 268 589
Jefe Administrativo	Jefe de Administración	COZC	1	Percentil 50	2 001 846	266 743	2 268 589
Jefe Administrativo	Jefe de Administración	COZS	1	Percentil 50	2 001 846	266 743	2 268 589
Asistente Administrativo	Coordinador de Administración	COZN	1	Percentil 50	1 273 851	219 877	1 493 728
Asistente Administrativo	Coordinador de Administración	COZC	1	Percentil 50	1 273 851	219 877	1 493 728
Asistente Administrativo	Coordinador de Administración	COZS	1	Percentil 50	1 273 851	219 877	1 493 728
Jefe Seguridad	supervisor de seguridad	CN	1	Percentil 50	1 117 356	206 444	1 323 800
Vigilante privado	Vigilante Privado I	CN	1	Percentil 50	712 724	172 614	885 338
Vigilante privado	Vigilante Privado I	CHA	1	Percentil 50	712 724	172 614	885 338
Vigilante privado	Vigilante Privado I	AJ	1	Percentil 50	712 724	172 614	885 338

La siguiente tabla muestra los perfiles de cada cargo según la Encuesta PWC:

Cargo PWC	Clasif. PwC	Descripción del Cargo PwC
Gerente General	Ejecutivos	En su calidad de máxima autoridad ejecutiva, es responsable por la planificación, organización, dirección estratégica y por los resultados de la entidad a la cual representa. Depende del Directorio. Se requiere profesional licenciado con estudios de especialización o magister y experiencia superior a 9 años. Supervisa directa o indirectamente a más de 300 personas.
Jefe Departamento Planificación Estratégica	Jefaturas y Profesionales	Responsable del desarrollo, ejecución y control de los programas y planes de mediano y corto plazo correspondientes a la estrategia corporativa de la entidad. Dirige y coordina la evaluación de proyectos y revisa los resultados obtenidos, manteniendo supervisión sobre el trabajo de los analistas de proyectos. Puede tener a su cargo el control de gestión de la entidad. Se requiere profesional licenciado con un mínimo de 3 años de experiencia. Puede supervisar hasta 40 personas directa o indirectamente.

Cargo PWC	Clasif. PwC	Descripción del Cargo PwC
Analista de Proyectos I	Jefaturas y Profesionales	Apoya la coordinación del Plan Estratégico de la organización. Analiza, desarrolla y evalúa proyectos especiales que le son encomendados. Prepara presupuestos, informes y puede preparar información de gestión. Se encuentra bajo la supervisión del Jefe del Departamento de Planificación y Desarrollo. El cargo es ocupado por un profesional licenciado, generalmente un ingeniero, con más de 3 años de experiencia. Puede supervisar las funciones realizadas por Analistas con menor experiencia.
Fiscal	Ejecutivos	Responsable por el asesoramiento legal así como por el cumplimiento en forma oportuna de las normas jurídicas, reglamentarias y estatutarias que afecten a la entidad. Asesora principalmente a la Gerencia General y a las distintas áreas funcionales, tanto en la interpretación y aplicación de principios y normas jurídicas, como en la solución de problemas que surgen en este campo. Se requiere Abogado, con estudios de especialización o magister y experiencia superior a 6 años. Puede supervisar hasta 10 personas.
Abogado I	Jefaturas y Profesionales	Asesora a su superior siendo responsable de las funciones que se le encomiendan en materias de carácter legal y jurídico que afectan a la entidad. Analiza y/o prepara contratos, efectúa trámites judiciales y en algunos casos representa a la entidad ante los tribunales. Puede depender del Fiscal, Subgerente de Fiscalía o del Abogado Jefe. Se requiere Abogado, con más de 3 años de experiencia. Puede supervisar a Abogados con menor experiencia.
Gerente de Finanzas	Ejecutivos	Responsable funcional de la administración de los recursos financieros de la institución. Supervisa las actividades de planificación financiera a largo, mediano y corto plazo. Responsable por la asignación de recursos en las actividades de administración de los excedentes de la entidad. Puede depender del Gerente General o del Gerente Divisional. Se requiere profesional licenciado con estudios de especialización o magister y experiencia superior a 6 años. Puede supervisar a más de 11 personas directa o indirectamente.
Analista de Estudios Financieros I	Jefaturas y Profesionales	Realiza estudios y análisis económico-financieros, evalúa y recomienda la administración de fondos disponibles, prepara informes para la toma de decisiones, confecciona información financiera que refleja la evolución de la gestión de negocios de la empresa. Verifica la consistencia y validez de los datos y resultados que emplea en sus análisis. Participa en la preparación del flujo de caja de la entidad. Se requiere profesional licenciado, del área económica-financiera, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar funciones realizadas por analistas de menor experiencia.
Contador General	Jefaturas y Profesionales	Responsable de dirigir las actividades relacionadas con la contabilidad patrimonial y de costo de la empresa. Dirige las operaciones de recopilación, análisis y registro contable, de acuerdo a normas y procedimientos establecidos. Prepara los estados financieros y los firma. Emite informes correspondientes a las operaciones de la entidad. Vela por el correcto y oportuno cumplimiento de las obligaciones tributarias y previsionales. Se requiere profesional, sin grado académico, del área tributaria contable, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar hasta 40 personas.

Cargo PWC	Clasif. PwC	Descripción del Cargo PwC
Jefe Departamento Contabilidad	Jefaturas y Profesionales	Colabora directamente con el Contador General en la supervisión y control de las actividades relacionadas con la contabilidad patrimonial de la entidad incluyendo la preparación del balance general y estados de resultados. Centraliza el flujo de la información contable a procesar, revisa la documentación pertinente, define su imputación aclarando dudas relacionadas con su registro, investiga y aclara diferencias, efectúa controles no rutinarios y prepara o ayuda a preparar análisis de cuentas. Se ocupa principalmente de todo lo relacionado con el procesamiento diario de la documentación contable. Se requiere Contador, con experiencia superior a 2 años. Puede supervisar hasta 40 personas.
Analista de Costos I	Jefaturas y Profesionales	Analiza y ejecuta actividades relacionadas con la contabilidad de costos. Supervisa la operación del sistema de costos, así como la información requerida. Analiza y opina sobre las variaciones encontradas y posibles causas de desviación. Realiza estudios especiales en materia de costos. Se requiere profesional, sin grado académico, con experiencia mínima de 3 años.
Analista Contable I	Jefaturas y Profesionales	Prepara asientos contables de naturaleza no rutinaria, imputa comprobantes, prepara informes rutinarios y analiza cuentas contables, de acuerdo a las indicaciones de su jefe. Se diferencia del Analista Contable II por su mayor experiencia y conocimientos profesionales. Se requiere profesional, sin grado académico. Habitualmente este cargo es desempeñado por un Contador Auditor, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar a analistas de menor experiencia.
Jefe Departamento Control de Gestión	Jefaturas y Profesionales	Responsable de planificar, dirigir y controlar todas las actividades que permitan la definición y evaluación de los distintos centros de utilidad de la organización. Será el responsable de la producción de la información que permita la evaluación de la gestión de la entidad en relación a sus metas y presupuesto anual y de largo plazo, según el plan estratégico; esta información es usada al interior de la organización, desde cada centro de utilidad hasta el Gerente General, en los distintos niveles organizacionales para autoevaluarse en relación al presupuesto. Depende del Subgerente de Contabilidad. Se requiere profesional licenciado, con un mínimo de 3 años de experiencia. Puede supervisar hasta 10 personas.
Analista Control de Gestión I	Jefaturas y Profesionales	Realiza estudios de gestión necesarios para la toma de decisiones de la empresa. Recopila la información necesaria y prepara estadísticas. Esta información es usada al interior de la organización, desde cada centro de utilidad hasta el Gerente General, en los distintos niveles organizacionales para autoevaluarse en relación al presupuesto u otros indicadores. Se requiere profesional licenciado, con un mínimo de 2 años de experiencia.
Tesorero	Jefaturas y Profesionales	Responsable del control de fondos, de supervisar las acciones que signifiquen recibir o entregar dinero y documentos que representan valores. En algunas instituciones puede colaborar con el Gerente de Finanzas o de Administración y Finanzas en la supervisión y control de las actividades relacionadas con la administración de los recursos líquidos. Se requiere carrera profesional, sin grado académico afín al área y un mínimo de 6 años de experiencia. Puede supervisar hasta 40 personas directa o indirectamente.

Cargo PWC	Clasif. PwC	Descripción del Cargo PwC
Supervisor de Tesorería	Jefaturas y Profesionales	Responsable de administrar los recursos líquidos de la entidad de acuerdo a las normas y procedimientos establecidos por ella. Supervisa la preparación de depósitos, confecciona cheques, realiza arqueos y verifica las conciliaciones bancarias. Investiga y examina documentación por cualquier partida conciliatoria que aparezca atrasada o irregular. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de un año de duración, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar hasta 10 personas.
Gerente de Administración	Ejecutivos	Responsable por la planificación, dirección y control de las actividades orientadas a la administración y prestación de servicios a las restantes unidades funcionales de la entidad. Presupuesta el stock de materiales, muebles, suministros, etc., necesarios para la normal operación. Efectúa licitaciones de compra y contrataciones de servicios de acuerdo a las necesidades que existan. Garantiza la fluidez en el manejo de correspondencia. Reporta al Gerente General o al Gerente de Recursos Humanos/ y Administración. Se requiere profesional licenciado, del área de administración, con más de 6 años de experiencia. Puede supervisar hasta 100 personas, directa o indirectamente.
Jefe de Proyectos I	Jefaturas y Profesionales	Lidera un equipo de trabajo conformado por ingenieros desarrolladores y/o programadores siendo su principal función asignar las tareas que desempeñará cada cual a fin que la detección de necesidades del usuario sea correctamente transformada en definiciones y guías que utilizará el equipo de trabajo. Coordina el desarrollo integral de los proyectos, orientando el diseño, construcción e implementación del mismo de acuerdo a normas y procedimientos establecidos, así como asegurar que la implementación esté acorde con estas definiciones y guías. Está encargado del desarrollo de las aplicaciones y puesta en marcha de los sistemas y de evaluar proyectos determinando costos y beneficios de su desarrollo, implementación y producción. Lleva un control de avance y de costos. Provee la documentación de los sistemas desarrollados: Diseño Preliminar, Diseño Detallado Manual de Operaciones, Manual del Usuario. Dirige y administra al grupo de profesionales asignados al proyecto. Normalmente corresponde a un Ingeniero Civil o Ejecución con a lo menos 4 años de experiencia en análisis y programación. Este cargo tiene asignado los proyectos de gran envergadura para la empresa. Dirige un grupo de a lo menos 4 profesionales.
Técnico de Soporte I	Administrativos	Apoya a usuarios en la resolución de problemas de software y hardware. Instala redes, equipos y software para usuarios de Pcs. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración, preferentemente técnicos en programación o equivalentes, con 2 años de experiencia.
Jefe de Recursos Humanos	Jefaturas y Profesionales	Colabora con el Gerente del área en las labores relativas a selección, desarrollo y capacitación de personal y en la mantención de un adecuado sistema de información de personal. Participa en el desarrollo de política y procedimientos del área. Depende del Gerente de Recursos Humanos. En entidades pequeñas puede depender directamente del Gerente General. El cargo puede ser ocupado por un profesional sin grado académico, de carreras afines al área de administración de personal, con un mínimo de 3 años de experiencia. Puede supervisar hasta 40 personas, directa o indirectamente.

Cargo PWC	Clasif. PwC	Descripción del Cargo PwC
Analista Recursos Humanos I	Jefaturas y Profesionales	Colabora con el primer nivel del área en la fijación de políticas de administración de personal. Desarrolla proyectos específicos en el área de recursos humanos. Realiza análisis comparativos entre la situación laboral de la entidad y el mercado. Define, diseña y/o efectúa mejoras en los sistemas de información utilizados en el área, lleva a cabo estudios relacionados con el desarrollo de los recursos humanos. Tiene a su cargo la descripción de cargos, los análisis de escalas salariales y los niveles de remuneraciones, etc. Se requiere profesional, con experiencia superior a 2 años. Puede supervisar a Analistas de menor experiencia.
Liquidador de Remuneraciones	Administrativos	Calcula y liquida sueldos, incentivos, sobretiempo y otras remuneraciones y beneficios del personal. Calcula imposiciones previsionales, impuestos y demás descuentos. Confecciona las planillas de remuneraciones y pagos provisionales, y atiende consultas a los trabajadores sobre sus remuneraciones. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración. Puede supervisar a 2 o más personas.
Jefe de adquisiciones	Jefaturas y Profesionales	Responsable del proceso de compras locales de la entidad, exceptuando la compra de materias primas. Clasifica las requisiciones de material emanadas de cada una de las unidades de la firma, otorgándoles prioridad y jerarquía para realizar las compras respectivas. Selecciona los proveedores, cumple con las normas fijadas en relación a pagos a éstos. Supervisa la labor del personal a su cargo. Coordina en conjunto con bodegas las necesidades de stock mínimos. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración, con experiencia superior a 6 años. Puede supervisar hasta 40 personas, directa o indirectamente.
Encargado de Servicios Generales - Mayordomo	Administrativos	Coordina y supervisa la prestación de servicios generales a las distintas unidades funcionales de la entidad. Garantiza la entrega de correspondencia con rapidez. Encargado de la mantención de las instalaciones y aseo en general, orientado a la gestión diaria de estas actividades. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración, con 2 años de experiencia. Puede supervisar a más de 2 personas.
Comprador Técnico I	Jefaturas y Profesionales	Profesional experto en la adquisición de insumos de su competencia de acuerdo a los requerimientos y giro de la empresa. Conoce del contenido tecnológico y de los proveedores para un determinado productos. Se mantiene informado de los diversos productos a nivel global como así también de los proveedores para la realización de sus funciones. Este cargo requiere ser desempeñado como mínimo, por un profesional de carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración y que preferentemente, posea acabados conocimientos de los productos a adquirir, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar las funciones de Compradores Técnicos de menor experiencia y conocimientos.
Comprador Técnico II	Jefaturas y Profesionales	Profesional experto en la adquisición de insumos de su competencia de acuerdo a los requerimientos y giro de la empresa. Conoce del contenido tecnológico y de los proveedores para un determinado productos. Se mantiene informado de los diversos productos a nivel global como así también de los proveedores para la realización de sus funciones. Este cargo requiere ser desempeñado como mínimo, por un profesional de carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración y que preferentemente, posea acabados conocimientos de los productos a adquirir, con experiencia inferior a 3 años.

Cargo PWC	Clasif. PwC	Descripción del Cargo PwC
Recepcionista	Administrativos	Recibir, direccionar y comunicar las llamadas y visitas de personal externo, a los empleados de la compañía, para garantizar oportunidad en la atención al cliente interno y externo. Se requiere estudios de secretariado y mínimo dos años de experiencia.
Coordinador de Administración	Administrativos	Responsable de las funciones administrativas y de servicios a las restantes áreas de la entidad. Puede tener a su cargo las funciones contables, de personal, remuneraciones y servicios generales. Se diferencia del Jefe Administrativo, por tener a cargo funciones de menor complejidad en lo relativo a registro contable, remuneraciones, personal o servicios. Normalmente puede encontrarse en empresas o plantas pequeñas, con dotación inferior a 20 personas. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración. Puede supervisar a más de dos personas.
Gerente Comercial	Ejecutivos	Máximo responsable de las actividades comerciales de la entidad, tanto en los mercados internacionales como en el mercado nacional. Investiga y evalúa la situación del mercado en lo referido a la entidad y sus productos. Elabora las estrategias de: comercialización, distribución, publicidad y precios. Asimismo controla su cumplimiento. Maneja los presupuestos de ventas y publicidad. Controla las metas de ventas. Depende del Gerente General. Se requiere profesional licenciado, con estudios de especialización o magister, preferentemente con especialización en marketing y a lo menos 6 años de experiencia. Puede supervisar, directa o indirectamente, hasta 300 personas.
Secretaria Gerencia de Área	Administrativos	Asiste a los Gerentes de Áreas, toma dictados, dactilografía, sincroniza entrevistas, atiende visitas y funcionarios de la empresa. Prepara, recepciona, clasifica y archiva correspondencia, memoranda e informes. Usa el teléfono para dar o recibir llamadas y recados. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración, con 3 a 5 años de experiencia. Puede supervisar a más de 2 personas.
Secretaria Gerencia General	Administrativos	Supervisa, coordina y controla las actividades propias de la secretaría de la Gerencia General. Asiste personalmente al Gerente General de la entidad en materias de secretaría ejecutiva. Supervisa el proceso de recepción y despacho de la correspondencia de la entidad y de su distribución interna. Mantiene actualizado, resguardado y debidamente controlado el archivo de la Gerencia General. Redacta informes y cartas, toma dictados y tipea información de carácter confidencial y general. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración, con 3 a 5 años de experiencia. Puede supervisar a más de 2 personas.
Asistente Comercial I	Jefaturas y Profesionales	Dar apoyo logístico al área de mercadeo y ventas. Hacer informes, presentaciones, cotizaciones. Debe tener un conocimiento amplio de la línea de productos de la compañía. Se requiere profesional en Administración o afines, con mínimo 1 año de experiencia relacionada. REPORTA A: Gerente Comercial.

Cargo PWC	Clasif. PwC	Descripción del Cargo PwC
Jefe Estudios Económicos y Financieros	Jefaturas y Profesionales	Responsable de dirigir los estudios e investigaciones económico-financieras de la institución. Desarrolla estudios de factibilidad, evalúa y recomienda usos alternativos de fondos disponibles y oportunidades de inversión. Realiza estudios de valuación de empresas. Depende normalmente del Gerente de Administración y Finanzas o directamente del Gerente General. Se requiere profesional licenciado, con un mínimo de 3 años de experiencia. Puede supervisar hasta 40 personas directa o indirectamente.
Gerente Producción / Oper. Técnica	Ejecutivos	Máximo responsable funcional de las actividades de producción u operación de la empresa. Elabora los planes de producción, controla su ejecución y desarrollo, velando por la eficiente utilización de los recursos y la cantidad, oportunidad y calidad de los productos fabricados. Decide sobre la mantención de las instalaciones, equipos y maquinarias de su área y formula recomendaciones para su renovación. Participa en los procesos de fijación de políticas para la empresa y el control de presupuesto de su área. Depende del Gerente General. Se requiere profesional licenciado, con estudios de especialización o magister, con experiencia superior a 6 años. Puede supervisar hasta 1.000 personas, directa o indirectamente.
Experto en prevención riesgos	Jefaturas y Profesionales	Organiza, dirige y coordina los programas y medidas de prevención de riesgos, controlando su efectividad. Investiga las causas de los accidentes del trabajo y enfermedades profesionales, elabora informes al respecto y actualiza el reglamento interno de orden, higiene y seguridad. Optimiza el beneficio obtenido de las mutuales de seguridad y coordina las relaciones de la entidad con ellas. Se requiere profesional sin grado académico, especialista en prevención de riesgos, con 3 a 5 años de experiencia. Puede supervisar hasta 10 personas, directa o indirectamente.
Subgerente de mantención de equipos / planta	Ejecutivos	Planifica, coordina y controla la mantención preventiva y correctiva de los equipos, maquinarias, instalaciones, vehículos y edificios de la empresa que se realiza por personal a su cargo y/o terceros. Coordina en conjunto con los restantes niveles de mantención las actividades a desarrollar al respecto y propone nuevas acciones. Se requiere profesional licenciado, con experiencia superior a 6 años. Puede supervisar directa o indirectamente, hasta 100 personas.
Ingeniero II	Jefaturas y Profesionales	Supervisa las funciones de diseño y otras de los ingenieros, revisa que diseños, planos y otros documentos cumplan los requerimientos del proyecto. Supervisa la preparación de especificaciones técnicas para equipos y materiales y hace recomendaciones de compra. Posee buen conocimiento y experiencia en su disciplina. Se diferencia del Ingeniero I, por realizar sus funciones de acuerdo a instrucciones generales. Se requiere profesional licenciado, preferentemente Ingeniero Civil o equivalente, con experiencia de 2 años.
Ingeniero III	Jefaturas y Profesionales	Desarrolla o ayuda a desarrollar diseños y cálculos de acuerdo a instrucciones específicas. Prepara o ayuda a preparar especificaciones técnicas para equipos y materiales y recomendaciones de compra. Posee 1 año de experiencia profesional. No supervisa personal.

Cargo PWC	Clasif. PwC	Descripción del Cargo PwC
Subgerente de producción	Ejecutivos	Colabora con el Gerente de Producción en las actividades propias del área, especialmente en la gestión contingente diaria y en la coordinación de las acciones necesarias para el cumplimiento de los planes y programas de producción y presupuestación del área. Participa en la planificación y administra las actividades del departamento haciendo uso óptimo de los recursos para entregar oportunamente la producción requerida dentro de las normas de calidad, protección ambiental y seguridad establecidas. En algunas empresas puede ser la autoridad máxima del área. Se requiere profesional licenciado, con experiencia superior a 6 años. Puede supervisar hasta 1.000 personas, directa o indirectamente.
Ingeniero I	Jefaturas y Profesionales	Supervisa las funciones de diseño y otras de los ingenieros, revisa que diseños, planos y otros documentos cumplan los requerimientos del proyecto. Supervisa la preparación de especificaciones técnicas para equipos y materiales y hace recomendaciones de compra. Posee profundo conocimiento y experiencia en su disciplina. Se requiere profesional licenciado, preferentemente Ingeniero Civil o equivalente, con experiencia de hasta 8 años. Puede supervisar directa o indirectamente, hasta 10 personas.
Despachador de Carga Energía	Jefaturas y Profesionales	Responsable por la coordinación y explotación del sistema eléctrico de generación, preservando la seguridad del suministro al mínimo costo para la empresa. Es responsable por la calidad del suministro (regulación de frecuencia y tensión) controla disponibilidad del sistema de comunicación que le permite efectuar coordinación con clientes y otros centros de despacho para el suministro eléctrico en tiempo real. Gestiona restricciones. Se requiere profesional sin grado académico, con experiencia superior a 5 años. Puede supervisar a Despachadores de menor experiencia.
Jefe de Operaciones de Planta	Jefaturas y Profesionales	Responsable de las actividades operacionales de la planta. Controla todos los procesos productivos/operativos, de acuerdo a las normas de calidad y a los plazos establecidos. Coordina y programa el abastecimiento y la mantención de la planta de acuerdo a los requerimientos de producción. Se requiere profesional, sin grado académico, afín al área, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar hasta 100 personas, directa o indirectamente.
Supervisor de turno	Jefaturas y Profesionales	Supervisa el desempeño del personal y el funcionamiento de los equipos y maquinarias durante un turno de trabajo, asegurándose que se cumpla el proceso productivo de acuerdo al programa de producción. Soluciona problemas eventuales o solicita a su jefe inmediato recursos para efectuar las medidas correctivas que la situación requiera. Se diferencia del Jefe de Turno por tener a su cargo procesos productivos más pequeños o una parte de uno de mayor complejidad. Se requiere como mínimo carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración y experiencia superior a 2 años. Puede supervisar hasta 100 personas.
trabajador calificado	Operativos	Realizar las tareas que le son encomendadas por su jefe inmediato y que se encuentran directamente relacionadas con el proceso productivo. Se diferencia del trabajador semicalificado por la mayor complejidad y responsabilidad del trabajo que desempeña. Se requiere enseñanza media completa y experiencia superior a 3 años.

Cargo PWC	Clasif. PwC	Descripción del Cargo PwC
Supervisor de Mantención	Jefaturas y Profesionales	Responsable ante el Jefe de Mantención de la reparación y mantención de los equipos, maquinarias y vehículos de la empresa en la planta u obra. Coordina la mantención eléctrica y mecánica requerida por la empresa o área asignada. Puede ser la persona a cargo del área en empresas de menor tamaño. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración y experiencia superior a 3 años. Puede supervisar hasta 40 personas.
Electricista I	Operativos	Desmontar, reparar y montar diferentes tipos de equipos eléctricos. Instalar y conectar conductores, detectarlos desperfectos con ayuda de instrumentos y reparar o reemplazar las piezas rotas o gastadas. Interpretar diagramas, cat, logos y planos. Posee una alta calificación técnica. Se requiere profesional de carreras intermedias o estudios específicos de más de 1 año de duración, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar hasta 10 personas.
Mecánico I	Operativos	Realiza el montaje y mantenimiento de instalaciones mecánicas y equipos accesorios. Interpreta diagramas, catálogos y planos. Maneja los materiales, herramientas y equipos relacionados con su área de trabajo. Ejecuta servicios generales de mecánica de mantenimiento industrial y reparaciones. Se requiere profesional de carreras intermedias o estudios específicos, de más de 1 año de duración, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar hasta 10 personas, generalmente a ayudantes a su cargo.
Jefe de Administración	Jefaturas y Profesionales	Responsable por la supervisión de las funciones administrativas y de servicios a las restantes áreas de la entidad. Este cargo puede ser el máximo responsable del área administrativa en entidades pequeñas o plantas en donde puede tener a su cargo las funciones contables, de personal, remuneraciones y servicios generales. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración. Puede supervisar hasta 40 personas, directa o indirectamente.
Empleado Administrativo I	Administrativos	Encargado de efectuar tareas administrativas que requieran alguna especialización y análisis de lo que está desarrollando, efectúa ingreso de datos, revisiones y cuadraturas, etc. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración, con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar las funciones de Empleados Administrativos de menor experiencia.
Administrador de Red I	Jefaturas y Profesionales	Responsable de la operación y funcionamiento de una red computacional de múltiples estaciones de trabajo de la empresa. Profesional experto en transmisión de datos. Responsable de la operación y mantención de hardware y de la adecuada atención a los diversos usuarios de la red. Otorga asesoría técnica en la adquisición de equipos computacionales, se diferencia del nivel inferior por su mayor experiencia y conocimientos del tema de redes. Se requiere profesional sin grado académico (4 años de estudios), con experiencia superior a 3 años. Puede supervisar a más de 2 personas.
supervisor de seguridad	Jefaturas y Profesionales	Responsable de la administración de las actividades orientadas al resguardo de los activos materiales y humanos de la entidad conforme a las normas y objetivos vigentes. Administra y divulga los planes de seguridad interna de la entidad. Supervisa y coordina al personal de seguridad. Se requiere profesional de carreras intermedias de 2 años o estudios específicos, de más de 1 año de duración, con 2 años de experiencia. Puede supervisar hasta 10 personas.

Cargo PWC	Clasif. PwC	Descripción del Cargo PwC
Vigilante Privado I	Administrativos	Responsable de vigilar personalmente las áreas de la entidad para brindar seguridad y orden, de acuerdo a las normas y procedimientos de seguridad establecidos. Especialmente está encargado de vigilar lugares asignados para su cuidado; controla la entrada y salida de personas. Posee autorización para portar armas de fuego. Se requiere estudios específicos de más de 1 año de duración y experiencia superior a 3 años.

3.5. Valorización de las Actividades de Operación

En este punto se incluyen todos los costos de operación de la empresa que opera en el área de concesión de Transelec troncal que no se consideran en los costos de las tareas realizadas por las brigadas.

3.5.1 Sistema SCADA

La valorización de este sistema se hizo tomando como referencia el valor de inversión utilizado en estudios del consultor para la Transportista Etesa de Panamá y adaptándolo a los km de líneas y cantidad de subestaciones presentes en el área de concesión de Transelec Troncal (km de red y subestaciones).

Los resultados obtenidos se presentan a continuación:

Indirectos	SCADA
Inversión (US$)	5.140.773
Vida útil (años)	10
Tasa Actualización (%)	10%
Anualidad Inversión (US$/año)	836.637
Mantenimiento (%)	10%
Anualidad Mantenimiento (US$/año)	514.077
Costo Total Anual (US$/año)	1.350.715

3.5.2 Softwares para la Operación

Para el adecuado funcionamiento del STT, se han considerado programas de simulación de la operación, software de protecciones, y softwares para análisis de estudios eléctricos transitorios y de conexión de instalaciones al sistema troncal.

Por lo expresado, se cotizaron las licencias informáticas de software DigSilent, Ose2000, PSSE, EMTP y software de protecciones, cuyos costos se muestran a continuación:

	Dig Silent monousuario	Dig Silent	Ose2000	PSSE	EMTP	Software de protección
Unidad	US$	US$	US$	US$	US$	US$
Inversión	11.500	83.449	75.284	50.000	40.000	20.000
Cantidad de licencias	1	3	1	2	2	1
Total	11.500	250.348	75.284	100.000	80.000	20.000
Vida útil (años)	9	5	5	5	5	5
Tasa Actualiz. (%)	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Anualidad Inversión(US$/año)	1.997	66.041	19.860	26.380	21.104	5.276
Mant. (%)	10%	10%	-	10%	10%	10%
Anualidad Mantenimiento (US$/año)	1.150	25.035	19.195	10.000	8.000	2.000
Costo Total Anual (US$/año)	3.147	91.076	39.055	36.380	29.104	7.276

Además se ha considero un software especializado para inspecciones visuales de las líneas troncales. El cálculo del costo anual de mismo se muestra a continuación.

	Unidad	Inversión	Vida útil (años)	Tasa Actualiz. (%)	Anualidad Inversión (US$/año)	Mant. (%)	Anualidad Mantenimiento (US$/año)	Costo Total Anual (US$/año)
Software para inspecc.	US$	245.929	5	10%	64.875	10%	24.593	89.468

visuales								

3.5.3 Vehículos de Operación

El Consultor dimensionó un total de 11 camionetas: 2 en la administración norte, 4 en la administración centro y 5 en la administración sur.

El costo anual resultante de estos vehículos es de US$166.996.

Se realizó un análisis económico para determinar la conveniencia de compra o alquiler de las camionetas. Se consideró un valor de compra de $14.268.100 y un valor de alquiler anual de $18.602.226, montos cuyos respaldos se presentan en el Anexo 2 – Estudio de Mercado.

En el análisis se compararon el valor presente neto (VPN) de la compra financiada de la oficina con el VPN del alquiler anual descontado con la tasa del 10%. En el caso de la compra financiada se supuso un período de amortización de 8 años a una tasa del 4,35% anual (correspondiente a la tasa promedio de los bonos emitidos por Transelec en 2013).

De este análisis surgió la conveniencia de la compra de las camionetas en lugar de su alquiler.

3.5.4 Equipos VHF y Teléfonos Satelitales

Se ha considerado la adquisición de equipos base VHF, UCR, UHF, Repetidores y Handy.

Adicionalmente se considera que es necesaria la adquisición de teléfonos satelitales en las zonales de la empresa para mantener la comunicación en casos de un evento de fuerza mayor.

El costo total anual considerado es el siguiente:

Indirectos	Unidad	Inversión	Cantidad	Total	Vida útil (años)	Tasa Actualiz. (%)	Anualidad Inversión (US$/año)	Mant (%)	Anualidad Mantenimiento (US$/año)	Costo Total Anual (US$/año)
BASE VHF	US$	467	25	11.685	3	10%	4.699	10%	1.169	5.867
UCR	US$	132	25	3.300	3	10%	1.327	10%	330	1.657
UHF	US$	955	3	2.865	3	10%	1.152	10%	287	1.439
REPETIDOR VHF	US$	1.601	14	22.414	3	10%	9.013	10%	2.241	11.254
Handy	US$	94	57	5.372	3	10%	2.160	10%	537	2.697
Teléfono Satelital	US$	1.950	3	5.850	3	10%	2.352	10%	585	2.937

3.5.5 Telecomando S/E Diego de Almagro

A diferencia de las otras subestaciones, la subestación Diego de Almagro sólo tiene control local. Teniendo en cuenta que en esta subestación existe 1 sólo paño del STT, se ha definido para la operación de este paño la cantidad de un operador en horario normal, el cual debe ser apoyado con un telecontrol elemental (sólo interruptor).

Se tiene en cuanta la anualidad del telecontrol de un interruptor cuyo costo resultante es el siguiente:

	Telecomando
Inversión (US$)	10.000
Vida útil (años)	15
Tasa Actualización (%)	10
Anualidad Inversión (US$/año)	1.315

3.5.6 Asesorías Especiales a la Operación

Se ha considerado la necesidad de contratación de consultorías especializadas para la solución de fallas así como el análisis de la capacidad de sobrecarga de las instalaciones entre otros. El costo anual de estas es de US$ 456.130.

3.5.7 Peritajes por entes externos independientes

Se tuvo en cuenta la necesidad de peritajes por entes externos para el análisis de causas de fallas y el estudio de materiales. El costo anual resultante por este concepto es de US$ 56.663.

3.5.8 Costos Personal SS.EE.

Dadas las características geográficas del STT, se requiere contar con movilización para el transporte del personal operativo hacia y desde las subestaciones troncales que no cuentan con un medio de transporte público o que por su ubicación geográfica, son de difícil acceso. Cada recorrido se dimensionó en función de los requerimientos de personal de cada subestación, en términos de si las subestaciones son atendidas en forma continua, parcial o son no atendidas.

Por otra parte, dada la lejanía de algunas subestaciones a los centros urbanos, se requiere alojamiento y alimentación para el personal

De esta manera, el costo total anual por concepto de movilización, alojamiento y alimentación del personal de operación de subestaciones resultó:

Cantidad de personal		7
Costo alimentación casino medio día (desayuno, cena)	US$/unidad	8
Costo alojamiento personal subestaciones	US$/día	72
Días de pernoctación al mes		20
Costo de Alojamiento	US$	130.494
Movilización diaria	US$ / km	0,76
Costo de Traslado	US$	151.251

Total Alojamiento y Movilización	US$	281.745

3.5.9 Vestimenta Operarios

Se ha estimado un costo anual para todos aquellos puestos que requieran estar o ir periódicamente a las EETT (Supervisores y Operadores) en materiales y vestimenta, los que incluyen materiales menores, casco, guantes, botín dieléctrico, antiparras, puente nasal moldeado, buzo piloto azul, traje de PVC, capa azul de PVC y botas mineras, entre otros.

El costo resultante por este concepto fue el siguiente:

Cantidad de operarios		61
Costo vestimenta	US$ / año	227
Costo total de Vestimenta	US$	13.826

3.5.10 Costo Total de Actividades de Operación

El costo total resultante de Actividades de Operación se expresa en el siguiente cuadro:

	Costo Anual (US$/año)
SCADA	1.350.715
VHF	22.915
Telecomando S/E Diego de Almagro	1.315
Teléfono Satelital	2.937
Dig Silent Total	94.223
Ose2000	39.055
PSSE	36.380
EMTP	29.104
Software para inspecciones visuales	89.468
Software de protecciones	7.276
Camionetas de operación	165.884

Alojamiento y Movilización	281.745
Asesorías Especiales a la Operación	456.130
Peritajes por entes externos independientes	56.663
Vestimenta de operarios	13.826
Total	**2.647.635**

3.6. Valorización de las Actividades de Mantenimiento

En este punto se incluyen todos los costos de mantenimiento en los que incurre la empresa virtual que opera en el área de concesión de Transelec troncal que no se consideran en los costos de las actividades realizadas por las brigadas.

3.6.1 Indemnización Trabajos en Franja Servidumbre y Daño Corte Árboles

Se ha considerado un costo anual en concepto de indemnización por trabajos realizados en la franja de servidumbre. Esta indemnización se refiere a pagos a propietarios por concepto de faenas de roce y reparaciones que dañan siembras y frutales.

También se ha considerado un costo por indemnización a los dueños de los árboles que son podados como actividad de mantenimiento en las líneas.

El monto total por indemnizaciones al año es de US$ 56.183, el cual fue calculado de acuerdo a referencias del mercado Chileno y a la experiencia del consultor.

3.6.2 Vehículos de Mantenimiento

Se dimensionó un total de 33 camionetas teniendo en cuenta la cantidad de inspectores y supervisores de mantenimiento. La distribución de las mismas quedo determinada de la siguiente forma: 8 en la administración norte, 12 en la administración centro y 10 en la administración sur. También se consideran 3 camionetas para los 3 administradores zonales.

El costo total anual de los vehículos de mantenimiento es de US$497.652.

3.6.3 Bodegaje de Materiales

Se ha dimensionado un total de 7 bodegas de 600 metros cuadrados cada una: 1 en la administración norte, 4 en la administración centro y 2 en la administración sur, a un costo de alquiler de 58 US$/m2 anuales.

Se realizó un análisis económico para determinar la conveniencia de compra o alquiler de las bodegas. Para ello se consideró información de mercado provista por todogalpon.cl. El valor de compra resulta 21,3 UF/m2, mientras que el alquiler anual es del orden de 1,32 UF/m2/año.

En el análisis se compararon el valor presente neto (VPN) de la compra financiada de la oficina con el VPN del alquiler anual descontado con la tasa del 10%. En el caso de la compra financiada se supuso un período de amortización de 8 años a una tasa del 4,35% anual (correspondiente a la tasa promedio de los bonos emitidos por Transelec en 2013).

De este análisis surgió la conveniencia de la opción de alquiler de las bodegas en lugar de su compra. Además de su conveniencia económica, la opción de alquiler garantiza flexibilidad en caso de ser necesario aumentar o reducir espacio de almacenamiento o en caso de necesidad de mudar de zona geográfica.

El costo anual resultante de las bodegas es el siguiente:

Tamaño unitario	m^2	600
Alquiler Anual	US$/$m^2$	58
Cantidad	u.	7
Costo Total	US$	244.020

3.6.4 Equipos Especiales de Mantenimiento

Se consideró un costo total de instrumentos especiales y equipos únicos necesarios y apropiados para desarrollar los procesos y actividades de mantenimiento tales como la búsqueda de puntos calientes en uniones y empalmes en líneas y terminales en barras y equipos de subestaciones. La variedad de estos equipos se determinó en base a la experiencia del consultor en el mercado chileno y se respaldó con información recibida por Transelec.

Este rubro incluye la adquisición entre otros de:

- Equipos termovisores
- GPS
- Medidores de altura
- Equipos de llenados de gas de interruptores
- Amperímetros de tenaza
- Detector de fuga de gas
- Medidor de corriente de fuga
- Cámaras de Coronografía
- Filtradoras de aceite
- Manipuladoras de gas SF6
- Osciloscopios
- Medidores de resistencia de aislación para circuitos de control
- Caja de calibración y/o verificación para relés electromagnéticos, electrónicos y numéricos.
- Localizador de Fallas Portátil
- Computadores portátiles
- Cajas de pruebas

Esto resultó en una inversión total que se refleja en el siguiente cuadro:

	Equipos especiales de Mantenimiento
Unidad	US$
Inversión	2.764.756
Vida útil (años)	10
Tasa Actualización. (%)	10
Anualidad Inversión (US$/año)	449.951

3.6.5 Inspección de Líneas mediante UAV

Se considera necesaria la inspección visual aérea de las líneas mediante vehículo no tripulado debido a que permite obtener videos y fotografías en alta resolución de las instalaciones.

Los parámetros utilizados para determinar el costo de este concepto son los siguientes:

Servicio inspección aéreas de líneas mediante UAV	US$/km	29
Inspecciones por año		1
km		3.723
Costo Total	US$	106.961

3.6.6 Inspección de Líneas en Helicóptero

Los parámetros utilizados para el cálculo de esta actividad se muestran a continuación:

Servicio inspección aéreas de líneas	US$/h	1.850
Velocidad	km/h	30
Costo Unitario	US$/km	62
Inspecciones por año		1
Km a recorrer		3.723
Costo Total	US$	229.613

3.6.7 Reparación de Caminos

Se considera necesaria la inclusión del costo de reparación de los caminos de acceso a las estructuras, de modo de permitir un acceso seguro del camión lavador. El costo anual resultante de esta tarea es de US$283.313.

3.6.8 Costo Total de Actividades de Mantenimiento

El costo total resultante de Actividades de Mantenimiento se expresa en el siguiente cuadro:

	US$
Indemnización por trabajos en la franja servidumbre y por daño en cortes de arboles	56.183
Camionetas de Mantenimiento	497.652
Bodegas	244.020
Equipos especiales de Mantenimiento	449.951
Inspección de Líneas mediante UAV	106.961
Inspección de Líneas en Helicóptero	229.613
Reparación de Caminos	283.313
Total	**1.867.693**

3.7. Valorización de las Actividades de Administración

Para dimensionar los recursos de administración de la empresa operando dentro del área de concesión de Transelec troncal, el Consultor tomó como base estándares, obtenidos de consultas con empresas especializadas en los distintos rubros, estándares consultados a empresas eléctricas y de servicios e información que dispone de informes presentados en procesos tarifarios anteriores. A partir de este análisis, se ha obtenido la cantidad de recursos de administración que minimizan los costos anuales requeridos para gestionar la operación y servicio de la empresa. Las cotizaciones de equipos, mobiliario, vehículos, informática, otros insumos y oficinas, se realizaron vía la consulta a varias empresas

especializadas tal como fue detallado anteriormente. El listado de las empresas consultadas es el siguiente:

- Asesorías e Inversiones Los Rincones SpA
- Genpower, Sistemas de Potencia
- http://www.gpsproperty.cl/
- Todo Galpón Inmobiliaria
- Portal Inmobiliario
- PESCO Santiago
- Comercial Shoot Chile Ltda
- Mitsubishi Gracia
- Scharfstein S.A.
- Conexions ofthard
- PC Factory
- Interwins
- Tec-oh
- Entel
- Comercial Agustin Ltda
- XCMG
- Discovery Air Chile
- Edapi
- Ergotec
- Muebles Sur
- Marsh S.A. Corredores de Seguros
- TFC Soluciones
- Abits Chile Software
- DIgSILENT Ltda
- KUPFER
- Baterias CHM
- Alstom

- Siemens
- Gobantes
- Cummins
- Melón
- ACI Accionamiento Control Industrial
- Schneider Electric
- Ferrovial

Los costos cotizados fueron anualizados de acuerdo a la vida útil de cada componente y considerando una tasa de descuento de 10% real anual. Para determinar la vida útil económica de cada insumo, el Consultor averiguó las prácticas de renovación de equipos en industrias de tecnología equivalente y analizó las vidas útiles recomendadas por el servicio de impuestos internos (SII).

Las vidas útiles utilizadas en la valorización son las siguientes:

Ítem	**Vida Útil (años)**
Mobiliario	5
Línea blanca	5
Computación	5
Software	5
Comunicaciones	10 (3 en el caso de celulares)
Vehículos	5
Inmobiliario	50

A continuación se describen los recursos administrativos más importantes dimensionados y su valorización a los precios unitarios determinados en el estudio de mercado

3.7.1 EdificiosAdministrativos y Equipamiento del Personal

3.7.1.1 *Edificios Administrativos*

Corresponde a las oficinas destinadas a las labores de administración. Se consideran oficinas centrales, oficinas regionales (COZ) y oficinas en terreno para albergar personal de los centros de operación zonales, las que se distribuyen a lo largo del sistema conforme se han dispuesto las jefaturas zonales.

Para las oficinas centrales se estableció un estándar de 10 metros cuadrados (m2) por trabajador como superficie útil, lo que incluye salas de reunión, pasillos, servicios y cualquier otro espacio dedicado al uso exclusivo de sus ocupantes. De acuerdo a la estructura del personal de la empresa modelada, las oficinas centrales resultaron en un total de 682 metros cuadrados.

En el caso de las oficinas centrales se realizó un análisis económico para determinar la conveniencia de compra o alquiler de las mismas. Para ello se consideró información de mercado relevada por el consultor inmobiliario Global Property Solutions. Los valores empleados fueron los siguientes:

Corredor	**Precios promedio mensual Arriendo Oficinas Clase A+, A (UF/m^2)**	**Precios promedio Compra Oficinas Clase A+, A (UF/m^2)**
Santiago	0.42	42.50
Vitacura	0.53	70.00
Providencia	0.52	55.00
Las Condes	0.62	67.09
Huechuraba. Ciudad Empresarial	0.37	41.00
Promedio	**0.49**	**55.12**

Fuente:	GPS, Informe del Mercado de Oficinas, 4to Trimestre 2013	GPS, Informe del Mercado de Oficinas, 1er Trimestre 2012

En el análisis se compararon el valor presente neto (VPN) de la compra financiada de la oficina con el VPN del alquiler anual. En el caso de la compra financiada se supuso un período de amortización de 8 años a una tasa del 4,35% anual (correspondiente a la tasa promedio de los bonos emitidos por Transelec en 2013). El análisis determinó la conveniencia de la compra de las oficinas administrativas centrales.

Para las oficinas regionales y en terreno en cambio se estableció un estándar de 11 metros cuadrados por trabajador, considerando 1 metro cuadrado para recepción de personal en tránsito. Así, las oficinas regionales resultaron en un total de 429 metros cuadrados y las oficinas en terreno, 473 metros cuadrados.

En este caso se consideró el costo de construcción ya que al tratarse de oficinas que se encuentran en el interior de las subestaciones no existe un mercado inmobiliario de las mismas que pueda considerarse como referencia. Para el cálculo de la opción de construcción se empleó el valor de edificación de albañilería empleado en la valorización de las edificaciones del VI al que se adicionaron los imprevistos, seguro de obra, utilidad del contratista y gastos generales del contratista.

La anualidad total en oficinas administrativas es de US$334.663.

3.7.1.2 *Insumos de Oficinas*

En este ítem se incluye todo el equipamiento administrativo necesario para gestionar la operación y servicio de la empresa.

Se conforman distintos módulos de equipamiento de oficina y personal, se les define el equipamiento y se computan las necesidades de cada tipo. Por ejemplo:

Colectivo: elementos de oficina para posiciones gerenciales y jefaturas.

Director: elementos de oficina para Directorio

Administrativo: elementos de oficina para áreas administrativas, recepción, puestos no gerenciales

Técnico: elementos de oficina para áreas técnicas, de ingeniería y soporte

Por otro lado, se prevén otros recursos como por ejemplo central telefónica, cámaras de vigilancia y celulares que fueron considerados en forma separada a los módulos ya que tienen sus particularidades de asignación.

Todos los recursos considerados corresponden a los siguientes:

- Mobiliario: Escritorios, sillas, mesas, repisas, insumos de oficina, etc.
- Línea blanca: Refrigerador, vajilla, etc.
- Computación: PC escritorio, notebooks, impresoras, fotocopias, etc.
- Comunicaciones: Cámaras de vigilancia, centrales telefónicas, telefonía móvil, etc.

El costo total anual de equipamiento de edificios administrativos y equipamiento e insumos de oficinas considerados en el COMA, es de US$615.372.

3.7.2 Gastos en Informática y SAP

La empresa requiere sistemas informáticos eficientes para la correcta gestión administrativa del STT. La inversión y gastos en informática considera cuatro componentes: 1) software SAP para la correcta gestión administrativa, que incluye módulos de contabilidad y remuneraciones y su correspondiente mantenimiento, 2) servicios de administración y mantenimiento, 3) redes computacionales y 4) hardware y software.

- Software SAP:

SAP ERP es una herramienta robusta y confiable que se adecúa razonablemente a las necesidades de gestión de una empresa que administra, opera y mantiene las instalaciones troncales existentes. Asimismo, se considera un gasto anual por concepto de mantenimiento y actualización del sistema SAP ERP.

- Servicios de Administración y Mantenimiento:

Se considera un costo anual de mantenimiento y administración de las unidades UPS y mantención de servidores y seguridad informática.

Redes computacionales:

Se consideran redes computacionales en las oficinas centrales y regionales.

- Hardware y Software:

En este ítem se incluyen:

- Hardware de soporte para la empresa: servidores, storage, firewall, UPS

- Software de soporte: Windows Server

- Servicios:

  - ✓ Respaldo externo
  - ✓ Internet, renta anual
  - ✓ Servidor de correo Google apps

- Softwares para computadores y otros:

  - ✓ Windows 8
  - ✓ Microsoft Office 2013
  - ✓ Microsoft Visio Standard 2013
  - ✓ Project Standard 2013
  - ✓ ArcGis 10.2.2-Standard
  - ✓ Autocad LT 2015
  - ✓ MatLab

Todo lo anterior significa un costo anual para la EM por concepto de informática de US$199.142.

3.7.3 Servicios Básicos

La cantidad de recursos de los servicios básicos de electricidad y agua, se ha dimensionado de acuerdo a lo que requiere el STT.

Se estableció un costo de $ 18.988 por persona por mes para el consumo de agua y electricidad llegando a un total anual de US$52.949 (incluyendo el costo de agua por persona para toda la empresa, y el costo de electricidad por persona para las oficinas centrales).

Además, el costo de electricidad en el resto del sistema troncal se obtuvo a partir de la información proporcionada por el CDEC respecto del costo en consumo de energía pagado al CDEC y el costo en consumo de energía pagado a distribuidoras, prorrateando el costo total de acuerdo al criterio de prorrateo de las instalaciones comunes del VI. De esta manera, se obtuvo un costo total anual de US$768.868 por consumo de energía en subestaciones.

El costo total anual por concepto de servicios básicos considerados para la empresa asciende a US$821.817.

3.7.4 Servicios Tercerizados de Administración

Como costo tercerizado se consideran los guardias necesarios para el control de acceso de las instalaciones troncales consideradas estratégica, el personal de aseo y servicio de juniors. Este personal se valorizó utilizando el percentil 25 de la muestra de empresas de tamaño pequeño de la encuesta Price. El Consultor fundamenta esta decisión en el hecho que el personal necesario para realizar estas labores, es un personal que no requiere mayor especialización, y también en el hecho que las empresas que ofrecen este tipo de servicios tercerizados, son empresas pequeñas que tienen costos de manejo de personal más bajo que empresas que manejan persona más especializado.

Se consideran en total 20 guardias para control de acceso, 28 personas para aseo de las oficinas centrales, oficinas regionales y salas de comando y 3 juniors en las oficinas centrales. El costo total anual por este concepto en la EM asciende a US$890.705, costo que incluye un 10% de utilidades del contratista.

3.7.5 Vehículos de Gerencia

Se considera un valor de costo de combustible que considere el uso de vehículos con diferentes tipos de combustibles pero privilegiando el uso de diésel. Considerando la siguiente ponderación se llega a un valor único representativo:

Combustible	US$/litro	Ponderación
Gasolina 93 Octanos	1,45	16%
Gasolina 95 Octanos	1,5	17%
Gasolina 97 Octanos	1,55	17%
Diesel	1,17	50%
Valor (US$/litro)	1,34	

Se considera un vehículo para la gerencia general. Se estimó un recorrido anual de 20.000 kilómetros, un rendimiento de 10 km/litro, un costo de combustible de US$ 1,34/litro, y se incluyeron gastos por mantenimiento en taller, permisos de circulación, seguro obligatorio, revisión técnica y seguros, lo que resulta en un costo de capital anual de US$ 4.280 y un costo anual de operación y mantenimiento de US$ 4.140.

3.7.6 Alojamiento y Alimentación Personal de Mantenimiento

Se consideró un costo diario de alojamiento de $38.000 y costo de alimentación de $4.000 diarios equivalentes a media pensión (desayuno y cena). Con ello, el costo total anual por concepto de alojamiento y alimentación del personal de mantenimiento de subestaciones resulta en US$345.551 anual.

3.7.7 Seguros

El Consultor se basó en la información provista por el contratista, quien se interiorizó de las prácticas y experiencias que en esta materia tienen las empresas de transmisión eléctrica. Los seguros considerados son:

- Póliza de todo riesgo para bienes físicos de las subestaciones: El seguro más importante que contrata la transmisora es el seguro sobre las instalaciones.
- Póliza de responsabilidad Civil: Con este se cubre los costos que algún hecho fortuito de responsabilidad de la empresa pueda ocasionar a terceros.
- Póliza de Terrorismo: Este seguro cubre acciones de terceros sobre las instalaciones.
- Póliza respecto a viajes en helicópteros y otros seguros menores (como el de incendio y sismos de edificios)

Se llegó así a un costo anual por concepto de seguros de US$1.892.854.

3.7.8 Financiamiento del CDEC

Como se expresa en el Anexo 2 de las Bases, de acuerdo a la legislación nacional, una empresa de transmisión troncal debe participar y contribuir al pago de diversos organismos y procesos que permiten el funcionamiento del sector eléctrico. Deben considerarse, en consecuencia, los costos asociados a esas actividades, entre los cuales están los costos asociados a los CDEC, Panel de expertos, etc.

La DAP elabora cada año un presupuesto anual del CDEC-SIC, sobre la base del presupuesto propio y los presupuestos anuales que le sean presentados por el Directorio, la DO y la DP antes del 30 de septiembre de cada año. El presupuesto es confeccionado de acuerdo al procedimiento denominado “Procedimiento de elaboración del Presupuesto Anual” que elabore la DAP. En este procedimiento se detallan las normas que se deben aplicar al presupuesto de gastos corrientes, al presupuesto de inversiones anuales y a los suplementos presupuestarios tanto de gastos corrientes como de inversión.

El presupuesto anual del CDEC-SIC, preparado en la forma antedicha, es presentado al Directorio para su aprobación.

El Consultor analizó el presupuesto oficial actualizado de gastos de operación e inversión del CDEC para el año 2014, así como el porcentaje de participación de Transelec, empresa que abarca el área de concesión de la empresa modelada. El monto así obtenido se ajustó en función de la asignación troncal, resultando en un valor anual de US$1.449.884.

3.7.9 Financiamiento del Panel de Expertos

Según resolución exenta Nº 129 de la Subsecretaría de Economía, Fomento y Reconstrucción de fecha 31 de diciembre de 2013, que fija y aprueba presupuesto para financiamiento del panel de expertos, Transelec debe pagar un total de US$138.507 para el SIC, monto que fue validado por el Consultor para aplicar a la empresa virtual.

3.7.10 Financiamiento del Estudio de Transmisión Troncal

La Comisión Nacional de Energía establece la proporción y el monto que debe recaudar de cada participante por concepto del costo total del Estudio de Transmisión Troncal. En este caso, establece que Transelec debe pagar un total de $ 293.329.210 correspondientes al 42,8 % del costo total del estudio. Por consiguiente, para la empresa modelada se estableció como gasto anual a considerar en el COMA, el 25% (cada 4 años) de este monto equivalente a US$171.852.

3.7.11 Directorio

El Consultor considera que el Directorio de una empresa tiene como funciones tanto definir estrategias y planes para su desarrollo y crecimiento como para las políticas de administración y operación de las instalaciones existentes. Por otra parte, en el largo plazo, la acción de un directorio en una empresa de transmisión troncal permite mantener grados de eficiencia que de alguna manera van a irse reflejando en menores VATT. En consecuencia, el Consultor ha incluido en la estructura de personal un Directorio conformado por 1 presidente y 4 directores. Para determinar su costo anual, se ha

establecido una remuneración anual de US$128.430 para el presidente y de US$402.614 para los directores, montos obtenidos considerando 12 sesiones de directorio al año, sumando un costo total anual de US$531.044.

3.7.12 Capacitación del Personal

La capacitación del personal considerada incluye charlas y cursos de liderazgo, comunicación, rol del supervisor, evaluación del desempeño, inducción a las tareas del cargo, descripción y perfiles de cargo. De acuerdo al precio determinado por el contratista, se considera un costo de UF 1.5 por hora de capacitación, lo que incluye el diseño e implementación del curso para grupos promedio de 2 personas, y el costo de los materiales. Se establecieron 1,4 horas de capacitación por cada 100 horas trabajador al año.

Según lo establece el Servicio nacional de Capacitación y Empleo (SENCE), las empresas que invierten en capacitación de sus recursos humanos, descuentan del monto a pagar de sus impuestos a la renta. El monto máximo anual es del 1% de las remuneraciones imponibles pagadas por la empresa en el mismo lapso, o de 9 Unidades Tributarias Mensuales (UTM) en el caso que el 1% sea inferior a esa cifra y que la planilla anual de remuneraciones sea igual o superior a 45 UTM. En consecuencia, descontado el beneficio tributario SENCE, el costo anual por concepto de capacitación resultó de US$145.296.

3.7.13 Patentes Comerciales y Contribuciones

El costo por patentes municipales y contribuciones se dimensionó utilizando información entregada por Transelec referente al pago real de patentes comerciales y contribuciones por instalaciones troncales incurridos en 2013. En el caso de las contribuciones y patentes, el monto obtenido fue prorrateado entre instalaciones troncales y no troncales de acuerdo al criterio de prorrateo de instalaciones comunes utilizado en el VI. Para las patentes

comerciales, el Consultor ha considerado lo que la ley 3.063 de rentas municipales estipula en su artículo 24, donde establece que “El valor por doce meses de la patente será de un monto equivalente entre el dos y medio por mil y el cinco por mil del capital propio de cada contribuyente, la que no podrá ser inferior a una unidad tributaria mensual ni superior a ocho mil unidades tributarias mensuales”. El monto total anual por concepto de patentes comerciales y contribuciones asciende a US$768.788.

3.7.14 Otros Costos

Los siguientes costos fueron dimensionados mediante información provista por especialistas e información conocida por el Consultor:

- Responsabilidad Social Empresarial
- Pasajes y viáticos administrativos
- Comité de auditoría
- Auditorías externas
- Costo mantenimiento salas de comando
- Gastos comunes de oficina
- Telefonía fija y celular
- Gastos asociados a la renovación normal de personal
- Auditorías externas
- Uniforme para secretarias

La siguiente tabla resume todos los costos anuales de administración de la empresa operando bajo el área de concesión de Transelec troncal:

Actividades de ADMINISTRACIÓN	US$/año
Costos de equipamiento del personal propio	615.372
Gastos en Informática	199.142
Servicios básicos (electricidad, agua)	821.817
Servicios tercerizados administración	890.705
Costo de capital y OyM vehículo gerencia	8.420
Alojamiento y Casinos personal administración	345.551
Seguros	1.892.854
Directorio	531.044
Financiamiento CDEC	1.449.884
Estudios de transmisión troncal	138.507
Panel de Expertos	171.852
Otros costos	1.515.195
TOTAL	**8.580.343**

3.8. Resumen COMA del Área Concesión Troncal de Transelec

El cuadro siguiente resume el costo total anual por concepto de actividades de operación, mantenimiento y administración de la empresa que abarca el área de concesión troncal de Transelec, sin considerar las brigadas de O&M, en US$ de Diciembre de 2013;

COMA TOTAL	**23.280.257**
Remuneraciones	**10.184.587**
Costos de Actividades COMA:	**13.095.671**
Actividades de OPERACIÓN	**2.647.635**
SCADA	1.350.715
Teléfono satelital	2.937
Anualidad vehículos de operación	165.884
Movilización, alojamiento y casinos personal subestaciones	281.745
Costo anual software DigSilent y Ose2000	133.278
Equipos VHF	22.915
PSSE	36.380
EMTP	29.104
Software para inspecciones visuales	89.468
Software de protecciones	7.276
Asesorías especiales a la operación	456.130
Peritajes por entes externos independientes	56.663
Vestimenta	13.826
Telecomando S/E Diego de Almagro (Inversión)	1.315
Actividades de MANTENIMIENTO	**1.867.693**
Anualidad vehículos de mantenimiento	497.652
Indemnización por daño corte de árboles y por trabajos	56.183
Equipos especiales de Mantenimiento	449.951
Reparación de caminos	283.313
Costo anual de inspección con helicóptero	229.613
Costo anual de inspección de líneas mediante UAV	106.961
Anualidad Bodegas	244.020
Actividades de ADMINISTRACIÓN	**8.580.343**
Costos de equipamiento del personal propio	615.372
Gastos en Informática	199.142
Servicios básicos (electricidad y agua)	821.817
Servicios tercerizados administración	890.705
Costo de capital y OyM vehículos de gerencia	8.420
Alojamiento y Casinos personal administración	345.551
Seguros	1.892.854
Directorio	531.044
Financiamiento CDEC	1.449.884
Estudios de transmisión troncal	138.507
Panel de Expertos	171.852
Otros costos	1.515.195

4. DETERMINACIÓN COMA DE LOS OTROS TRAMOS TRONCALES

Para determinar el COMA (sin considerar operación y mantenimiento de brigadas) de los otros propietarios, se consideró la proporción del COMA (sin incluir operación y mantenimiento de brigadas) en relación al VI troncal del área de concesión de Transelec troncal y este porcentaje fue luego aplicado a las instalaciones de transmisión en función del VI troncal de dichas empresas. El porcentaje a aplicar sobre el VI de los otros tramos troncales fue de 1,26%.

El cuadro siguiente resume el costo total anual por COMA (sin OyM de las brigadas) de los otros tramos en US$ de Diciembre de 2013:

US$	COMA sin BRIGADAS
Otros tramos	7.703.750

5. RESULTADOS DEL COMA DE LA EMPRESA MODELO

Los totales de los principales rubros del COMA se muestran en el siguiente cuadro:

Concepto	COMA (US$)
O&M Brigadas	**16.857.925**
Coma (sin O&M Brigadas)- Transelec	**23.280.257**
Coma (sin O&M Brigadas) - otros tramos	**7.703.750**
Total COMA	**47.841.932**

6. RESULTADOS DE COMA POR TRAMO Y PROPIETARIO

Agrupando los registros de la base de datos de asignación se obtiene COMA por tramo y propietarios según se expone en los siguientes cuadros.

Resultados COMA:

SIC			Propietario						
Id Tramo	Nombre Troncal	TOTAL	Transelec	Colbún	Colbún Transm	Chilectra	CDA	San Andres	P.E. El Arrayan
TSIC-01	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	2.565.029	2.559.107	-	5.922	-	-	-	-
TSIC-02	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	908.818	908.818	-	-	-	-	-	-
TSIC-03	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	173.104	173.104	-	-	-	-	-	-
TSIC-04	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	1.138.255	1.134.302	-	3.952	-	-	-	-
TSIC-05	Charrua 500->Ancoa 500 I	2.063.571	2.063.571	-	-	-	-	-	-
TSIC-06	Charrua 500->Ancoa 500 II	2.563.073	2.563.073	-	-	-	-	-	-
TSIC-07	Diego de Almagro 220->Carrera Pinto 220 I	472.246	472.239	-	7	-	-	-	-
TSIC-08a	Carrera Pinto 220->San Andres 220 I	415.059	348.203	-	7	-	-	66.849	-
TSIC-08b	San Andres 220->Cardones 220 I	361.157	294.285	-	7	-	-	66.865	-
TSIC-09	Maitencillo 220->Cardones 220 I	526.930	526.911	-	19	-	-	-	-
TSIC-10	Maitencillo 220->Cardones 220 II	487.486	487.468	-	18	-	-	-	-
TSIC-11	Maitencillo 220->Cardones 220 III	489.554	489.536	-	18	-	-	-	-
TSIC-12	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 I	422.970	422.970	-	-	-	-	-	-

TSIC-13	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 II	422.896	422.896	-	-	-	-	-	-
TSIC-14	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 I	526.981	526.903	-	78	-	-	-	-
TSIC-15	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 II	524.036	523.958	-	78	-	-	-	-
TSIC-16	Pan de Azucar 220->Monte Redondo 220 II	156.476	156.203	-	273	-	-	-	-
TSIC-17	Monte Redondo 220->Las Palmas 220 II	398.244	397.987	-	257	-	-	-	-
TSIC-18	Talinay 220->Las Palmas 220 I	201.351	201.090	-	261	-	-	-	-
TSIC-19a	Pan de Azucar 220->Don Goyo 220 I	359.137	278.408	-	274	-	-	-	80.455
TSIC-19b	Don Goyo 220->Talinay 220 I	174.985	102.270	-	267	-	-	-	72.449
TSIC-20	Las Palmas 220->Los Vilos 220 I	354.828	354.828	-	-	-	-	-	-
TSIC-21	Las Palmas 220->Los Vilos 220 II	347.040	347.040	-	-	-	-	-	-
TSIC-22	Los Vilos 220->Nogales 220 I	412.007	412.007	-	-	-	-	-	-
TSIC-23	Los Vilos 220->Nogales 220 II	412.007	412.007	-	-	-	-	-	-
TSIC-24	Nogales 220->Quillota 220 I	264.211	263.814	-	397	-	-	-	-
TSIC-25	Nogales 220->Quillota 220 II	264.033	263.636	-	397	-	-	-	-
TSIC-26	Nogales 220->Polpaico 220 I	102.820	100.843	-	1.977	-	-	-	-
TSIC-27	Nogales 220->Polpaico 220 II	102.820	100.843	-	1.977	-	-	-	-
TSIC-28	Quillota 220->Polpaico 220 I	497.971	497.971	-	-	-	-	-	-
TSIC-29	Quillota 220->Polpaico 220 II	491.288	491.288	-	-	-	-	-	-
TSIC-30	Colbún 220->Candelaria 220 I	805.707	14.073	45.832	745.803	-	-	-	-
TSIC-31	Colbún 220->Candelaria 220 II	808.186	14.073	45.832	748.281	-	-	-	-
TSIC-32	Candelaria 220->Maipo 220 I	226.466	15.113	43.416	167.937	-	-	-	-
TSIC-33	Candelaria 220->Maipo 220 II	235.005	15.113	43.416	176.476	-	-	-	-
TSIC-34	Maipo 220->Alto Jahuel 220 I	163.113	44.243	26.397	92.472	-	-	-	-
TSIC-35	Maipo 220->Alto Jahuel 220 II	147.138	56.903	26.397	63.837	-	-	-	-

TSIC-36	Colbún 220->Ancoa 220	210.074	94.116	28.813	87.144	-	-	-	-
TSIC-37	Lampa 220->Polpaico 220 I	139.836	139.836	-	-	-	-	-	-
TSIC-38	Cerro Navia 220 Dsf->Polpaico 220 II	510.606	508.652	-	1.954	-	-	-	-
TSIC-39	Cerro Navia 220 Dsf->Lampa 220 I	347.426	347.426	-	-	-	-	-	-
TSIC-41	Chena 220->Cerro Navia 220 I	263.202	197.741	-	12.483	52.978	-	-	-
TSIC-42	Chena 220->Cerro Navia 220 II	263.212	193.344	-	12.483	57.385	-	-	-
TSIC-43	Chena 220->Alto Jahuel 220 III	284.469	268.025	-	-	16.444	-	-	-
TSIC-44	Chena 220->Alto Jahuel 220 IV	286.837	270.393	-	-	16.444	-	-	-
TSIC-45	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 I	138.279	138.279	-	-	-	-	-	-
TSIC-46	El Rodeo 220->Chena 220 I	214.309	197.865	-	-	16.444	-	-	-
TSIC-47	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 II	143.805	143.805	-	-	-	-	-	-
TSIC-48	El Rodeo 220->Chena 220 II	53.068	36.624	-	-	16.444	-	-	-
TSIC-49	Rapel 220->Alto Melipilla 220 I	217.407	216.060	-	1.347	-	-	-	-
TSIC-50	Rapel 220->Alto Melipilla 220 II	216.501	215.192	-	1.309	-	-	-	-
TSIC-51	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 I	256.726	256.726	-	-	-	-	-	-
TSIC-52	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 II	278.770	277.501	-	1.269	-	-	-	-
TSIC-53	Ancoa 220->Itahue 220 I	393.082	393.082	-	-	-	-	-	-
TSIC-54	Ancoa 220->Itahue 220 II	394.849	394.849	-	-	-	-	-	-
TSIC-58	Charrua 220->Hualpen 220	928.118	928.118	-	-	-	-	-	-
TSIC-59	Charrua 220->Tap Laja 220	187.597	187.597	-	-	-	-	-	-
TSIC-60	Tap Laja 220->Temuco 220	810.124	809.893	-	230	-	-	-	-
TSIC-61	Charrua 220->Lagunilla 220 I	740.718	740.718	-	-	-	-	-	-
TSIC-63	Lagunilla 220->Hualpen 220	381.678	381.678	-	-	-	-	-	-
TSIC-64	Charrua 220->Mulchen 220 I	125.235	48.488	76.748	-	-	-	-	-
TSIC-65	Charrua 220->Mulchen 220 II	129.518	48.488	81.031	-	-	-	-	-

TSIC-66	Mulchen 220->Cautin 220 I	127.897	51.712	76.186	-	-	-	-	-
TSIC-67	Mulchen 220->Cautin 220 II	132.475	51.712	80.764	-	-	-	-	-
TSIC-68	Temuco 220->Cautin 220 I	190.793	190.793	-	-	-	-	-	-
TSIC-69	Temuco 220->Cautin 220 II	189.625	189.625	-	-	-	-	-	-
TSIC-70	Cautin 220->Ciruelos 220 II	660.583	660.583	-	-	-	-	-	-
TSIC-71	Ciruelos 220->Valdivia 220 II	287.586	287.510	-	76	-	-	-	-
TSIC-72	Valdivia 220->Cautin 220 I	724.941	724.941	-	-	-	-	-	-
TSIC-73	Valdivia 220->Rahue 220 I	602.106	601.983	-	123	-	-	-	-
TSIC-74	Rahue 220->Puerto Montt 220 I	675.272	675.272	-	-	-	-	-	-
TSIC-75a	Valdivia 220->Pichirrahue 220 II	522.004	522.004	-	-	-	-	-	-
TSIC-75b	Pichirrahue 220->Puerto Montt 220 II	533.063	533.063	-	-	-	-	-	-
TSIC-76	Polpaico 500->Polpaico 220 I	565.880	565.880	-	-	-	-	-	-
TSIC-77	Polpaico 500->Polpaico 220 II	611.555	611.555	-	-	-	-	-	-
TSIC-78	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 I	640.177	571.833	-	68.344	-	-	-	-
TSIC-79	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 II	555.574	547.302	-	8.272	-	-	-	-
TSIC-80	Ancoa 500->Ancoa 220 I	687.203	687.203	-	-	-	-	-	-
TSIC-81	Charrua 220->Charrua 500 I	573.251	573.251	-	-	-	-	-	-
TSIC-82	Charrua 220->Charrua 500 II	586.664	586.664	-	-	-	-	-	-
TSIC-83	Charrua 220->Charrua 500 III	601.301	601.301	-	-	-	-	-	-
TSIC-84	Polpaico 220->Los Maquis 220	253.747	28.370	225.377	-	-	-	-	-
TSIC-85	Polpaico 220->El Llano 220	195.550	27.820	22.682	-	-	145.048	-	-
TSIC-86	Los Maquis 220-> El Llano 220	175.667	550	175.117	-	-	-	-	-

Archivo: VI_y_COMA_por_PROPIETARIO.xlsx, hoja: COMA TRAMO

SING

Id Tramo	Nombre Troncal	TOTAL	Propietario Transelec Norte	E-CL	AES GENER	M Escondida	M Zaldívar	Angamos	Edelnor
TSING-01	Tarapacá 220->Lagunas 220 I	317.802	317.802	-	-	-	-	-	-
TSING-02	Tarapacá 220->Lagunas 220 II	325.452	325.452	-	-	-	-	-	-
TSING-03	Crucero 220->Lagunas 220 II	791.686	757.435	30.554	-	-	-	-	3.696
TSING-04	Crucero 220->Nueva Victoria 220 I	666.944	632.694	30.554	-	-	-	-	3.696
TSING-05	Nueva Victoria 220->Lagunas 220 I	178.922	178.922	-	-	-	-	-	-
TSING-06	Crucero 220->Encuentro 220 I	188.115	149.758	34.661	-	-	-	-	3.696
TSING-07	Crucero 220->Encuentro 220 II	199.647	161.290	34.661	-	-	-	-	3.696
TSING-08	Atacama 220->Encuentro 220 I	485.363	481.256	4.107	-	-	-	-	-
TSING-09	Atacama 220->Encuentro 220 II	479.623	475.516	4.107	-	-	-	-	-
TSING-10	Atacama 220->Domeyko 220 I	525.961	22.378	-	-	503.583	-	-	-
TSING-11	Atacama 220->Domeyko 220 II	526.965	22.378	-	-	504.587	-	-	-
TSING-12	Domeyko 220->Escondida 220	204.751	-	-	-	204.751	-	-	-
TSING-13	Domeyko 220->Sulfuros 220	130.646	-	-	-	130.646	-	-	-
TSING-14	Nueva Zaldívar 220->Escondida 220	253.687	-	-	17.761	194.899	-	41.026	-
TSING-15	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 I	624.045	-	7.238	39.985	478.349	-	98.473	-
TSING-16	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 II	622.598	-	7.238	120.574	-	478.349	16.436	-
TSING-17	Laberinto 220->El Cobre 220	208.503	-	169.843	22.223	-	-	16.436	-
TSING-18	Crucero 220->Laberinto 220 I	813.805	8.025	37.792	22.223	675.405	-	66.664	3.696
TSING-19	Crucero 220->Laberinto 220 II	859.734	8.025	37.792	72.243	-	721.541	16.436	3.696
TSING-20	Lagunas 220->Pozo Almonte 220	443.324	88.580	333.078	-	-	-	-	21.666

Archivo: VI_y_COMA_por_PROPIETARIO.xlsx, hoja: COMA TRAMO

PARTE B3: VATT Y FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

1. CÁLCULO DEL VATT

Se determinó el VATT como la suma del AVI y del COMA calculados en las partes B1 y B2. Las siguientes tablas presentan los resultados del VATT para los tramos troncales y propietarios.

Resultados VATT:

SIC			Propietario						
Id Tramo	**Nombre Troncal**	**TOTAL**	**Transelec**	**Colbún**	**Colbún Transm**	**Chilectra**	**CDA**	**San Andres**	**P.E. El Arrayan**
TSIC-01	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	19.354.531	19.322.631	-	31.900	-	-	-	-
TSIC-02	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	6.134.063	6.134.063	-	-	-	-	-	-
TSIC-03	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	991.580	991.580	-	-	-	-	-	-
TSIC-04	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	7.199.205	7.177.914	-	21.291	-	-	-	-
TSIC-05	Charrua 500->Ancoa 500 I	14.174.152	14.174.152	-	-	-	-	-	-
TSIC-06	Charrua 500->Ancoa 500 II	17.640.178	17.640.178	-	-	-	-	-	-
TSIC-07	Diego de Almagro 220->Carrera Pinto 220 I	3.021.749	3.021.710	-	40	-	-	-	-
TSIC-08a	Carrera Pinto 220->San Andres 220 I	2.607.546	2.325.018	-	38	-	-	282.490	-
TSIC-08b	San Andres 220->Cardones 220 I	2.265.353	1.982.683	-	37	-	-	282.633	-
TSIC-09	Maitencillo 220->Cardones 220 I	3.581.202	3.581.099	-	103	-	-	-	-
TSIC-10	Maitencillo 220->Cardones 220 II	3.347.870	3.347.773	-	97	-	-	-	-
TSIC-11	Maitencillo 220->Cardones 220 III	3.344.996	3.344.899	-	97	-	-	-	-
TSIC-12	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 I	2.741.099	2.741.099	-	-	-	-	-	-

TSIC-13	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 II	2.740.001	2.740.001	-	-	-	-	-	-
TSIC-14	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 I	3.214.618	3.214.199	-	419	-	-	-	-
TSIC-15	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 II	3.214.155	3.213.736	-	419	-	-	-	-
TSIC-16	Pan de Azucar 220->Monte Redondo 220 II	876.247	874.779	-	1.468	-	-	-	-
TSIC-17	Monte Redondo 220->Las Palmas 220 II	2.731.588	2.730.204	-	1.384	-	-	-	-
TSIC-18	Talinay 220->Las Palmas 220 I	1.246.012	1.244.604	-	1.408	-	-	-	-
TSIC-19a	Pan de Azucar 220->Don Goyo 220 I	2.101.600	1.761.437	-	1.474	-	-	-	338.689
TSIC-19b	Don Goyo 220->Talinay 220 I	1.080.673	764.131	-	1.436	-	-	-	315.106
TSIC-20	Las Palmas 220->Los Vilos 220 I	2.221.930	2.221.930	-	-	-	-	-	-
TSIC-21	Las Palmas 220->Los Vilos 220 II	2.195.993	2.195.993	-	-	-	-	-	-
TSIC-22	Los Vilos 220->Nogales 220 I	2.690.891	2.690.891	-	-	-	-	-	-
TSIC-23	Los Vilos 220->Nogales 220 II	2.690.891	2.690.891	-	-	-	-	-	-
TSIC-24	Nogales 220->Quillota 220 I	1.556.517	1.554.381	-	2.136	-	-	-	-
TSIC-25	Nogales 220->Quillota 220 II	1.559.900	1.557.764	-	2.136	-	-	-	-
TSIC-26	Nogales 220->Polpaico 220 I	616.004	605.357	-	10.648	-	-	-	-
TSIC-27	Nogales 220->Polpaico 220 II	616.004	605.357	-	10.648	-	-	-	-
TSIC-28	Quillota 220->Polpaico 220 I	3.377.695	3.377.695	-	-	-	-	-	-
TSIC-29	Quillota 220->Polpaico 220 II	3.361.896	3.361.896	-	-	-	-	-	-
TSIC-30	Colbún 220->Candelaria 220 I	5.964.518	94.812	234.003	5.635.702	-	-	-	-
TSIC-31	Colbún 220->Candelaria 220 II	5.974.562	94.812	234.003	5.645.747	-	-	-	-
TSIC-32	Candelaria 220->Maipo 220 I	1.437.908	101.768	223.268	1.112.872	-	-	-	-
TSIC-33	Candelaria 220->Maipo 220 II	1.475.486	101.768	223.268	1.150.449	-	-	-	-
TSIC-34	Maipo 220->Alto Jahuel 220 I	865.269	270.216	138.288	456.766	-	-	-	-
TSIC-35	Maipo 220->Alto Jahuel 220 II	781.470	345.576	138.288	297.606	-	-	-	-

TSIC-36	Colbún 220->Ancoa 220	1.095.919	549.030	149.023	397.867	-	-	-	-
TSIC-37	Lampa 220->Polpaico 220 I	767.170	767.170	-	-	-	-	-	-
TSIC-38	Cerro Navia 220 Dsf->Polpaico 220 II	3.221.828	3.211.302	-	10.526	-	-	-	-
TSIC-39	Cerro Navia 220 Dsf->Lampa 220 I	2.233.268	2.233.268	-	-	-	-	-	-
TSIC-41	Chena 220->Cerro Navia 220 I	1.394.437	1.104.196	-	67.245	222.995	-	-	-
TSIC-42	Chena 220->Cerro Navia 220 II	1.394.521	1.091.291	-	67.245	235.985	-	-	-
TSIC-43	Chena 220->Alto Jahuel 220 III	1.682.989	1.597.620	-	-	85.369	-	-	-
TSIC-44	Chena 220->Alto Jahuel 220 IV	1.688.267	1.602.898	-	-	85.369	-	-	-
TSIC-45	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 I	821.306	821.306	-	-	-	-	-	-
TSIC-46	El Rodeo 220->Chena 220 I	1.439.210	1.353.841	-	-	85.369	-	-	-
TSIC-47	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 II	845.072	845.072	-	-	-	-	-	-
TSIC-48	El Rodeo 220->Chena 220 II	344.632	259.263	-	-	85.369	-	-	-
TSIC-49	Rapel 220->Alto Melipilla 220 I	1.432.725	1.425.471	-	7.254	-	-	-	-
TSIC-50	Rapel 220->Alto Melipilla 220 II	1.426.369	1.419.320	-	7.050	-	-	-	-
TSIC-51	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 I	1.834.261	1.834.261	-	-	-	-	-	-
TSIC-52	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 II	1.991.225	1.984.388	-	6.837	-	-	-	-
TSIC-53	Ancoa 220->Itahue 220 I	2.486.539	2.486.539	-	-	-	-	-	-
TSIC-54	Ancoa 220->Itahue 220 II	2.481.999	2.481.999	-	-	-	-	-	-
TSIC-58	Charrua 220->Hualpen 220	5.465.904	5.465.904	-	-	-	-	-	-
TSIC-59	Charrua 220->Tap Laja 220	998.736	998.736	-	-	-	-	-	-
TSIC-60	Tap Laja 220->Temuco 220	4.912.594	4.911.353	-	1.241	-	-	-	-
TSIC-61	Charrua 220->Lagunilla 220 I	5.011.224	5.011.224	-	-	-	-	-	-
TSIC-63	Lagunilla 220->Hualpen 220	2.457.040	2.457.040	-	-	-	-	-	-
TSIC-64	Charrua 220->Mulchen 220 I	575.375	264.655	310.720	-	-	-	-	-
TSIC-65	Charrua 220->Mulchen 220 II	585.947	264.656	321.291	-	-	-	-	-

TSIC-66	Mulchen 220->Cautin 220 I	578.181	272.585	305.597	-	-	-	-	-
TSIC-67	Mulchen 220->Cautin 220 II	591.447	272.585	318.863	-	-	-	-	-
TSIC-68	Temuco 220->Cautin 220 I	911.647	911.647	-	-	-	-	-	-
TSIC-69	Temuco 220->Cautin 220 II	910.337	910.337	-	-	-	-	-	-
TSIC-70	Cautin 220->Ciruelos 220 II	3.586.039	3.586.039	-	-	-	-	-	-
TSIC-71	Ciruelos 220->Valdivia 220 II	1.224.613	1.224.203	-	410	-	-	-	-
TSIC-72	Valdivia 220->Cautin 220 I	3.363.990	3.363.990	-	-	-	-	-	-
TSIC-73	Valdivia 220->Rahue 220 I	3.381.351	3.380.687	-	664	-	-	-	-
TSIC-74	Rahue 220->Puerto Montt 220 I	3.681.661	3.681.661	-	-	-	-	-	-
TSIC-75a	Valdivia 220->Pichirrahue 220 II	3.046.936	3.046.936	-	-	-	-	-	-
TSIC-75b	Pichirrahue 220->Puerto Montt 220 II	3.043.607	3.043.607	-	-	-	-	-	-
TSIC-76	Polpaico 500->Polpaico 220 I	3.304.691	3.304.691	-	-	-	-	-	-
TSIC-77	Polpaico 500->Polpaico 220 II	3.695.752	3.695.752	-	-	-	-	-	-
TSIC-78	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 I	3.892.026	3.523.860	-	368.166	-	-	-	-
TSIC-79	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 II	3.474.617	3.430.056	-	44.561	-	-	-	-
TSIC-80	Ancoa 500->Ancoa 220 I	4.092.557	4.092.557	-	-	-	-	-	-
TSIC-81	Charrua 220->Charrua 500 I	3.564.109	3.564.109	-	-	-	-	-	-
TSIC-82	Charrua 220->Charrua 500 II	3.596.252	3.596.252	-	-	-	-	-	-
TSIC-83	Charrua 220->Charrua 500 III	3.920.307	3.920.307	-	-	-	-	-	-
TSIC-84	Polpaico 220->Los Maquis 220	1.317.775	150.750	1.167.025	-	-	-	-	-
TSIC-85	Polpaico 220->El Llano 220	1.205.159	147.054	112.552	-	-	945.553	-	-
TSIC-86	Los Maquis 220-> El Llano 220	953.467	3.695	949.772	-	-	-	-	-

Archivo: VI_y_COMA_por_PROPIETARIO.xlsx, hoja: VATT TRAMO

SING

Id Tramo	Nombre Troncal	TOTAL	Propietario Transelec Norte	E-CL	AES GENER	M Escondida	M Zaldívar	Angamos	Edelnor
TSING-01	Tarapacá 220->Lagunas 220 I	1.747.315	1.747.315	-	-	-	-	-	-
TSING-02	Tarapacá 220->Lagunas 220 II	1.772.259	1.772.259	-	-	-	-	-	-
TSING-03	Crucero 220->Lagunas 220 II	4.069.870	3.843.818	195.493	-	-	-	-	30.559
TSING-04	Crucero 220->Nueva Victoria 220 I	3.786.671	3.560.619	195.493	-	-	-	-	30.559
TSING-05	Nueva Victoria 220->Lagunas 220 I	954.351	954.351	-	-	-	-	-	-
TSING-06	Crucero 220->Encuentro 220 I	930.971	681.954	218.458	-	-	-	-	30.559
TSING-07	Crucero 220->Encuentro 220 II	1.010.084	761.067	218.458	-	-	-	-	30.559
TSING-08	Atacama 220->Encuentro 220 I	3.228.910	3.205.946	22.965	-	-	-	-	-
TSING-09	Atacama 220->Encuentro 220 II	3.211.961	3.188.996	22.965	-	-	-	-	-
TSING-10	Atacama 220->Domeyko 220 I	3.643.683	144.394	-	-	3.499.289	-	-	-
TSING-11	Atacama 220->Domeyko 220 II	3.650.496	144.394	-	-	3.506.102	-	-	-
TSING-12	Domeyko 220->Escondida 220	1.077.224	-	-	-	1.077.224	-	-	-
TSING-13	Domeyko 220->Sulfuros 220	621.536	-	-	-	621.536	-	-	-
TSING-14	Nueva Zaldívar 220->Escondida 220	1.262.663	-	-	84.848	1.039.171	-	138.644	-
TSING-15	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 I	3.718.444	-	27.138	211.983	3.101.650	-	377.673	-
TSING-16	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 II	3.710.864	-	27.138	481.549	-	3.101.650	100.527	-
TSING-17	Laberinto 220->El Cobre 220	1.034.821	-	807.159	127.136	-	-	100.527	-
TSING-18	Crucero 220->Laberinto 220 I	4.838.312	39.920	222.631	127.136	4.151.832	-	266.234	30.559
TSING-19	Crucero 220->Laberinto 220 II	5.191.125	39.920	222.631	290.952	-	4.506.536	100.527	30.559
TSING-20	Lagunas 220->Pozo Almonte 220	2.213.539	400.199	1.634.648	-	-	-	-	178.692

Archivo: VI_y_COMA_por_PROPIETARIO.xlsx, hoja: VATT TRAMO

2. FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

De acuerdo a lo señalado en las Bases del estudio, las fórmulas de indexación deben corresponder polinomios lineales que den cuenta de la variación del AVI y del COMA en dólares americanos.

La fórmula propuesta debe recoger el efecto de las variaciones de precios de los componentes nacionales e importados. Se considera que la variación de precios de los diversos componentes nacionales es captada de manera adecuada y sintética por la variación del IPC. Por su parte, la variación de precios de los componentes importados debe reflejar en los principales insumos (aluminio, cobre y fierro) además de los demás componentes (captados por el CPI). De esta manera, la fórmula propuesta recoge la variación de precios de los ítems más significativos para el caso del AVI. Por su parte para el COMA la fórmula considera solamente la componente de materiales nacionales ya que los costos que lo forman corresponden principalmente a remuneraciones de personal, servicios nacionales y materiales no importados.

De esta forma, la fórmula adoptada para el AVI tiene la siguiente expresión:

$$AVI_{n,k} = AVI_{n,o}\left(\alpha_n \, x \, \frac{IPC_k}{IPC_O} \times \frac{DOL_o}{DOL_k} + \left(\beta_{1,n} \times \frac{CPI_k}{CPI_O} + \beta_{2,n} \times \frac{PFe_k}{PFe_O} + \beta_{3,n} \times \frac{PCu_k}{PCu_O} + \beta_{4,n} \times \frac{PAl_k}{PAl_O}\right)\right)$$

Dónde:

$AVI_{n,k}$: Valor de *AVI* del tramo *n* a regir en el mes *k.*

IPC_k: Valor del Índice de Precios al Consumidor en el segundo mes anterior al mes *k*, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE).

DOL_k: Promedio del Dólar Observado, en el segundo mes anterior al mes *k*, publicado por el Banco Central.

CPI_k: Valor del índice *Consumer Price Index (All Urban Consumers)*, en el segundo mes anterior al mes *k*, publicado por el *Bureau of Labor Statistics (BLS)* del Gobierno de EEUU.

PAl_k: Promedio del precio del aluminio, del segundo, tercer y cuarto mes anterior al mes *k*, cotizado en la Bolsa de Metales de Londres (*London Metal Exchange, LME*), correspondiente al valor *Cash Seller & Settlement* mensual, publicado por el Boletín Mensual de la Comisión Chilena del Cobre, en USc/Lb.

PCu_k: Promedio del precio del cobre, del segundo, tercer y cuarto mes anterior al mes *k*, cotizado en la Bolsa de Metales de Londres (*London Metal Exchange, LME*), correspondiente al valor *Cash Seller & Settlement* mensual, publicado por el Boletín Mensual de la Comisión Chilena del Cobre, en USc/Lb.

PFek: Valor del índice Iron and Steel, de la serie Producer Price Index - Commodities, grupo Metals and Metal Products, en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de EEUU.

Los valores de referencia corresponden para la fecha base de cálculo 31 de diciembre de 2013.

Para el COMA la fórmula de indexación considera utilizar solamente la variación del IPC.

Los cuadros siguientes presentan los coeficientes de la fórmula de indexación del AVI por tramo troncal.

Si bien los valores se pueden seguir y reproducir en los archivos mencionados al pie de cada uno de los siguientes cuadros, se expone a continuación la metodología de su cálculo:

- Para cada uno de los materiales, equipos, tareas de montaje e indirectos no porcentuales se definió uno o dos de los índices que constituyen su variación de precio en el tiempo.
- Luego se obtiene en base a ello los valores de cada uno de los 5 coeficientes mediante el promedio ponderado de los valores de los índices constitutivos de cada uno de los materiales, equipos, tareas de montaje e indirectos no porcentuales, sus cantidades en los inventarios y su precio para cada uno de los componentes de líneas y subestaciones.

- Finalmente los valores de cada uno de los 5 coeficientes que pueden verse en los cuadros siguientes se obtienen como promedio ponderado de los valores de los 5 índices de cada uno de los componentes de líneas y subestaciones que conforman un tramo, su VI y su porcentaje de asignación al tramo.

Coeficientes de la fórmula de indexación del AVI (en pu)

SIC

Id Tramo	Nombre Troncal	α	β1	β2	β3	β4
TSIC-01	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	0,44	0,39	0,08	0,00	0,08
TSIC-02	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	0,47	0,34	0,11	0,01	0,07
TSIC-03	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	0,61	0,34	0,02	0,02	0,01
TSIC-04	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	0,45	0,37	0,10	0,02	0,07
TSIC-05	Charrua 500->Ancoa 500 I	0,38	0,46	0,08	0,01	0,07
TSIC-06	Charrua 500->Ancoa 500 II	0,41	0,44	0,07	0,01	0,07
TSIC-07	Diego de Almagro 220->Carrera Pinto 220 I	0,46	0,44	0,05	0,01	0,04
TSIC-08a	Carrera Pinto 220->San Andres 220 I	0,42	0,49	0,05	0,01	0,03
TSIC-08b	San Andres 220->Cardones 220 I	0,39	0,54	0,04	0,01	0,02
TSIC-09	Maitencillo 220->Cardones 220 I	0,52	0,35	0,08	0,01	0,06
TSIC-10	Maitencillo 220->Cardones 220 II	0,50	0,33	0,11	0,01	0,06
TSIC-11	Maitencillo 220->Cardones 220 III	0,49	0,33	0,11	0,01	0,06
TSIC-12	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 I	0,57	0,28	0,08	0,01	0,06
TSIC-13	Maitencillo 220->Punta Colorada 220 II	0,57	0,28	0,08	0,01	0,06
TSIC-14	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 I	0,45	0,43	0,07	0,01	0,05
TSIC-15	Punta Colorada 220->Pan de Azucar 220 II	0,45	0,43	0,07	0,01	0,05
TSIC-16	Pan de Azucar 220->Monte Redondo 220 II	0,52	0,34	0,07	0,01	0,05
TSIC-17	Monte Redondo 220->Las Palmas 220 II	0,56	0,27	0,09	0,01	0,07
TSIC-18	Talinay 220->Las Palmas 220 I	0,55	0,31	0,08	0,01	0,06
TSIC-19a	Pan de Azucar 220->Don Goyo 220 I	0,55	0,30	0,08	0,01	0,05
TSIC-19b	Don Goyo 220->Talinay 220 I	0,53	0,34	0,08	0,01	0,05
TSIC-20	Las Palmas 220->Los Vilos 220 I	0,53	0,34	0,07	0,01	0,05
TSIC-21	Las Palmas 220->Los Vilos 220 II	0,53	0,33	0,07	0,01	0,06
TSIC-22	Los Vilos 220->Nogales 220 I	0,54	0,33	0,07	0,01	0,06
TSIC-23	Los Vilos 220->Nogales 220 II	0,54	0,33	0,07	0,01	0,06
TSIC-24	Nogales 220->Quillota 220 I	0,58	0,32	0,05	0,01	0,03
TSIC-25	Nogales 220->Quillota 220 II	0,58	0,32	0,05	0,01	0,03
TSIC-26	Nogales 220->Polpaico 220 I	0,48	0,49	0,01	0,02	0,00
TSIC-27	Nogales 220->Polpaico 220 II	0,48	0,49	0,01	0,02	0,00
TSIC-28	Quillota 220->Polpaico 220 I	0,52	0,28	0,09	0,00	0,11

TSIC-29	Quillota 220->Polpaico 220 II	0,52	0,28	0,09	0,00	0,11
TSIC-30	Colbún 220->Candelaria 220 I	0,36	0,37	0,14	0,01	0,12
TSIC-31	Colbún 220->Candelaria 220 II	0,36	0,37	0,14	0,01	0,12
TSIC-32	Candelaria 220->Maipo 220 I	0,48	0,24	0,15	0,01	0,12
TSIC-33	Candelaria 220->Maipo 220 II	0,48	0,24	0,15	0,01	0,11
TSIC-34	Maipo 220->Alto Jahuel 220 I	0,54	0,40	0,03	0,02	0,01
TSIC-35	Maipo 220->Alto Jahuel 220 II	0,54	0,40	0,02	0,02	0,01
TSIC-36	Colbún 220->Ancoa 220	0,53	0,39	0,03	0,02	0,02
TSIC-37	Lampa 220->Polpaico 220 I	0,54	0,34	0,07	0,01	0,03
TSIC-38	Cerro Navia 220 Dsf->Polpaico 220 II	0,38	0,55	0,04	0,01	0,02
TSIC-39	Cerro Navia 220 Dsf->Lampa 220 I	0,37	0,57	0,04	0,01	0,01
TSIC-41	Chena 220->Cerro Navia 220 I	0,61	0,30	0,04	0,02	0,04
TSIC-42	Chena 220->Cerro Navia 220 II	0,61	0,30	0,04	0,02	0,04
TSIC-43	Chena 220->Alto Jahuel 220 III	0,44	0,43	0,05	0,01	0,06
TSIC-44	Chena 220->Alto Jahuel 220 IV	0,44	0,43	0,05	0,01	0,06
TSIC-45	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 I	0,55	0,34	0,07	0,01	0,03
TSIC-46	El Rodeo 220->Chena 220 I	0,53	0,34	0,09	0,01	0,03
TSIC-47	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 II	0,54	0,34	0,07	0,02	0,03
TSIC-48	El Rodeo 220->Chena 220 II	0,25	0,73	0,01	0,01	0,00
TSIC-49	Rapel 220->Alto Melipilla 220 I	0,53	0,33	0,07	0,01	0,06
TSIC-50	Rapel 220->Alto Melipilla 220 II	0,53	0,33	0,07	0,01	0,06
TSIC-51	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 I	0,72	0,16	0,06	0,00	0,05
TSIC-52	Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220 II	0,67	0,22	0,05	0,00	0,05
TSIC-53	Ancoa 220->Itahue 220 I	0,54	0,27	0,10	0,01	0,09
TSIC-54	Ancoa 220->Itahue 220 II	0,55	0,26	0,10	0,01	0,08
TSIC-58	Charrua 220->Hualpen 220	0,51	0,24	0,19	0,00	0,05
TSIC-59	Charrua 220->Tap Laja 220	0,64	0,24	0,07	0,01	0,04
TSIC-60	Tap Laja 220->Temuco 220	0,66	0,18	0,10	0,00	0,07
TSIC-61	Charrua 220->Lagunilla 220 I	0,66	0,20	0,11	0,00	0,03
TSIC-63	Lagunilla 220->Hualpen 220	0,69	0,20	0,08	0,01	0,02
TSIC-64	Charrua 220->Mulchen 220 I	0,59	0,33	0,04	0,03	0,01
TSIC-65	Charrua 220->Mulchen 220 II	0,59	0,33	0,04	0,03	0,01
TSIC-66	Mulchen 220->Cautin 220 I	0,64	0,28	0,03	0,03	0,01
TSIC-67	Mulchen 220->Cautin 220 II	0,64	0,29	0,03	0,03	0,01
TSIC-68	Temuco 220->Cautin 220 I	0,65	0,27	0,04	0,03	0,01
TSIC-69	Temuco 220->Cautin 220 II	0,65	0,27	0,04	0,03	0,02
TSIC-70	Cautin 220->Ciruelos 220 II	0,56	0,26	0,13	0,01	0,05
TSIC-71	Ciruelos 220->Valdivia 220 II	0,63	0,25	0,08	0,02	0,03
TSIC-72	Valdivia 220->Cautin 220 I	0,62	0,25	0,10	0,01	0,03
TSIC-73	Valdivia 220->Rahue 220 I	0,56	0,25	0,14	0,01	0,04
TSIC-74	Rahue 220->Puerto Montt 220 I	0,56	0,28	0,09	0,01	0,05

TSIC-75a	Valdivia 220->Pichirrahue 220 II	0,55	0,25	0,15	0,00	0,05
TSIC-75b	Pichirrahue 220->Puerto Montt 220 II	0,58	0,28	0,09	0,01	0,04
TSIC-76	Polpaico 500->Polpaico 220 I	0,28	0,66	0,04	0,02	0,01
TSIC-77	Polpaico 500->Polpaico 220 II	0,26	0,68	0,04	0,02	0,01
TSIC-78	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 I	0,24	0,71	0,03	0,02	0,01
TSIC-79	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 II	0,25	0,70	0,03	0,01	0,01
TSIC-80	Ancoa 500->Ancoa 220 I	0,29	0,64	0,04	0,02	0,01
TSIC-81	Charrua 220->Charrua 500 I	0,27	0,68	0,03	0,01	0,01
TSIC-82	Charrua 220->Charrua 500 II	0,27	0,68	0,03	0,01	0,01
TSIC-83	Charrua 220->Charrua 500 III	0,26	0,69	0,04	0,01	0,01
TSIC-84	Polpaico 220->Los Maquis 220	0,47	0,32	0,11	0,01	0,09
TSIC-85	Polpaico 220->El Llano 220	0,56	0,22	0,16	0,01	0,05
TSIC-86	Los Maquis 220-> El Llano 220	0,51	0,28	0,14	0,01	0,05

Archivo: VI_y_COMA_por_PROPIETARIO.xlsx, hoja: INDICES TRAMO

SING

Id Tramo	Nombre Troncal	α	β1	β2	β3	β4
TSING-01	Tarapacá 220->Lagunas 220 I	0,59	0,25	0,09	0,01	0,06
TSING-02	Tarapacá 220->Lagunas 220 II	0,59	0,26	0,09	0,01	0,06
TSING-03	Crucero 220->Lagunas 220 II	0,56	0,25	0,11	0,00	0,08
TSING-04	Crucero 220->Nueva Victoria 220 I	0,59	0,23	0,10	0,00	0,07
TSING-05	Nueva Victoria 220->Lagunas 220 I	0,66	0,23	0,07	0,01	0,04
TSING-06	Crucero 220->Encuentro 220 I	0,68	0,26	0,03	0,02	0,01
TSING-07	Crucero 220->Encuentro 220 II	0,68	0,26	0,04	0,02	0,01
TSING-08	Atacama 220->Encuentro 220 I	0,45	0,26	0,14	0,01	0,14
TSING-09	Atacama 220->Encuentro 220 II	0,45	0,26	0,14	0,01	0,14
TSING-10	Atacama 220->Domeyko 220 I	0,49	0,25	0,17	0,00	0,09
TSING-11	Atacama 220->Domeyko 220 II	0,49	0,25	0,17	0,00	0,09
TSING-12	Domeyko 220->Escondida 220	0,57	0,32	0,07	0,02	0,02
TSING-13	Domeyko 220->Sulfuros 220	0,68	0,23	0,05	0,03	0,01
TSING-14	Nueva Zaldívar 220->Escondida 220	0,56	0,31	0,08	0,02	0,03
TSING-15	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 I	0,61	0,27	0,06	0,01	0,05
TSING-16	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 II	0,62	0,27	0,06	0,01	0,05
TSING-17	Laberinto 220->El Cobre 220	0,65	0,26	0,04	0,03	0,02
TSING-18	Crucero 220->Laberinto 220 I	0,61	0,26	0,07	0,00	0,06
TSING-19	Crucero 220->Laberinto 220 II	0,60	0,28	0,06	0,00	0,05
TSING-20	Lagunas 220->Pozo Almonte 220	0,53	0,31	0,09	0,01	0,06

Archivo: VI_y_COMA_por_PROPIETARIO.xlsx, hoja: INDICES TRAMO

PARTE C: DETERMINACIÓN DEL ÁREA DE INFLUENCIA COMÚN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL

1. DEFINICIONES PARA LA DETERMINACIÓN DEL ÁREA DE INFLUENCIA COMÚN

En el Artículo 102°, letra c) del DFL N°4 se define el Área de Influencia Común (AIC) como: *"…el área, fijada para efectos de remuneración del sistema troncal, constituida por el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos de dicho sistema, en la que concurren, simultáneamente, las siguientes características:*

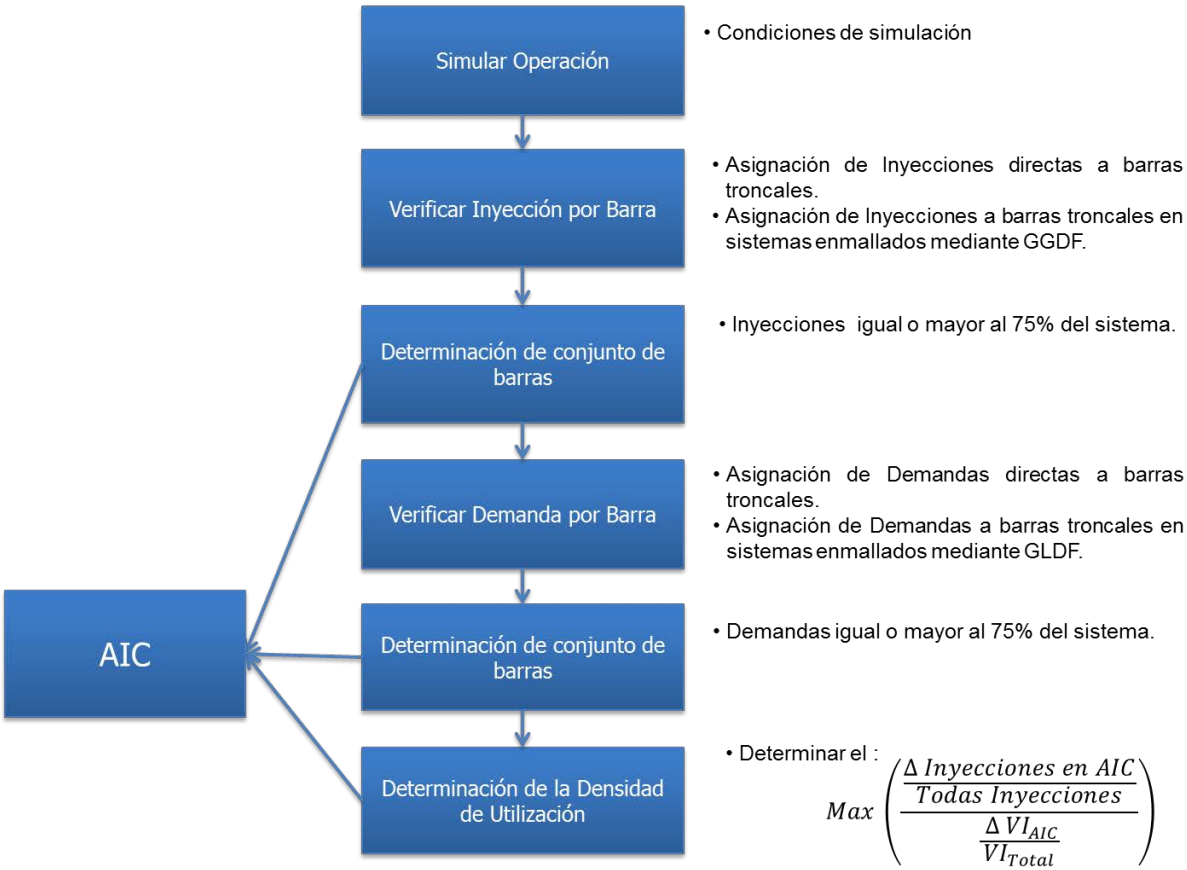
1. *Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la inyección total de energía del sistema;*

2. *Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la demanda total del sistema, y*

3. *Que la densidad de la utilización, dada por el cuociente entre el porcentaje de inyecciones dentro del área de influencia común respecto de las inyecciones totales del sistema y el porcentaje del V.I. de las instalaciones del área de influencia común respecto del V.I. del total de instalaciones del sistema troncal, sea máxima"*.

A partir de lo expuesto en este Artículo se entiende expresamente que el AIC debe cumplir tres condiciones dentro del Sistema de Transmisión Troncal.

2. METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL ÁREA DE INFLUENCIA COMÚN



2.1. Simulación de la Operación del Sistema

Para determinar el AIC en los sistemas SIC y SING se verifica que se cumplan los puntos 1, 2 y 3 del Artículo 102° letra c) del DFL N°4 entre dos barras del sistema de transmisión troncal. Se simuló la operación de ambos sistemas en el software OSE2000, el que permite obtener como resultados, entre otras variables, los despachos de las centrales generadoras, los flujos de potencia por el sistema de transmisión, y los factores GGDF y GLDF para las inyecciones y retiros en todo el horizonte de estudio.

La simulación considerarán los siguientes puntos:

- Sistema de transmisión: Se modela sistema troncal, subtransmisión y sistemas adicionales considerados en la base de datos del Informe Técnico de Precio de Nudo de Octubre 2013.
- Bases del Estudio: base utilizada para el desarrollo del Informe 1 del presente estudio.
- Horizonte de simulación: 10 años en SING y 10 años más 2 de relleno en el SIC.
- Bloques de demanda: 10 bloques, 5 bloques para días laborales y 5 bloques para días festivos.
- Hidrologías: 56 condiciones hidrológicas (SIC)
- Simulación de ERNC: De acuerdo a curva de producción de energía y potencia.
- Período de análisis: 2015-2018 (4 años).

2.1.1 Modelación de la Demanda de los Sistemas

La demanda mensual se representó mediante 5 bloques de horas consecutivas para los días hábiles y 5 bloques para los días no hábiles. Se consideró la misma definición de los bloques para ambos tipos de días en cuanto a las horas del día asignadas a cada bloque en cada mes, siendo la definición de bloques propia de cada mes. Además, para definir el número de días hábiles y días festivos del año se consideró el calendario 2013.

La duración total de los bloques correspondientes a día hábil es mayor que la duración de los bloques correspondientes a día no hábil, debido a que en cada mes la cantidad de días laborales es mayor que la de festivos.

La asignación de las horas del día a cada bloque se realizó siguiendo el perfil de generación de las centrales solares y la curva de demanda horaria del sistema, en todos los meses del año. Para la obtención de dichos bloques se realizó un cruce entre las curvas de producción de energía de las centrales solares y la curva de demanda del sistema. De esta forma, se dejó al interior de cada bloque la generación solar en forma horaria. Esto es posible, ya que la producción de este tipo de centrales se reparte entre las 8 y las 18 horas, aproximadamente. Por otro lado, se separaron los bloques para los niveles de mayor demanda del sistema (que corresponde al bloque 5).

En la siguiente tabla se muestra la asignación de las horas de día hábil a cada bloque y mes. Para los días festivos, los bloques se enumeran del 6 al 10, y se considera la misma distribución.

Hora del día	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	5	5	1	5	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
8	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
9	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
10	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3
11	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
12	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
13	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
14	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
15	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
16	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
17	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
18	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	3	3
19	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
20	4	4	4	5	5	5	5	5	5	4	4	4
21	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4
22	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
23	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
24	5	5	5	5	5	5	5	5	1	5	5	5

Teniendo en cuenta lo anterior, en la siguiente tabla se muestra la duración de los bloques, tanto de día laboral como festivo.

Mes	Blo01	Blo02	Blo03	Blo04	Blo05	Blo06	Blo07	Blo08	Blo09	Blo10
Abr	18%	6%	24%	6%	18%	7%	2%	9%	2%	7%
May	20%	6%	23%	6%	14%	9%	3%	11%	3%	7%
Jun	19%	6%	22%	6%	14%	10%	3%	11%	3%	7%
Jul	21%	6%	24%	6%	15%	8%	2%	10%	2%	6%
Ago	20%	6%	23%	6%	14%	9%	3%	11%	3%	7%
Sep	20%	5%	20%	5%	10%	13%	3%	13%	3%	7%
Oct	21%	6%	24%	9%	12%	8%	2%	10%	4%	5%
Nov	17%	8%	25%	8%	8%	8%	4%	13%	4%	4%
Dic	16%	8%	24%	8%	8%	9%	4%	13%	4%	4%
Ene	18%	9%	24%	9%	12%	7%	4%	10%	4%	5%
Feb	21%	6%	24%	9%	12%	8%	2%	10%	4%	5%
Mar	19%	8%	22%	5%	11%	10%	4%	12%	3%	6%

2.1.2 Modelación de las Centrales Fotovoltaicas y Eólicas

En base a la definición de bloques descrita, las centrales solares generan en los bloques 2 a 4, con mayor intensidad en el bloque 3, y en los bloques 7 a 9, con mayor intensidad en el bloque 8. En el modelo esto se regula limitando la potencia máxima a la que opera cada planta fotovoltaica, en cada bloque y mes. De este modo, para los bloques en que la central no opera, como los bloques correspondientes a la noche y madrugada, se simula con potencia máxima disponible igual a cero. Se utilizaron perfiles de generación tipo, obtenidos del Explorador de Energía Solar de la Universidad de Chile, desarrollado para el Ministerio de Energía.

Las centrales eólicas se modelan en forma similar a centrales hidroeléctricas de pasada, con el fin de representar la variabilidad propia de este tipo de tecnología. Para esto, se obtienen matrices de viento que representan la potencia máxima y mínima a la que puede operar cada parque eólico y así poder apreciar el impacto sobre el sistema de transmisión y las posibles saturaciones que pudiesen ocurrir. El promedio de los datos de las matrices de viento por mes y bloque es el mismo que al modelarlas como centrales térmicas.

Las matrices de viento se componen del mismo número de años históricos simulados en la operación, por lo que cada mes y bloque tiene 56 simulaciones de datos de viento. Los datos de viento se obtuvieron a partir del Explorador de Energía Eólica, desarrollado por la Universidad de Chile para el Ministerio de Energía.

El procesamiento de los datos para generar los afluentes de cada central consiste en tomar los datos de viento de la zona geográfica donde se ubica, para transformarlos en potencia mediante una curva tipo de un generador eólico. A partir de los datos obtenidos se toman muestras aleatorias para completar las 56 hidrologías, para cada mes de los primeros cinco años de simulación. Desde el sexto año en adelante, se replican las matrices de los primeros años.

2.2. Verificación de las Inyecciones por Barra

La primera condición descrita en la definición del AIC requiere que entre los nodos del AIC las inyecciones sean al menos el 75% de las inyecciones del sistema. Para lo anterior se asignaron a cada nodo troncal las inyecciones totales de las centrales en todo el período de estudio (en GWh). La generación de cada central se asignó a cada barra del sistema troncal siguiendo los siguientes criterios:

- Se asignaron en forma directa las inyecciones en las barras del sistema troncal que tienen conectadas en forma directa las centrales generadoras.
- Se asignaron en forma indirecta las inyecciones en las barras del sistema troncal de aquellas de centrales generadoras que se conectan en los sistemas de subtransmisión o en sistemas adicionales.

Para la asignación indirecta de las inyecciones, se dividió cada sistema en distintas áreas de subtransmisión. Para cada área, se definió un número determinado de líneas y transformadores que conectan el sistema de subtransmisión con alguna barra del sistema troncal.

Se calculó el flujo total f_j para todo el período de estudio (en GWh), promediado sobre las hidrologías, en cada elemento j (línea o transformador) que conecta con el sistema troncal.

A través de los factores GGDF, se determinan los porcentajes de participación del generador i en los flujos del elemento j, denominados α_{ij}^{G}, para el período de estudio.

Así, se puede determinar la participación de cada generador i en el elemento j (en GWh) para todo el período de estudio, mediante la expresión:

$$P_{ij}^{G} = \alpha_{ij}^{G} \cdot f_j$$

Luego, se calculó el porcentaje de la inyección total $\mathrm{G_i}$ del generador i, que pasa por la línea j utilizando la siguiente fórmula:

$$\beta_{ij}^{G} = \frac{P_{ij}^{G}}{G_i}$$

Al sumar dichos porcentajes sobre los elementos de cada área de subtransmisión, no se obtiene un 100%. Para evitar esto, se utilizan los porcentajes relativos, y así se puede repartir el total de la inyección de cada generador en distintas barras del sistema troncal.

$$\beta_{ij}^{G\prime} = \frac{\beta_{ij}^{G}}{\sum_j \beta_{ij}^{G}}$$

Finalmente, la cantidad inyectada del generador i (en GWh) que se asigna a la barra troncal asociada al elemento de subtransmisión j se calcula como:

$$G_{ij} = \beta_{ij}^{G\prime} \cdot G_i$$

2.3. Determinación del Conjunto de Barras de Inyección

Para determinar el conjunto de barras que contienen el 75% de las inyecciones de las centrales generadoras se sumaron las inyecciones entre cada nodo del sistema de transmisión troncal, de tal forma de identificar la combinación de barras extremas que limitan un área en cuyo interior se concentran al menos 75% de las inyecciones del sistema de transmisión. La matriz con los porcentajes de inyecciones entre cada combinación de nodos extremos, respecto al total de inyecciones del sistema, se presentan más adelante.

2.4. Verificación de las Demandas por Barra

La segunda condición descrita en la definición del AIC requiere que entre los nodos del AIC la demanda sea el 75% de las demandas del sistema de transmisión. Para lo anterior, se asignaron los consumos totales del sistema en el período de estudio a cada nodo del sistema de transmisión troncal (en GWh). Los retiros de cada consumidor se asignaron a cada barra del sistema troncal siguiendo los siguientes criterios:

- Se asignaron en forma directa los consumos en las barras del sistema troncal que tienen conectadas en forma directa los consumos del sistema.
- Se asignaron en forma indirecta los consumos en las barras del sistema troncal de aquellos consumos que se conectan en los sistemas de subtransmisión o en sistemas adicionales.

Para la asignación indirecta de los retiros, se dividió cada sistema en distintas áreas de subtransmisión. Para cada área, se definió un número determinado de líneas y transformadores que conectan el sistema de subtransmisión con alguna barra del sistema troncal.

Se calculó el flujo total f_j para todo el período de estudio (en GWh), promediado sobre las hidrologías, en cada elemento j (línea o transformador) que conecta con el sistema troncal.

A través de los factores GLDF, se determinan los porcentajes de participación del consumo i en los flujos del elemento j, denominados α_{ij}^{D}, para el período de estudio.

Así, se puede determinar la participación de cada retiro i en el elemento j (en GWh) para todo el período de estudio, mediante la expresión:

$$P_{ij}^{D} = \alpha_{ij}^{D} \cdot f_j$$

Luego, se calculó el porcentaje de la demanda total $\mathrm{D_i}$ correspondiente al consumo i, que pasa por la línea j utilizando la siguiente fórmula:

$$\beta_{ij}^{D} = \frac{P_{ij}^{D}}{D_i}$$

Al sumar dichos porcentajes sobre los elementos de cada área de subtransmisión, no se obtiene un 100%. Para evitar esto, se utilizan los porcentajes relativos, y así se puede repartir el total de la demanda de cada consumo en distintas barras del sistema troncal.

$$\beta_{ij}^{D\prime} = \frac{\beta_{ij}^{D}}{\sum_j \beta_{ij}^{D}}$$

Finalmente, la cantidad demandada del consumo i (en GWh) que se asigna a la barra troncal asociada al elemento de subtransmisión j se calcula como:

$$D_{ij} = \beta_{ij}^{D\prime} \cdot D_i$$

2.5. Determinación del Conjunto de Barras de Demanda

Para determinar el conjunto de barras que contienen el 75% de las demandas se deberán sumar los consumos asignados a cada barra del sistema troncal, considerando todas las combinaciones de barras que existan, de tal forma de identificar las combinaciones de barras que tienen en su interior el 75% de las demandas del sistema de transmisión. La matriz con los porcentajes de demanda entre cada combinación de nodos extremos, respecto al total de inyecciones del sistema, se presentan más abajo.

2.6. Determinación de la Densidad de Utilización

Se definieron las posibles áreas entre dos barras troncales en que se acumula al menos el 75% de la demanda del sistema, y las posibles áreas entre dos barras troncales en que se acumula al menos el 75% de las inyecciones del sistema. Luego, se determinaron las áreas candidatas a ser AIC como aquellas en que se cumplen los puntos 1 y 2 del Artículo 102° letra c) del DFL N°4.

Teniendo lo anterior en consideración, para cada área candidata se determinó el factor de densidad de utilización, correspondiente al punto 3 del Artículo 102° letra c) del DFL N°4.

Para determinar la densidad de utilización en cada área candidata a ser AIC se calculó el siguiente cociente:

$$\text{Densidad de utilización} = \frac{\frac{\sum \text{Inyecciones}_{\text{AIC}}}{\sum \text{Inyecciones}_{\text{Sistema}}}}{\frac{\sum \text{VI}_{\text{AIC}}}{\text{VI}_{\text{Total}}}}$$

Donde VI_{Total} corresponde al VI de todas las instalaciones troncales actuales del sistema, y de aquellas que entran en operación durante el período de estudio y que son troncales por decreto. Además, las suma de las inyecciones, tanto para el área candidata a ser AIC como para el sistema completo, se consideraron para todo el período de estudio (2015-2018).

Es importante destacar que la información de los VI de obras nuevas licitadas y obras de ampliación no adjudicadas que se consideraron dentro del horizonte de estudio se obtuvo de los decretos de licitación, mientras que para las obras adjudicadas en que solo se presenta el VATT se utilizó la siguiente expresión:

$$VI_{Adjudicada} = \frac{\overline{VI}_{TxT}}{\overline{VATT}_{TxT}} \cdot VATT_{Adjudicada}$$

Donde $\overline{\text{VI}}_{\text{TxT}}$ es el promedio de los VI de todas las instalaciones troncales actuales del mismo nivel de tensión de la obra adjudicada considerada, y $\overline{\text{VATT}}_{\text{TxT}}$ es el promedio de los VATT de dichas instalaciones actuales.

2.7. Definición del Área de Influencia Común (AIC)

De esta forma se obtuvo una matriz de densidad de utilización para las distintas áreas candidatas, y se pudo observar aquella combinación de barras extremas que proporciona el máximo valor del factor de densidad de utilización, que se define como el AIC para el Sistema de Transmisión Troncal.

3. RESULTADOS AREA DE INFLUENCIA COMUN

3.1 Resultado Área de Influencia Común SIC

Al aplicar la metodología descrita se obtuvieron las siguientes instalaciones troncales pertenecientes al Área de Influencia Común para el SIC. Las nodos que limitan el AIC para el SIC son Nogales 220 kV y Tap Laja 220 kV, incluyendo la barra Mulchén 220 kV.

#	AIC SIC
1	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I
2	Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II
3	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I
4	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II
5	Charrua 500->Ancoa 500 I
6	Charrua 500->Ancoa 500 II
7	Nogales 220->Quillota 220 I
8	Nogales 220->Quillota 220 II
9	Nogales 220->Polpaico 220 I
10	Nogales 220->Polpaico 220 II
11	Quillota 220->Polpaico 220 I
12	Quillota 220->Polpaico 220 II
13	Polpaico 220->Los Maquis 220 I
14	Polpaico 220->El Llano 220 II
15	El Llano 220->Los Maquis 220 II
16	Polpaico 500->Polpaico 220 I
17	Polpaico 500->Polpaico 220 II
18	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 I
19	Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 II
20	Ancoa 500->Ancoa 220 I
21	Colbún 220->Candelaria 220 I
22	Colbún 220->Candelaria 220 II
23	Candelaria 220->Maipo 220 I
24	Candelaria 220->Maipo 220 II
25	Maipo 220->Alto Jahuel 220 I
26	Maipo 220->Alto Jahuel 220 II
27	Colbún 220->Ancoa 220
28	Cerro Navia 220->Lampa 220 I

#	AIC SIC
29	Lampa 220->Polpaico 220 I
30	Cerro Navia 220->Polpaico 220 II
31	Chena 220->Cerro Navia 220 I
32	Chena 220->Cerro Navia 220 II
33	Chena 220->Alto Jahuel 220 III
34	Chena 220->Alto Jahuel 220 IV
35	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 I
36	El Rodeo 220->Chena 220 I
37	Alto Jahuel 220->El Rodeo 220 II
38	El Rodeo 220->Chena 220 II
39	Rapel 220->Alto Melipilla 220 I
40	Rapel 220->Alto Melipilla 220 II
41	Lo Aguirre 220->Cerro Navia 220 I
42	Alto Melipilla 220->Lo Aguirre 220 I
43	Lo Aguirre 220->Cerro Navia 220 II
44	Alto Melipilla 220->Lo Aguirre 220 II
45	Ancoa 220->Itahue 220 I
46	Ancoa 220->Itahue 220 II
47	Charrua 220->Charrua 500 I
48	Charrua 220->Charrua 500 II
49	Charrua 220->Charrua 500 III
50	Charrua 220->Hualpen 220
51	Charrua 220->Lagunillas 220
52	Lagunillas 220->Hualpen 220
53	Charrua 220->Tap Laja 220
54	Charrua 220->Mulchen 220 I
55	Charrua 220->Mulchen 220 II

3.2 Resultado Área de Influencia Común SING

Al aplicar la metodología descrita se obtuvieron las siguientes instalaciones troncales pertenecientes al Área de Influencia Común para el SING. Los nodos que limitan el AIC para el SING son Crucero 220 kV y Domeyko 220 kV, incluyendo las instalaciones entre Laberinto 220 kV, El Cobre 220 kV y Nueva Zaldívar 220 kV.

#	AIC SING
1	Crucero 220->Encuentro 220 I
2	Crucero 220->Encuentro 220 II
3	Atacama 220->Encuentro 220 I
4	Atacama 220->Encuentro 220 II
5	Laberinto 220->El Cobre 220
6	Crucero 220->Laberinto 220 I
7	Crucero 220->Laberinto 220 II
8	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 I
9	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 II
10	Atacama 220->Domeyko 220 I
11	Atacama 220->Domeyko 220 II

3.3 Matriz de Demanda SIC

	Diego de Almagro 220	Carrera Pinto 220	San Andres 220	Cardones 220	Maitencillo 220
Diego de Almagro 220	1.64%				
Carrera Pinto 220	1.91%	0.27%			
San Andres 220	1.91%	0.27%	0.00%		
Cardones 220	6.89%	5.25%	4.98%	4.98%	
Maitencillo 220	10.09%	8.45%	8.18%	8.18%	3.20%
Punta Colorada 220	10.13%	8.49%	8.22%	8.22%	3.24%
Pan de Azucar 220	13.58%	11.94%	11.67%	11.67%	6.69%
Don Goyo 220	13.58%	11.94%	11.67%	11.67%	6.69%
Talinay 220	13.58%	11.94%	11.67%	11.67%	6.69%
Monte Redondo 220	13.58%	11.94%	11.67%	11.67%	6.69%
Las Palmas 220	13.58%	11.94%	11.67%	11.67%	6.69%
Los Vilos 220	14.38%	12.74%	12.47%	12.47%	7.49%
Nogales 220	15.41%	13.77%	13.50%	13.50%	8.52%
Quillota 220	22.70%	21.06%	20.79%	20.79%	15.81%
Los Maquis 220	23.76%	22.12%	21.85%	21.85%	16.87%
Polpaico 220	30.00%	28.36%	28.09%	28.09%	23.11%
Polpaico 500	30.00%	28.36%	28.09%	28.09%	23.11%
Lampa 220	30.56%	28.92%	28.65%	28.65%	23.67%
Cerro Navia 220	47.79%	46.15%	45.88%	45.88%	40.90%
Chena 220	57.13%	55.49%	55.22%	55.22%	50.24%
El Rodeo 220	57.13%	55.49%	55.22%	55.22%	50.24%
Alto Melipilla 220	68.70%	67.05%	56.47%	56.47%	51.49%
Alto Jahuel 220	68.70%	67.05%	66.79%	66.79%	61.81%
Alto Jahuel 500	68.75%	67.11%	66.79%	66.79%	61.81%
Maipo 220	72.37%	70.73%	66.84%	66.84%	61.86%
Candelaria 220	73.15%	71.51%	70.46%	70.46%	65.48%
Rapel 220	79.25%	77.61%	71.24%	71.24%	66.26%
Itahue 220	80.07%	78.43%	77.34%	77.34%	72.36%
Colbún 220	80.14%	78.50%	78.16%	78.16%	73.18%
Ancoa 220	80.14%	78.50%	78.23%	78.23%	73.25%
Ancoa 500	80.14%	78.50%	78.23%	78.23%	73.25%
Hualpen 220	82.70%	81.06%	80.79%	80.79%	75.81%
Lagunillas 220	84.92%	83.28%	83.01%	83.01%	78.03%
Charrua 220	92.21%	90.57%	90.30%	90.30%	85.32%
Charrua 500	92.21%	90.57%	90.30%	90.30%	85.32%
Mulchen 220	92.21%	90.57%	90.30%	90.30%	85.32%
Tap Laja 220	92.21%	90.57%	90.30%	90.30%	85.32%
Temuco 220	95.16%	93.52%	93.25%	93.25%	88.27%
Cautin 220	95.16%	93.52%	93.25%	93.25%	88.27%
Ciruelos 220	95.26%	93.62%	93.35%	93.35%	88.37%
Valdivia 220	96.59%	94.95%	94.68%	94.68%	89.70%
Rahue 220	97.73%	96.09%	95.82%	95.82%	90.84%
Pichirrahue 220	97.73%	96.09%	95.82%	95.82%	90.84%
Puerto Montt 220	100.00%	98.36%	98.09%	98.09%	93.11%

	Punta Colorada 220	Pan de Azucar 220	Don Goyo 220	Talinay 220	Monte Redondo 220
Diego de Almagro 220					
Carrera Pinto 220					

San Andres 220					
Cardones 220					
Maitencillo 220					
Punta Colorada 220	0.04%				
Pan de Azucar 220	3.49%	3.45%			
Don Goyo 220	3.49%	3.45%	0.00%		
Talinay 220	3.49%	3.45%	0.00%	0.00%	
Monte Redondo 220	3.49%	3.45%	0.00%	0.00%	0.00%
Las Palmas 220	3.49%	3.45%	0.00%	0.00%	0.00%
Los Vilos 220	4.28%	4.24%	0.80%	0.80%	0.80%
Nogales 220	5.32%	5.28%	1.83%	1.83%	1.83%
Quillota 220	12.61%	12.57%	9.12%	9.12%	9.12%
Los Maquis 220	13.67%	13.63%	10.18%	10.18%	10.18%
Polpaico 220	19.91%	19.87%	16.42%	16.42%	16.42%
Polpaico 500	19.91%	19.87%	16.42%	16.42%	16.42%
Lampa 220	20.47%	20.43%	16.98%	16.98%	16.98%
Cerro Navia 220	37.70%	37.66%	34.21%	34.21%	34.21%
Chena 220	47.04%	47.00%	43.55%	43.55%	43.55%
El Rodeo 220	47.04%	47.00%	43.55%	43.55%	43.55%
Alto Melipilla 220	48.29%	48.25%	44.80%	44.80%	44.80%
Alto Jahuel 220	58.60%	58.56%	55.11%	55.11%	55.11%
Alto Jahuel 500	58.60%	58.56%	55.11%	55.11%	55.11%
Maipo 220	58.66%	58.62%	55.17%	55.17%	55.17%
Candelaria 220	62.28%	62.24%	58.79%	58.79%	58.79%
Rapel 220	63.05%	63.01%	59.57%	59.57%	59.57%
Itahue 220	69.15%	69.11%	65.67%	65.67%	65.67%
Colbún 220	69.97%	69.93%	66.49%	66.49%	66.49%
Ancoa 220	70.05%	70.01%	66.56%	66.56%	66.56%
Ancoa 500	70.05%	70.01%	66.56%	66.56%	66.56%
Hualpen 220	72.60%	72.56%	69.12%	69.12%	69.12%
Lagunillas 220	74.83%	74.79%	71.34%	71.34%	71.34%
Charrua 220	82.12%	82.08%	78.63%	78.63%	78.63%
Charrua 500	82.12%	82.08%	78.63%	78.63%	78.63%
Mulchen 220	82.12%	82.08%	78.63%	78.63%	78.63%
Tap Laja 220	82.12%	82.08%	78.63%	78.63%	78.63%
Temuco 220	85.07%	85.03%	81.58%	81.58%	81.58%
Cautin 220	85.07%	85.03%	81.58%	81.58%	81.58%
Ciruelos 220	85.16%	85.12%	81.67%	81.67%	81.67%
Valdivia 220	86.50%	86.46%	83.01%	83.01%	83.01%
Rahue 220	87.64%	87.60%	84.15%	84.15%	84.15%
Pichirrahue 220	87.64%	87.60%	84.15%	84.15%	84.15%
Puerto Montt 220	89.91%	89.87%	86.42%	86.42%	86.42%

	Las Palmas 220	Los Vilos 220	Nogales 220	Quillota 220	Los Maquis 220	Polpaico 220
Diego de Almagro 220						
Carrera Pinto 220						
San Andres 220						
Cardones 220						
Maitencillo 220						
Punta Colorada 220						
Pan de Azucar 220						
Don Goyo 220						
Talinay 220						
Monte Redondo 220						
Las Palmas 220	0.00%					
Los Vilos 220	0.80%	0.80%				
Nogales 220	1.83%	1.83%	1.03%			
Quillota 220	9.12%	9.12%	8.33%	7.29%		
Los Maquis 220	10.18%	10.18%	9.38%	8.35%	1.06%	
Polpaico 220	16.42%	16.42%	15.62%	14.59%	7.30%	6.24%
Polpaico 500	16.42%	16.42%	15.62%	14.59%	7.30%	6.24%
Lampa 220	16.98%	16.98%	16.18%	15.15%	7.86%	6.80%
Cerro Navia 220	34.21%	34.21%	33.41%	32.38%	25.09%	24.03%
Chena 220	43.55%	43.55%	42.76%	41.72%	34.43%	33.37%
El Rodeo 220	43.55%	43.55%	42.76%	41.72%	34.43%	33.37%
Alto Melipilla 220	44.80%	44.80%	44.00%	42.97%	35.67%	34.62%
Alto Jahuel 220	55.11%	55.11%	54.32%	53.28%	45.99%	44.93%
Alto Jahuel 500	55.11%	55.11%	54.32%	53.28%	45.99%	44.93%
Maipo 220	55.17%	55.17%	54.38%	53.34%	46.05%	44.99%
Candelaria 220	58.79%	58.79%	57.99%	56.96%	49.66%	48.61%
Rapel 220	59.57%	59.57%	58.77%	57.74%	50.44%	49.39%
Itahue 220	65.67%	65.67%	64.87%	63.84%	56.54%	55.49%
Colbún 220	66.49%	66.49%	65.69%	64.66%	57.36%	56.31%
Ancoa 220	66.56%	66.56%	65.77%	64.73%	57.44%	56.38%
Ancoa 500	66.56%	66.56%	65.77%	64.73%	57.44%	56.38%
Hualpen 220	69.12%	69.12%	68.32%	67.28%	59.99%	58.93%
Lagunillas 220	71.34%	71.34%	70.54%	69.51%	62.22%	61.16%
Charrua 220	78.63%	78.63%	77.83%	76.80%	69.51%	68.45%
Charrua 500	78.63%	78.63%	77.83%	76.80%	69.51%	68.45%
Mulchen 220	78.63%	78.63%	77.83%	76.80%	69.51%	68.45%
Tap Laja 220	78.63%	78.63%	77.83%	76.80%	69.51%	68.45%
Temuco 220	81.58%	81.58%	80.79%	79.75%	72.46%	71.40%
Cautin 220	81.58%	81.58%	80.79%	79.75%	72.46%	71.40%
Ciruelos 220	81.67%	81.67%	80.88%	79.84%	72.55%	71.49%
Valdivia 220	83.01%	83.01%	82.22%	81.18%	73.89%	72.83%
Rahue 220	84.15%	84.15%	83.35%	82.32%	75.03%	73.97%
Pichirrahue 220	84.15%	84.15%	83.35%	82.32%	75.03%	73.97%
Puerto Montt 220	86.42%	86.42%	85.62%	84.59%	77.30%	76.24%

	Polpaico 500	Lampa 220	Cerro Navia 220	Chena 220	El Rodeo 220	Alto Melipilla 220
Diego de Almagro 220						
Carrera Pinto 220						
San Andres 220						
Cardones 220						
Maitencillo 220						
Punta Colorada 220						
Pan de Azucar 220						
Don Goyo 220						
Talinay 220						
Monte Redondo 220						
Las Palmas 220						
Los Vilos 220						
Nogales 220						
Quillota 220						
Los Maquis 220						
Polpaico 220						
Polpaico 500	0.00%					
Lampa 220	0.56%	0.56%				
Cerro Navia 220	17.79%	17.79%	17.23%			
Chena 220	27.13%	27.13%	26.57%	9.34%		
El Rodeo 220	27.13%	27.13%	26.57%	9.34%	0.00%	
Alto Melipilla 220	28.38%	28.38%	27.82%	10.59%	1.25%	1.25%
Alto Jahuel 220	38.69%	38.69%	38.13%	20.91%	11.56%	11.56%
Alto Jahuel 500	38.69%	38.69%	38.13%	20.91%	11.56%	11.56%
Maipo 220	38.75%	38.75%	38.19%	20.96%	11.62%	11.62%
Candelaria 220	42.37%	42.37%	41.81%	24.58%	15.24%	15.24%
Rapel 220	43.15%	43.15%	42.59%	25.36%	16.01%	16.01%
Itahue 220	49.24%	49.24%	48.69%	31.46%	22.11%	22.11%
Colbún 220	50.07%	50.07%	49.51%	32.28%	22.93%	22.93%
Ancoa 220	50.14%	50.14%	49.58%	32.35%	23.01%	23.01%
Ancoa 500	50.14%	50.14%	49.58%	32.35%	23.01%	23.01%
Hualpen 220	52.69%	52.69%	52.14%	34.91%	25.56%	25.56%
Lagunillas 220	54.92%	54.92%	54.36%	37.13%	27.79%	27.79%
Charrua 220	62.21%	62.21%	61.65%	44.42%	35.08%	35.08%
Charrua 500	62.21%	62.21%	61.65%	44.42%	35.08%	35.08%
Mulchen 220	62.21%	62.21%	61.65%	44.42%	35.08%	35.08%
Tap Laja 220	62.21%	62.21%	61.65%	44.42%	35.08%	35.08%
Temuco 220	65.16%	65.16%	64.60%	47.37%	38.03%	38.03%
Cautin 220	65.16%	65.16%	64.60%	47.37%	38.03%	38.03%
Ciruelos 220	65.25%	65.25%	64.69%	47.47%	38.12%	38.12%
Valdivia 220	66.59%	66.59%	66.03%	48.80%	39.46%	39.46%
Rahue 220	67.73%	67.73%	67.17%	49.94%	40.60%	40.60%
Pichirrahue 220	67.73%	67.73%	67.17%	49.94%	40.60%	40.60%
Puerto Montt 220	70.00%	70.00%	69.44%	52.21%	42.87%	42.87%

	Alto Jahuel 220	Alto Jahuel 500	Maipo 220	Candelaria 220	Rapel 220	Itahue 220	Colbún 220
Diego de Almagro 220							
Carrera Pinto 220							
San Andres 220							
Cardones 220							
Maitencillo 220							
Punta Colorada 220							
Pan de Azucar 220							
Don Goyo 220							
Talinay 220							
Monte Redondo 220							
Las Palmas 220							
Los Vilos 220							
Nogales 220							
Quillota 220							
Los Maquis 220							
Polpaico 220							
Polpaico 500							
Lampa 220							
Cerro Navia 220							
Chena 220							
El Rodeo 220							
Alto Melipilla 220							
Alto Jahuel 220	10.32%						
Alto Jahuel 500	10.32%	0.00%					
Maipo 220	10.37%	0.06%	0.06%				
Candelaria 220	13.99%	3.67%	3.67%	3.62%			
Rapel 220	14.77%	4.45%	4.45%	4.39%	0.78%		
Itahue 220	20.87%	10.55%	10.55%	10.49%	6.88%	6.10%	
Colbún 220	21.69%	11.37%	11.37%	11.31%	7.70%	6.92%	0.82%
Ancoa 220	21.77%	11.45%	11.45%	11.39%	7.78%	7.00%	0.90%
Ancoa 500	21.77%	11.45%	11.45%	11.39%	7.78%	7.00%	0.90%
Hualpen 220	24.32%	14.00%	14.00%	13.94%	10.33%	9.55%	3.45%
Lagunillas 220	26.54%	16.23%	16.23%	16.17%	12.55%	11.77%	5.67%
Charrua 220	33.83%	23.52%	23.52%	23.46%	19.84%	19.06%	12.96%
Charrua 500	33.83%	23.52%	23.52%	23.46%	19.84%	19.06%	12.96%
Mulchen 220	33.83%	23.52%	23.52%	23.46%	19.84%	19.06%	12.96%
Tap Laja 220	33.83%	23.52%	23.52%	23.46%	19.84%	19.06%	12.96%
Temuco 220	36.78%	26.47%	26.47%	26.41%	22.79%	22.02%	15.92%
Cautin 220	36.78%	26.47%	26.47%	26.41%	22.79%	22.02%	15.92%
Ciruelos 220	36.88%	26.56%	26.56%	26.50%	22.89%	22.11%	16.01%
Valdivia 220	38.22%	27.90%	27.90%	27.84%	24.23%	23.45%	17.35%
Rahue 220	39.35%	29.04%	29.04%	28.98%	25.36%	24.58%	18.48%
Pichirrahue 220	39.35%	29.04%	29.04%	28.98%	25.36%	24.58%	18.48%
Puerto Montt 220	41.62%	31.30%	31.30%	31.25%	27.63%	26.85%	20.75%

	Ancoa 220	Ancoa 500	Hualpen 220	Lagunillas 220	Charrua 220	Charrua 500	Mulchen 220
Diego de Almagro 220							
Carrera Pinto 220							
San Andres 220							
Cardones 220							
Maitencillo 220							
Punta Colorada 220							
Pan de Azucar 220							
Don Goyo 220							
Talinay 220							
Monte Redondo 220							
Las Palmas 220							
Los Vilos 220							
Nogales 220							
Quillota 220							
Los Maquis 220							
Polpaico 220							
Polpaico 500							
Lampa 220							
Cerro Navia 220							
Chena 220							
El Rodeo 220							
Alto Melipilla 220							
Alto Jahuel 220							
Alto Jahuel 500							
Maipo 220							
Candelaria 220							
Rapel 220							
Itahue 220							
Colbún 220							
Ancoa 220	0.08%						
Ancoa 500	0.08%	0.00%					
Hualpen 220	2.63%	2.55%	2.55%				
Lagunillas 220	4.85%	4.78%	4.78%	2.23%			
Charrua 220	12.14%	12.07%	12.07%	9.51%	7.29%		
Charrua 500	12.14%	12.07%	12.07%	9.51%	7.29%	0.00%	
Mulchen 220	12.14%	12.07%	12.07%	9.51%	7.29%	0.00%	0.00%
Tap Laja 220	12.14%	12.07%	12.07%	9.51%	7.29%	0.00%	0.00%
Temuco 220	15.10%	15.02%	15.02%	12.47%	10.24%	2.95%	2.95%
Cautin 220	15.10%	15.02%	15.02%	12.47%	10.24%	2.95%	2.95%
Ciruelos 220	15.19%	15.11%	15.11%	12.56%	10.33%	3.04%	3.04%
Valdivia 220	16.53%	16.45%	16.45%	13.90%	11.67%	4.38%	4.38%
Rahue 220	17.66%	17.59%	17.59%	15.04%	12.81%	5.52%	5.52%
Pichirrahue 220	17.66%	17.59%	17.59%	15.04%	12.81%	5.52%	5.52%
Puerto Montt 220	19.93%	19.86%	19.86%	17.30%	15.08%	7.79%	7.79%

	Tap Laja 220	Temuco 220	Cautin 220	Ciruelos 220	Valdivia 220	Rahue 220	Pichirrahue 220	Puerto Montt 220
Diego de Almagro 220								
Carrera Pinto 220								
San Andres 220								
Cardones 220								
Maitencillo 220								
Punta Colorada 220								
Pan de Azucar 220								
Don Goyo 220								
Talinay 220								
Monte Redondo 220								
Las Palmas 220								
Los Vilos 220								
Nogales 220								
Quillota 220								
Los Maquis 220								
Polpaico 220								
Polpaico 500								
Lampa 220								
Cerro Navia 220								
Chena 220								
El Rodeo 220								
Alto Melipilla 220								
Alto Jahuel 220								
Alto Jahuel 500								
Maipo 220								
Candelaria 220								
Rapel 220								
Itahue 220								
Colbún 220								
Ancoa 220								
Ancoa 500								
Hualpen 220								
Lagunillas 220								
Charrua 220								
Charrua 500								
Mulchen 220								
Tap Laja 220	0.00%							
Temuco 220	2.95%	2.95%						
Cautin 220	2.95%	2.95%	0.00%					
Ciruelos 220	3.04%	3.04%	0.09%	0.09%				
Valdivia 220	4.38%	4.38%	1.43%	1.43%	1.34%			
Rahue 220	5.52%	5.52%	2.57%	2.57%	2.48%	1.14%		
Pichirrahue 220	5.52%	5.52%	2.57%	2.57%	2.48%	1.14%	0.00%	
Puerto Montt 220	7.79%	7.79%	4.84%	4.84%	4.74%	3.41%	2.27%	2.27%

3.4 Matriz de Inyecciones SIC

	Diego de Almagro 220	Carrera Pinto 220	San Andres 220	Cardones 220	Maitencillo 220
Diego de Almagro 220	2.24%				
Carrera Pinto 220	3.02%	0.79%			
San Andres 220	3.26%	1.02%	0.23%		
Cardones 220	3.76%	1.53%	0.74%	0.51%	
Maitencillo 220	12.02%	9.78%	8.99%	8.76%	8.25%
Punta Colorada 220	12.13%	9.90%	9.11%	8.88%	8.37%
Pan de Azucar 220	12.33%	10.10%	9.31%	9.08%	8.57%
Don Goyo 220	12.78%	10.55%	9.76%	9.53%	9.02%
Talinay 220	13.45%	11.22%	10.43%	10.20%	9.69%
Monte Redondo 220	13.66%	11.42%	10.63%	10.40%	9.90%
Las Palmas 220	14.38%	12.15%	11.36%	11.13%	10.62%
Los Vilos 220	14.94%	12.70%	11.92%	11.68%	11.18%
Nogales 220	25.63%	23.40%	22.61%	22.38%	21.87%
Quillota 220	28.44%	26.21%	25.42%	25.19%	24.68%
Los Maquis 220	29.76%	27.53%	26.74%	26.51%	26.00%
Polpaico 220	32.47%	30.23%	29.45%	29.21%	28.71%
Polpaico 500	32.47%	30.23%	29.45%	29.21%	28.71%
Lampa 220	32.47%	30.23%	29.45%	29.21%	28.71%
Cerro Navia 220	40.08%	37.85%	37.06%	36.83%	36.32%
Chena 220	41.01%	38.77%	37.98%	37.75%	37.25%
El Rodeo 220	41.01%	38.77%	37.98%	37.75%	37.25%
Alto Melipilla 220	43.26%	41.02%	38.08%	37.85%	37.34%
Alto Jahuel 220	43.26%	41.02%	40.23%	40.00%	39.49%
Alto Jahuel 500	43.26%	41.02%	40.23%	40.00%	39.49%
Maipo 220	43.27%	41.03%	40.23%	40.00%	39.49%
Candelaria 220	44.82%	42.59%	40.25%	40.01%	39.51%
Rapel 220	51.48%	49.24%	41.80%	41.56%	41.06%
Itahue 220	56.38%	54.14%	48.46%	48.22%	47.72%
Colbún 220	62.71%	60.48%	53.35%	53.12%	52.61%
Ancoa 220	62.71%	60.48%	59.69%	59.46%	58.95%
Ancoa 500	62.71%	60.48%	59.69%	59.46%	58.95%
Hualpen 220	66.67%	64.44%	63.65%	63.42%	62.91%
Lagunillas 220	67.78%	65.55%	64.76%	64.52%	64.02%
Charrua 220	91.27%	89.03%	88.24%	88.01%	87.50%
Charrua 500	91.27%	89.03%	88.24%	88.01%	87.50%
Mulchen 220	94.62%	92.38%	91.60%	91.36%	90.86%
Tap Laja 220	95.05%	92.81%	92.02%	91.79%	91.28%
Temuco 220	95.41%	93.18%	92.39%	92.16%	91.65%
Cautin 220	95.41%	93.18%	92.39%	92.16%	91.65%
Ciruelos 220	95.97%	93.73%	92.95%	92.71%	92.21%
Valdivia 220	96.02%	93.78%	92.99%	92.76%	92.25%
Rahue 220	97.41%	95.17%	94.39%	94.15%	93.65%
Pichirrahue 220	97.91%	95.68%	94.89%	94.66%	94.15%
Puerto Montt 220	100.00%	97.76%	96.98%	96.74%	96.24%

	Punta Colorada 220	Pan de Azucar 220	Don Goyo 220	Talinay 220	Monte Redondo 220
Diego de Almagro 220					
Carrera Pinto 220					
San Andres 220					
Cardones 220					
Maitencillo 220					
Punta Colorada 220	0.12%				
Pan de Azucar 220	0.32%	0.20%			
Don Goyo 220	0.76%	0.65%	0.45%		
Talinay 220	1.44%	1.32%	1.12%	0.67%	
Monte Redondo 220	1.64%	1.52%	1.32%	0.88%	0.20%
Las Palmas 220	2.37%	2.25%	2.05%	1.60%	0.93%
Los Vilos 220	2.92%	2.81%	2.60%	2.16%	1.49%
Nogales 220	13.61%	13.50%	13.30%	12.85%	12.18%
Quillota 220	16.43%	16.31%	16.11%	15.66%	14.99%
Los Maquis 220	17.75%	17.63%	17.43%	16.98%	16.31%
Polpaico 220	20.45%	20.34%	20.13%	19.69%	19.01%
Polpaico 500	20.45%	20.34%	20.13%	19.69%	19.01%
Lampa 220	20.45%	20.34%	20.13%	19.69%	19.01%
Cerro Navia 220	28.07%	27.95%	27.75%	27.30%	26.63%
Chena 220	28.99%	28.87%	28.67%	28.23%	27.55%
El Rodeo 220	28.99%	28.87%	28.67%	28.23%	27.55%
Alto Melipilla 220	29.09%	28.97%	28.77%	28.32%	27.65%
Alto Jahuel 220	31.24%	31.12%	30.92%	30.47%	29.80%
Alto Jahuel 500	31.24%	31.12%	30.92%	30.47%	29.80%
Maipo 220	31.24%	31.12%	30.92%	30.47%	29.80%
Candelaria 220	31.25%	31.13%	30.93%	30.49%	29.81%
Rapel 220	32.80%	32.69%	32.49%	32.04%	31.37%
Itahue 220	39.46%	39.35%	39.14%	38.70%	38.02%
Colbún 220	44.36%	44.24%	44.04%	43.59%	42.92%
Ancoa 220	50.70%	50.58%	50.38%	49.93%	49.26%
Ancoa 500	50.70%	50.58%	50.38%	49.93%	49.26%
Hualpen 220	54.66%	54.54%	54.34%	53.89%	53.22%
Lagunillas 220	55.76%	55.65%	55.45%	55.00%	54.33%
Charrua 220	79.25%	79.13%	78.93%	78.48%	77.81%
Charrua 500	79.25%	79.13%	78.93%	78.48%	77.81%
Mulchen 220	82.60%	82.49%	82.28%	81.84%	81.16%
Tap Laja 220	83.03%	82.91%	82.71%	82.27%	81.59%
Temuco 220	83.40%	83.28%	83.08%	82.63%	81.96%
Cautin 220	83.40%	83.28%	83.08%	82.63%	81.96%
Ciruelos 220	83.95%	83.84%	83.63%	83.19%	82.52%
Valdivia 220	84.00%	83.88%	83.68%	83.24%	82.56%
Rahue 220	85.39%	85.28%	85.07%	84.63%	83.95%
Pichirrahue 220	85.90%	85.78%	85.58%	85.13%	84.46%
Puerto Montt 220	87.98%	87.87%	87.67%	87.22%	86.55%

	Las Palmas 220	Los Vilos 220	Nogales 220	Quillota 220	Los Maquis 220	Polpaico 220
Diego de Almagro 220						
Carrera Pinto 220						
San Andres 220						
Cardones 220						
Maitencillo 220						
Punta Colorada 220						
Pan de Azucar 220						
Don Goyo 220						
Talinay 220						
Monte Redondo 220						
Las Palmas 220	0.73%					
Los Vilos 220	1.28%	0.56%				
Nogales 220	11.97%	11.25%	10.69%			
Quillota 220	14.78%	14.06%	13.50%	2.81%		
Los Maquis 220	16.11%	15.38%	14.82%	4.13%	1.32%	
Polpaico 220	18.81%	18.09%	17.53%	6.84%	4.03%	2.70%
Polpaico 500	18.81%	18.09%	17.53%	6.84%	4.03%	2.70%
Lampa 220	18.81%	18.09%	17.53%	6.84%	4.03%	2.70%
Cerro Navia 220	26.43%	25.70%	25.14%	14.45%	11.64%	10.32%
Chena 220	27.35%	26.62%	26.07%	15.38%	12.57%	11.24%
El Rodeo 220	27.35%	26.62%	26.07%	15.38%	12.57%	11.24%
Alto Melipilla 220	27.45%	26.72%	26.16%	15.47%	12.66%	11.34%
Alto Jahuel 220	29.60%	28.87%	28.32%	17.62%	14.81%	13.49%
Alto Jahuel 500	29.60%	28.87%	28.32%	17.62%	14.81%	13.49%
Maipo 220	29.60%	28.87%	28.32%	17.62%	14.81%	13.49%
Candelaria 220	29.61%	28.88%	28.33%	17.64%	14.83%	13.50%
Rapel 220	31.16%	30.44%	29.88%	19.19%	16.38%	15.06%
Itahue 220	37.82%	37.10%	36.54%	25.85%	23.04%	21.72%
Colbún 220	42.72%	41.99%	41.44%	30.74%	27.93%	26.61%
Ancoa 220	49.06%	48.33%	47.77%	37.08%	34.27%	32.95%
Ancoa 500	49.06%	48.33%	47.77%	37.08%	34.27%	32.95%
Hualpen 220	53.02%	52.29%	51.74%	41.04%	38.23%	36.91%
Lagunillas 220	54.12%	53.40%	52.84%	42.15%	39.34%	38.02%
Charrua 220	77.61%	76.88%	76.33%	65.63%	62.82%	61.50%
Charrua 500	77.61%	76.88%	76.33%	65.63%	62.82%	61.50%
Mulchen 220	80.96%	80.24%	79.68%	68.99%	66.18%	64.85%
Tap Laja 220	81.39%	80.66%	80.11%	69.42%	66.60%	65.28%
Temuco 220	81.76%	81.03%	80.47%	69.78%	66.97%	65.65%
Cautin 220	81.76%	81.03%	80.47%	69.78%	66.97%	65.65%
Ciruelos 220	82.31%	81.59%	81.03%	70.34%	67.53%	66.21%
Valdivia 220	82.36%	81.63%	81.08%	70.39%	67.58%	66.25%
Rahue 220	83.75%	83.03%	82.47%	71.78%	68.97%	67.65%
Pichirrahue 220	84.26%	83.53%	82.97%	72.28%	69.47%	68.15%
Puerto Montt 220	86.34%	85.62%	85.06%	74.37%	71.56%	70.24%

	Polpaico 500	Lampa 220	Cerro Navia 220	Chena 220	El Rodeo 220	Alto Melipilla 220
Diego de Almagro 220						
Carrera Pinto 220						
San Andres 220						
Cardones 220						
Maitencillo 220						
Punta Colorada 220						
Pan de Azucar 220						
Don Goyo 220						
Talinay 220						
Monte Redondo 220						
Las Palmas 220						
Los Vilos 220						
Nogales 220						
Quillota 220						
Los Maquis 220						
Polpaico 220						
Polpaico 500	0.00%					
Lampa 220	0.00%	0.00%				
Cerro Navia 220	7.61%	7.61%	7.61%			
Chena 220	8.54%	8.54%	8.54%	0.92%		
El Rodeo 220	8.54%	8.54%	8.54%	0.92%	0.00%	
Alto Melipilla 220	8.63%	8.63%	8.63%	1.02%	0.10%	0.10%
Alto Jahuel 220	10.79%	10.79%	10.79%	3.17%	2.25%	2.25%
Alto Jahuel 500	10.79%	10.79%	10.79%	3.17%	2.25%	2.25%
Maipo 220	10.79%	10.79%	10.79%	3.17%	2.25%	2.25%
Candelaria 220	10.80%	10.80%	10.80%	3.19%	2.26%	2.26%
Rapel 220	12.35%	12.35%	12.35%	4.74%	3.81%	3.81%
Itahue 220	19.01%	19.01%	19.01%	11.40%	10.47%	10.47%
Colbún 220	23.91%	23.91%	23.91%	16.29%	15.37%	15.37%
Ancoa 220	30.25%	30.25%	30.25%	22.63%	21.71%	21.71%
Ancoa 500	30.25%	30.25%	30.25%	22.63%	21.71%	21.71%
Hualpen 220	34.21%	34.21%	34.21%	26.59%	25.67%	25.67%
Lagunillas 220	35.31%	35.31%	35.31%	27.70%	26.77%	26.77%
Charrua 220	58.80%	58.80%	58.80%	51.18%	50.26%	50.26%
Charrua 500	58.80%	58.80%	58.80%	51.18%	50.26%	50.26%
Mulchen 220	62.15%	62.15%	62.15%	54.54%	53.61%	53.61%
Tap Laja 220	62.58%	62.58%	62.58%	54.96%	54.04%	54.04%
Temuco 220	62.94%	62.94%	62.94%	55.33%	54.41%	54.41%
Cautin 220	62.94%	62.94%	62.94%	55.33%	54.41%	54.41%
Ciruelos 220	63.50%	63.50%	63.50%	55.89%	54.96%	54.96%
Valdivia 220	63.55%	63.55%	63.55%	55.93%	55.01%	55.01%
Rahue 220	64.94%	64.94%	64.94%	57.33%	56.40%	56.40%
Pichirrahue 220	65.45%	65.45%	65.45%	57.83%	56.91%	56.91%
Puerto Montt 220	67.53%	67.53%	67.53%	59.92%	58.99%	58.99%

	Alto Jahuel 220	Alto Jahuel 500	Maipo 220	Candelaria 220	Rapel 220	Itahue 220	Colbún 220
Diego de Almagro 220							
Carrera Pinto 220							
San Andres 220							
Cardones 220							
Maitencillo 220							
Punta Colorada 220							
Pan de Azucar 220							
Don Goyo 220							
Talinay 220							
Monte Redondo 220							
Las Palmas 220							
Los Vilos 220							
Nogales 220							
Quillota 220							
Los Maquis 220							
Polpaico 220							
Polpaico 500							
Lampa 220							
Cerro Navia 220							
Chena 220							
El Rodeo 220							
Alto Melipilla 220							
Alto Jahuel 220	2.15%						
Alto Jahuel 500	2.15%	0.00%					
Maipo 220	2.15%	0.00%	0.00%				
Candelaria 220	2.17%	0.01%	0.01%	0.01%			
Rapel 220	3.72%	1.56%	1.56%	1.56%	1.55%		
Itahue 220	10.38%	8.22%	8.22%	8.22%	8.21%	6.66%	
Colbún 220	15.27%	13.12%	13.12%	13.12%	13.11%	11.55%	4.90%
Ancoa 220	21.61%	19.46%	19.46%	19.46%	19.45%	17.89%	11.23%
Ancoa 500	21.61%	19.46%	19.46%	19.46%	19.45%	17.89%	11.23%
Hualpen 220	25.57%	23.42%	23.42%	23.42%	23.41%	21.85%	15.20%
Lagunillas 220	26.68%	24.52%	24.52%	24.52%	24.51%	22.96%	16.30%
Charrua 220	50.16%	48.01%	48.01%	48.01%	48.00%	46.45%	39.79%
Charrua 500	50.16%	48.01%	48.01%	48.01%	48.00%	46.45%	39.79%
Mulchen 220	53.52%	51.36%	51.36%	51.36%	51.35%	49.80%	43.14%
Tap Laja 220	53.94%	51.79%	51.79%	51.79%	51.78%	50.23%	43.57%
Temuco 220	54.31%	52.16%	52.16%	52.16%	52.14%	50.59%	43.93%
Cautin 220	54.31%	52.16%	52.16%	52.16%	52.14%	50.59%	43.93%
Ciruelos 220	54.87%	52.71%	52.71%	52.71%	52.70%	51.15%	44.49%
Valdivia 220	54.91%	52.76%	52.76%	52.76%	52.75%	51.20%	44.54%
Rahue 220	56.31%	54.15%	54.15%	54.15%	54.14%	52.59%	45.93%
Pichirrahue 220	56.81%	54.66%	54.66%	54.66%	54.65%	53.09%	46.44%
Puerto Montt 220	58.90%	56.74%	56.74%	56.74%	56.73%	55.18%	48.52%

	Ancoa 220	Ancoa 500	Hualpen 220	Lagunillas 220	Charrua 220	Charrua 500	Mulchen 220
Diego de Almagro 220							
Carrera Pinto 220							
San Andres 220							
Cardones 220							
Maitencillo 220							
Punta Colorada 220							
Pan de Azucar 220							
Don Goyo 220							
Talinay 220							
Monte Redondo 220							
Las Palmas 220							
Los Vilos 220							
Nogales 220							
Quillota 220							
Los Maquis 220							
Polpaico 220							
Polpaico 500							
Lampa 220							
Cerro Navia 220							
Chena 220							
El Rodeo 220							
Alto Melipilla 220							
Alto Jahuel 220							
Alto Jahuel 500							
Maipo 220							
Candelaria 220							
Rapel 220							
Itahue 220							
Colbún 220							
Ancoa 220	6.34%						
Ancoa 500	6.34%	0.00%					
Hualpen 220	10.30%	3.96%	3.96%				
Lagunillas 220	11.41%	5.07%	5.07%	1.11%			
Charrua 220	34.89%	28.55%	28.55%	24.59%	23.49%		
Charrua 500	34.89%	28.55%	28.55%	24.59%	23.49%	0.00%	
Mulchen 220	38.24%	31.90%	31.90%	27.94%	26.84%	3.35%	3.35%
Tap Laja 220	38.67%	32.33%	32.33%	28.37%	27.27%	3.78%	3.78%
Temuco 220	39.04%	32.70%	32.70%	28.74%	27.63%	4.15%	4.15%
Cautin 220	39.04%	32.70%	32.70%	28.74%	27.63%	4.15%	4.15%
Ciruelos 220	39.59%	33.26%	33.26%	29.29%	28.19%	4.70%	4.70%
Valdivia 220	39.64%	33.30%	33.30%	29.34%	28.24%	4.75%	4.75%
Rahue 220	41.03%	34.70%	34.70%	30.73%	29.63%	6.14%	6.14%
Pichirrahue 220	41.54%	35.20%	35.20%	31.24%	30.13%	6.65%	6.65%
Puerto Montt 220	43.62%	37.29%	37.29%	33.33%	32.22%	8.73%	8.73%

	Tap Laja 220	Temuco 220	Cautin 220	Ciruelos 220	Valdivia 220	Rahue 220	Pichirrahue 220	Puerto Montt 220
Diego de Almagro 220								
Carrera Pinto 220								
San Andres 220								
Cardones 220								
Maitencillo 220								
Punta Colorada 220								
Pan de Azucar 220								
Don Goyo 220								
Talinay 220								
Monte Redondo 220								
Las Palmas 220								
Los Vilos 220								
Nogales 220								
Quillota 220								
Los Maquis 220								
Polpaico 220								
Polpaico 500								
Lampa 220								
Cerro Navia 220								
Chena 220								
El Rodeo 220								
Alto Melipilla 220								
Alto Jahuel 220								
Alto Jahuel 500								
Maipo 220								
Candelaria 220								
Rapel 220								
Itahue 220								
Colbún 220								
Ancoa 220								
Ancoa 500								
Hualpen 220								
Lagunillas 220								
Charrua 220								
Charrua 500								
Mulchen 220								
Tap Laja 220	0.43%							
Temuco 220	0.79%	0.37%						
Cautin 220	0.79%	0.37%	0.00%					
Ciruelos 220	1.35%	0.92%	0.56%	0.56%				
Valdivia 220	1.40%	0.97%	0.60%	0.60%	0.05%			
Rahue 220	2.79%	2.36%	2.00%	2.00%	1.44%	1.39%		
Pichirrahue 220	3.30%	2.87%	2.50%	2.50%	1.94%	1.90%	0.50%	
Puerto Montt 220	5.38%	4.95%	4.59%	4.59%	4.03%	3.98%	2.59%	2.09%

3.5 Matriz de Densidad de Utilización SIC

	Diego de Almagro 220	Carrera Pinto 220	San Andres 220	Cardones 220	Maitencillo 220
Charrua 220	1.012	1.030	1.024	1.024	1.114
Charrua 500	1.012	1.030	1.024	1.024	1.114
Mulchen 220	1.047	1.066	1.061	1.061	1.155
Tap Laja 220	1.050	1.069	1.064	1.064	1.158
Temuco 220	1.045	1.064	1.058	1.058	1.151
Cautin 220	1.039	1.058	1.052	1.052	1.143
Ciruelos 220	1.008	1.024	1.019	1.019	1.103
Valdivia 220	0.992	1.008	1.002	1.002	1.084
Rahue 220	0.995	1.011	1.006	1.005	1.086
Pichirrahue 220	0.991	1.006	1.000	1.000	1.080
Puerto Montt 220	1.000	1.016	1.010	1.010	1.090

	Punta Colorada 220	Pan de Azucar 220	Don Goyo 220	Talinay 220	Monte Redondo 220
Charrua 220	1.125	1.141	1.380	1.376	1.368
Charrua 500	1.125	1.141	1.380	1.376	1.368
Mulchen 220	1.170	1.186	1.435	1.431	1.423
Tap Laja 220	1.173	1.190	1.438	1.434	1.427
Temuco 220	1.166	1.182	1.425	1.421	1.414
Cautin 220	1.157	1.173	1.413	1.409	1.401
Ciruelos 220	1.112	1.127	1.344	1.340	1.333
Valdivia 220	1.090	1.104	1.312	1.308	1.301
Rahue 220	1.093	1.107	1.312	1.308	1.301
Pichirrahue 220	1.086	1.100	1.300	1.296	1.289
Puerto Montt 220	1.096	1.110	1.309	1.305	1.298

	Las Palmas 220	Los Vilos 220	Nogales 220
Charrua 220	1.378	1.383	1.393
Charrua 500	1.378	1.383	1.393
Mulchen 220	1.433	1.439	1.450
Tap Laja 220	1.437	1.443	1.454
Temuco 220	1.424	1.430	1.440
Cautin 220	1.411	1.416	1.427
Ciruelos 220	1.342	1.346	1.354
Valdivia 220	1.309	1.313	1.321
Rahue 220	1.309	1.313	1.321
Pichirrahue 220	1.297	1.301	1.308
Puerto Montt 220	1.306	1.310	1.317

3.6 Matriz de Demanda SING

	Pozo Almonte 220	Tarapaca 220	Lagunas 220	Nueva Victoria 220	Crucero 220	Encuentro 220
Pozo Almonte 220	2%					
Tarapaca 220	7%	4%				
Lagunas 220	10%	7%	3%			
Nueva Victoria 220	10%	7%	3%	0%		
Crucero 220	34%	31%	27%	24%	24%	
Encuentro 220	54%	52%	47%	44%	44%	20%
Atacama 220	57%	55%	50%	47%	47%	23%
El Cobre 220	66%	63%	59%	56%	56%	32%
Laberinto 220	69%	67%	62%	59%	59%	35%
Nueva Zaldivar 220	74%	72%	67%	64%	64%	40%
Domeyko 220	89%	86%	82%	79%	79%	55%
Sulfuros 220	93%	90%	86%	83%	83%	59%
Escondida 220	100%	98%	93%	90%	90%	66%

	Atacama 220	El Cobre 220	Laberinto 220	Nueva Zaldivar 220	Domeyko 220	Sulfuros 220	Escondida 220
Pozo Almonte 220							
Tarapaca 220							
Lagunas 220							
Nueva Victoria							
Crucero 220							
Encuentro 220							
Atacama 220	3%						
El Cobre 220	12%	9%					
Laberinto 220	15%	12%	3%				
Nueva Zaldivar	20%	17%	8%	5%			
Domeyko 220	35%	32%	23%	20%	14%		
Sulfuros 220	39%	36%	27%	24%	19%	4%	
Escondida 220	46%	43%	34%	31%	26%	11%	7%

3.7 Matriz de Inyecciones SING

	Pozo Almonte 220	Tarapaca 220	Lagunas 220	Nueva Victoria 220	Crucero 220	Encuentro 220
Pozo Almonte 220	2%					
Tarapaca 220	7%	5%				
Lagunas 220	7%	5%	0%			
Nueva Victoria 220	7%	5%	0%	0%		
Crucero 220	44%	42%	37%	37%	37%	
Encuentro 220	56%	54%	49%	49%	49%	13%
Atacama 220	58%	56%	51%	51%	51%	14%
El Cobre 220	74%	72%	66%	66%	66%	30%
Laberinto 220	95%	94%	88%	88%	88%	52%
Nueva Zaldivar 220	95%	94%	88%	88%	88%	52%
Domeyko 220	100%	98%	93%	93%	93%	56%
Sulfuros 220	100%	98%	93%	93%	93%	56%
Escondida 220	100%	98%	93%	93%	93%	56%

	Atacama 220	El Cobre 220	Laberinto 220	Nueva Zaldivar 220	Domeyko 220	Sulfuros 220	Escondida 220
Pozo Almonte 220							
Tarapaca 220							
Lagunas 220							
Nueva Victoria							
Crucero 220							
Encuentro 220							
Atacama 220	1%						
El Cobre 220	17%	16%					
Laberinto 220	39%	38%	22%				
Nueva Zaldivar	39%	38%	22%	0%			
Domeyko 220	44%	42%	26%	5%	5%		
Sulfuros 220	44%	42%	26%	5%	5%	0%	
Escondida 220	44%	42%	26%	5%	5%	0%	0%

3.8 Matriz de Densidad de Utilización SING

S/E	Pozo Almonte 220	Tarapaca 220	Lagunas 220	Nueva Victoria 220	Crucero 220
Domeyko 220	1,0330	1,0535	1,1158	1,8595	2,1173
Sulfuros 220	1,0251	1,0451	1,1059	1,8322	2,0820
Escondida 220	1,0000	1,0185	1,0745	1,7476	1,9735

PARTE V

INFORME 3

PLANES DE EXPANSIÓN DEL SIC

INTRODUCCIÓN

En el contexto del Estudio de Transmisión Troncal (ETT) el Consorcio Mercados Interconectados compuesto por las empresas KAS Ingeniería S.A., SIGLA S.A. y AF Mercados EMI S.A., en adelante el "Consultor" o el "Consorcio", realiza para la CNE este Informe de avance N°3, que contiene las materias especificadas en la parte IV, numeral 2 de las Bases Técnicas del estudio. Este informe será entregado para ser revisado por el Comité de Contratación y Supervisión del ETT, en adelante Comité, y por los participantes del ETT.

Este Informe se ha organizado en 7 capítulos y 11 anexos.

- El Capítulo 1 entrega un resumen de los proyectos de transmisión presentados por los participantes a los respectivos CDEC para ser considerados en este estudio, en conformidad con lo dispuesto en el Anexo 9 de las Bases Técnicas.
- En el Capítulo 2 se presentan los antecedentes que definen los tres escenarios evaluados en el estudio. Estos involucran la interconexión SING-SIC, incluyendo en uno de los casos una línea de transmisión internacional. Para cada escenario se presenta un resumen de las obras consideradas y la evolución de los costos marginales del sistema en el período de estudio evaluado.
- El Capítulo 3 corresponde al diagnóstico del sistema en base a los flujos proyectados en los distintos tramos del sistema de transmisión y la formulación de alternativas para su expansión. Estas alternativas consideraron las propuestas de los participantes así como proyectos formulados por el consultor, para responder a las exigencias impuestas por los escenarios de generación y demanda.
- En el Capítulo 4 se realizan los análisis de factibilidad técnica de las alternativas de expansión y se determinan los límites de transmisión en el sistema por tramos.
- En el Capítulo 5 se presenta la evaluación económica de las alternativas de transmisión consideradas en cada escenario de expansión del sistema y las alternativas de expansión realizadas en el estudio de dichos escenarios
- El capítulo 6 presenta las obras de transmisión recomendadas como plan de expansión para el sistema troncal del SIC y del SING.

- Finalmente, el Capítulo 7 presenta los estudios que verifican el cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, en adelante, Norma Técnica o NT, para cada plan de expansión.

Los Anexos de este informe complementan los contenidos de los Capítulos correspondientes en las siguientes materias.

- ANEXO I: Modelaciones en OSE2000
- ANEXO II: Bases OSE2000
- ANEXO III: Salidas OSE2000
- ANEXO IV: Planes de obras de generación por escenario
- ANEXO V: Presupuestos, costos unitarios y cronogramas de ejecución.
- ANEXO VI: Flujos por líneas en cada escenario
- ANEXO VII: Descripción de proyectos de transmisión
- ANEXO VIII: Límites de transmisión
- ANEXO IX: Verificación del cumplimiento de la NT
- ANEXO X: Obras de transmisión en el SING por punto de interconexión
- ANEXO XI: Casos Ordena

2. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN EN EJECUCIÓN Y PROPUESTOS

2.1. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN EN CONSTRUCCIÓN

En las tablas presentadas a continuación se resumen los proyectos de transmisión troncal que fueron considerados, tanto en construcción como en proceso de licitación o adjudicación en el SIC y en el SING de acuerdo a las bases del ETT, con sus respectivas fechas de puesta en servicio.

Tabla 5. Proyectos en construcción en el Sistema Troncal - SIC

Descripción Obra Troncal	Fecha aproximada de conexión al sistema
Subestación Seccionadora Lo Aguirre: Etapa I (secciona Polpaico - Alto Jahuel 2x500 [kV])	sep-15
Ampliación S/E Cerro Navia 220 kV (para nueva línea Lo Aguirre - Cerro Navia 2x220 [kV])	sep-15
Nueva Línea Ancoa – Alto Jahuel 2x500 [kV]: tendido del primer circuito	dic-15
Nueva Línea Ancoa – Alto Jahuel 2x500 [kV]: tendido del segundo circuito	feb-16
Segundo Transformador Ancoa 500/220 [kV]	mar-16
Aumento de capacidad línea Maitencillo – Cardones 1x220 [kV]	jun-16
Ampliación S/E Ciruelos 220 [kV] (incluye seccionamiento en Ciruelos de la línea Valdivia - Cautín 220 [kV])	oct-16
Tercer Banco de Autotransformadores 500/220 [kV], de 750 [MVA], en la S/E Alto Jahuel	sep-17
Nueva Línea Cardones – Diego de Almagro 2x220 [kV]: tendido del primer circuito	oct-17
Nueva Línea Cardones – Diego de Almagro 2x220 kV: tendido del segundo circuito, con seccionamiento en S/E Carrera Pinto	oct-17
Nueva Línea Cardones – Maitencillo 2x500 [kV]	ene-18
Nueva Línea Maitencillo – Pan de Azúcar 2x500 [kV]	ene-18
Nueva Línea Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 [kV]	ene-18
Banco de autotransformadores S/E Nueva Cardones, 500/220 [kV], 750 [MVA]	ene-18
Banco de autotransformadores S/E Nueva Maitencillo, 500/220 [kV], 750 [MVA]	ene-18
Banco de autotransformadores S/E Nueva Pan de Azúcar, 500/220 [kV], 750 [MVA]	ene-18
Nueva Línea Charrúa – Ancoa 2x500 [kV]: tendido del primer circuito	mar-18
Nueva línea Ciruelos - Pichirropulli 2x220 [kV]: tendido del primer circuito	mar-18
Nueva línea Ciruelos - Pichirropulli 2x220 [kV]: tendido del segundo circuito	mar-18
Subestación Nueva Charrúa; Seccionamiento de líneas Charrúa - Ancoa 2x500 [kV] 1 y 2; Nueva línea Nueva Charrúa - Charrúa 2x220 [kV]	abr-18
Nueva Línea 1x220 [kV] A. Melipilla – Rapel	may-18
Nueva Línea 2x220 [kV] Lo Aguirre – A. Melipilla, con un circuito tendido	may-18
Nueva línea Lo Aguirre - Cerro Navia 2x220 [kV]	jun-18
Seccionamiento completo en S/E Rahue	jul-18
Línea Pichirropulli - Puerto Montt 2x500 [kV], energizada en 220 [kV]	oct-21

Tabla 6. Proyectos en construcción en el Sistema Troncal - SING

Descripción Obra Troncal	Fecha aproximada de conexión al sistema
S/E Miraje 220 [kV] (secciona línea Atacama - Encuentro 2x220 [kV])	oct-15
Seccionamiento línea 2x220 [kV] Atacama – Domeyko en S/E O'Higgins	oct-15
Aumento capacidad de línea 2x220 [kV] Crucero - Encuentro	mar-16
Nueva Línea 2x220 [kV] Encuentro - Lagunas	abr-17
S/E Nueva Crucero Encuentro	ago-18

2.2. PROYECTOS PROPUESTOS POR LOS PARTICIPANTES

De acuerdo a lo informado por la Dirección de Peajes del CDEC – SING, no hay proyectos de transmisión presentados por los participantes para el Sistema de Transmisión Troncal.

Para el caso del SIC, en la siguiente tabla se resumen los proyectos de transmisión presentados por los participantes según lo informado por la Dirección de Peajes del CDEC – SIC, de acuerdo con el Anexo 9 de las Bases Técnicas.

Los proyectos presentados corresponden a cuatro aumentos de capacidad de barra en distintas subestaciones. Los cuatro proyectos fueron presentados por Transelec.

Tabla 7. Proyectos propuestos por los participantes - SIC

Presentado por	Instalación	Fecha referencial de conexión al sistema
Transelec	Aumento de capacidad de barra principal sección 1 en S/E Diego de Almagro 220 kV	nov-17
	Aumento de capacidad de barras en Subestación Cardones 220 kV	feb-18
	Aumento de capacidad de barras en Subestación Pan de Azúcar 220 kV	feb-18
	Aumento capacidad de barras en Subestación Cerro Navia 220 kV	oct-18

2.3. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN PROPUESTOS POR EL CONSULTOR

El consultor ha diseñado diferentes propuestas para los planes de desarrollo en el SING y el SIC. Para facilitar una mejor comprensión de estos proyectos y de su inserción en el plan respectivo, el detalle de estos se muestra en el Capítulo 3 del presente Informe, junto con el análisis de sus efectos en el sistema de transmisión.

3. ANTECEDENTES DE ESCENARIOS DE GENERACIÓN Y DEMANDA

3.1. BASES DEL ESTUDIO

Las bases del estudio utilizadas para el desarrollo de los distintos escenarios realizados considerando las proyecciones de demanda, precios de los combustibles y expansión de la generación en el SIC y en el SING se resumen a continuación. La proyección de demanda y los precios de combustibles fueron hipótesis comunes al momento de evaluar cada escenario.

3.1.1. DEMANDA

Para el desarrollo del estudio se contó con el detalle mensual de demanda de cada consumo residencial e industrial presente en el sistema desde el año 2014 al 2033. Dado que en la modelación utilizada no se alcanza un nivel de detalle que involucre los sistemas de distribución, cada consumo se asignó a una barra que sí está considerada en el modelo OSE2000. En las siguientes tablas se presenta el crecimiento de la demanda de consumos regulados e industriales del SIC y el SING considerados en los escenarios de estudio.

Tabla 8. Proyección de la demanda en el SIC

Año	Demanda Industrial [GWh]	%	Demanda Vegetativa [GWh]	%	Demanda Total [GWh]	%
2014	19982	-	31708	-	51690	-
2015	21052	5%	33135	5%	54187	5%
2016	22203	5%	34481	4%	56685	5%
2017	23773	7%	35764	4%	59537	5%
2018	25975	9%	37055	4%	63030	6%
2019	27298	5%	38354	4%	65652	4%
2020	28582	5%	39664	3%	68247	4%
2021	29936	5%	40983	3%	70918	4%
2022	31295	5%	42309	3%	73605	4%
2023	32691	4%	43646	3%	76336	4%
2024	34135	4%	44991	3%	79126	4%
2025	35526	4%	46345	3%	81870	3%
2026	36780	4%	47708	3%	84488	3%
2027	38064	3%	49080	3%	87144	3%
2028	39365	3%	50461	3%	89826	3%
2029	40645	3%	51851	3%	92497	3%
2030	41940	3%	53250	3%	95190	3%
2031	43260	3%	54658	3%	97918	3%
2032	44601	3%	56075	3%	100676	3%
2033	45985	3%	57254	2%	103238	3%

Tabla 9. Proyección de la demanda en el SING

Año	Demanda Industrial [GWh]	%	Demanda Vegetativa [GWh]	%	Demanda Total [GWh]	%
2014	14750	-	1820	-	16569	-
2015	15860	8%	1906	5%	17766	7%
2016	16605	5%	1990	4%	18595	5%
2017	17571	6%	2074	4%	19645	6%
2018	18779	7%	2156	4%	20935	7%
2019	19987	6%	2237	4%	22224	6%
2020	21093	6%	2318	4%	23411	5%
2021	22349	6%	2398	3%	24747	6%
2022	23649	6%	2479	3%	26128	6%
2023	25051	6%	2556	3%	27608	6%
2024	26444	6%	2633	3%	29078	5%
2025	27800	5%	2709	3%	30509	5%
2026	29051	4%	2784	3%	31835	4%
2027	30311	4%	2858	3%	33169	4%
2028	31553	4%	2932	3%	34485	4%
2029	32767	4%	3007	3%	35774	4%
2030	33973	4%	3082	2%	37055	4%
2031	35098	3%	3156	2%	38253	3%
2032	36291	3%	3229	2%	39519	3%
2033	37477	3%	3337	3%	40814	3%

La información de demanda fue obtenida del Anexo 7 de las Bases Técnicas, y a la demanda del SIC se incorporó el proyecto minero Dominga, cuya entrada en operación se proyecta en enero de 2018, y que se ubicaría en Punta Colorada.

Por otra parte, en el Anexo III se encuentran disponibles las distribuciones de demanda por barra, tanto de energía como de potencia, que fueron modeladas para el desarrollo del estudio.

3.1.2. PRECIOS DE COMBUSTIBLES

Los precios de los combustibles utilizados en la modelación corresponden a los expuestos en el Informe Técnico de Precio de Nudo (ITPN) de Octubre del 2013. En dicho informe solo se encuentran las estimaciones de precio hasta el año 2023. Es por esto que para completar la proyección hasta el horizonte de evaluación del ETT, se utilizó la proyección de EIA del Departamento de Energía de Estados Unidos.

Tabla 10. Proyección de precio de los combustibles

Año	Carbón Térmico	Crudo WTI	GNL	Fuente
	Precio [US$/Ton]	Precio [US$/BBL]	Precio [US$/MMBTU]	
2014	103.88	90.29	10.06	CNE
2015	103.88	90.19	10.05	CNE
2016	105.12	93.39	10.66	CNE
2017	106.25	98.24	10.84	CNE
2018	106.52	100.92	9.70	CNE
2019	107.05	103.54	9.81	CNE
2020	107.69	105.91	9.92	CNE
2021	109.00	108.35	10.25	CNE - EIA
2022	110.34	110.90	10.35	CNE - EIA
2023	111.45	113.16	10.60	CNE - EIA
2024	112.96	115.44	10.99	CNE – EIA
2025	114.39	117.59	11.26	CNE – EIA
2026	115.77	119.30	11.37	CNE – EIA
2027	116.99	121.54	11.54	CNE – EIA
2028	118.15	123.02	11.78	CNE – EIA
2029	119.24	124.85	12.21	CNE – EIA
2030	120.65	126.34	12.69	CNE – EIA
2031	121.63	128.09	12.94	CNE – EIA
2032	122.66	130.06	13.15	CNE – EIA
2033	123.74	132.12	13.55	CNE – EIA

3.1.3. GENERACIÓN

Las obras de generación declaradas en construcción se desprenden de la información proporcionada por el CDEC-SIC y el CDEC - SING, específicamente en el Anexo 4 de las bases técnicas del ETT, y se listan en las siguientes tablas. Estas obras son consideradas en todos los escenarios de generación, con las características informadas en el anexo.

Tabla 11. Obras de Generación en Construcción - SIC

Central	Barra de conexión	MW	Fecha entrada	Tipo
Eólica Punta Palmeras	Las Palmas 220 kV	15	01/12/2014	Eólica
Los Hierros II	Tap Off 110 kV (entre barras Los Hierros 110 kV y Canal Melado 110 kV)	6.7	01/11/2014	Pasada
Ñuble	S/E San Fabián 220 kV	136	01/07/2017	Pasada
Itata	Tap Off 66 kV (entre barras Chillán 66 kV y Charrúa 66 kV)	20	01/06/2015	Pasada
Eólica Los Cururos	Seccionamiento mediante la S/E La Cebada 220 kV del circuito 1 Las Palmas - Pan de Azúcar 220 kV	110	01/03/2014	Eólica
PV Salvador	Tap Off en línea Diego de Almagro - Salvador 110 kV	68	01/09/2014	Solar
Luz del Norte	Carrera Pinto 220 kV	141	01/03/2015	Solar
Laja I	Tap Off El Rosal 220 kV	34	01/10/2014	Pasada
Eólica Cabo Leones I	Nueva S/E Eólica Cabo Leones 220 kV, línea de 109 km a S/E Maitencillo 220 kV	170	01/06/2015	Eólica
Eólica Cabo Leones II	Nueva S/E Eólica Cabo Leones 220 kV, línea de 109 km a S/E Maitencillo 220 kV	204	2° semestre 2015	Eólica
El Paso	La Confluencia 220 kV	60	01/11/2014	Pasada
Lalackama	Tap-off Diego de Almagro - Paposo 220 kV	55	01/12/2014	Solar
Pedernales	Tap-off Carrera Pinto - Diego de Almagro 220 kV	100	01/11/2015	Solar
Pampa Solar Norte	Tap-off Diego de Almagro - Paposo 220 kV	90.6	01/06/2015	Solar
Tal Tal Eólico	Tap-off Diego de Almagro - Paposo 220 kV	99	01/09/2014	Eólica
Eólico El Arrayán	Seccionamiento Las Palmas - Pan de Azúcar 220 kV	115	01/02/2014	Eólica
Parque Eólico Negrete Cuel	Santa Luisa 154 kV (Conexión en derivación línea Los Ángeles - Santa Fe 154 kV)	50	01/02/2014	Eólico
Llano de Llampos	Tap Off en línea Cardones - Cerro Negro 220 kV	100	01/02/2014	Solar
San Andrés	Nueva S/E San Andrés 220 kV (entre barras S/E Cardones 220 kV y S/E Carrera Pinto 220 kV)	50	01/02/2014	Solar

Tabla 12. Obras de Generación en Construcción - SING

Central	Barra de Conexión	MW	Fecha entrada	Tipo
Kelar	Enlace 220 kV	517	01/10/2016	GNL/Diesel
María Elena	Seccionamiento Crucero - Lagunas 220 kV (circuito 1)	71.2	01/09/2014	Solar
La Huayca II	Tamarugal 66 kV (conectada a S/E Pozo Almonte)	21	01/05/2014	Solar
Cochrane I	Cochrane 220 kV	236	01/06/2016	Carbón
Cochrane II	Cochrane 220 kV	236	01/10/2016	Carbón

Adicionalmente a las obras declaradas en construcción, en la información enviada por ambos CDEC se especifican centrales de generación que han sido presentadas y que eventualmente podrían construirse. Estas centrales se listan en la Tabla 10. Estas obras se utilizan como referencia para la elaboración de los planes de expansión, en los cuales no necesariamente se utilizan los mismo nombres (en ocasiones se utilizan denominaciones genéricas) ni las fechas de entrada informadas en el anexo.

Tabla 13. Obras de Generación Presentadas - SIC

Central	Barra de conexión	MW	Fecha entrada	Tipo
Rucalhue	Mulchén 220 kV	90	1° Semestre 2018	Pasada
San Miguel	Mampil 220 kV	48	2° Semestre 2018	Pasada
Eólico Las Peñas	Carampangue 66 kV	9	S/I	Eólica
Cuervo	Puerto Montt 500 kV	640	01/12/2022	Embalse
Blanco	Puerto Montt 500 kV	385	01/08/2023	Embalse
Cóndor	Puerto Montt 500 kV	54	01/08/2023	Embalse
Baker 1	Puerto Montt 500 kV	660	01/01/2022	Pasada
Baker 2	Puerto Montt 500 kV	360	01/01/2029	Pasada
Pascua 1	Puerto Montt 500 kV	460	01/01/2027	Pasada
Pascua 2	Puerto Montt 500 kV	770	01/01/2025	Pasada
Pascua 3	Puerto Montt 500 kV	500	01/01/2023	Pasada
Monte Solar	Diego de Almagro 220 kV	57	S/I	Solar
Tambo Real 2	Vicuña 23 kV (conectada a Pan de Azúcar 220 kV)	1.86	01/05/2014	Solar
Mediterráneo	Reloncaví 220 kV (Seccionamiento Canutillar - Puerto Montt 2x220 kV)	210	01/03/2018	Pasada
Punta Sierra	Seccionamiento Monte Redondo - Las Palmas 2x220 kV	2.4	01/10/2015	Eólica
Alena	Los Angeles 154 kV	43.5	S/I	Eólica
Aurora	8.5 km al oeste de Llanquihue, en línea de 220 kV	78	S/I	Eólica

Central	Barra de conexión	MW	Fecha entrada	Tipo
San Manuel	Los Angeles 154 kV	27	S/I	Eólica
Javiera	Seccionamiento Diego de Almagro - Taltal 110 kV	69	01/12/2014	Solar
Estancia Délano	Seccionamiento Maitencillo - Cardones 220 kV	102	01/04/2015	Solar
Los Aromos	Seccionamiento Las Vegas – Cerro Navia 110 kV	157	01/06/2015	Solar
Quilapilún	Seccionamiento Polpaico - El Llano 220 kV	273	01/08/2015	Solar
El Salvador	Seccionamiento Diego de Almagro - Potrerillos 110 kV	180	01/07/2015	Solar
Valle de la Vaca	Seccionamiento Diego de Almagro - Paposo 220 kV	100	2017	Solar
Marañon	Seccionamiento Maitencillo - Cardones 220 kV	100	2017	Solar
La Calera	Seccionamiento Nogales - Los Vilos 220 kV	80	2016	Solar
Pama	Seccionamiento Ovalle - Illapel 110 kV	80	2016	Solar
Polpaico	Polpaico 220 kV	80	2016	Solar
El Sobrante	Seccionamiento Quillota - Pelambres 220 kV	40	2017	Solar
Quilapilún II	Seccionamiento Polpaico - El Llano 220 kV	80	2017	Solar
Campesino 1 (Octopus)	Seccionamiento Charrúa - Ancoa 500 kV	600	01/04/2018	GNL
Campesino 2 (Octopus)	Seccionamiento Charrúa - Ancoa 500 kV	600	01/04/2020	GNL

Tabla 14. Obras de generación presentadas - SING

Central	Barra de Conexión	MW	Fecha entrada	Tipo
Gramadal	Seccionamiento Parinacota - Condores 220 kV	99	01/08/2015	Solar

3.1.4. CUMPLIMIENTO DE REQUERIMIENTO ERNC

Los planes de obras de generación en todos los casos cumplen con el requerimiento de la cuota de inyección proveniente de centrales ERNC, proveniene de la Ley 20257 o Ley 20/25. De este modo, para el año 2025 se verifica que la generación proveniente de estas tecnologías sigan lo indicado en el Artículo 1° Transitorio de la Ley 20257, modificado por el Artículo 2° de la Ley 20.698.

Los porcentajes de la demanda que deben satisfacerse mediante generación ERNC fueron obtenidos del informe “Programa de Obras de Generación y Transmisión del SIC y del SING” desarrollado por la CNE en agosto de 2014. En la siguiente tabla se presentan los

porcentajes indicados y las cuotas satisfechas en ambos sistemas mediante generación ERNC.

Tabla 15. Requirimiento de generación ERNC según Ley 20257 en el SIC

Año	Meta ERNC		Generación ERNC	
	[%]	[GWh]	[%]	[GWh]
2014	3.5%	1809	11.8%	6108
2015	4.1%	2222	15.0%	8135
2016	4.9%	2777	15.7%	8877
2017	5.4%	3195	15.1%	8947
2018	6.1%	3760	15.0%	9239
2019	6.9%	4434	14.2%	9103
2020	8.6%	5749	14.0%	9378
2021	10.2%	7091	13.5%	9367
2022	12.1%	8737	14.8%	10718
2023	14.1%	10566	14.9%	11149
2024	16.7%	12980	17.0%	13205
2025	18.1%	14565	18.3%	14739
2026	18.5%	15371	18.6%	15428
2027	18.5%	15862	18.6%	15970
2028	18.6%	16446	18.7%	16553
2029	18.6%	16943	18.7%	17010
2030	18.6%	17379	18.6%	17418
2031	18.6%	17687	18.9%	17962
2032	18.6%	18190	18.8%	18394
2033	18.6%	18654	18.8%	18810

Los porcentajes indicados en la Tabla 11 corresponden a todos los casos analizados, considerando sólo el SIC. A continuación se presentan los valores para el SING, siguiendo la misma referencia mencionada.

Tabla 16. Requerimiento de generación ERNC según Ley 20257 en el SING

Año	Meta ERNC		Generación ERNC	
	[%]	[GWh]	[%]	[GWh]
2014	2.9%	481	3.1%	508
2015	3.3%	586	4.5%	795
2016	4.2%	781	4.6%	858
2017	5.0%	982	4.4%	858
2018	5.9%	1235	4.9%	1030
2019	6.7%	1489	7.0%	1548
2020	7.9%	1849	8.6%	2025
2021	9.1%	2252	9.3%	2306
2022	9.8%	2561	10.7%	2791
2023	10.6%	2926	10.7%	2949
2024	11.4%	3315	11.8%	3437
2025	12.9%	3936	13.2%	4038
2026	13.6%	4330	13.7%	4364
2027	14.7%	4876	14.8%	4920
2028	15.0%	5173	15.2%	5250
2029	16.0%	5724	16.1%	5753
2030	16.0%	5929	16.1%	5975
2031	16.0%	6121	16.4%	6264
2032	16.0%	6323	16.1%	6378
2033	16.0%	6530	16.2%	6630

3.1.5. OTRAS CONSIDERACIONES

Los valores de costo de falla utilizados corresponden a los indicados en el Informe Técnico de Precio de Nudo, de Octubre de 2013. Para los escenarios de interconexión SING-SIC se utilizó el costo de falla de cada sistema en forma independiente.

En las siguientes tablas se presentan los costos de falla del SIC y el SING por separado, de acuerdo al nivel de profundidad de la misma.

Tabla 17. Costos de falla considerados para el SIC

Profundidad de Falla	Costo de falla SIC [US$/MWh]
0-5%	433.49
5-10%	547.01
10-20%	716.51
Sobre 20%	806.56

Tabla 18. Costos de falla considerados para el SING

Profundidad de Falla	Costo de falla SING [US$/MWh]
0-5%	427.55
5-10%	483.67
10-20%	738.11
Sobre 20%	955.95

Por otra parte, se consideró el plan de mantenimiento mayor de centrales disponible en la base del ITPN Octubre 2013, tanto para las centrales que operan en el SIC como para las que lo hacen en el SING. Además, se consideraron como cotas iniciales de los embalses ubicados en el SIC los valores de abril de 2014.

3.2. MODELOS Y REPRESENTACIÓN DE LOS SISTEMAS

Para los estudios de abastecimiento, determinación del despacho económico de las unidades, flujos en líneas y determinación del costo total de abastecimiento, se utilizó el Modelo OSE2000, cuya descripción se entrega en el Anexo I del presente informe. Además, se presenta la modelación de demanda en bloques horarios consecutivos que se utilizó, y la representación de la generación eólica y solar que se adecúa a dichos bloques.

Por último, el sistema de transmisión troncal se modeló completamente para SIC y SING, mientras que los sistemas de subtransmisión y transmisión adicional considerados relevantes se modelaron completamente, mientras que en otros casos se han simplificado.

Los estudios eléctricos se desarrollaron con el Modelo Power Factory de DigSILENT. Para ello se dispuso de la base de datos del sistema actual, proporcionada por el CDEC-SIC y el

CDEC-SING. Sobre esta base de datos se construyeron los distintos escenarios de expansión del sistema que fueron estudiados.

3.3. ESCENARIOS

3.3.1. ESCENARIO INTERCONEXIÓN BASE

El Escenario Base de Interconexión del Estudio de Transmisión Troncal corresponde a aquel que se basa en la información contenida en el Plan de Obras definido en el Informe Técnico de Precios de Nudo del SIC de Octubre de 2013 más la información proporcionada en los anexos por la CNE y los CDEC. El detalle de dicho plan de obras de generación se presenta en el Anexo IV.

Como proyecto de interconexión de sistemas se considera la línea adicional presentada por Transmisora Eléctrica del Norte (TEN), la cual fue declarada en construcción en el Anexo 5 de las Bases del Estudio. Este proyecto permite conectar a la central CTM3 desde Mejillones al SIC en la S/E Nueva Cardones, a través de una línea HVAC energizada en 500 kV. El Consultor propone que la interconexión entre ambos sistemas se realice aprovechando dichas instalaciones, lo que se detallará en los siguientes capítulos de este informe.

El plan de obras de generación del Escenario Base contempla generación con distintos tipos de tecnología. El resumen del plan de obras de generación al final del período de estudio se puede ver en la Tabla 15, en términos de la participación por tecnología incorporada al sistema a partir de 2014.

Tabla 19. Participación por tecnología del plan de obras en el Escenario Base de Interconexión al final del período de estudio

Tipo	MW	Participación
ERNC	7542	37%
GNL	8539	42%
Hidro	3580	18%
Carbón	624	3%

Los costos marginales que se presentan para este escenario en los diferentes años de estudio se ven en la siguiente figura, como promedio anual del sistema. Se observa que

en el largo plazo este valor tiende a 100 [US$/MWh]. Dichos costos marginales surgen al valorizar todos los retiros por cada año, y dividirlos por la energía anual correspondiente.

El valor de 100 [US$/MWh] en el largo plazo está alineado con la propuesta de la Agenda Energética del Ministerio de Energía de Chile. Con el supuesto de esa cifra se financia una central de ciclo combinado a gas natural, con precio de combustible 11 [US$/MMBtu] y rendimiento térmico de 6.9 [MMBtu/MWh], operando a un factor de planta de un 70% y apalancada al 70%.

El detalle de costos marginales mensuales por barra se encuentra disponible en el Anexo III, en su versión digital.

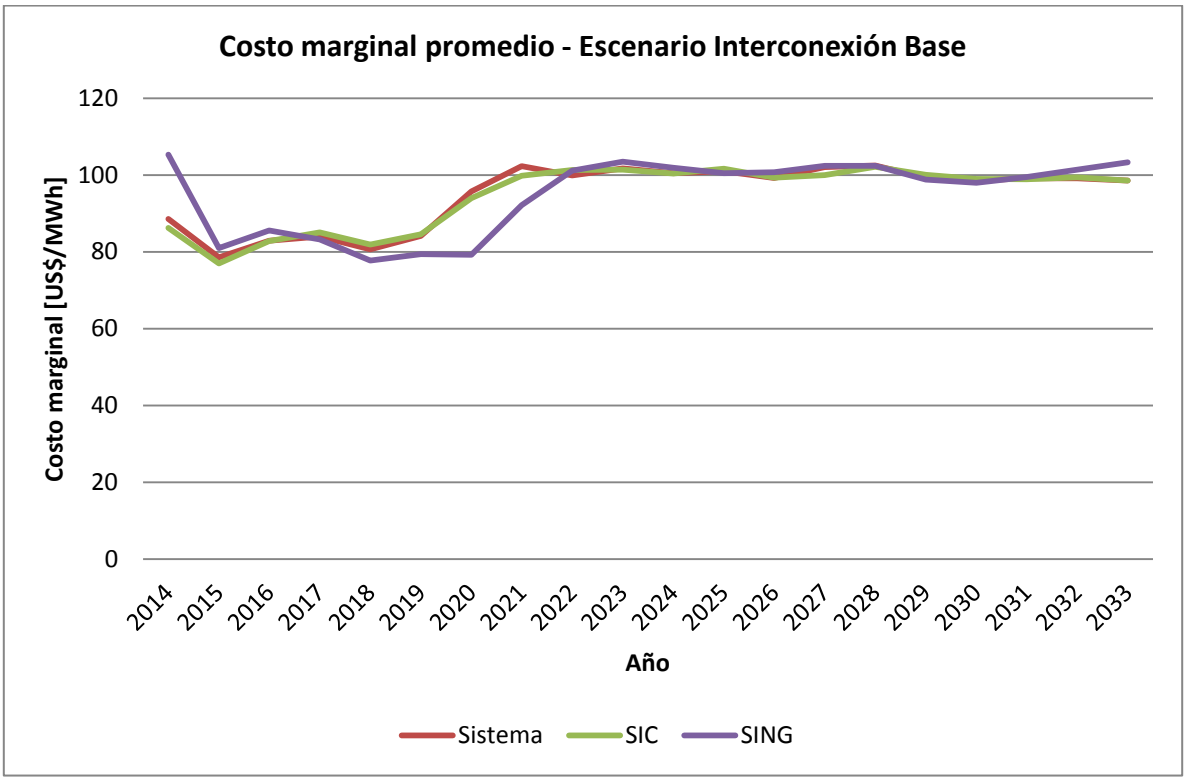


Figura 1. Costo marginal promedio de sistema - Escenario Interconexión Base

Tabla 20. Costo marginal promedio de sistema - Escenario Interconexión Base

Año	Costo marginal promedio SIC [US$/MWh]	Costo marginal promedio SING [US$/MWh]	Costo marginal promedio Sistema [US$/MWh]
2014	86.2	105.3	88.6
2015	77.0	81.0	78.6
2016	82.8	85.6	82.9
2017	85.1	83.2	84.0
2018	81.9	77.8	80.6
2019	84.6	79.4	84.1
2020	94.0	79.3	95.7
2021	99.8	92.1	102.3
2022	101.3	101.1	99.9
2023	101.4	103.5	101.7
2024	100.4	101.9	100.5
2025	101.6	100.5	101.0
2026	99.3	100.7	99.2
2027	99.9	102.4	102.0
2028	102.1	102.4	102.5
2029	100.1	98.8	99.3
2030	99.0	98.0	98.6
2031	98.9	99.4	99.2
2032	99.4	101.4	99.1
2033	98.6	103.3	98.6

Además, en la tabla siguiente se presentan los ingresos tarifarios totales esperados (en millones de dólares), las pérdidas de energía y la energía no suministrada para todo el sistema en cada año del período de estudio.

Tabla 21. Ingresos tarifarios, pérdidas y energía no suministrada por año - Escenario Interconexión Base

Año	Ingreso tarifario esperado [MMUS$]	Pérdidas esperadas [GWh]	Energía no suministrada esperada [GWh]
2014	780	1344	0
2015	642	1393	0
2016	522	1327	0
2017	512	1318	0.0
2018	307	1315	2.6
2019	147	1370	0.0
2020	152	1401	0.2
2021	154	1562	0.1
2022	158	1584	0.2
2023	175	1640	0.3
2024	175	1601	0
2025	199	1682	0.3
2026	199	1835	0.7
2027	234	1908	0.4
2028	251	1960	0.9
2029	252	2079	0.2
2030	284	2443	0.6
2031	295	2605	0.2
2032	277	2569	0.2
2033	279	2799	0

Los valores de energía no suministrada observados se deben a racionamiento por escenarios hidrologícos extremos, y no tienen relación con la expansión del sistema de transmisión troncal. Para eliminar dichos racionamientos se debe incorporar instalaciones generadoras de centrales diesel, las cuales se deben ubicar en forma óptima en relación a los puntos de racionamiento del sistema. Esta decisión normalmente no afecta la expansión del sistema de transmisión troncal, debido a que este tipo de centrales se ubica en barras de consumo, alejadas de los centros de generación, reduciendo los flujos transferidos en los sistemas troncales y substransmisión.

A modo de ejemplo, se muestran los flujos promedio de potencia activa, los niveles de utilización, las pérdidas de energía y los ingresos tarifarios anuales de las líneas de 500 [kV] que operarán en el sistema a lo largo del período de estudio. El detalle mensual de los ingresos tarifarios y el resto de la información anual para todas las líneas se encuentra disponible en el Anexo III, en su versión digital.

Tabla 22. Flujo promedio de potencia activa [MW] por circuitos de 500 [kV] – Escenario Interconexión Base

Circuito	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 I				119	96	87	87	152	165	178	165	176	166	168	169	163	150	148	149	159
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 II				119	96	87	87	152	165	178	165	176	166	168	169	163	150	148	149	159
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 I				112	106	116	125	186	191	193	189	207	222	208	215	215	208	193	187	149
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 II				112	106	116	125	186	191	193	189	207	222	208	215	215	208	193	187	149
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 I				172	133	114	108	164	180	196	189	204	185	185	189	185	170	167	167	175
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 II				172	133	114	108	164	180	196	189	204	185	185	189	185	170	167	167	175
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 I				140	136	147	157	215	222	221	228	258	261	260	269	273	272	252	240	190
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 II				140	136	147	157	215	222	221	228	258	261	260	269	273	272	252	240	190
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	164	116																		
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	164	203	260	249																
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 I		396	386	383	400	418	346	355	323	319	314	336	401	393	400	439	499	432	552	655
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 II					400	418	346	355	323	319	314	336	401	393	400	439	499	432	552	655
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 I		170	168	127	274	285	214	243	246	249	253	285	292	302	308	310	341	268	261	231
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 II			135	127	274	285	214	243	246	249	253	285	292	302	308	310	341	268	261	231
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	631	564	355	362	391	406	411	416	388	391	392	406	451	450	464	514	582	588	558	657
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	635	567	357	364	393	408	413	418	390	394	394	408	454	453	466	522	594	600	570	671
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 III		414	357	364	393	408	413	418	390	394	394	408	454	453	466	522	594	600	570	671
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 IV		311	357	364	393	408	413	418	390	394	394	408	454	453	466	522	594	600	570	671
Charrua 500->Ancoa 500 I	565	590	620	592																
Charrua 500->Ancoa 500 II	530	553	582	555																
Charrua 500->Ancoa 500 III				307	525	554	548	560	526	381	383	389	433	441	437	481	542	556	532	619
Charrua 500->Ancoa 500 IV										358	360	365	407	414	410	452	509	522	499	581
Charrua 500->Nueva Charrua 500 I					137	145	143	147	138	82	82	83	89	89	63	44	43	90	91	152
Charrua 500->Nueva Charrua 500 II					129	136	135	138	129	77	77	78	83	83	59	41	40	84	86	142
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 I					388	409	405	414	388	299	302	306	345	352	376	459	571	643	621	769
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 II					364	384	380	388	364	281	283	288	324	330	353	430	536	604	583	721
Alto Jahuel 500->Los Almendros 500 I							247	253	231	231	231	246	291	287	295	362	418	399	471	556
Los Almendros 500-> Polpaico 500 I							154	171	170	172	174	194	199	203	205	212	222	183	178	153
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 I															149	284	493	494	486	473
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 II															149	284	493	494	486	473
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 I															62	196	392	387	382	371
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 II															62	196	392	387	382	371
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 I				57	72	82	90	173	186	152	144	161	141	139	156	169	160	132	115	74
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 II				57	72	82	90	173	186	152	144	161	141	139	156	169	160	132	115	74
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 I				57	72	81	90	172	184	151	143	160	141	139	155	168	159	131	114	74
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 II				57	72	81	90	172	184	151	143	160	141	139	155	168	159	131	114	74

Tabla 23. Nivel de utilización de los circuitos de 500 [kV] – Escenario Interconexión Base

Circuito	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 I				7%	6%	5%	5%	9%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	9%	9%	9%	9%
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 II				7%	6%	5%	5%	9%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	9%	9%	9%	9%
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 I				7%	6%	7%	7%	11%	11%	11%	11%	12%	13%	12%	13%	13%	12%	11%	11%	9%
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 II				7%	6%	7%	7%	11%	11%	11%	11%	12%	13%	12%	13%	13%	12%	11%	11%	9%
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 I				10%	8%	7%	6%	10%	11%	12%	11%	12%	11%	11%	11%	11%	10%	10%	10%	10%
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 II				10%	8%	7%	6%	10%	11%	12%	11%	12%	11%	11%	11%	11%	10%	10%	10%	10%
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 I				8%	8%	9%	9%	13%	13%	13%	13%	15%	15%	15%	16%	16%	16%	15%	14%	11%
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 II				8%	8%	9%	9%	13%	13%	13%	13%	15%	15%	15%	16%	16%	16%	15%	14%	11%
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	9%	6%																		
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	9%	11%	14%	14%																
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 I		22%	21%	21%	22%	23%	19%	20%	18%	18%	17%	19%	22%	22%	22%	24%	28%	24%	31%	36%
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 II					22%	23%	19%	20%	18%	18%	17%	19%	22%	22%	22%	24%	28%	24%	31%	36%
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 I		9%	9%	7%	15%	16%	12%	13%	14%	14%	14%	16%	16%	17%	17%	17%	19%	15%	14%	13%
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 II			8%	7%	15%	16%	12%	13%	14%	14%	14%	16%	16%	17%	17%	17%	19%	15%	14%	13%
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	44%	40%	25%	25%	28%	29%	29%	29%	27%	28%	28%	29%	32%	32%	33%	32%	36%	36%	35%	41%
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	45%	40%	25%	26%	28%	29%	29%	29%	27%	28%	28%	29%	32%	32%	33%	31%	35%	35%	34%	39%
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 III		29%	25%	26%	28%	29%	29%	29%	27%	28%	28%	29%	32%	32%	33%	31%	35%	35%	34%	39%
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 IV		22%	25%	26%	28%	29%	29%	29%	27%	28%	28%	29%	32%	32%	33%	31%	35%	35%	34%	39%
Charrua 500->Ancoa 500 I	41%	43%	45%	43%																
Charrua 500->Ancoa 500 II	39%	40%	43%	41%																
Charrua 500->Ancoa 500 III				22%	38%	41%	40%	41%	38%	28%	28%	28%	32%	32%	32%	28%	32%	33%	31%	36%
Charrua 500->Ancoa 500 IV										26%	26%	27%	30%	30%	30%	27%	30%	31%	29%	34%
Charrua 500->Nueva Charrua 500 I					10%	11%	10%	11%	10%	6%	6%	6%	6%	7%	5%	3%	3%	5%	5%	9%
Charrua 500->Nueva Charrua 500 II					9%	10%	10%	10%	9%	6%	6%	6%	6%	6%	4%	2%	2%	5%	5%	8%
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 I					28%	30%	30%	30%	28%	22%	22%	22%	25%	26%	27%	27%	34%	38%	37%	45%
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 II					27%	28%	28%	28%	27%	21%	21%	21%	24%	24%	26%	25%	32%	36%	34%	42%
Alto Jahuel 500->Los Almendros 500 I							14%	14%	13%	13%	13%	14%	16%	16%	16%	20%	23%	22%	26%	31%
Los Almendros 500-> Polpaico 500 I							9%	10%	9%	10%	10%	11%	11%	11%	11%	12%	12%	10%	10%	9%
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 I															12%	23%	39%	39%	39%	38%
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 II															12%	23%	39%	39%	39%	38%
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 I															8%	26%	52%	52%	51%	50%
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 II															8%	26%	52%	52%	51%	50%
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 I				8%	10%	11%	12%	23%	25%	20%	19%	21%	19%	19%	21%	23%	21%	18%	15%	10%
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 II				8%	10%	11%	12%	23%	25%	20%	19%	21%	19%	19%	21%	23%	21%	18%	15%	10%
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 I				8%	10%	11%	12%	23%	25%	20%	19%	21%	19%	19%	21%	22%	21%	18%	15%	10%
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 II				8%	10%	11%	12%	23%	25%	20%	19%	21%	19%	19%	21%	22%	21%	18%	15%	10%

Tabla 24. Pérdidas anuales de energía [GWh] en los circuitos de 500 [kV] – Escenario Interconexión Base

Circuito	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 I				1	2	1	1	5	5	6	6	6	5	5	6	5	5	4	4	4
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 II				1	2	1	1	5	5	6	6	6	5	5	6	5	5	4	4	4
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 I				0	1	2	2	5	5	5	5	6	7	7	7	7	7	6	5	4
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 II				0	1	2	2	5	5	5	5	6	7	7	7	7	7	6	5	4
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 I				1	2	2	2	4	5	6	6	6	5	5	5	5	5	4	4	4
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 II				1	2	2	2	4	5	6	6	6	5	5	5	5	5	4	4	4
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 I				2	9	10	12	25	26	27	29	38	37	40	42	43	43	38	34	23
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 II				2	9	10	12	25	26	27	29	38	37	40	42	43	43	38	34	23
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	2	1																		
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	2	4	6	5																
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 I		4	7	7	8	8	6	6	5	5	5	6	8	8	8	9	12	9	13	16
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 II					8	8	6	6	5	5	5	6	8	8	8	9	12	9	13	16
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 I		1	1	1	3	3	2	3	3	3	3	3	4	4	4	4	5	3	3	2
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 II			0	1	3	3	2	3	3	3	3	3	4	4	4	4	5	3	3	2
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	100	84	34	36	44	47	48	50	45	46	46	52	64	65	69	79	100	96	86	110
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	91	76	31	32	40	43	43	46	41	42	42	47	58	58	62	73	93	89	80	102
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 III		14	31	32	40	43	43	46	41	42	42	47	58	58	62	73	93	89	80	102
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 IV		4	31	32	40	43	43	46	41	42	42	47	58	58	62	73	93	89	80	102
Charrua 500->Ancoa 500 I	65	70	78	73																
Charrua 500->Ancoa 500 II	54	58	65	61																
Charrua 500->Ancoa 500 III				2	63	70	68	73	66	35	34	39	48	50	49	56	70	68	62	78
Charrua 500->Ancoa 500 IV										29	29	32	40	41	41	46	58	57	52	64
Charrua 500->Nueva Charrua 500 I					4	5	5	5	5	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	6
Charrua 500->Nueva Charrua 500 II					4	4	4	4	4	1	1	1	2	2	1	0	0	2	2	5
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 I					34	38	37	40	36	21	21	24	31	32	37	50	75	87	81	118
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 II					28	32	31	33	30	18	18	20	25	26	31	41	62	72	67	98
Alto Jahuel 500->Los Almendros 500 I							3	4	3	3	3	4	5	5	5	7	9	8	10	13
Los Almendros 500-> Polpaico 500 I							2	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	3	3	2
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 I															7	22	58	59	57	55
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 II															7	22	58	59	57	55
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 I															1	14	42	41	40	38
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 II															1	14	42	41	40	38
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 I				2	3	3	3	16	17	12	11	14	11	11	14	17	15	11	8	3
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 II				2	3	3	3	16	17	12	11	14	11	11	14	17	15	11	8	3
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 I				1	1	1	2	8	9	6	6	7	5	5	7	8	7	5	4	2
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 II				1	1	1	2	8	9	6	6	7	5	5	7	8	7	5	4	2

Tabla 25. Ingresos tarifarios esperados [MMUS$] en los circuitos de 500 [kV] – Escenario Interconexión Base

Circuito	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 I				1	1	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 II				1	1	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 I				0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 II				0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 I				1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 II				1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 I				0	0	1	1	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 II				0	0	1	1	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	0	0																		
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	0	0	-1	-1																
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 I		-1	-4	-4	-2	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 II					-2	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 I		0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 II			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	-4	-2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	4	5	5	5	6	8	8	7	10
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	-3	-1	2	2	2	3	3	4	4	4	4	4	5	5	6	7	9	9	8	11
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 III		1	2	2	2	3	3	4	4	4	4	4	5	5	6	7	9	9	8	11
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 IV		0	2	2	2	3	3	4	4	4	4	4	5	5	6	7	9	9	8	11
Charrua 500->Ancoa 500 I	3	3	4	4																
Charrua 500->Ancoa 500 II	3	3	4	4																
Charrua 500->Ancoa 500 III				0	4	4	5	6	5	3	3	3	4	4	4	5	5	6	5	7
Charrua 500->Ancoa 500 IV										3	3	3	4	4	4	5	6	6	5	7
Charrua 500->Nueva Charrua 500 I					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charrua 500->Nueva Charrua 500 II					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 I					2	2	3	3	3	1	1	2	2	2	2	3	6	7	7	9
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 II					2	2	3	3	3	1	2	2	2	2	3	4	6	7	7	10
Alto Jahuel 500->Los Almendros 500 I							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Los Almendros 500-> Polpaico 500 I							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 I															1	2	5	5	5	5
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 II															1	2	5	5	5	5
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 I															0	1	4	4	3	3
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 II															0	1	4	4	3	3
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 I				0	0	0	0	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	1	1	0
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 II				0	0	0	0	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	1	1	0
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 I				0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 II				0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0

3.3.2. ESCENARIO INTERCONEXIÓN ALTERNATIVO

El Escenario Alternativo de Interconexión del Estudio de Transmisión Troncal corresponde a la implementación de un plan de obras de generación en donde ingresan un grupo distinto de centrales en ambos sistemas, en comparación con el Escenario Base. El detalle de dicho plan de obras de generación junto con las obras de transmisión modeladas se presenta en el Anexo IV.

Además, el proyecto de interconexión considerado en este caso Alternativo corresponde al mismo utilizado en el Escenario Base.

El plan de obras de generación del Escenario Interconexión Alternativo contempla generación con distintos tipos de tecnología. Este plan de obras de generación por tipo de tecnología incorporada al sistema a partir de 2014, al final de período de estudio, se puede ver en la siguiente tabla.

Tabla 26. Participación por tecnología del plan de obras en el Escenario Interconexión Alternativo al final del período de estudio

Tipo	MW	Participación
ERNC	7542	39%
GNL	5639	30%
Hidro	3580	19%
Carbón	2351	12%

De la tabla anterior se observa que este escenario tiene una mayor participación de centrales a carbón, sustituyendo a centrales que operan con GNL, respecto al Escenario Base.

Los costos marginales promedio de cada sistema que resultan para este escenario en los diferentes años de estudio se ven en la siguiente figura. Se observa que el valor promedio en el largo plazo es de 100 [US$/MWh].

El detalle de costos marginales mensuales por barra se encuentra disponible en el Anexo III, en su versión digital.

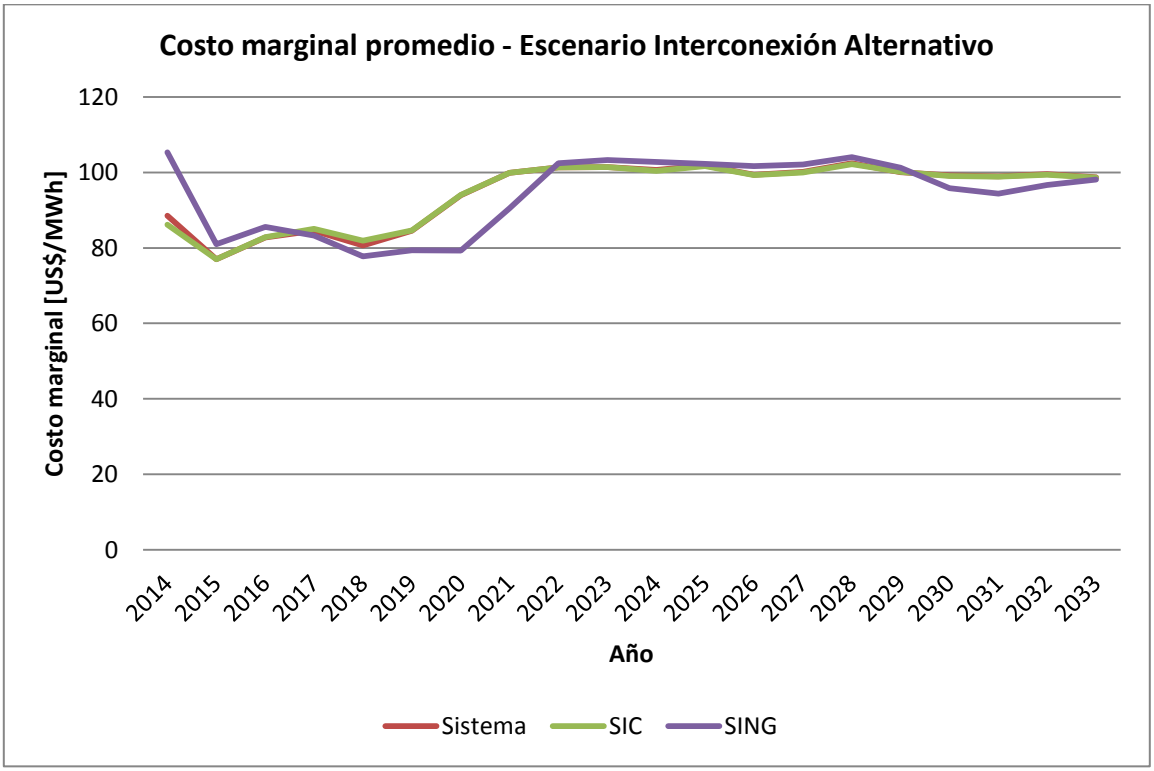


Figura 2. Costo marginal promedio de sistema - Escenario Interconexión Alternativo

Tabla 27. Costo marginal promedio de sistema - Escenario Interconexión Alternativo

Año	Costo marginal promedio SIC [US$/MWh]	Costo marginal promedio SING [US$/MWh]	Costo marginal promedio Sistema [US$/MWh]
2014	86.1	105.3	88.5
2015	77.0	81.0	77.0
2016	82.8	85.6	82.8
2017	85.1	83.2	84.6
2018	81.9	77.8	80.6
2019	84.6	79.4	84.5
2020	94.0	79.3	93.9
2021	99.8	90.5	99.9
2022	101.3	102.4	101.3
2023	101.4	103.3	101.4
2024	100.4	102.7	100.6
2025	101.6	102.2	101.9
2026	99.3	101.7	99.4
2027	99.9	102.1	100.1
2028	102.1	104.0	102.4
2029	100.1	101.2	100.1
2030	99.0	95.8	99.2
2031	98.9	94.3	98.9
2032	99.4	96.7	99.5
2033	98.6	98.1	98.7

Además, en la tabla siguiente se presentan los ingresos tarifarios totales esperados (en millones de dólares), las pérdidas de energía y la energía no suministrada para todo el sistema en cada año del período de estudio.

Tabla 28. Ingresos tarifarios, pérdidas y energía no suministrada por año - Escenario Interconexión Alternativo

Año	Ingreso tarifario esperado [MMUS$]	Pérdidas esperadas [GWh]	Energía no suministrada esperada [GWh]
2014	770	1346	0
2015	637	1391	0
2016	526	1329	0
2017	495	1317	0.0
2018	290	1322	2.3
2019	138	1358	0.0
2020	150	1404	0.1
2021	148	1542	0.0
2022	160	1594	0.5
2023	167	1628	0.3
2024	178	1719	0
2025	201	1846	0.2
2026	208	2008	0.5
2027	224	2081	0.1
2028	239	2127	0.6
2029	260	2312	0.2
2030	303	2417	0.8
2031	354	2688	1.4
2032	340	2692	0.5
2033	316	2778	0.4

Los valores de energía no suministrada observados se deben a racionamiento por escenarios hidrologícos extremos, y no tienen relación con la expansión del sistema de transmisión troncal. Para eliminar dichos racionamientos se debe incorporar instalaciones generadoras de centrales diesel, las cuales se deben ubicar en forma óptima en relación a los puntos de racionamiento del sistema. Esta decisión normalmente no afecta la expansión del sistema de transmisión troncal, debido a que este tipo de centrales se ubica en barras de consumo, alejadas de los centros de generación, aliviando los flujos transferidos.

A modo de ejemplo, se muestran los flujos promedio de potencia activa, los niveles de utilización, las pérdidas de energía y los ingresos tarifarios anuales de las líneas de 500 [kV] que operarán en el sistema a lo largo del período de estudio. El detalle mensual de los ingresos tarifarios y el resto de la información anual para todas las líneas se encuentra disponible en el Anexo III, en su versión digital.

Tabla 29. Flujo promedio de potencia activa [MW] por circuitos de 500 [kV] – Escenario Interconexión Alternativo

Circuito	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 I				119	96	88	87	148	170	176	174	191	177	195	188	192	199	230	230	235
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 II				119	96	88	87	148	170	176	174	191	177	195	188	192	199	230	230	235
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 I				112	106	116	125	182	195	190	199	219	232	218	216	227	245	308	314	328
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 II				112	106	116	125	182	195	190	199	219	232	218	216	227	245	308	314	328
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 I				172	133	115	108	161	186	194	195	214	205	223	230	242	289	356	357	343
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 II				172	133	115	108	161	186	194	195	214	205	223	230	242	289	356	357	343
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 I				140	136	147	158	210	226	218	238	263	279	264	264	277	283	337	344	347
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 II				140	136	147	158	210	226	218	238	263	279	264	264	277	283	337	344	347
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	165	113																		
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	165	200	259	248																
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 I		395	389	380	403	408	348	343	328	319	354	398	465	459	470	528	487	394	471	494
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 II					403	408	348	343	328	319	354	398	465	459	470	528	487	394	471	494
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 I		165	163	129	277	281	214	235	245	247	254	288	307	307	307	330	320	301	302	280
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 II			133	129	277	281	214	235	245	247	254	288	307	307	307	330	320	301	302	280
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	631	565	357	359	393	400	414	406	395	391	436	476	514	521	538	597	584	555	538	554
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	635	568	359	361	395	402	416	408	397	393	438	479	517	524	541	609	597	567	549	566
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 III		412	359	361	395	402	416	408	397	393	438	479	517	524	541	609	597	567	549	566
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 IV		312	359	361	395	402	416	408	397	393	438	479	517	524	541	609	597	567	549	566
Charrua 500->Ancoa 500 I	564	588	623	585																
Charrua 500->Ancoa 500 II	530	552	585	549																
Charrua 500->Ancoa 500 III				296	532	545	550	545	537	379	443	479	517	527	529	586	573	552	541	557
Charrua 500->Ancoa 500 IV										356	416	449	485	495	496	550	537	518	508	523
Charrua 500->Nueva Charrua 500 I					139	143	144	143	141	82	95	102	107	108	77	43	38	39	41	54
Charrua 500->Nueva Charrua 500 II					131	134	135	134	132	77	89	96	100	101	72	40	36	36	38	51
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 I					393	402	406	403	397	298	348	376	410	419	453	551	554	572	568	602
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 II					369	378	381	378	372	279	327	353	385	393	425	518	519	537	533	565
Alto Jahuel 500->Los Almendros 500 I							249	246	236	231	259	292	335	335	345	432	415	369	413	447
Los Almendros 500-> Polpaico 500 I							154	164	171	171	179	199	213	210	211	218	212	215	209	198
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 I															160	318	358	469	484	477
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 II															160	318	358	469	484	477
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 I															73	230	278	387	379	375
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 II															73	230	278	387	379	375
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 I				57	72	83	90	173	192	150	151	182	157	165	164	162	228	214	190	180
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 II				57	72	83	90	173	192	150	151	182	157	165	164	162	228	214	190	180
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 I				56	72	83	89	171	191	149	150	181	157	165	163	161	226	213	189	180
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 II				56	72	83	89	171	191	149	150	181	157	165	163	161	226	213	189	180

Tabla 30. Nivel de utilización de los circuitos de 500 [kV] – Escenario Interconexión Alternativo

Circuito	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 I				7%	6%	5%	5%	9%	10%	10%	10%	11%	10%	11%	11%	11%	12%	14%	14%	14%
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 II				7%	6%	5%	5%	9%	10%	10%	10%	11%	10%	11%	11%	11%	12%	14%	14%	14%
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 I				7%	6%	7%	7%	11%	11%	11%	12%	13%	14%	13%	13%	13%	14%	18%	18%	19%
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 II				7%	6%	7%	7%	11%	11%	11%	12%	13%	14%	13%	13%	13%	14%	18%	18%	19%
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 I				10%	8%	7%	6%	9%	11%	11%	11%	13%	12%	13%	14%	14%	17%	21%	21%	20%
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 II				10%	8%	7%	6%	9%	11%	11%	11%	13%	12%	13%	14%	14%	17%	21%	21%	20%
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 I				8%	8%	9%	9%	12%	13%	13%	14%	15%	16%	16%	16%	16%	17%	20%	20%	20%
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 II				8%	8%	9%	9%	12%	13%	13%	14%	15%	16%	16%	16%	16%	17%	20%	20%	20%
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	9%	6%																		
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	9%	11%	14%	14%																
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 I		22%	22%	21%	22%	23%	19%	19%	18%	18%	20%	22%	26%	26%	26%	29%	27%	22%	26%	27%
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 II					22%	23%	19%	19%	18%	18%	20%	22%	26%	26%	26%	29%	27%	22%	26%	27%
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 I		9%	9%	7%	15%	16%	12%	13%	14%	14%	14%	16%	17%	17%	17%	18%	18%	17%	17%	16%
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 II			7%	7%	15%	16%	12%	13%	14%	14%	14%	16%	17%	17%	17%	18%	18%	17%	17%	16%
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	44%	40%	25%	25%	28%	28%	29%	29%	28%	27%	31%	33%	36%	37%	33%	37%	36%	34%	33%	34%
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	45%	40%	25%	25%	28%	28%	29%	29%	28%	28%	31%	34%	36%	37%	32%	36%	35%	33%	32%	33%
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 III		29%	25%	25%	28%	28%	29%	29%	28%	28%	31%	34%	36%	37%	32%	36%	35%	33%	32%	33%
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 IV		22%	25%	25%	28%	28%	29%	29%	28%	28%	31%	34%	36%	37%	32%	36%	35%	33%	32%	33%
Charrua 500->Ancoa 500 I	41%	43%	46%	43%																
Charrua 500->Ancoa 500 II	39%	40%	43%	40%																
Charrua 500->Ancoa 500 III				22%	39%	40%	40%	40%	39%	28%	32%	35%	38%	39%	39%	34%	34%	32%	32%	33%
Charrua 500->Ancoa 500 IV										26%	30%	33%	35%	36%	36%	32%	32%	30%	30%	31%
Charrua 500->Nueva Charrua 500 I					10%	10%	11%	10%	10%	6%	7%	7%	8%	8%	6%	3%	2%	2%	2%	3%
Charrua 500->Nueva Charrua 500 II					10%	10%	10%	10%	10%	6%	6%	7%	7%	7%	5%	2%	2%	2%	2%	3%
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 I					29%	29%	30%	29%	29%	22%	25%	28%	30%	31%	33%	32%	33%	34%	33%	35%
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 II					27%	28%	28%	28%	27%	20%	24%	26%	28%	29%	31%	30%	31%	32%	31%	33%
Alto Jahuel 500->Los Almendros 500 I							14%	14%	13%	13%	14%	16%	19%	19%	19%	24%	23%	21%	23%	25%
Los Almendros 500-> Polpaico 500 I							9%	9%	10%	9%	10%	11%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	11%
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 I															13%	25%	29%	38%	39%	38%
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 II															13%	25%	29%	38%	39%	38%
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 I															10%	31%	37%	52%	51%	50%
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 II															10%	31%	37%	52%	51%	50%
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 I				8%	10%	11%	12%	23%	26%	20%	20%	24%	21%	22%	22%	22%	30%	29%	25%	24%
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 II				8%	10%	11%	12%	23%	26%	20%	20%	24%	21%	22%	22%	22%	30%	29%	25%	24%
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 I				8%	10%	11%	12%	23%	25%	20%	20%	24%	21%	22%	22%	22%	30%	28%	25%	24%
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 II				8%	10%	11%	12%	23%	25%	20%	20%	24%	21%	22%	22%	22%	30%	28%	25%	24%

Tabla 31. Pérdidas anuales de energía [GWh] en los circuitos de 500 [kV] – Escenario Interconexión Alternativo

Circuito	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 I				1	2	1	1	5	6	6	6	7	6	7	7	7	7	9	9	9
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 II				1	2	1	1	5	6	6	6	7	6	7	7	7	7	9	9	9
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 I				0	1	2	2	5	5	5	6	7	8	7	7	7	8	13	13	14
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 II				0	1	2	2	5	5	5	6	7	8	7	7	7	8	13	13	14
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 I				1	2	2	2	4	5	6	6	7	6	8	8	8	11	16	17	16
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 II				1	2	2	2	4	5	6	6	7	6	8	8	8	11	16	17	16
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 I				2	9	10	12	24	27	26	30	37	41	37	37	40	42	61	61	63
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 II				2	9	10	12	24	27	26	30	37	41	37	37	40	42	61	61	63
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	3	1																		
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	3	4	6	5																
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 I		4	7	7	8	8	6	6	5	5	6	8	10	10	10	13	11	8	11	11
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 II					8	8	6	6	5	5	6	8	10	10	10	13	11	8	11	11
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 I		1	1	1	3	3	2	2	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	3
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 II			0	1	3	3	2	2	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	3
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	101	84	34	35	45	46	49	48	47	46	55	67	79	81	85	102	98	89	84	86
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	91	76	31	32	40	42	44	44	42	42	50	61	71	73	77	95	91	83	79	80
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 III		14	31	32	40	42	44	44	42	42	50	61	71	73	77	95	91	83	79	80
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 IV		4	31	32	40	42	44	44	42	42	50	61	71	73	77	95	91	83	79	80
Charrua 500->Ancoa 500 I	65	70	79	72																
Charrua 500->Ancoa 500 II	53	58	65	60																
Charrua 500->Ancoa 500 III				2	64	68	69	70	68	34	44	54	64	66	65	78	74	69	66	68
Charrua 500->Ancoa 500 IV										28	36	44	53	55	54	64	62	57	55	56
Charrua 500->Nueva Charrua 500 I					4	5	5	5	5	2	2	2	3	3	1	1	0	0	0	1
Charrua 500->Nueva Charrua 500 II					4	4	4	4	4	1	2	2	2	2	1	0	0	0	0	1
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 I					35	37	38	38	37	21	27	33	40	42	49	69	68	72	72	77
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 II					29	31	31	32	31	17	23	28	33	35	40	57	57	60	59	64
Alto Jahuel 500->Los Almendros 500 I							3	3	3	3	4	5	6	6	6	9	9	7	9	9
Los Almendros 500-> Polpaico 500 I							2	2	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	3
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 I															8	27	31	53	57	56
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 II															8	27	31	53	57	56
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 I															2	16	22	41	39	39
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 II															2	16	22	41	39	39
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 I				2	3	3	3	15	19	12	12	17	13	15	15	15	24	22	18	16
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 II				2	3	3	3	15	19	12	12	17	13	15	15	15	24	22	18	16
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 I				1	1	1	2	8	9	6	6	9	7	7	8	8	12	11	9	8
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 II				1	1	1	2	8	9	6	6	9	7	7	8	8	12	11	9	8

Tabla 32. Ingresos tarifarios esperados [MMUS$] en los circuitos de 500 [kV] – Escenario Interconexión Alternativo

Circuito	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 I				1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 II				1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 I				0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 II				0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 I				1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 II				1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 I				0	0	1	1	2	2	3	3	3	3	3	3	3	4	5	5	5
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 II				0	0	1	1	2	2	3	3	3	3	3	3	3	4	5	5	5
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	0	0																		
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	0	0	-1	-1																
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 I		-1	-4	-4	-2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 II					-2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 I		0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 II			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	-3	-2	2	2	2	3	3	3	3	3	4	5	6	6	6	8	7	7	6	7
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	-2	-1	2	2	2	3	3	4	4	4	5	5	6	7	7	8	8	7	7	8
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 III		1	2	2	2	3	3	4	4	4	5	5	6	7	7	8	8	7	7	8
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 IV		0	2	2	2	3	3	4	4	4	5	5	6	7	7	8	8	7	7	8
Charrua 500->Ancoa 500 I	3	3	4	4																
Charrua 500->Ancoa 500 II	3	3	4	4																
Charrua 500->Ancoa 500 III				0	4	4	5	5	5	3	4	4	5	5	5	6	6	5	5	5
Charrua 500->Ancoa 500 IV										3	4	4	5	5	6	7	6	6	6	6
Charrua 500->Nueva Charrua 500 I					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charrua 500->Nueva Charrua 500 II					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 I					2	2	3	3	3	1	2	2	3	3	3	5	5	5	5	6
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 II					2	2	3	3	3	1	2	2	3	3	3	5	5	6	6	6
Alto Jahuel 500->Los Almendros 500 I							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Los Almendros 500-> Polpaico 500 I							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 I															1	2	3	5	5	5
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 II															1	2	3	5	5	5
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 I															0	1	2	4	3	3
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 II															0	1	2	4	3	3
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 I				0	0	0	0	2	3	2	2	2	2	2	2	2	3	2	2	2
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 II				0	0	0	0	2	3	2	2	2	2	2	2	2	3	2	2	2
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 I				0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 II				0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

3.3.3. ESCENARIO INTERCONEXIÓN ANDINO

El Escenario Interconexión Andino del Estudio de Transmisión Troncal corresponde un escenario de expansión en donde ingresa un proyecto de interconexión internacional con Perú, en el año 2024, además de la interconexión SING-SIC considerada en el Escenario Interconexión Base. El detalle de dicho plan de obras se presenta en el Anexo IV.

El plan de obras de este escenario contempla un consumo y una central ubicada en la S/E Montalvo, cerca de Tacna, Perú. Estos se conectan mediante una línea HVDC 500 kV a la S/E Polpaico del SIC. El resumen de este plan de obras de generación por tecnología se puede ver en la siguiente tabla, considerando solo a las centrales del SIC y el SING.

Tabla 33. Participación por tecnología del plan de obras en el Escenario Interconexión Andino al final del período de estudio

Tipo	MW	Participación
ERNC	7542	42%
GNL	5734	35%
Hidro	3580	20%
Carbón	624	3%

A continuación se muestra la representación utilizada para la demanda y generación ubicada en la S/E Montalvo 500 [kV].

Tabla 34. Centrales generadoras ubicadas en la S/E Montalvo 500 [kV] - Escenario Interconexión Andino

Nombre	Potencia [MW]	Fecha entrada	Costo variable [US$/MWh]
Andino 01	400	Abr-24	60
Andino 02	400	Abr-25	60
Andino 03	400	Abr-26	60
Andino 04	400	Abr-27	60
Andino 05	400	Abr-28	60
Andino 06	400	Abr-30	60

Tabla 35. Demanda ubicada en la S/E Montalvo 500 [kV] - Escenario Interconexión Andino

Año	Demanda [MW]
2024	200
2025	400
2026	600
2027	800
2028	1000
2029	1000
2030	1200

Los valores de diseño de la línea de interconexión en corriente continua están en concordancia con los estudios realizados en relación a la interconexión del mercado andino (Chile, Perú, Bolivia, Ecuador y Colombia). Se asume que las transferencias deberían ir aumentando progresivamente en los años, teniendo en consideración el desarrollo de los sistemas de generación y transmisión que incorpora las transferencias internacionales.

Adicionalmente, para el sistema de transmisión multiterminal se aumentaron las capacidades de forma que es posible recoger en un modo más óptimo las transferencias entre los distintos centros de generación y consumo relevantes al norte de Polpaico.

Los costos marginales promedio de cada sistema que se presentan para este escenario en los diferentes años de estudio se ven en la siguiente figura. Se observa que el valor de largo plazo en promedio es 100 [US$/MWh], para el sistema en conjunto.

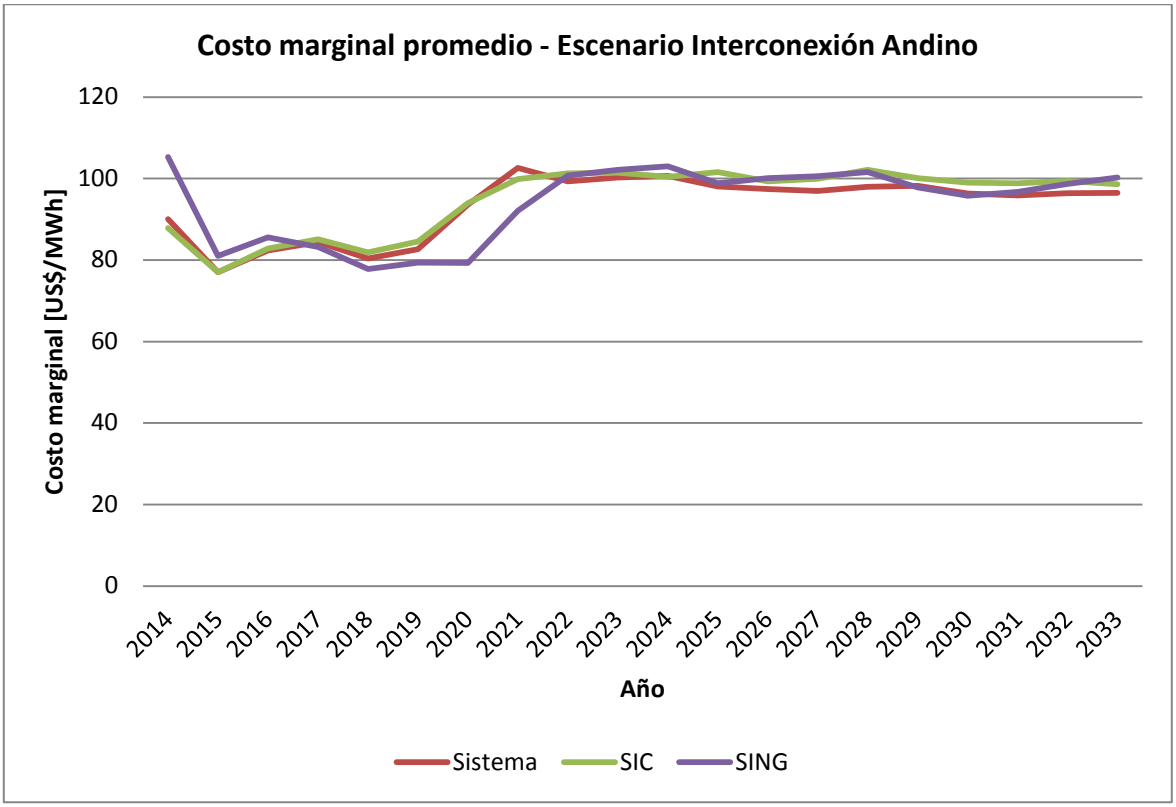


Figura 3. Costo marginal promedio de sistema - Escenario Interconexión Andino

Tabla 36. Costo marginal promedio de sistema - Escenario Interconexión Andino

Año	Costo marginal promedio SIC [US$/MWh]	Costo marginal promedio SING [US$/MWh]	Costo marginal promedio Sistema [US$/MWh]
2014	87.8	105.3	90.0
2015	77.0	81.0	77.1
2016	82.8	85.6	82.4
2017	85.1	83.2	84.4
2018	81.9	77.8	80.4
2019	84.6	79.4	82.7
2020	94.0	79.3	93.6
2021	99.8	92.1	102.6
2022	101.3	100.7	99.3
2023	101.4	102.2	100.3
2024	100.4	103.0	100.7
2025	101.6	98.8	98.1
2026	99.3	100.1	97.5
2027	99.9	100.6	97.0
2028	102.1	101.6	98.0
2029	100.1	97.8	98.2
2030	99.0	95.8	96.4
2031	98.9	96.7	95.8
2032	99.4	98.7	96.4
2033	98.6	100.3	96.5

Además, en la tabla siguiente se presentan los ingresos tarifarios totales esperados, las pérdidas y la energía no suministrada por año.

Tabla 37. Ingresos tarifarios, pérdidas y energía no suministrada por año - Escenario Interconexión Andino

Año	Ingreso tarifario esperado [MMUS$]	Pérdidas esperadas [GWh]	Energía no suministrada esperada [GWh]
2014	776	1344	0
2015	637	1392	0
2016	532	1326	0
2017	518	1316	0.0
2018	306	1318	2.5
2019	137	1369	0.0
2020	148	1405	0.0
2021	151	1549	0.1
2022	158	1587	0.2
2023	164	1620	0.3
2024	171	1658	0
2025	193	1750	0.7
2026	210	1983	0.3
2027	232	2137	0.3
2028	243	2282	0.8
2029	544	2112	0.1
2030	633	2387	0.6
2031	328	2846	0.0
2032	325	2834	0.2
2033	337	3058	0.2

Los valores de energía no suministrada observados se deben a racionamiento por escenarios hidrologícos extremos, y no tienen relación con la expansión del sistema de transmisión troncal. Para eliminar dichos racionamientos se debe incorporar instalaciones generadoras de centrales diesel, las cuales se deben ubicar en forma óptima en relación a los puntos de racionamiento del sistema. Esta decisión normalmente no afecta la expansión del sistema de transmisión troncal, debido a que este tipo de centrales se ubica en barras de consumo, alejadas de los centros de generación, reduciendo los flujos transferidos.

A modo de ejemplo, se muestran los flujos promedio de potencia activa, los niveles de utilización, las pérdidas de energía y los ingresos tarifarios anuales de las líneas de 500 [kV] que operarán en el sistema a lo largo del período de estudio. El detalle mensual de los ingresos tarifarios y el resto de la información anual para todas las líneas se encuentra disponible en el Anexo III, en su versión digital.

Tabla 38. Flujo promedio de potencia activa [MW] por circuitos de 500 [kV] – Escenario Interconexión Andino

Circuito	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 I				120	96	87	87	152	166	173	173	186	189	191	190	194	188	187	183	183
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 II				120	96	87	87	152	166	173	173	186	189	191	190	194	188	187	183	183
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 I				112	106	116	125	185	191	187	200	217	240	249	250	231	231	228	239	228
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 II				112	106	116	125	185	191	187	200	217	240	249	250	231	231	228	239	228
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 I				173	133	114	108	165	181	191	194	209	206	206	208	215	209	209	203	202
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 II				173	133	114	108	165	181	191	194	209	206	206	208	215	209	209	203	202
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 I				141	136	147	158	213	222	216	238	262	285	287	293	283	286	281	290	288
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 II				141	136	147	158	213	222	216	238	262	285	287	293	283	286	281	290	288
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	164	117																		
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	164	203	258	246																
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 I		399	386	377	402	422	349	346	328	315	317	334	366	355	346	340	359	313	350	364
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 II					402	422	349	346	328	315	317	334	366	355	346	340	359	313	350	364
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 I		163	164	128	276	285	215	238	248	242	253	291	315	334	345	347	379	384	381	363
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 II			134	128	276	285	215	238	248	242	253	291	315	334	345	347	379	384	381	363
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	628	566	355	357	392	409	414	409	389	391	397	405	437	426	419	413	432	421	394	441
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	631	569	357	359	394	412	417	411	392	393	399	407	440	429	421	415	436	430	402	450
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 III		416	357	359	394	412	417	411	392	393	399	407	440	429	421	415	436	430	402	450
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 IV		318	357	359	394	412	417	411	392	393	399	407	440	429	421	415	436	430	402	450
Charrua 500->Ancoa 500 I	564	588	620	584																
Charrua 500->Ancoa 500 II	529	552	582	548																
Charrua 500->Ancoa 500 III				301	528	555	555	551	528	383	391	389	431	424	407	404	418	414	390	438
Charrua 500->Ancoa 500 IV										360	367	365	404	398	382	379	393	388	366	411
Charrua 500->Nueva Charrua 500 I					138	145	145	144	138	83	83	83	88	87	77	67	47	32	33	53
Charrua 500->Nueva Charrua 500 II					130	136	136	135	130	78	78	78	83	81	72	63	44	30	31	50
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 I					390	410	410	407	390	301	308	306	343	337	332	339	381	422	402	485
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 II					366	385	385	382	366	282	289	287	322	316	312	318	358	396	377	455
Alto Jahuel 500->Los Almendros 500 I							250	247	234	229	233	246	271	263	258	283	298	281	313	344
Los Almendros 500-> Polpaico 500 I							154	168	173	168	174	197	211	222	229	245	269	290	266	258
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 I															104	123	195	334	328	476
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 II															104	123	195	334	328	476
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 I															61	65	84	222	219	373
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 II															61	65	84	222	219	373
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 I				57	72	81	90	176	187	147	150	177	165	163	164	196	193	171	150	124
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 II				57	72	81	90	176	187	147	150	177	165	163	164	196	193	171	150	124
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 I				57	72	81	90	175	185	146	149	176	165	162	164	194	192	170	149	124
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 II				57	72	81	90	175	185	146	149	176	165	162	164	194	192	170	149	124
Montalvo 500->Polpaico 500											178	351	518	690	861	863	1027	1021	1032	1028

Tabla 39. Nivel de utilización de los circuitos de 500 [kV] – Escenario Interconexión Andino

Circuito	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 I				7%	6%	5%	5%	9%	10%	10%	10%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 II				7%	6%	5%	5%	9%	10%	10%	10%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 I				7%	6%	7%	7%	11%	11%	11%	12%	13%	14%	15%	15%	14%	14%	13%	14%	13%
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 II				7%	6%	7%	7%	11%	11%	11%	12%	13%	14%	15%	15%	14%	14%	13%	14%	13%
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 I				10%	8%	7%	6%	10%	11%	11%	11%	12%	12%	12%	12%	13%	12%	12%	12%	12%
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 II				10%	8%	7%	6%	10%	11%	11%	11%	12%	12%	12%	12%	13%	12%	12%	12%	12%
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 I				8%	8%	9%	9%	13%	13%	13%	14%	15%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 II				8%	8%	9%	9%	13%	13%	13%	14%	15%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	9%	6%																		
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	9%	11%	14%	14%																
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 I		22%	21%	21%	22%	23%	19%	19%	18%	18%	18%	19%	20%	20%	19%	19%	20%	17%	19%	20%
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 II					22%	23%	19%	19%	18%	18%	18%	19%	20%	20%	19%	19%	20%	17%	19%	20%
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 I		9%	9%	7%	15%	16%	12%	13%	14%	13%	14%	16%	18%	19%	19%	19%	21%	21%	21%	20%
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 II			7%	7%	15%	16%	12%	13%	14%	13%	14%	16%	18%	19%	19%	19%	21%	21%	21%	20%
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	44%	40%	25%	25%	28%	29%	29%	29%	27%	28%	28%	28%	31%	30%	29%	29%	27%	26%	24%	27%
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	44%	40%	25%	25%	28%	29%	29%	29%	28%	28%	28%	29%	31%	30%	30%	29%	26%	25%	24%	26%
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 III		29%	25%	25%	28%	29%	29%	29%	28%	28%	28%	29%	31%	30%	30%	29%	26%	25%	24%	26%
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 IV		22%	25%	25%	28%	29%	29%	29%	28%	28%	28%	29%	31%	30%	30%	29%	26%	25%	24%	26%
Charrua 500->Ancoa 500 I	41%	43%	45%	43%																
Charrua 500->Ancoa 500 II	39%	40%	43%	40%																
Charrua 500->Ancoa 500 III				22%	39%	41%	41%	40%	39%	28%	29%	28%	32%	31%	30%	24%	25%	24%	23%	26%
Charrua 500->Ancoa 500 IV										26%	27%	27%	30%	29%	28%	22%	23%	23%	22%	24%
Charrua 500->Nueva Charrua 500 I					10%	11%	11%	11%	10%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	4%	3%	2%	2%	3%
Charrua 500->Nueva Charrua 500 II					9%	10%	10%	10%	9%	6%	6%	6%	6%	6%	5%	4%	3%	2%	2%	3%
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 I					29%	30%	30%	30%	29%	22%	22%	22%	25%	25%	24%	20%	22%	25%	24%	29%
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 II					27%	28%	28%	28%	27%	21%	21%	21%	24%	23%	23%	19%	21%	23%	22%	27%
Alto Jahuel 500->Los Almendros 500 I							14%	14%	13%	13%	13%	14%	15%	15%	14%	16%	17%	16%	17%	19%
Los Almendros 500-> Polpaico 500 I							9%	9%	10%	9%	10%	11%	12%	12%	13%	14%	15%	16%	15%	14%
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 I															8%	10%	16%	27%	26%	38%
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 II															8%	10%	16%	27%	26%	38%
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 I															8%	9%	11%	30%	29%	50%
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 II															8%	9%	11%	30%	29%	50%
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 I				8%	10%	11%	12%	23%	25%	20%	20%	24%	22%	22%	22%	26%	26%	23%	20%	17%
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 II				8%	10%	11%	12%	23%	25%	20%	20%	24%	22%	22%	22%	26%	26%	23%	20%	17%
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 I				8%	10%	11%	12%	23%	25%	19%	20%	24%	22%	22%	22%	26%	26%	23%	20%	17%
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 II				8%	10%	11%	12%	23%	25%	19%	20%	24%	22%	22%	22%	26%	26%	23%	20%	17%
Montalvo 500->Polpaico 500											12%	23%	35%	46%	57%	58%	68%	68%	69%	69%

Tabla 40. Pérdidas anuales de energía [GWh] en los circuitos de 500 [kV] – Escenario Interconexión Andino

Circuito	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 I				1	2	1	1	5	5	6	6	7	7	7	7	7	7	7	6	6
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 II				1	2	1	1	5	5	6	6	7	7	7	7	7	7	7	6	6
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 I				0	1	2	2	5	5	5	6	7	8	9	9	8	8	8	8	8
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 II				0	1	2	2	5	5	5	6	7	8	9	9	8	8	8	8	8
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 I				1	2	2	2	4	5	6	6	7	6	6	6	7	7	7	6	6
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 II				1	2	2	2	4	5	6	6	7	6	6	6	7	7	7	6	6
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 I				2	9	10	12	25	26	25	30	37	43	45	46	44	46	44	46	45
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 II				2	9	10	12	25	26	25	30	37	43	45	46	44	46	44	46	45
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	2	1																		
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	2	4	6	5																
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 I		4	7	7	8	8	6	6	5	5	5	6	7	7	6	6	7	5	6	7
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 II					8	8	6	6	5	5	5	6	7	7	6	6	7	5	6	7
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 I		1	1	1	3	3	2	2	3	2	3	4	4	5	5	5	6	6	6	5
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 II			0	1	3	3	2	2	3	2	3	4	4	5	5	5	6	6	6	5
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	100	85	34	35	44	48	49	49	46	46	47	52	62	59	58	57	61	58	52	61
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	90	76	31	32	40	43	44	44	41	41	43	47	56	54	52	51	55	54	48	57
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 III		14	31	32	40	43	44	44	41	41	43	47	56	54	52	51	55	54	48	57
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 IV		4	31	32	40	43	44	44	41	41	43	47	56	54	52	51	55	54	48	57
Charrua 500->Ancoa 500 I	65	70	79	72																
Charrua 500->Ancoa 500 II	53	58	65	60																
Charrua 500->Ancoa 500 III				2	63	70	70	71	66	34	36	38	48	47	43	42	45	44	39	46
Charrua 500->Ancoa 500 IV										28	30	32	40	39	36	35	37	36	32	38
Charrua 500->Nueva Charrua 500 I					4	5	5	5	5	2	2	2	2	2	1	1	1	0	0	1
Charrua 500->Nueva Charrua 500 II					4	4	4	4	4	1	1	1	2	2	1	1	1	0	0	1
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 I					35	38	38	39	36	21	22	24	31	30	30	31	37	45	41	54
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 II					29	32	32	32	30	17	18	20	25	25	25	26	31	37	34	45
Alto Jahuel 500->Los Almendros 500 I							3	3	3	3	3	4	4	4	4	5	5	5	6	6
Los Almendros 500-> Polpaico 500 I							2	3	3	2	3	3	4	4	4	5	6	7	6	6
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 I															3	5	11	30	29	55
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 II															3	5	11	30	29	55
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 I															1	2	3	15	14	38
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 II															1	2	3	15	14	38
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 I				2	3	3	3	16	18	12	12	16	14	14	15	22	21	17	13	9
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 II				2	3	3	3	16	18	12	12	16	14	14	15	22	21	17	13	9
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 I				1	1	1	2	8	9	6	6	8	7	7	8	11	11	8	7	5
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 II				1	1	1	2	8	9	6	6	8	7	7	8	11	11	8	7	5
Montalvo 500->Polpaico 500											16	61	134	237	368	370	524	520	528	525

Tabla 41. Ingresos tarifarios esperados [MMUS$] en los circuitos de 500 [kV] – Escenario Interconexión Andino

Circuito	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 I				1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 II				1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 I				0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 II				0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 I				1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 II				1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 I				0	0	1	1	2	2	2	3	3	3	3	4	3	3	3	4	4
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 II				0	0	1	1	2	2	2	3	3	3	3	4	3	3	3	4	4
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	0	0																		
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	0	0	-1	-1																
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 I		-1	-4	-4	-2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 II					-2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 I		0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 II			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	-4	-2	2	2	2	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	5	5	4	5
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	-3	-1	2	2	2	3	3	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	6
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 III		1	2	2	2	3	3	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	6
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 IV		0	2	2	2	3	3	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	6
Charrua 500->Ancoa 500 I	3	3	4	4																
Charrua 500->Ancoa 500 II	3	3	4	4																
Charrua 500->Ancoa 500 III				0	4	4	5	5	5	3	3	3	4	3	3	4	4	4	3	4
Charrua 500->Ancoa 500 IV										3	3	3	4	4	4	4	4	4	3	4
Charrua 500->Nueva Charrua 500 I					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charrua 500->Nueva Charrua 500 II					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 I					2	2	3	3	3	1	1	2	2	2	2	2	2	3	3	4
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 II					2	2	3	3	3	1	2	2	2	2	2	2	3	3	3	5
Alto Jahuel 500->Los Almendros 500 I							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Los Almendros 500-> Polpaico 500 I							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 I															0	0	1	3	3	5
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 II															0	0	1	3	3	5
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 I															0	0	0	1	1	3
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 II															0	0	0	1	1	3
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 I				0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	3	2	2	2	1
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 II				0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	3	2	2	2	1
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 I				0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 II				0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Montalvo 500->Polpaico 500											1	9	9	26	25	26	50	50	50	50

4. FORMULACIÓN DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN POR ESCENARIO

4.1. GENERALIDADES

En este capítulo se presentan los planes de expansión del sistema de transmisión troncal, en los tres escenarios evaluados en el estudio. Para definir las obras necesarias a construir en el período de estudio, se ajustó simultáneamente el plan de obras de generación junto con el sistema de transmisión que se requiere para satisfacer adecuadamente la demanda, manteniendo siempre activas las limitaciones de las líneas y componentes de transmisión del sistema. Además, se incorporan las normalizaciones de tap-off y seccionamientos de tramos troncales que se especifican en el capítulo 7 de este informe, conforme a la última revisión de la NTSyCS. El conjunto propuesto se detalla a continuación.

a. SIC

1. Normalización corredor Pan de Azúcar – Las Palmas
2. Normalización corredor Los Maquis – Polpaico
3. Normalización corredor Cerro Navia – Polpaico
4. Normalización corredor Chena – Alto Jahuel
5. Normalización corredor Valdivia – Rahue
6. Normalización corredor Charrúa – Temuco
7. Normalización S/E Cardones
8. Normalización S/E Pan de Azúcar
9. Normalización S/E Polpaico
10. Normalización S/E Los Maquis
11. Normalización S/E Chena

b. SING

1. Normalización corredor Atacama – Domeyko
2. Normalización corredor Atacama – Encuentro
3. Normalización corredor Crucero – Lagunas

En el Anexo VI se presentan las curvas de duración de los flujos por año, para cada una de las líneas del sistema expandido, en los tres escenarios estudiados.

4.2. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN EL SING

Para el escenario de interconexión se analizaron distintos puntos mediante simulaciones en el modelo OSE2000, para la puesta en servicio de la línea de 500 [kV] que conectaría en el SIC con S/E Nueva Cardones. Los puntos analizados en estos casos fueron S/E Cerro Fortuna (su definición se explica con detalle en el punto 3.3 y en el Anexo VII de este informe), S/E Río Loa, S/E O'Higgins y S/E Laberinto.

Con el fin de definir cuál de las alternativas anteriores presenta menor nivel de costos de operación y necesita la menor cantidad de inversiones en transmisión, se simularon casos de operación determinísticos del SING (simulación 1) en escenarios de demanda y generación de 1000 [MW] en los puntos de conexión indicados. La frecuencia de ocurrencia de flujos mayores a 1000 [MW] es muy baja, y en el análisis se consideró que esta condición de inyección y retiro era para todos los bloques de demanda en todos los meses. Con la operación de ambos sistemas en conjunto, se verificaron que las transferencias cumplieran con los criterios vigentes en la norma técnica.

Independiente del punto de conexión estudiado, se incluyeron obras de transmisión en estos casos, las que se detallan en el Anexo X. En el anexo digital se encuentran las bases y salidas de la simulación en el modelo OSE2000 de los cuatro casos enunciados.

Para cada caso se simularon diversas contingencias de líneas, en el escenario de inyección y retiro de 1000 [MW] desde el SIC, debido al enmallamiento que presenta el sistema SING. En la siguiente tabla se presenta el listado de contingencias estudiadas en el SING, en el que se incluyen las obras del Anexo X.

Tabla 42: Listado de contingencias estudiadas en el SING

N° Contingencia	Apertura de Línea
1	O'higgins 220->Domeyko 220 II
2	O'higgins 220->Palestina 220 III
3	Atacama 220->O'higgins 220 II
4	Palestina 220->Domeyko 220 III
5	Domeyko 220->Sulfuros 220 I
6	Domeyko 220->OGP1 220

N° Contingencia	Apertura de Línea
7	Nueva Zaldivar 220->Sulfuros 220
8	Domeyko 220->Escondida 220 I
9	Nueva Zaldivar 220->Zaldivar 220 I
10	Laberinto 220->Nueva Zaldivar 220 II
11	Crucero 220->Laberinto 220 II
12	Enlace 220->Laberinto 220 II
13	Cerro Fortuna 220->Capricornio 220 II
14	Capricornio 220->El Cobre 220 I
15	Angamos 220->Enlace 220 II
16	Angamos 220->Encuentro 220 II
17	O'higgins 220->Laberinto 220 II
18	Chacaya 220->Capricornio 220
19	Capricornio 220->Mantos Blancos 220
20	Laberinto 220->Mantos Blancos 220
21	Crucero 220->Laberinto 220 II
22	Encuentro 220->El Tesoro 220
23	Esperanza SING 220->El Tesoro 220
24	El Cobre 220->Esperanza SING 220 II
25	Chacaya 220->Crucero 220
26	Chacaya 220->Crucero 220
27	Atacama 220->Miraje 220 II
28	Miraje 220->Encuentro 220 II
29	Laberinto 220->El Cobre 220 I
29	Laberinto 220->El Cobre 220 III
30	Tarapaca 220->Lagunas 220 II

A continuación se detallan los valores presentes de los costos de operación observados en el período de estudio y el nivel de inversión necesario (en valor presente) en cada caso analizado, con el sistema ampliado en el SING:

- Caso S/E Río Loa

Tabla 43. Costos de operación caso S/E Río Loa

Valor de inversión actualizado (MMUS$)	Costo de operación actualizado (MMUS$)	Total (MMUS$)
439.39	11,457.2	11,896.6

Esta alternativa requiere el seccionamiento de la línea 2x220 [kV] Chacaya – El Cobre en la S/E Cerro Fortuna, para el año 2021. Además, se requiere seccionar en 2032 el tramo Cerro Fortuna – El Cobre 2x220 [kV] en la S/E Capricornio y abrir las líneas Chacaya – Capricornio 220 [kV] y Mantos Blancos – Laberinto 220 [kV], alimentando los consumos de Mantos Blancos desde la S/E Capricornio.

- Caso S/E O'Higgins

Tabla 44. Costos de operación caso S/E O'Higgins

Valor de inversión actualizado (MMUS$)	Costo de operación actualizado (MMUS$)	Total (MMUS$)
360.8	11,879.1	12,239.9

Esta alternativa a pesar de generar mayores costos de operación, permite acortar el largo de la línea necesaria para realizar la interconexión. Además, se requeriría un tercer circuito Enlace – O'Higgins 220 [kV] en 2021.

- Caso S/E Cerro Fortuna

Tabla 45. Costos de operación caso S/E Cerro Fortuna

Valor de inversión actualizado (MMUS$)	Costo de operación actualizado (MMUS$)	Total (MMUS$)
382.6	11,398.4	11,781.0

Esta alternativa requiere una línea de interconexión más larga, pero entrega menores costos de operación en comparación a los otros escenarios.

- Caso S/E Laberinto

Tabla 46. Costos de operación caso S/E Laberinto

Valor de inversión actualizado (MMUS$)	Costo de operación actualizado (MMUS$)	Total (MMUS$)
426.3	11,522.6	11,948.9

Esta alternativa requiere el seccionamiento de la línea 2x220 [kV] Chacaya – El Cobre en la S/E Cerro Fortuna, para el año 2021. Además, se requiere seccionar en 2023 el tramo

Cerro Fortuna – El Cobre 2x220 [kV] en la S/E Capricornio y abrir las líneas Chacaya – Capricornio 220 [kV] y Mantos Blancos – Laberinto 220 [kV], alimentando los consumos de Mantos Blancos desde la S/E Capricornio.

Dados los niveles de inversión necesarios en el sistema de transmisión, y considerando los costos de operación del sistema, se definió que el punto de interconexión fuera en S/E Cerro Fortuna, con el fin de disponer de dos subestaciones con generación a carbón y gas natural en el SING, distribuyendo la corriente de cortocircuito y aumentando la confiabilidad del sistema. El detalle de esa subestación se encuentra en los siguientes apartados y en el Anexo VII.

4.3. PROYECTOS DE LÍNEAS Y SUBESTACIONES PROPUESTOS POR ESCENARIO

Para solucionar las diversas congestiones que se presentan a lo largo del período de estudio, se propusieron obras de transmisión que son necesarias para el correcto funcionamiento del sistema, para escenario de expansión.

En los siguientes apartados se presenta el listado de proyectos de transmisión que se concluye que son necesarios para ampliar el sistema de transmisión troncal, separados por sistema y por escenario de expansión.

Una descripción detallada de cada proyecto propuesto, junto con el análisis de la factibilidad técnica y revisiones ambientales, se presenta en los Anexos V y VII.

La decisión final acerca de los proyectos recomendados para su puesta en servicio o inicio de construcción en el cuatrienio 2015-2018 se define en el capítulo 5.2 de este informe (Análisis de alternativas de los planes de expansión).

4.3.1. ESCENARIO INTERCONEXIÓN BASE

4.3.1.1. Obras propuestas para el SIC

Tabla 47. Proyectos de transmisión propuestos para el SIC

Tramo	Descripción Obra Troncal		Fecha aproximada de conexión al sistema
Diego de Almagro – Cardones 220 [kV]	Aumento de capacidad 1x220 [kV] Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones a 260 [MVA]		Abr-16
	Alternativa 1	Nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro - Carrera Pinto – San Andrés 290 [MVA]	Abr-22
		Nueva línea 2x220 [kV] San Andrés – Nueva Cardones 290 [MVA]	Abr-22
	Alternativa 2	Nueva línea 2x220 [kV] Paposo – Nueva Cumbre 1500 [MVA]	Abr-22
		Banco de autotransformadores 500/220 [kV] 3x250 [MVA] en subestación Nueva Cumbre	Abr-22
		Nueva línea 2x220 [kV] Carrera Pinto – San Andrés – Cardones 290 [MVA], tendido de un circuito	Abr-22
Nueva Cardones – Polpaico 500 [kV]	Rediseño de nueva línea 2x500 [kV] Nueva Cardones – Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Polpaico para aumentar capacidad a 1700 [MVA]		Ene-18
	Seccionamiento línea 2x500 [kV] Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar en Punta Colorada		Ene-18
Maitencillo – Nogales 220 [kV]	Alternativa 1	Nueva línea 2x220 [kV] Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Don Goyo – La Cebada – Las Palmas – Los Vilos – Nogales 700 [MVA]	Ene-19
	Alternativa 2	Cambio de conductor línea 2x220 [kV] Maitencillo – Pan de Azúcar – Don Goyo – La Cebada – Las Palmas – Los Vilos – Nogales para aumentar capacidad a 520 [MVA]	Ene-19
Polpaico – Alto Jahuel 500 [kV]	Alternativa 1	Nueva línea 2x500 [kV] Polpaico – Los Almendros – Alto Jahuel 1800 [MVA], tendido de un circuito	Abr-20
		Nuevo banco de autotransformadores 500/220 [kV] 3x250 [MVA] en subestación Los Almendros	Abr-29
	Alternativa 2	Nueva línea 2x500 [kV] Polpaico – Lo Aguirre – Alto Jahuel 1800 [MVA], tendido	Abr-20

Tramo	Descripción Obra Troncal	Fecha aproximada de conexión al sistema
	de un circuito	
	Seccionamiento segundo circuito línea 2x220 [kV] Polpaico – Alto Jahuel en Lo Aguirre	Abr-18
	Nuevo banco de autotransformadores 500/220 [kV] 3x250 [MVA] en subestación Lo Aguirre	Abr-18
	Nuevo banco de autotransformadores 500/220 [kV] 3x250 [MVA] en subestación Lo Aguirre	Abr-32
Alto Jahuel – Charrúa 500 [kV]	Tendido segundo circuito nueva línea 2x500 [kV] Ancoa – Charrúa 1400 [MVA]	Abr-23
	Aumento de capacidad línea 2x500 [kV] Alto Jahuel – Ancoa a 1612 [MVA]	Sep-29
	Aumento de capacidad línea 2x500 [kV] Ancoa - Charrúa a 1700 [MVA]	Sep-29
Ancoa – Itahue 220 [kV]	Nueva línea 2x220 [kV] Ancoa – Itahue 470 [MVA], tendido de un circuito	Abr-28
Sistema Colbún 220 [kV]	Nueva subestación Puente Negro 220 [kV]	Abr-24
	Seccionamiento línea 2x154 [kV] La Higuera – Tinguiririca en Puente Negro y energización en 220 [kV]	Abr-24
	Seccionamiento línea 2x220 [kV] Colbún - Candelaria en Puente Negro	Abr-24
Sistema 500 [kV] SIC Sur	Nueva línea 2x500 [kV] Cautín - Ciruelos 2500/1500 [MVA], tendido de dos circuitos energizados en 220 [kV]	Abr-20
	Nueva línea 2x500 [kV] Ciruelos - Pichirropulli 1500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	Abr-21
	Nueva línea 2x500 [kV] Nueva Charrúa – Mulchén 2500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	Abr-23
	Nueva línea 2x500 [kV] Mulchén - Cautín 2500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	Abr-26
	Nueva subestación Loncoche 500/220 [kV]	Abr-28
	Tendido de segundos circuitos y energización en 500 [kV] línea 2x500 [kV] Nueva Charrúa – Loncoche 2500 [MVA]	Abr-28
	Tendido de segundos circuitos y energización en 500 [kV] línea 2x500 [kV] Loncoche – Nueva Puerto Montt 1500 [MVA]	Abr-28

4.3.1.2. Obras propuestas para el SING

Tabla 48. Proyectos de transmisión propuestos para el SING - Escenario Interconexión Base

Tramo	Descripción Obra Troncal	Fecha aproximada de conexión al sistema
Laberinto – El Cobre 220 [kV]	Nueva línea 2x220 [kV] Laberinto – El Cobre 360 [MVA], tendido de un circuito	Abr-18
Domeyko – Sulfuros 220 [kV]	Nueva línea 2x220 [kV] Domeyko – Sulfuros 293 [MVA], tendido de un circuito	Abr-29
Domeyko – Escondida 220 [kV]	Nueva línea 2x220 [kV] Domeyko – Escondida 245 [MVA], tendido de un circuito	Abr-18
	Tendido segundo circuito nueva línea 2x220 [kV] Domeyko – Escondida	Abr-28

Lagunas – Pozo Almonte 220 [kV]	Nueva línea 2x220 [kV] Lagunas – Pozo Almonte 600 [MVA]	Abr-20
Tarapacá – Lagunas 220 [kV]	Nueva línea 2x220 [kV] Tarapacá – Lagunas 254 [MVA], tendido de un circuito	Abr-24
	Tendido segundo circuito nueva línea 2x220 [kV] Tarapacá – Lagunas	Abr-30
Cochrane – Encuentro 220 [kV]	Seccionamiento línea 2x220 [kV] Cochrane – Encuentro en S/E Angamos	May-16
	Seccionamiento línea 2x220 [kV] Cochrane – Encuentro en S/E Enlace	Jul-21

4.3.1.3. Obras propuestas necesarias para la interconexión SING-SIC

Tabla 49. Proyectos de transmisión propuestos para la interconexión SING-SIC

Tramo	Descripción Obra	Fecha aproximada de conexión al sistema
S/E Cerro Fortuna	Construcción de la S/E Cerro Fortuna	Jul-21
	Seccionamiento línea 2x220 [kV] Enlace – O'Higgins en S/E Cerro Fortuna	Jul-21
	Seccionamiento línea 2x220 [kV] Enlace – Laberinto en S/E Cerro Fortuna	Jul-21
	Seccionamiento línea 1x220 [kV] Atacama – Esmeralda en S/E Cerro Fortuna	Jul-21
	Desconexión línea 1x220 [kV] Mejillones – O'Higgins de la S/E Mejillones y conexión en S/E Atacama	Jul-21

4.3.2. ESCENARIO INTERCONEXIÓN ALTERNATIVO

La descripción de los proyectos que se consideran en este escenario es análoga a la realizada para el caso anterior.

4.3.2.1. Obras propuestas para el SIC

Tabla 50. Proyectos de transmisión propuestos para el SIC

Tramo	Descripción Obra Troncal		Fecha aproximada de conexión al sistema
Diego de Almagro – Cardones 220 [kV]	Aumento de capacidad 1x220 [kV] Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones a 260 [MVA]		Abr-16
	Alternativa 1	Nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – San Andrés 290 [MVA], tendido de un circuito seccionado en Carrera Pinto	Abr-22
		Nueva línea 2x220 [kV] San Andrés – Nueva Cardones 290 [MVA]	Abr-22
	Alternativa 2	Nueva línea 2x220 [kV] Paposo – Nueva Cumbre 1500 [MVA]	Abr-22
		Banco de autotransformadores 500/220 [kV] 3x250 [MVA] en subestación Nueva Cumbre	Abr-22
		Nueva línea 2x220 [kV] Carrera Pinto – San Andrés – Cardones 290 [MVA], tendido de un circuito	Abr-22
Nueva Cardones – Polpaico 500 [kV]	Rediseño de nueva línea 2x500 [kV] Nueva Cardones – Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Polpaico para aumentar capacidad a 1700 [MVA]		Ene-18
	Seccionamiento línea 2x500 [kV] Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar en Punta Colorada		Ene-18
Maitencillo – Nogales 220 [kV]	Alternativa 1	Nueva línea 2x220 [kV] Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Don Goyo – La Cebada – Las Palmas – Los Vilos – Nogales 700 [MVA]	Ene-19
	Alternativa 2	Cambio de conductor línea 2x220 [kV] Maitencillo – Pan de Azúcar – Don Goyo – La Cebada – Las Palmas – Los Vilos – Nogales para aumentar capacidad a 520 [MVA]	Ene-19
Polpaico – Alto Jahuel 500 [kV]	Alternativa 1	Nueva línea 2x500 [kV] Polpaico – Los Almendros – Alto Jahuel 1800 [MVA], tendido de un circuito	Abr-20

		Nuevo banco de autotransformadores 500/220 [kV] 3x250 [MVA] en subestación Los Almendros	Abr-29
	Alternativa 2	Nueva línea 2x500 [kV] Polpaico – Lo Aguirre – Alto Jahuel 1800 [MVA], tendido de un circuito	Abr-20
	Seccionamiento segundo circuito línea 2x220 [kV] Polpaico – Alto Jahuel en Lo Aguirre		Abr-18
	Nuevo banco de autotransformadores 500/220 [kV] 3x250 [MVA] en subestación Lo Aguirre		Abr-18
	Nuevo banco de autotransformadores 500/220 [kV] 3x250 [MVA] en subestación Lo Aguirre		Abr-32
Alto Jahuel – Charrúa 500 [kV]	Tendido segundo circuito nueva línea 2x500 [kV] Ancoa – Charrúa 1400 [MVA]		Abr-23
	Aumento de capacidad línea 2x500 [kV] Alto Jahuel – Ancoa a 1612 [MVA]		Mar-29
	Aumento de capacidad línea 2x500 [kV] Ancoa - Charrúa a 1700 [MVA]		Mar-29
Ancoa – Itahue 220 [kV]	Nueva línea 2x220 [kV] Ancoa – Itahue 470 [MVA], tendido de un circuito		Abr-28
Sistema Colbún 220 [kV]	Nueva subestación Puente Negro 220 [kV]		Abr-24
	Seccionamiento línea 2x154 [kV] La Higuera – Tinguiririca en Puente Negro y energización en 220 [kV]		Abr-24
	Seccionamiento línea 2x220 [kV] Colbún - Candelaria en Puente Negro		Abr-24
Sistema 500 [kV] SIC Sur	Nueva línea 2x500 [kV] Cautín - Ciruelos 2500/1500 [MVA], tendido de dos circuitos energizados en 220 [kV]		Abr-20
	Nueva línea 2x500 [kV] Ciruelos - Pichirropulli 1500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]		Abr-21
	Nueva línea 2x500 [kV] Nueva Charrúa – Mulchén 2500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]		Abr-23
	Nueva línea 2x500 [kV] Mulchén - Cautín 2500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]		Abr-26
	Nueva subestación Loncoche 500/220 [kV]		Abr-28
	Tendido de segundos circuitos y energización en 500 [kV] línea 2x500 [kV] Nueva Charrúa – Loncoche 2500 [MVA]		Abr-28
	Tendido de segundos circuitos y energización en 500 [kV] línea 2x500 [kV] Loncoche – Nueva Puerto Montt 1500 [MVA]		Abr-28

4.3.2.2. Obras propuestas para el SING

Tabla 51. Proyectos de transmisión propuestos para el SING - Escenario Interconexión Base

Tramo	Descripción Obra Troncal	Fecha aproximada de conexión al sistema
Laberinto – El Cobre 220 [kV]	Nueva línea 2x220 [kV] Laberinto – El Cobre 360 [MVA], tendido de un circuito	Abr-18
Domeyko – Sulfuros 220 [kV]	Nueva línea 2x220 [kV] Domeyko – Sulfuros 293 [MVA], tendido de un circuito	Abr-29
Domeyko – Escondida 220	Nueva línea 2x220 [kV] Domeyko – Escondida 245 [MVA],	Abr-18

[kV]	tendido de un circuito	
	Tendido segundo circuito nueva línea 2x220 [kV] Domeyko – Escondida	Abr-28
Lagunas – Pozo Almonte 220 [kV]	Nueva línea 2x220 [kV] Lagunas – Pozo Almonte 600 [MVA]	Abr-20
Tarapacá – Lagunas 220 [kV]	Nueva línea 2x220 [kV] Tarapacá – Lagunas 254 [MVA], tendido de un circuito	Abr-24
	Tendido segundo circuito nueva línea 2x220 [kV] Tarapacá – Lagunas	Abr-30
Cochrane – Encuentro 220 [kV]	Seccionamiento línea 2x220 [kV] Cochrane – Encuentro en S/E Angamos	May-16
	Seccionamiento línea 2x220 [kV] Cochrane – Encuentro en S/E Enlace	Jul-21

4.3.2.3. Obras propuestas necesarias para la interconexión SING-SIC

Tabla 52. Proyectos de transmisión propuestos para la interconexión SING-SIC

Tramo	Descripción Obra	Fecha aproximada de conexión al sistema
S/E Cerro Fortuna	Construcción de la S/E Cerro Fortuna	Jul-21
	Seccionamiento línea 2x220 [kV] Enlace – O'Higgins en S/E Cerro Fortuna	Jul-21
	Seccionamiento línea 2x220 [kV] Enlace – Laberinto en S/E Cerro Fortuna	Jul-21
	Seccionamiento línea 1x220 [kV] Atacama – Esmeralda en S/E Cerro Fortuna	Jul-21
	Desconexión línea 1x220 [kV] Mejillones – O'Higgins de la S/E Mejillones y conexión en S/E Atacama	Jul-21

4.3.3. ESCENARIO INTERCONEXIÓN ANDINO

4.3.3.1. Obras propuestas para el SIC

Tabla 53. Proyectos de transmisión propuestos para el SIC

Tramo	Descripción Obra Troncal		Fecha aproximada de conexión al sistema
Diego de Almagro – Cardones 220 [kV]	Aumento de capacidad 1x220 [kV] Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones a 260 [MVA]		Abr-16
	Alternativa 1	Nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – San Andrés 290 [MVA], tendido de un circuito seccionado en Carrera Pinto	Abr-22
		Nueva línea 2x220 [kV] San Andrés – Nueva Cardones 290 [MVA]	Abr-22
	Alternativa 2	Nueva línea 2x220 [kV] Paposo – Nueva Cumbre 1500 [MVA]	Abr-22
		Banco de autotransformadores 500/220 [kV] 3x250 [MVA] en subestación Nueva Cumbre	Abr-22
		Nueva línea 2x220 [kV] Carrera Pinto – San Andrés – Cardones 290 [MVA], tendido de un circuito	Abr-22
Nueva Cardones – Polpaico 500 [kV]	Rediseño de nueva línea 2x500 [kV] Nueva Cardones – Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Polpaico para aumentar capacidad a 1700 [MVA]		Ene-18
	Seccionamiento línea 2x500 [kV] Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar en Punta Colorada		Ene-18
Maitencillo – Nogales 220 [kV]	Alternativa 1	Nueva línea 2x220 [kV] Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Don Goyo – La Cebada – Las Palmas – Los Vilos – Nogales 700 [MVA]	Ene-19
	Alternativa 2	Cambio de conductor línea 2x220 [kV] Maitencillo – Pan de Azúcar – Don Goyo – La Cebada – Las Palmas – Los Vilos – Nogales 520 [MVA]	Ene-19
Polpaico – Alto Jahuel 500 [kV]	Alternativa 1	Nueva línea 2x500 [kV] Polpaico – Los Almendros – Alto Jahuel 1800 [MVA], tendido de un circuito	Abr-20
		Nuevo banco de autotransformadores 500/220 [kV] 3x250 [MVA] en subestación Los Almendros	Abr-29
	Alternativa 2	Nueva línea 2x500 [kV] Polpaico – Lo Aguirre – Alto Jahuel 1800 [MVA], tendido de un circuito	Abr-20

Tramo	Descripción Obra Troncal	Fecha aproximada de conexión al sistema
	Seccionamiento segundo circuito línea 2x220 [kV] Polpaico – Alto Jahuel en Lo Aguirre	Abr-18
	Nuevo banco de autotransformadores 500/220 [kV] 3x250 [MVA] en subestación Lo Aguirre	Abr-18
	Nuevo banco de autotransformadores 500/220 [kV] 3x250 [MVA] en subestación Lo Aguirre	Abr-32
Alto Jahuel – Charrúa 500 [kV]	Tendido segundo circuito nueva línea 2x500 [kV] Ancoa – Charrúa 1400 [MVA]	Abr-23
	Aumento de capacidad línea 2x500 [kV] Alto Jahuel – Ancoa a 1612 [MVA]	Ene-31
	Aumento de capacidad línea 2x500 [kV] Ancoa - Charrúa a 1700 [MVA]	Ene-31
Ancoa – Itahue 220 [kV]	Nueva línea 2x220 [kV] Ancoa – Itahue 470 [MVA], tendido de un circuito	Abr-28
Sistema Colbún 220 [kV]	Nueva subestación Puente Negro 220 [kV]	Abr-24
	Seccionamiento línea 2x154 [kV] La Higuera – Tinguiririca en Puente Negro y energización en 220 [kV]	Abr-24
	Seccionamiento línea 2x220 [kV] Colbún - Candelaria en Puente Negro	Abr-24
Sistema 500 [kV] SIC Sur	Nueva línea 2x500 [kV] Cautín - Ciruelos 2500/1500 [MVA], tendido de dos circuitos energizados en 220 [kV]	Abr-20
	Nueva línea 2x500 [kV] Ciruelos - Pichirropulli 1500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	Abr-21
	Nueva línea 2x500 [kV] Nueva Charrúa – Mulchén 2500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	Abr-23
	Nueva línea 2x500 [kV] Mulchén - Cautín 2500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	Abr-26
	Nueva subestación Loncoche 500/220 [kV]	Abr-28
	Tendido de segundos circuitos y energización en 500 [kV] línea 2x500 [kV] Nueva Charrúa – Loncoche 2500 [MVA]	Abr-28
	Tendido de segundos circuitos y energización en 500 [kV] línea 2x500 [kV] Loncoche – Nueva Puerto Montt 1500 [MVA]	Abr-28

4.3.3.2. Obras propuestas para el SING

Tabla 54. Proyectos de transmisión propuestos para el SING - Escenario Interconexión Base

Tramo	Descripción Obra Troncal	Fecha aproximada de conexión al sistema
Laberinto – El Cobre 220 [kV]	Nueva línea 2x220 [kV] Laberinto – El Cobre 360 [MVA], tendido de un circuito	Abr-18
Domeyko – Sulfuros 220 [kV]	Nueva línea 2x220 [kV] Domeyko – Sulfuros 293 [MVA], tendido de un circuito	Abr-29
Domeyko – Escondida 220 [kV]	Nueva línea 2x220 [kV] Domeyko – Escondida 245 [MVA], tendido de un circuito	Abr-18
	Tendido segundo circuito nueva línea 2x220 [kV] Domeyko – Escondida	Abr-28
Lagunas – Pozo Almonte 220 [kV]	Nueva línea 2x220 [kV] Lagunas – Pozo Almonte 600 [MVA]	Abr-20

Tarapacá – Lagunas 220 [kV]	Nueva línea 2x220 [kV] Tarapacá – Lagunas 254 [MVA], tendido de un circuito	Abr-24
	Tendido segundo circuito nueva línea 2x220 [kV] Tarapacá – Lagunas	Abr-30
Cochrane – Encuentro 220 [kV]	Seccionamiento línea 2x220 [kV] Cochrane – Encuentro en S/E Angamos	May-16
	Seccionamiento línea 2x220 [kV] Cochrane – Encuentro en S/E Enlace	Jul-21

4.3.3.3. Obras propuestas necesarias para la interconexión SING-SIC

Tabla 55. Proyectos de transmisión propuestos para la interconexión SING-SIC

Obra	Descripción Obra	Fecha aproximada de conexión al sistema
S/E Cerro Fortuna	Construcción de la S/E Cerro Fortuna	Jul-21
	Seccionamiento línea 2x220 [kV] Enlace – O'Higgins en S/E Cerro Fortuna	Jul-21
	Seccionamiento línea 2x220 [kV] Enlace – Laberinto en S/E Cerro Fortuna	Jul-21
	Seccionamiento línea 1x220 [kV] Atacama – Esmeralda en S/E Cerro Fortuna	Jul-21
	Desconexión línea 1x220 [kV] Mejillones – O'Higgins de la S/E Mejillones y conexión en S/E Atacama	Jul-21

4.3.3.4. Obras consideradas para la interconexión internacional

Tabla 56. Proyecto de transmisión propuesto para la interconexión internacional con Perú

Tramo	Descripción Obra Troncal	Fecha aproximada de conexión al sistema
Montalvo – Polpaico 500 [kV]	Nueva línea 500 [kV] Montalvo – Polpaico 1500 [MW] HVDC	Abr-24

La obra de interconexión internacional considerada consiste en una línea en HVDC 500 [kV] de 1500 [MW] de capacidad, que une la S/E Polpaico con la S/E Montalvo, ubicada al norte de Tacna, Perú. En el Anexo VII se encuentra disponible mayor información acerca de las características técnicas de esta línea.

Se optó por incluir una conexión directa en S/E Polpaico, teniendo en cuenta que conectar en otros puntos más al norte como S/E Río Loa, S/E Nueva Cardones o S/E Nueva Pan de Azúcar implica ampliar el sistema de transmisión de 500 [kV] de forma similar a como

ocurre en el caso propuesto, ya sea en corriente alterna o en corriente continue. Esto ocurre ya que los sistemas de 500 [kV] existentes en la fecha propuesta no serían suficientes para soportar las transferencias que se proponen en la interconexión con Perú.

4.4. FLUJOS POR TRAMOS TRONCALES

A continuación se presentan los histogramas de flujos de potencia por cada tramo troncal del SING y del SIC, obtenidos de la simulación de la operación en el software OSE2000. En el caso de un tramo que requirió una expansión, se muestra el histograma para el año previo a la puesta en servicio del proyecto y el histograma para el año de entrada en operación del mismo.

En el eje horizontal de cada gráfico se presenta el nivel de flujo de potencia a través de la línea, y en el eje vertical se muestra la probabilidad de ocurrencia de dicho flujo, entre todos los escenarios hidrológicos y de bloques de demanda dentro del año en cuestión. Un tramo se encuentra congestionado cuando se observa una alta probabilidad de ocurrencia de un flujo de potencia igual a la capacidad máxima.

Estos gráficos se complementan con la información contenida en las curvas de duración de los flujos por tramo, que se presentan en el Anexo VI. En dicho anexo se incluye la información para las líneas sobre las que no se propuso un proyecto de expansión.

En los casos en que hay varios circuitos por tramo, se incluyó una modelación con líneas auxiliares. Estas líneas no consideran pérdidas, pero permiten limitar las capacidades de cada tramo, utilizando el criterio N-1. De este modo, se limitan las transferencias en los auxiliares y no en cada circuito del tramo en cuestión. La ubicación de la barra auxiliar (Norte, Sur, Este, Oeste), depende del tramo que está limitando y permite identificar el sentido en el que se realizan las transferencias.

Por ejemplo, la línea Cardones 220->Cardones Sur 220 Aux muestra las transferencias desde Cardones hacia Maitencillo, por los tres circuitos existentes y considerando el criterio N-1 del tramo completo.

Los proyectos propuestos para expandir el sistema de transmisión troncal son similares para los distintos escenarios analizados, por lo que el diagnóstico es igualmente válido para cada uno de ellos.

- SING

  - Lagunas – Pozo Almonte 220 [kV]

En este tramo se propuso una nueva línea 2x220 [kV] Lagunas – Pozo Almonte. En las siguientes imágenes se muestran los flujos por las líneas de interés antes y después del cambio. La línea Lagunas – Pozo Almonte 220 I sale de operación en 2019 y en 2020 entran en operación las líneas Lagunas – Pozo Almonte 220 II y III.

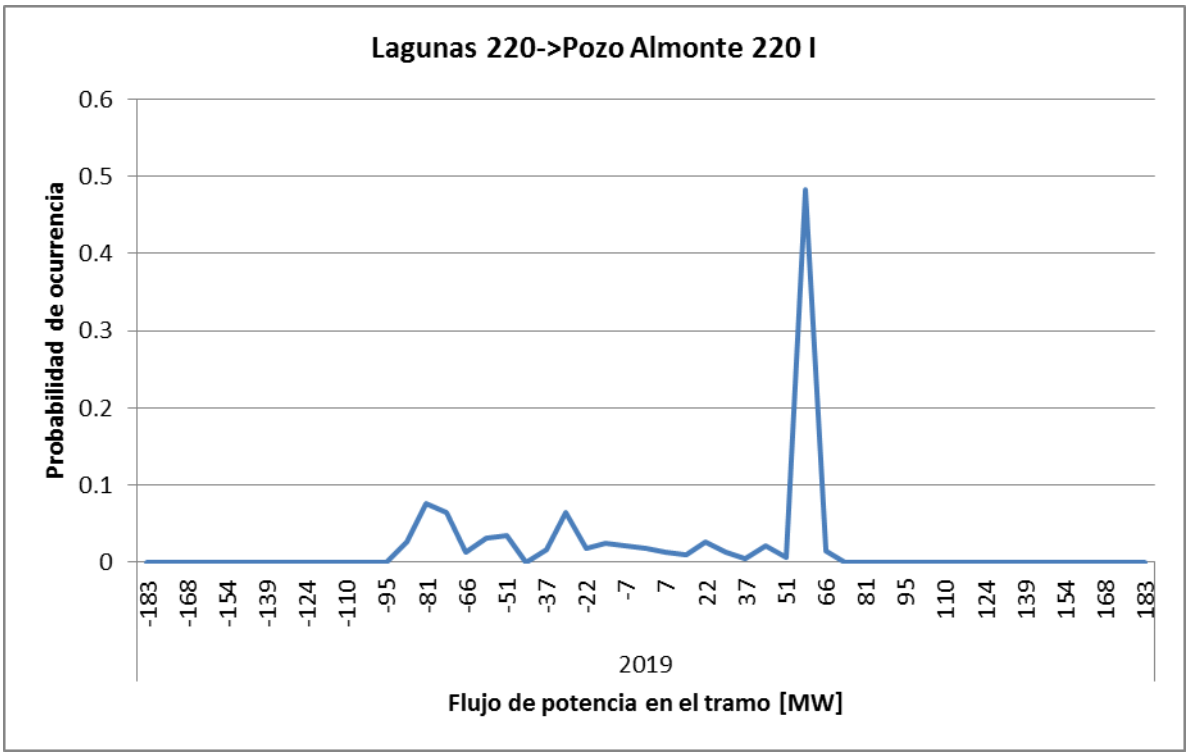


Figura 4: Histograma de Flujos por línea Lagunas – Pozo Almonte I

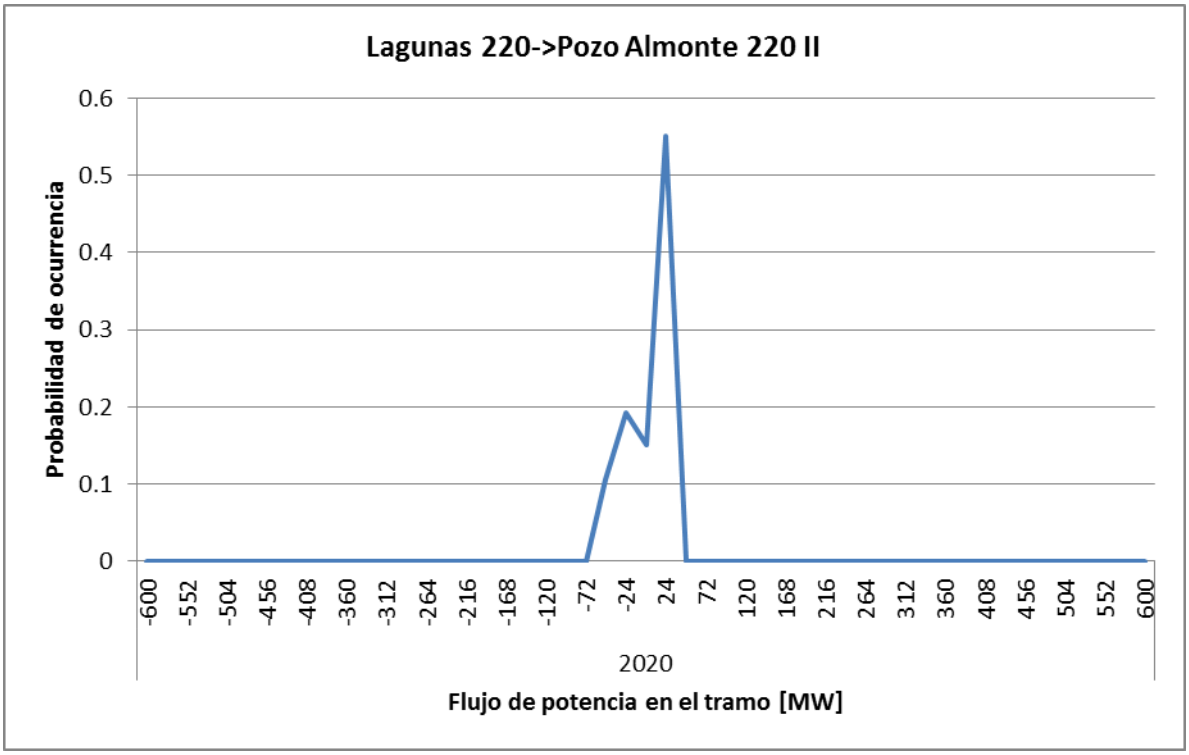


Figura 5: Histograma de Flujos por línea Lagunas – Pozo Almonte II

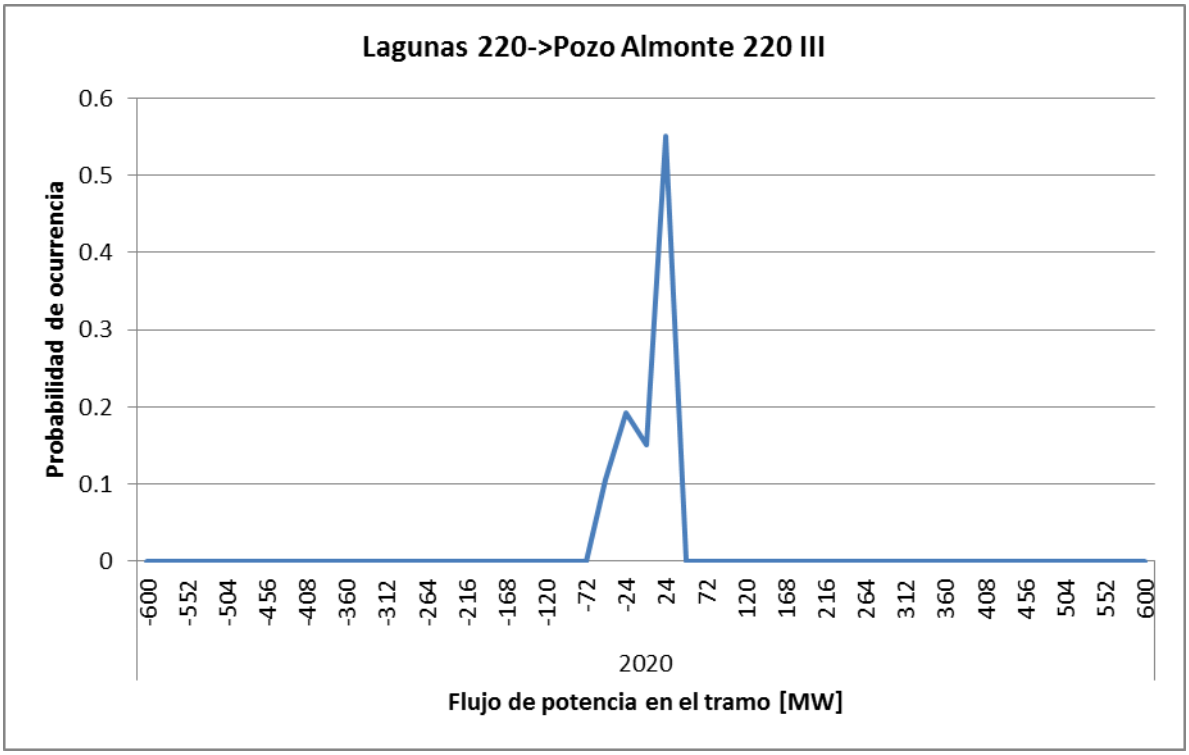


Figura 6: Histograma de Flujos por línea Lagunas – Pozo Almonte III

- Tarapacá – Lagunas 220 [kV]

En este tramo se propuso una nueva línea 2x220 [kV] Tarapacá – Lagunas, con el tendido del primer circuito en 2024 y del segundo circuito en 2030. A continuación se presentan los gráficos para 2023, 2024 y 2030, por el tramo completo, considerando el criterio N-1.

Se observa un aumento en la transferencia para el año 2024, que supera el criterio de seguridad en caso de mantenerse el sistema actual, lo que se repite para el año 2030.

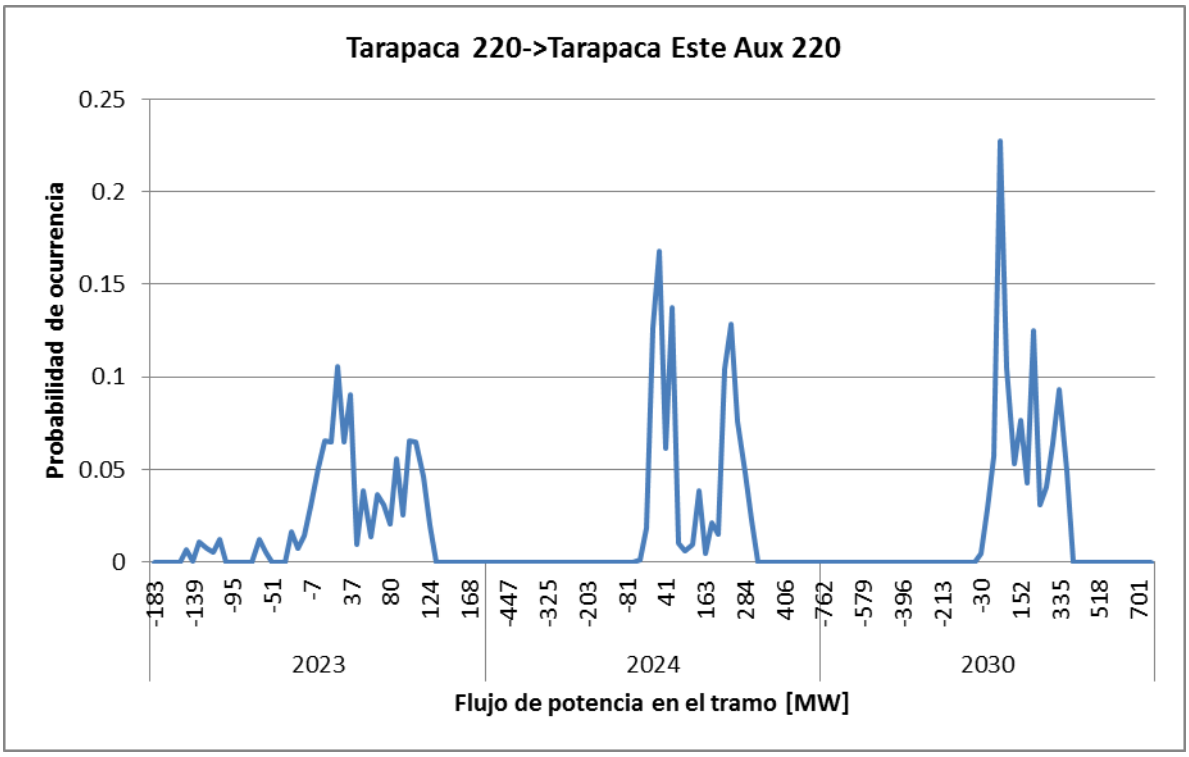


Figura 7: Histograma de Flujos por línea Tarapacá – Tarapacá Este Aux

- Lagunas – Crucero 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

- Crucero – Encuentro 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

- Encuentro – Atacama 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

- Atacama – Domeyko 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

- Domeyko – Sulfuros 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado. Sin embargo, del análisis de contingencias en el SING se observa que en caso de falla en otras líneas del sistema, se producen saturaciones en el tramo. De este modo, por seguridad se requiere ampliar el sistema de transmisión en esta línea. Para mayor información referirse al Anexo IX.

- Domeyko – Escondida 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado. Sin embargo, del análisis de contingencias en el SING se observa que en caso de falla en otras líneas del sistema, se producen saturaciones en el tramo. De este modo, por seguridad se requiere ampliar el sistema de transmisión en esta línea. . Para mayor información referirse al Anexo IX.

- Nueva Zaldívar - Escondida 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

- Laberinto – Nueva Zaldívar 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

- Laberinto – El Cobre 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado. Sin embargo, del análisis de contingencias en el SING se observa que en caso de falla en otras líneas del sistema, se producen saturaciones en el tramo. De este modo, por seguridad se requiere ampliar el sistema de transmisión en esta línea.

- Crucero – Laberinto 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

- Encuentro – Lagunas 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

- SIC

  - Diego de Almagro – Cardones 220 [kV]

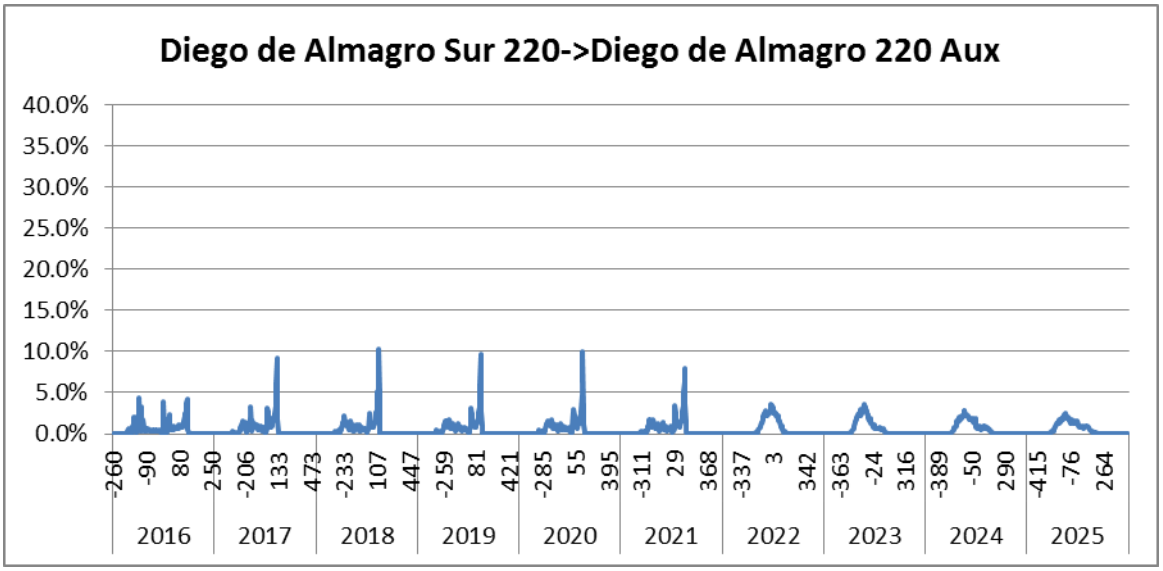


Figura 8. Histograma Diego de Almagro Sur 220->Diego de Almagro 220 Aux (con aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] y nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – Cumbre)

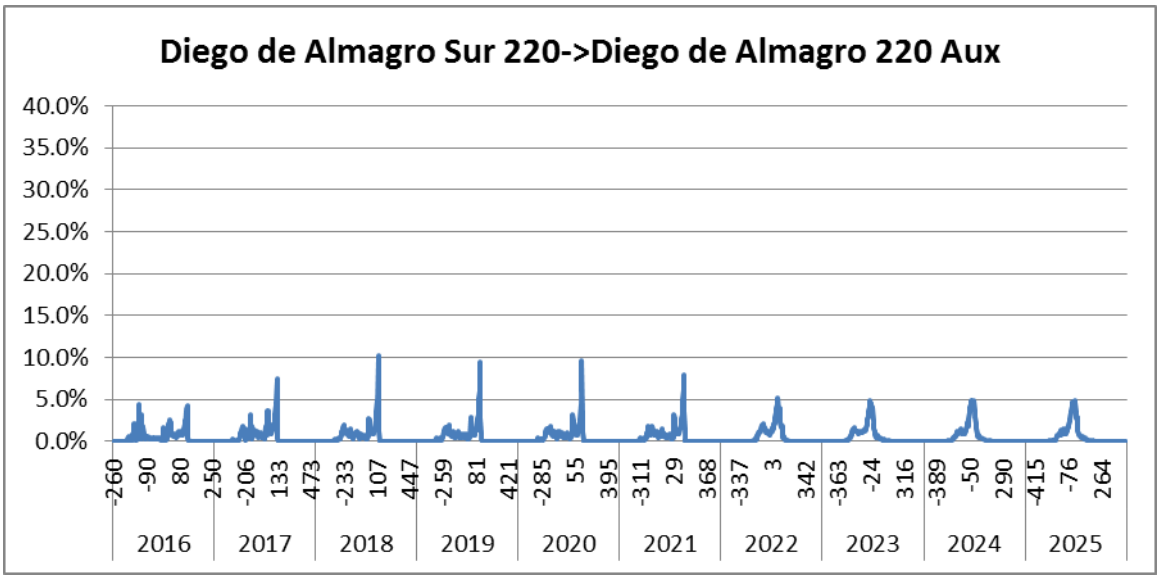


Figura 9. Histograma Diego de Almagro Sur 220->Diego de Almagro 220 Aux (con aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] y nueva línea 2x220 [kV] Paposo – Nueva Cumbre)

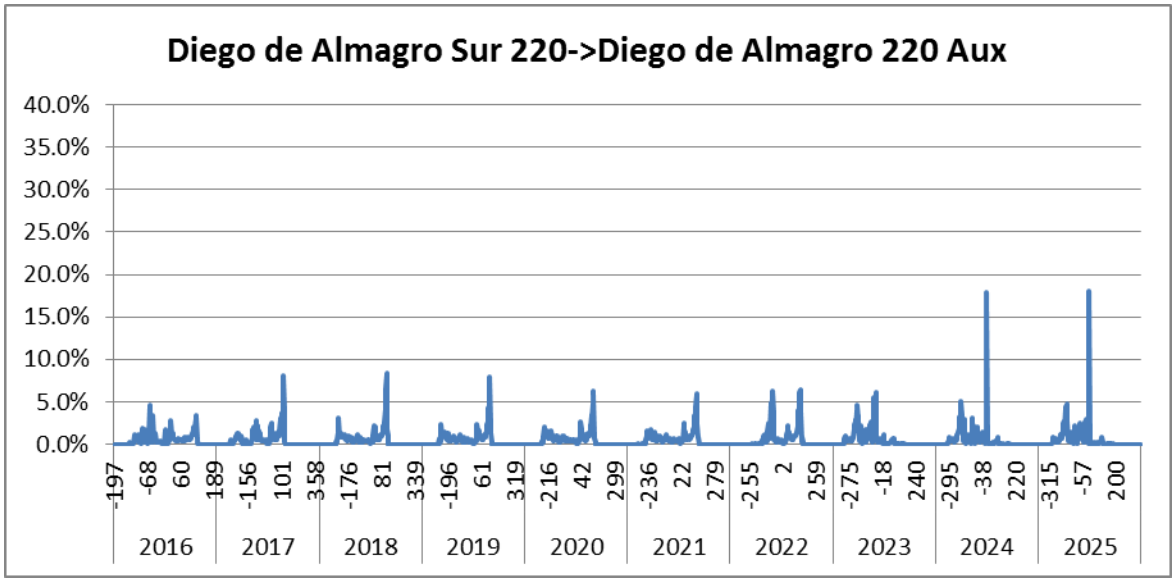


Figura 10. Histograma Diego de Almagro Sur 220->Diego de Almagro 220 Aux (sin aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] ni obras adicionales)

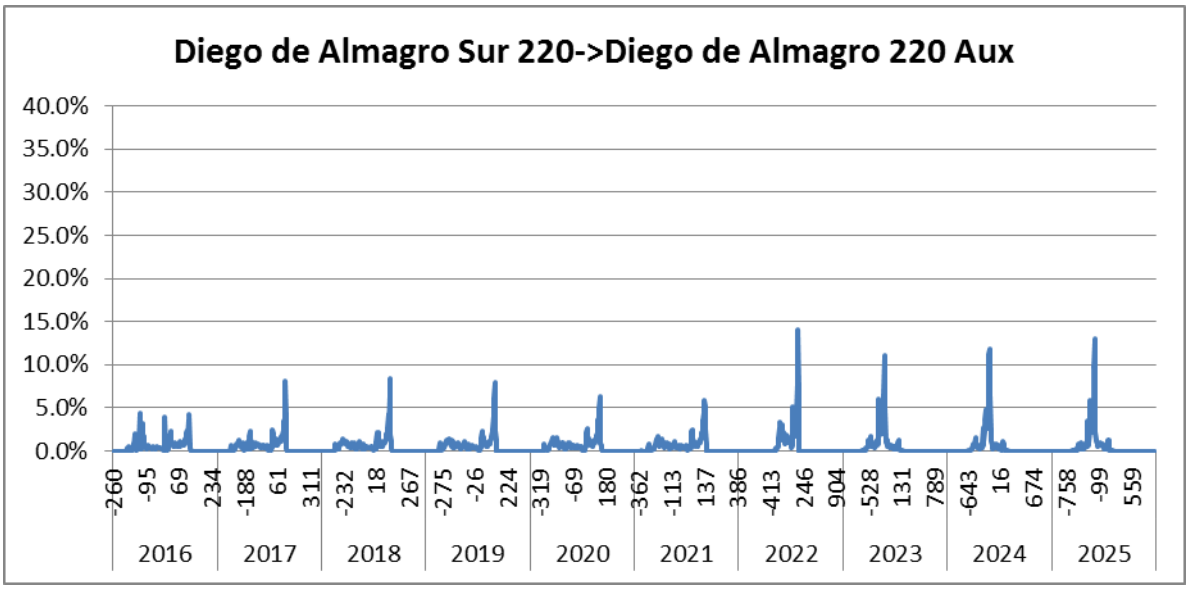


Figura 11. Histograma Diego de Almagro Sur 220->Diego de Almagro 220 Aux (con aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] y nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés - Cardones)

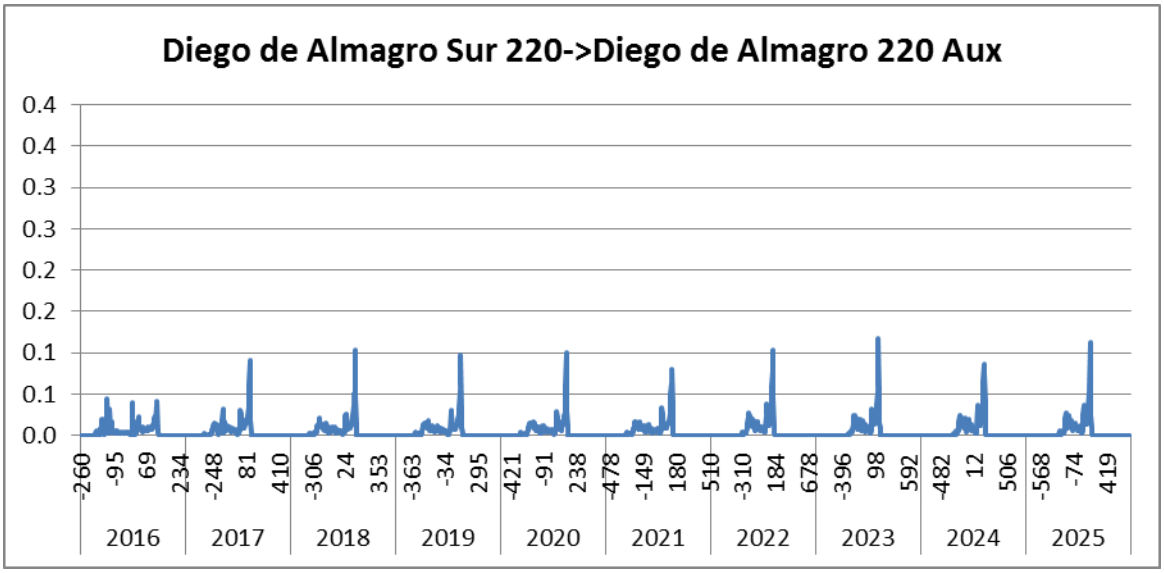


Figura 12. Histograma Diego de Almagro Sur 220->Diego de Almagro 220 Aux (sin el cierre de ciclo de la central Taltal, con aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] y nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones con un circuito tendido)

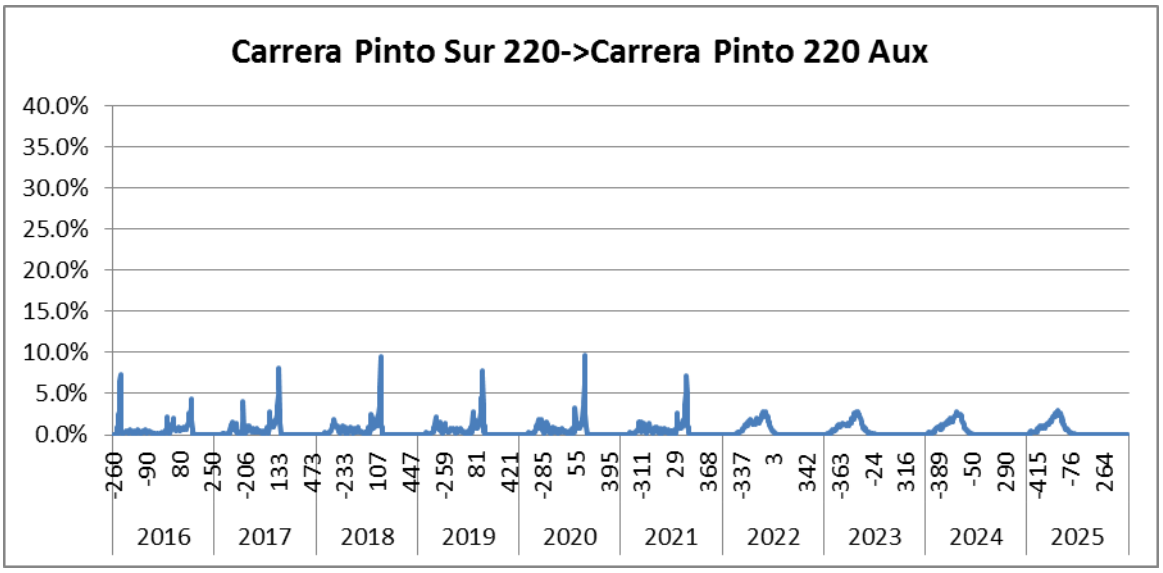


Figura 13. Histograma Carrera Pinto Sur 220->Carrera Pinto 220 Aux (con aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] y nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – Cumbre)

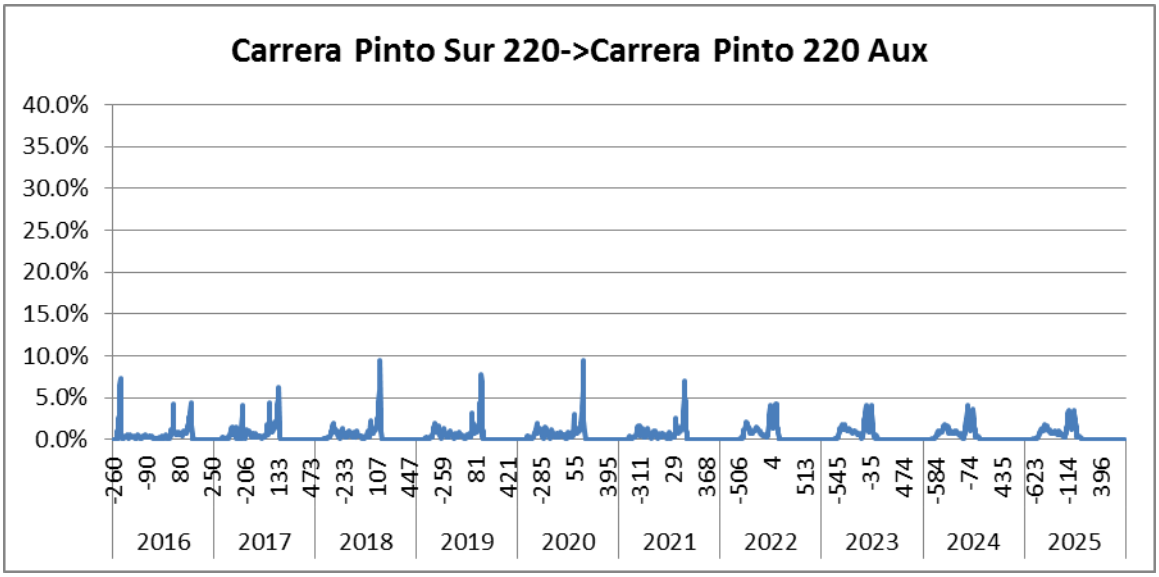


Figura 14. Histograma Carrera Pinto Sur 220->Carrera Pinto 220 Aux (con aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] y nueva línea 2x220 [kV] Paposo – Nueva Cumbre)

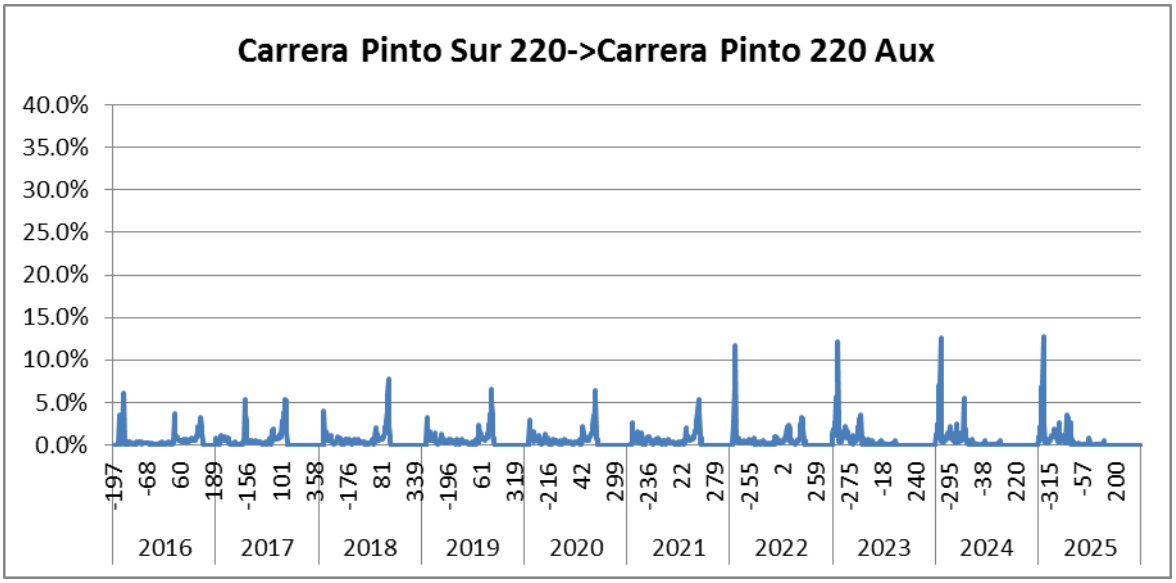


Figura 15. Histograma Carrera Pinto Sur 220->Carrera Pinto 220 Aux (sin aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] ni obras adicionales)

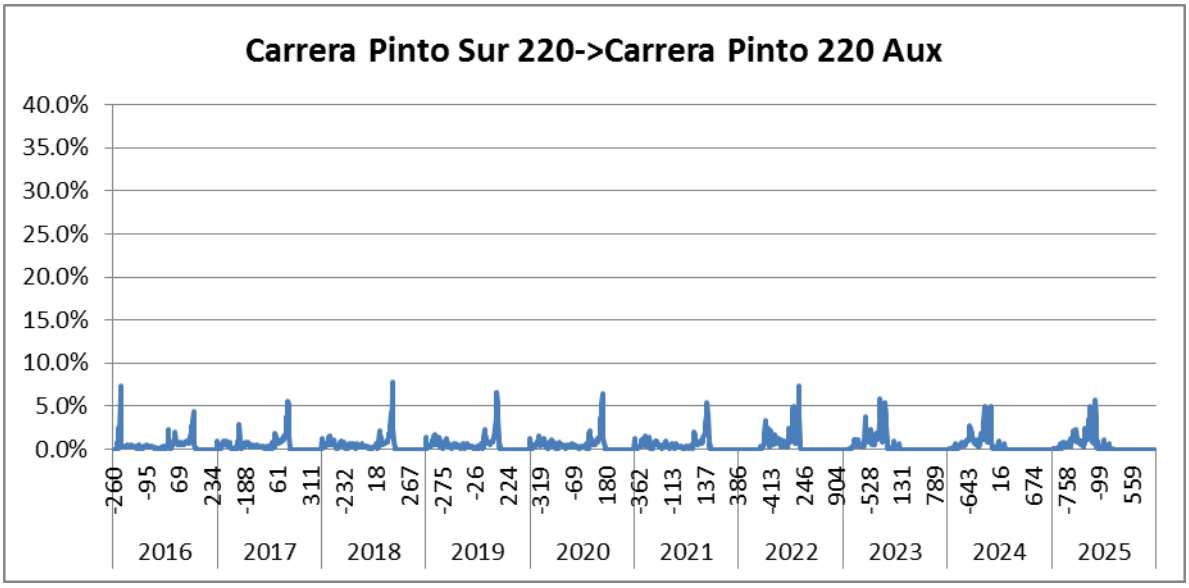


Figura 16. Histograma Carrera Pinto Sur 220->Carrera Pinto 220 Aux (con aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] y nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés - Cardones)

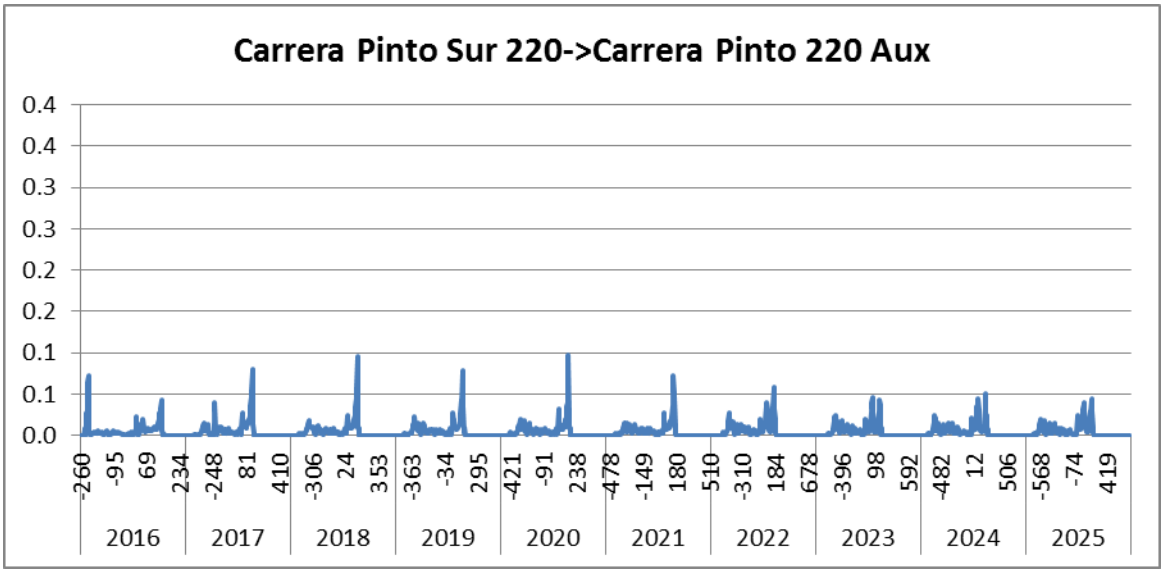


Figura 17. Histograma Carrera Pinto Sur 220->Carrera Pinto 220 Aux (sin el cierre de ciclo de la central Taltal, con aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] y nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones con un circuito tendido)

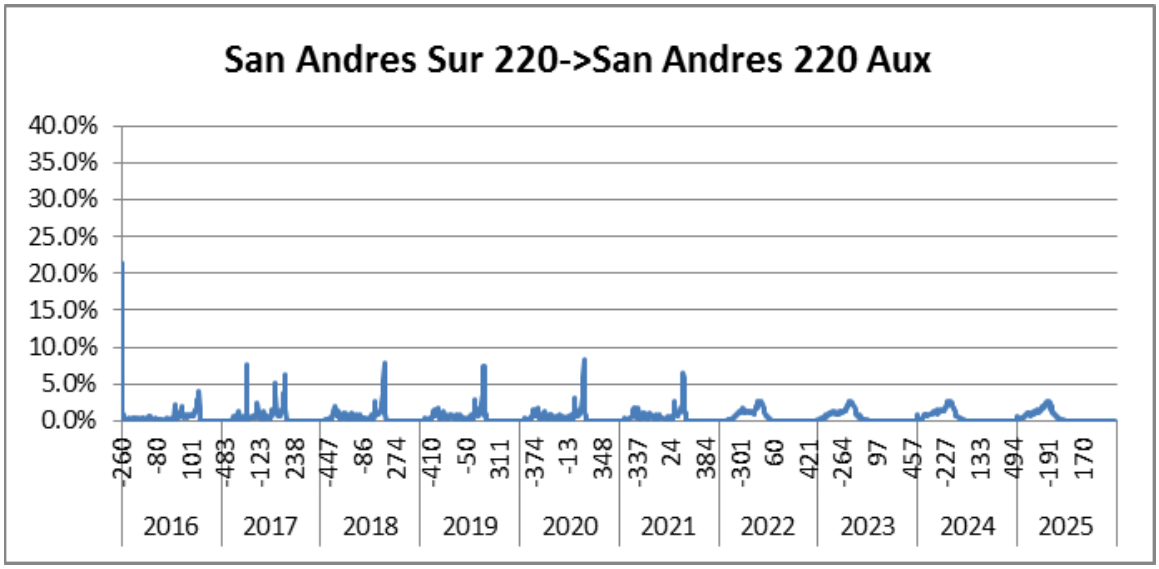


Figura 18. Histograma San Andres Sur 220->San Andres 220 Aux (con aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] y nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – Cumbre)

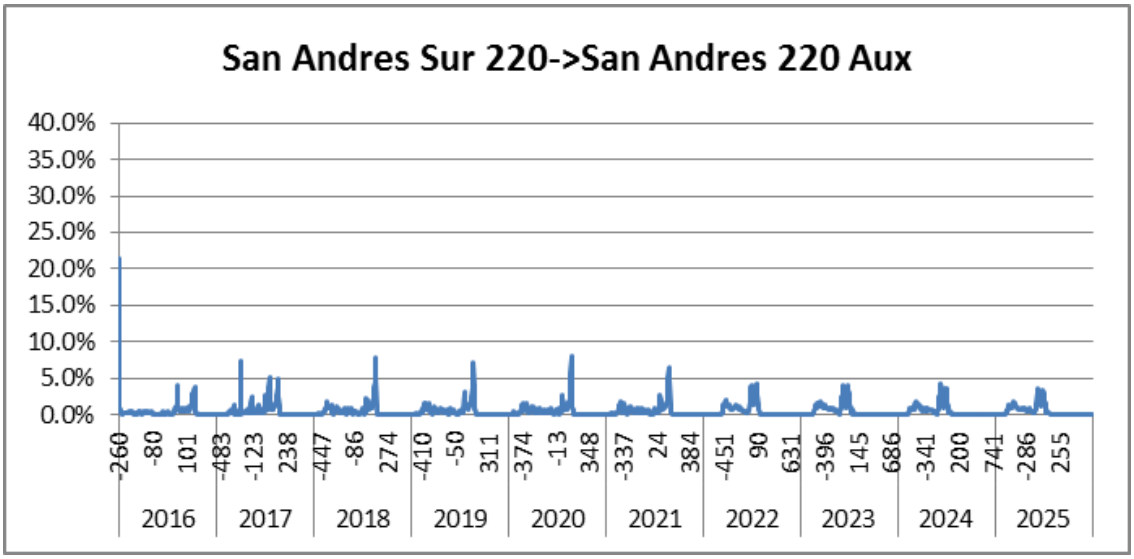


Figura 19. Histograma San Andres Sur 220->San Andres 220 Aux (con aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] y nueva línea 2x220 [kV] Paposo – Nueva Cumbre)

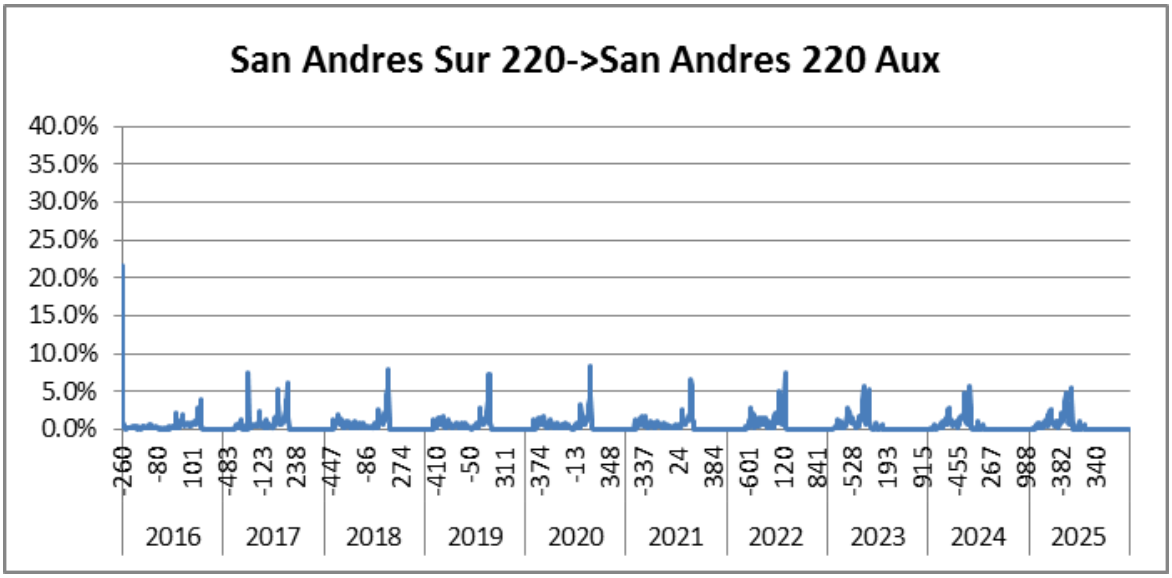


Figura 20. Histograma San Andres Sur 220->San Andres 220 Aux (con aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] y nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés - Cardones)

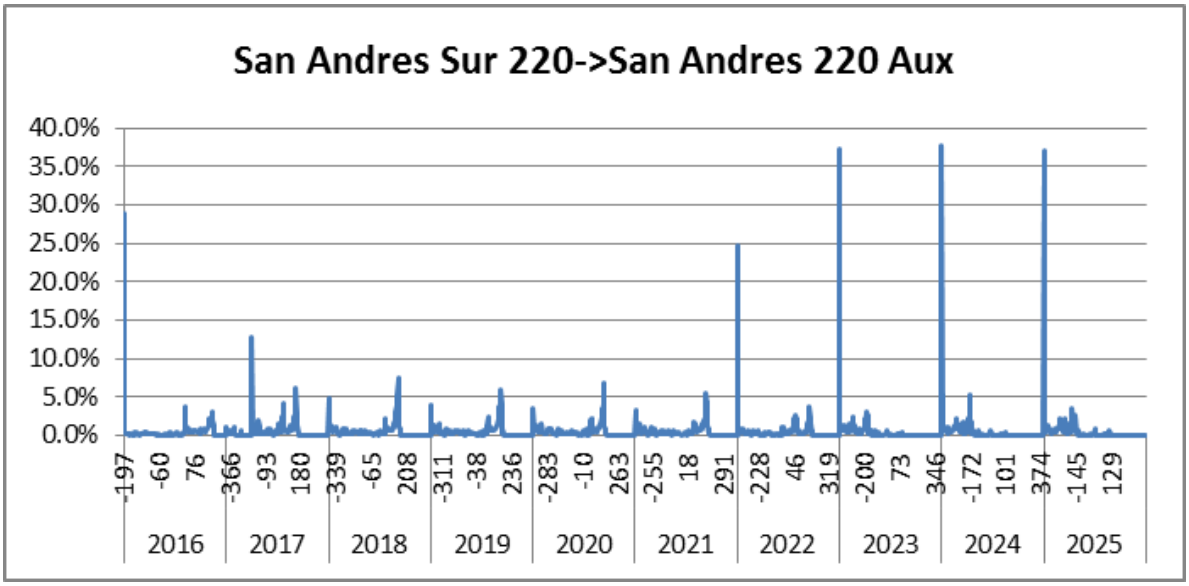


Figura 21. Histograma San Andres Sur 220->San Andres 220 Aux (sin aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] ni obras adicionales)

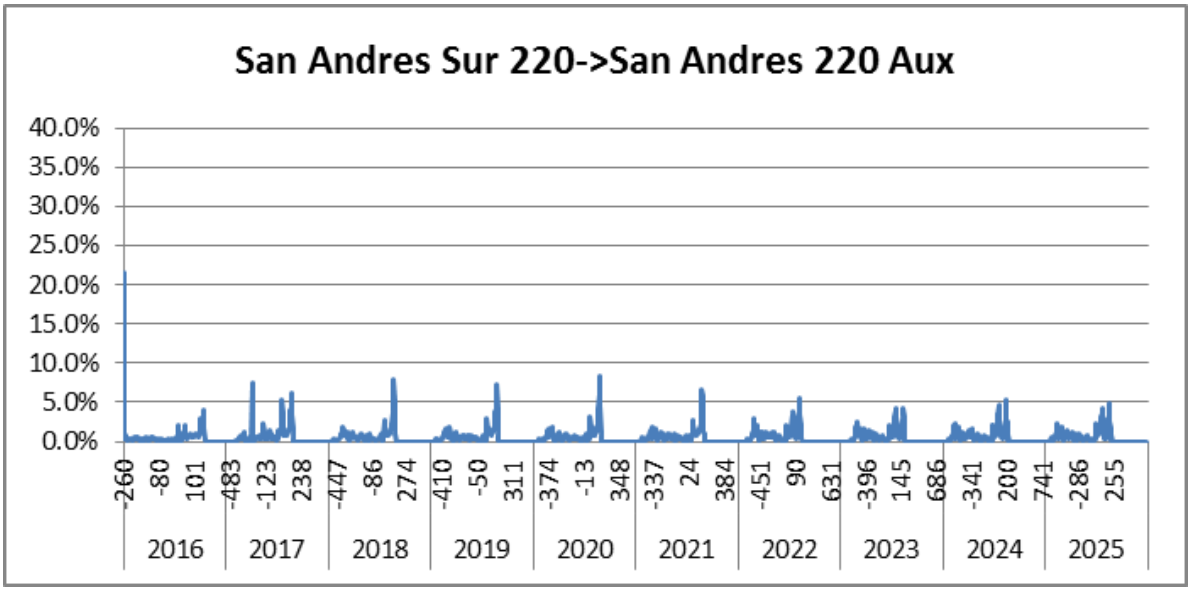


Figura 22. Histograma San Andres Sur 220->San Andres 220 Aux (sin el cierre de ciclo de la central Taltal, con aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] y nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones con un circuito tendido)

Los histogramas anteriores muestran lo que ocurre desde San Andrés al sur desde el año 2016 en adelante, tanto para el caso en que no se amplía el tramo como para aquellos en que se propone alguna alternativa de expansión. Los resultados muestran que entre el año 2016 y el 2022 se presentan saturaciones en torno al 5% si no se aumenta la capacidad del circuito existente. La situación empeora desde el año 2022 en adelante con el aumento de la generación ERNC y el posterior cierre de ciclo de la central Taltal, alcanzándose el máximo de la capacidad un 37% de las veces en el caso en que no se modifica el tramo actual, en contraste a lo que ocurre con las distintas alternativas de expansión en que nunca se alcanza el límite de la línea.

En cuanto al caso en que no se considera el cierre de ciclo de la central Taltal, el histograma muestra que no se dan saturaciones y que por tanto no se hace necesario tender dos circuitos nuevos entre Diego de Almagro y Cardones, sino que solo uno, sin embargo se verifica la necesidad de instalar un segundo banco de transformadores en Nueva Cardones debido a que la central Taltal genera con diesel.

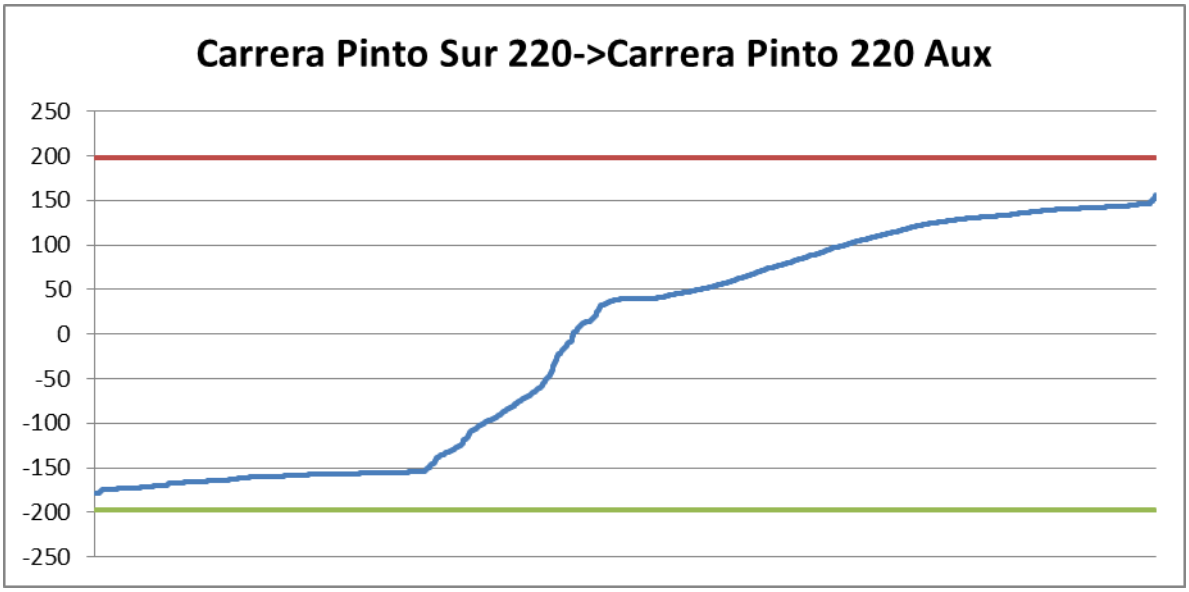


Figura 23. Curva de duración de flujos en Carrera Pinto Sur 220->Carrera Pinto 220 Aux (sin aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] ni obras adicionales) – Año 2016

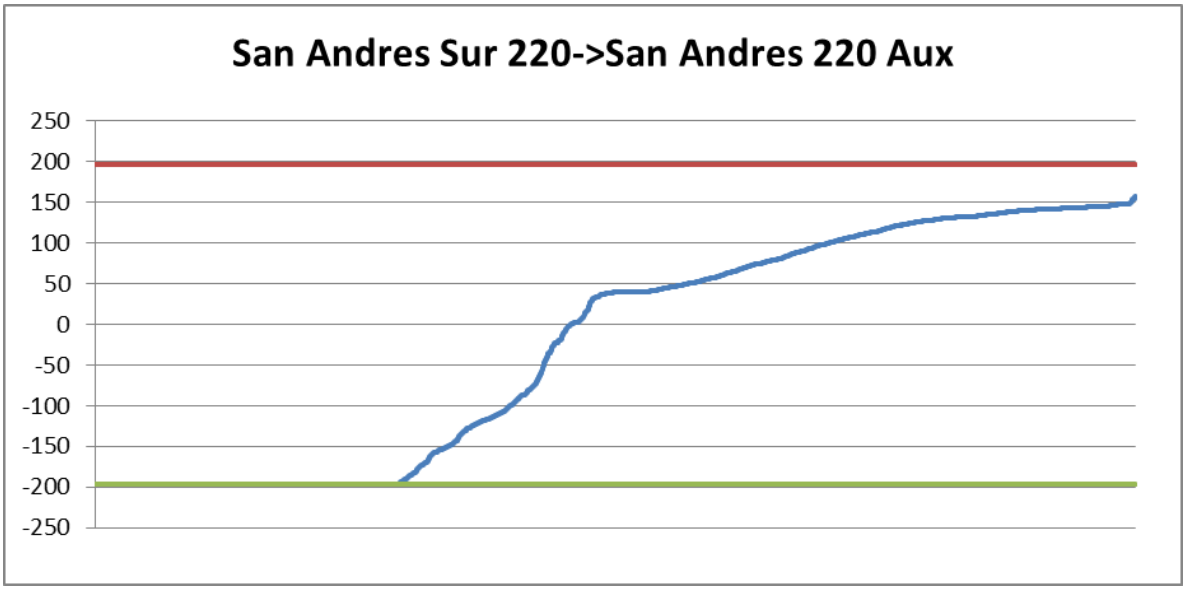


Figura 24. Curva de duración de flujos en San Andres Sur 220->San Andres 220 Aux (sin aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] ni obras adicionales) – Año 2016

Las figuras anteriores corresponden a los flujos para el caso en que no se consideran ampliaciones para el tramo Diego de Almagro – Cardones. En la figura correspondiente a

la auxiliar de San Andrés se verifica la saturación existente en el tramo, del mismo modo que se observa en el histograma correspondiete.

Tabla 57. Ingresos tarifarios en millones de dólares (con aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] y nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – Cumbre)

Línea	2022	2023	2024	2025
San Andres Sur 220->San Andres 220 Aux	0	2	5	5

Tabla 58. Ingresos tarifarios en millones de dólares (con aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] y nueva línea 2x220 [kV] Paposo – Nueva Cumbre)

Línea	2022	2023	2024	2025
San Andres Sur 220->San Andres 220 Aux	0	0	0	0

Tabla 59. Ingresos tarifarios en millones de dólares (con aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] y nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés - Cardones)

Línea	2022	2023	2024	2025
San Andres Sur 220->San Andres 220 Aux	0	0	0	0

Tabla 60. Ingresos tarifarios en millones de dólares (sin aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] ni obras adicionales)

Línea	2022	2023	2024	2025
San Andres Sur 220->San Andres 220 Aux	75	105	105	102

Tabla 61. Ingresos tarifarios en millones de dólares (sin el cierre de ciclo de la central Taltal, con aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] y nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones con un circuito tendido)

Línea	2022	2023	2024	2025
San Andres Sur 220->San Andres 220 Aux	0	0	0	0

Las tablas anteriores muestran los ingresos tarifarios acumulados en San Andrés entre los años 2022 y 2025, y que junto a los histogramas evidencian las saturaciones existentes. Para los casos en que se aumenta la capacidad del tramo entre Diego de Almagro y Cardones, los ingresos tarifarios son muy menores (en torno a 0, excepto para la

alternativa 2 en que se conecta Diego de Almagro con Cumbre pero no se tiende un nuevo circuito desde Carrera Pinto a Cardones). En contraste, para el caso en que no se amplía el tramo en cuestión, se registran ingresos tarifarios de hasta 105 millones de dólares en el año 2023 y 2024, lo que junto a la información de los histogramas dan pie a la necesidad de realizar algún proyecto para aumentar la capacidad. Respecto al caso en que no cierra el ciclo la central Taltal, se verifica que basta con tender una nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – Cardones con un solo circuito.

- Cardones – Maitencillo 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio analizado.

- Maitencillo – Punta Colorada 220 [kV]

En enero de 2018, junto con la entrada en operación del consumo Minera Dominga en Punta Colorada se propone conectar los consumos de esta barra de 220 [KV] a la línea Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azucar 2x500 [kV] por medio de un seccionamiento en la S/E Punta Colorada. Conectando directamente las SSEE Maitencillo – Pan de Azucar 2x22 [kV] sin seccionar en Punta Colorada 220 [kV].

Si el ingreso del consumo mencionado se atrasa, bastaría con el refuerzo entre Maitencilllo – Nogales 2x220 [kV] que se especifica a continuación.

- Maitencillo – Nogales 220 [kV]

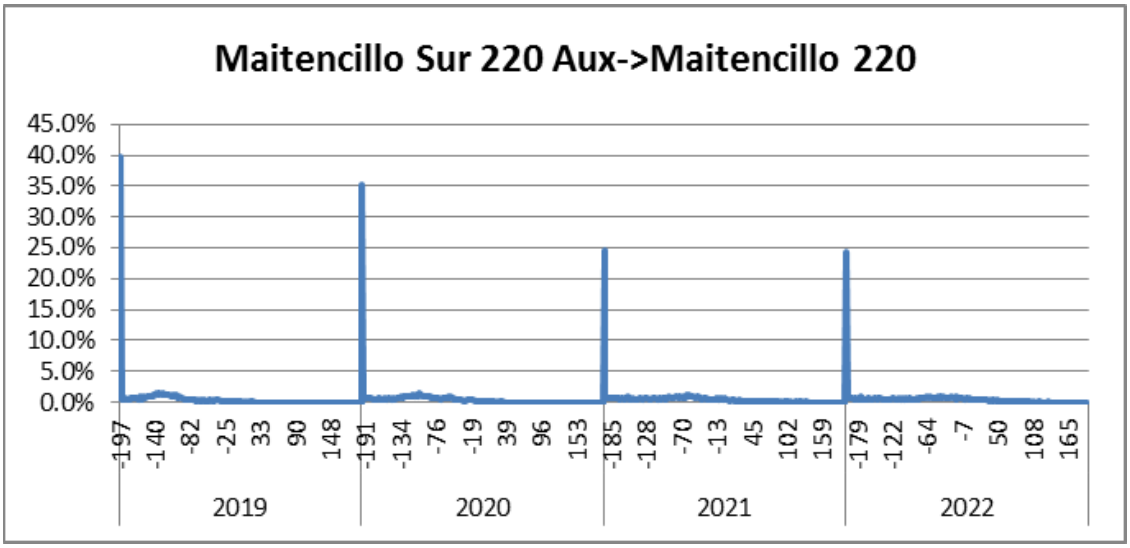


Figura 25. Histograma Maitencillo Sur 220 Aux->Maitencillo 220 (con atraso aumento capacidad tramo Maitencillo – Nogales 220 [kV])

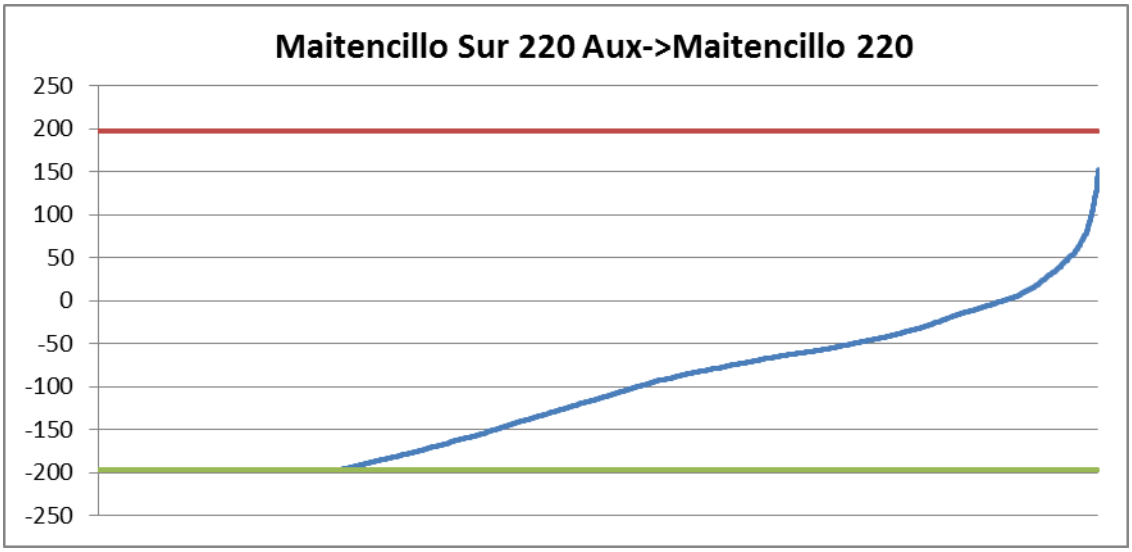


Figura 26. Curva de duración de flujos Maitencillo Sur 220 Aux->Maitencillo 220 (con atraso aumento capacidad tramo Maitencillo – Nogales 220 [kV]) – Año 2021

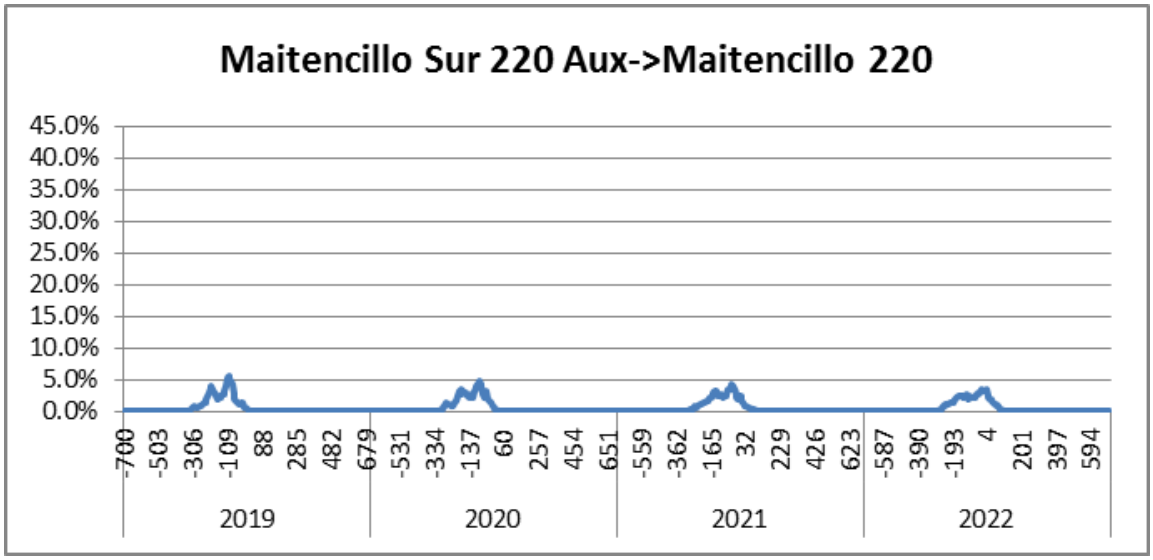


Figura 27. Histograma Maitencillo Sur 220 Aux->Maitencillo 220 (con aumento capacidad tramo Maitencillo – Nogales 220 [kV] a 700 [MVA])

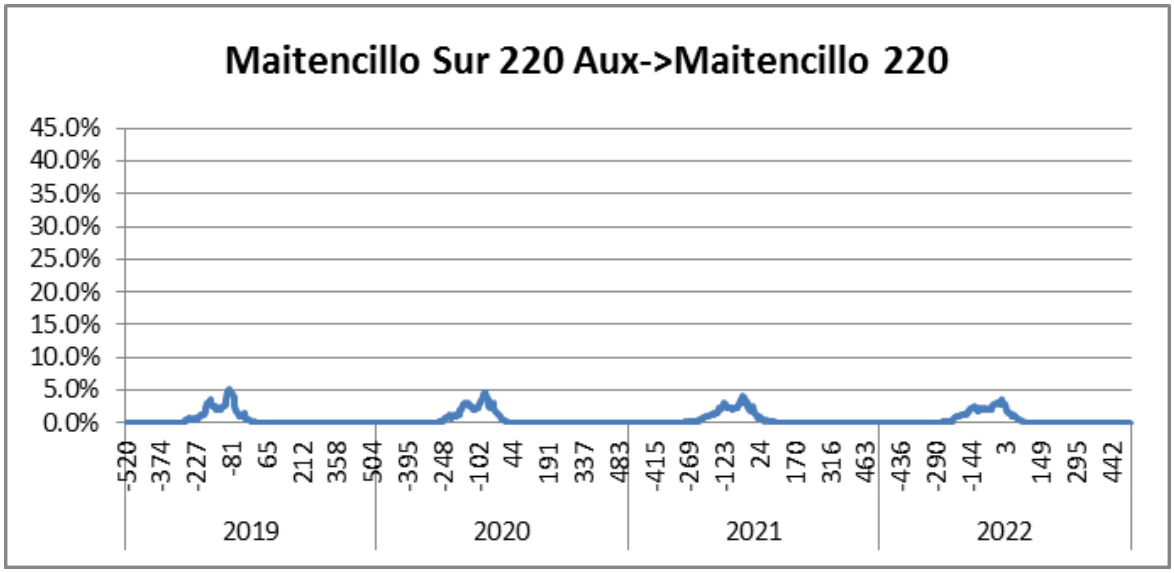


Figura 28. Histograma Maitencillo Sur 220 Aux->Maitencillo 220 (con aumento capacidad tramo Maitencillo – Nogales 220 [kV] a 520 [MVA])

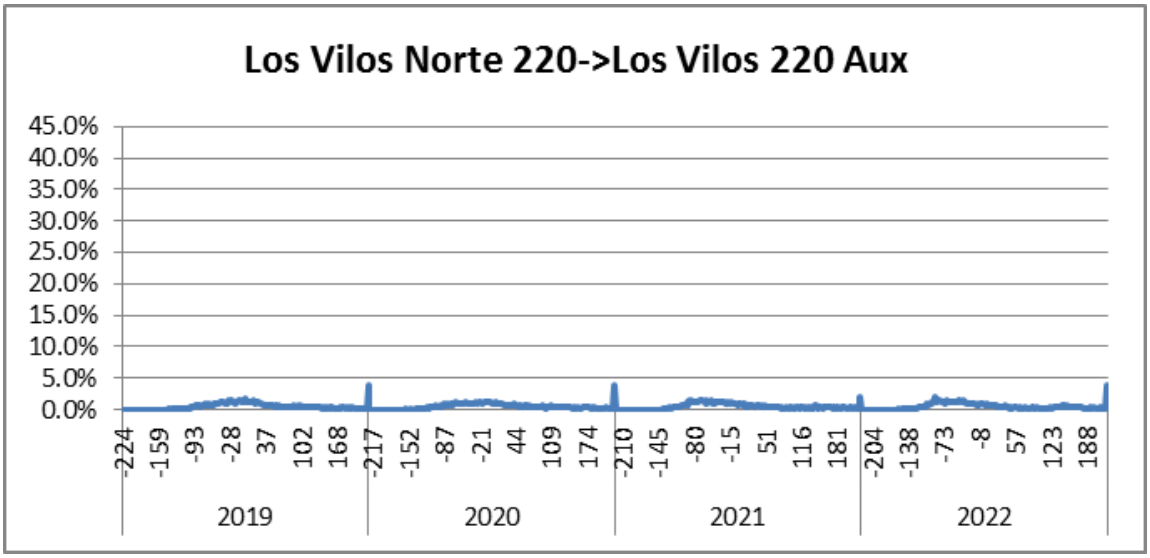


Figura 29. Histograma Los Vilos Norte 220->Los Vilos 220 Aux (con atraso aumento capacidad tramo Maitencillo – Nogales 220 [kV])

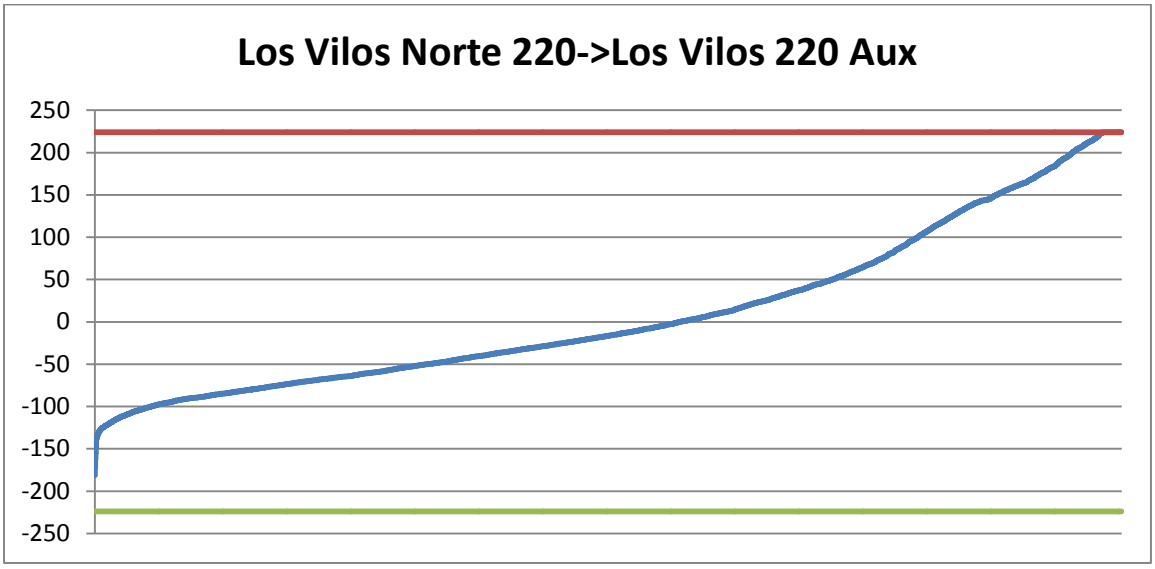


Figura 30. Curva de duración de flujos Los Vilos Norte 220->Los Vilos 220 Aux (con atraso aumento capacidad tramo Maitencillo – Nogales 220 [kV]) – Año 2021

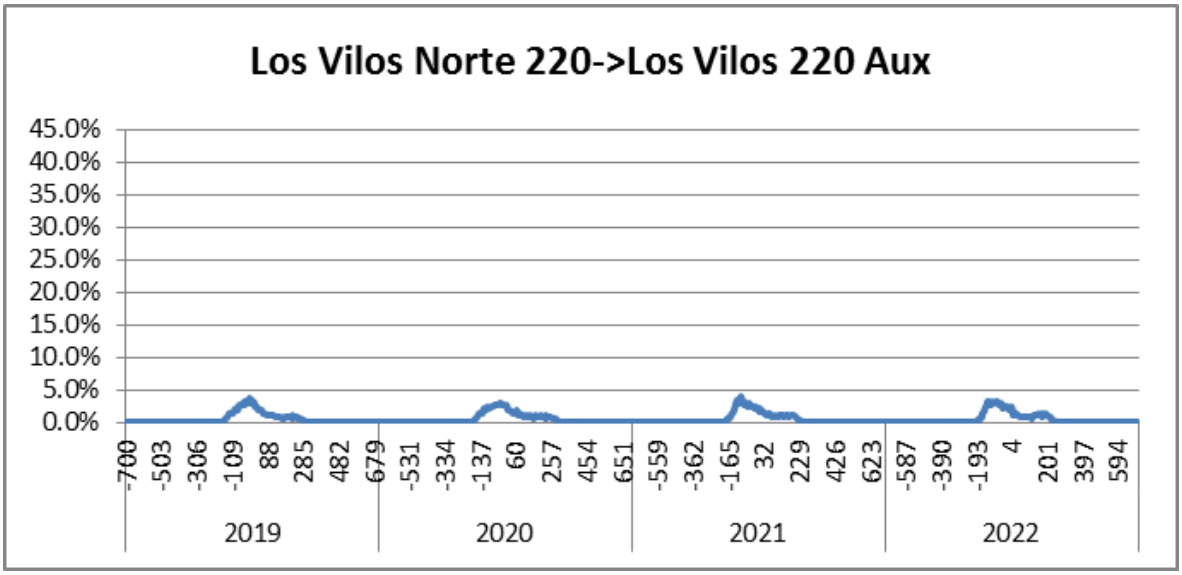


Figura 31. Histograma Los Vilos Norte 220->Los Vilos 220 Aux (con aumento capacidad tramo Maitencillo – Nogales 220 [kV] a 700 [MVA])

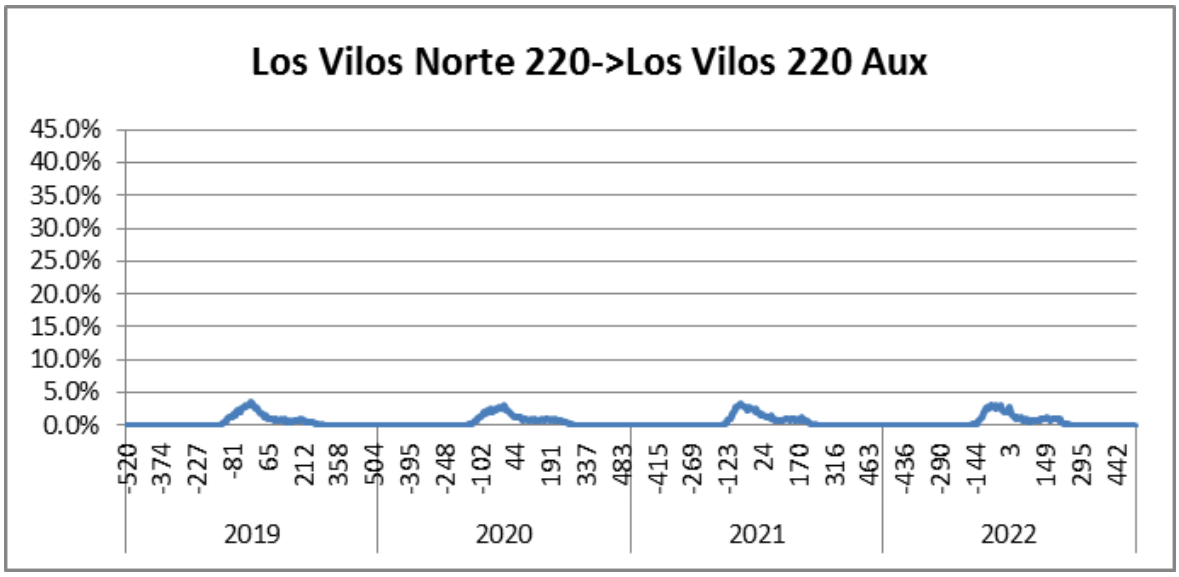


Figura 32. Histograma Los Vilos Norte 220->Los Vilos 220 Aux (con aumento capacidad tramo Maitencillo – Nogales 220 [kV] a 520 [MVA])

Los histogramas anteriores permiten visualizar la congestión existente en el tramo Maitencillo – Nogales 220 [kV] desde el año 2019 en adelante, lo que queda de manifiesto en Maitencillo y Los Vilos. El caso en que no se amplía el tramo, muestra que se topa el máximo de las líneas Maitencillo – Pan de Azúcar 220 [kV] un 40% de las veces en el año

2019 versus el caso en que se tiende una nueva línea donde nunca se alcanza la máxima transferencia (tanto si esta es de 700 [MVA] de capacidad como si es de 520 [MVA). En el caso de Los Vilos se da una situación análoga pero en una menor escala. Las tablas siguientes presentan los ingresos tarifarios y complementan la información de los histogramas.

Tabla 62. Ingresos tarifarios en millones de dólares (con atraso aumento capacidad tramo Maitencillo – Nogales 220 [kV])

Línea	2019	2020	2021	2022	2023
Maitencillo Sur 220 Aux->Maitencillo 220	74	76	68	65	51
Los Vilos Norte 220->Los Vilos 220 Aux	3	3	1	2	1
TOTAL	**77**	**79**	**69**	**67**	**52**

Tabla 63. Ingresos tarifarios en millones de dólares (con aumento capacidad tramo Maitencillo – Nogales 220 [kV] a 700 [MVA])

Línea	2019	2020	2021	2022	2023
Maitencillo Sur 220 Aux->Maitencillo 220	0	0	0	0	0
Los Vilos Norte 220->Los Vilos 220 Aux	0	0	0	0	0
TOTAL	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Tabla 64. Ingresos tarifarios en millones de dólares (con aumento capacidad tramo Maitencillo – Nogales 220 [kV] a 520 [MVA])

Línea	2019	2020	2021	2022	2023
Maitencillo Sur 220 Aux->Maitencillo 220	0	0	0	0	0
Los Vilos Norte 220->Los Vilos 220 Aux	0	0	0	0	0
TOTAL	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Con las tablas anteriores se reafirma el diagnóstico respecto a la congestión que se daría desde el año 2019 en el tramo Maitencillo – Nogales 220 [kV] si no se amplía, debido a los ingresos tarifarios que se acumulan tanto en Maitencillo como en Los Vilos. Por ejemplo, para el año 2020 se presenta un IT total de 79 millones de dólares frente a 0 millones de dólares que se dan en el caso en que se tiende una nueva línea (tanto si esta es de 700

[MVA] de capacidad como si es de 520 [MVA). Esta información sumada a los histogramas presentados anteriormente evidencia la necesidad de ampliar el tramo en cuestión.

- Nogales – Quillota 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Nogales – Polpaico 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Quillota – Polpaico 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Lampa – Polpaico 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Polpaico – Los Maquis 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Cerro Navia - Lampa 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Cerro Navia - Polpaico 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Chena - Cerro Navia 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Alto Jahuel – El Rodeo 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- El Rodeo – Chena 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Chena – Alto Jahuel 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Polpaico – Alto Jahuel 500 [kV]

A continuación se presenta un análisis de los flujos por el tramo Alto Jahuel – Polpaico 500 [kV], retrasando el proyecto propuesto (ya sea por Los Almendros o por Lo Aguirre) en cinco años. También se incluyen los resultados con ambas soluciones estudiadas.

En la siguiente figura se muestran los flujos a través de los tramos que salen de Polpaico, atrasando los proyectos propuestos.

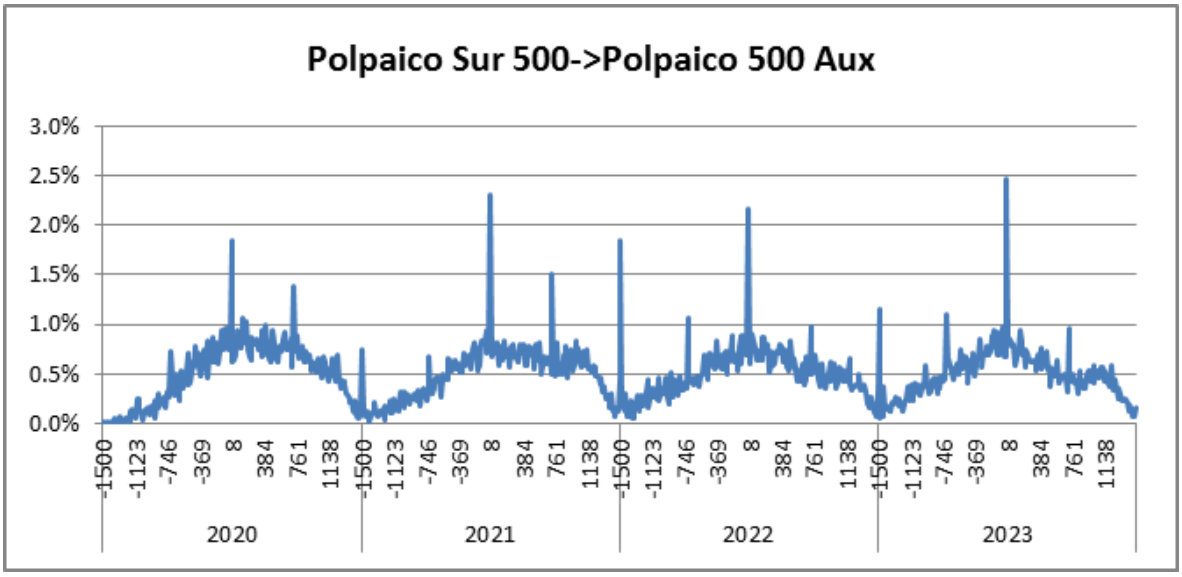


Figura 33. Histograma Polpaico Sur 500->Polpaico 500 Aux (atraso proyecto)

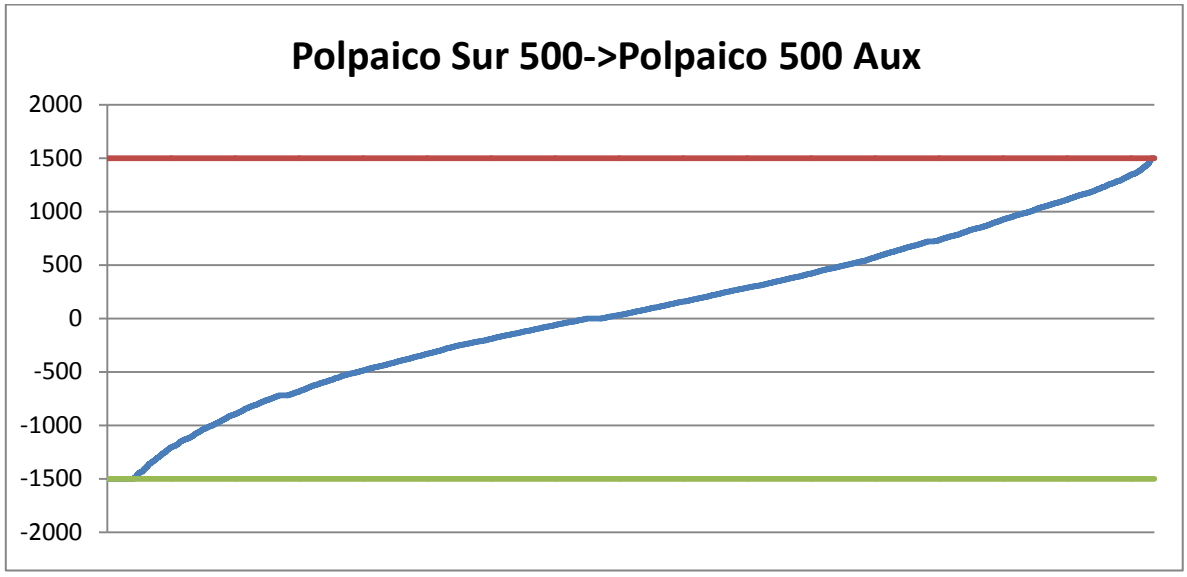


Figura 34.Curva de duración de flujos Polpaico Sur 500->Polpaico 500 Aux (atraso proyecto) – Año 2022

En la siguiente figura se muestran los flujos a través de los tramos que salen de Polpaico, con el tercer circuito entre ambas subestaciones, seccionado en Lo Aguirre. Se observa que la entrada de dicho circuito soluciona la saturación presentada.

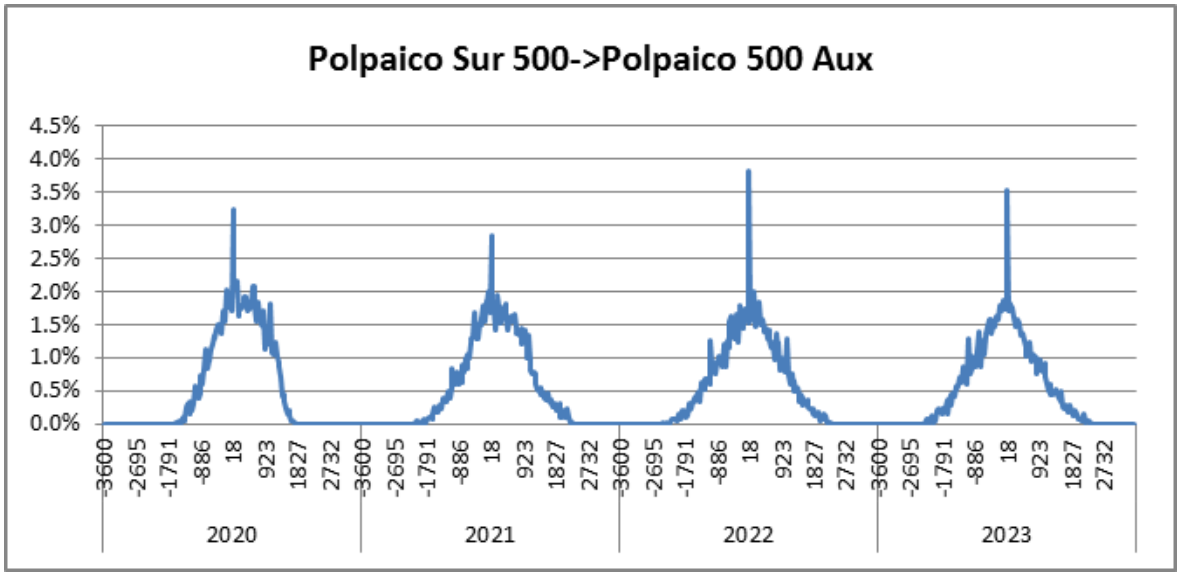


Figura 35. Histograma Polpaico Sur 500->Polpaico 500 Aux (con proyecto 3er circuito Polpaico – Lo Aguirre – Alto Jahuel)

En la siguiente figura se muestran los flujos a través de los tramos que salen de Polpaico, con el tercer circuito entre ambas subestaciones, seccionado en Los Almendros. Se observa que la entrada de dicho circuito soluciona la saturación presentada.

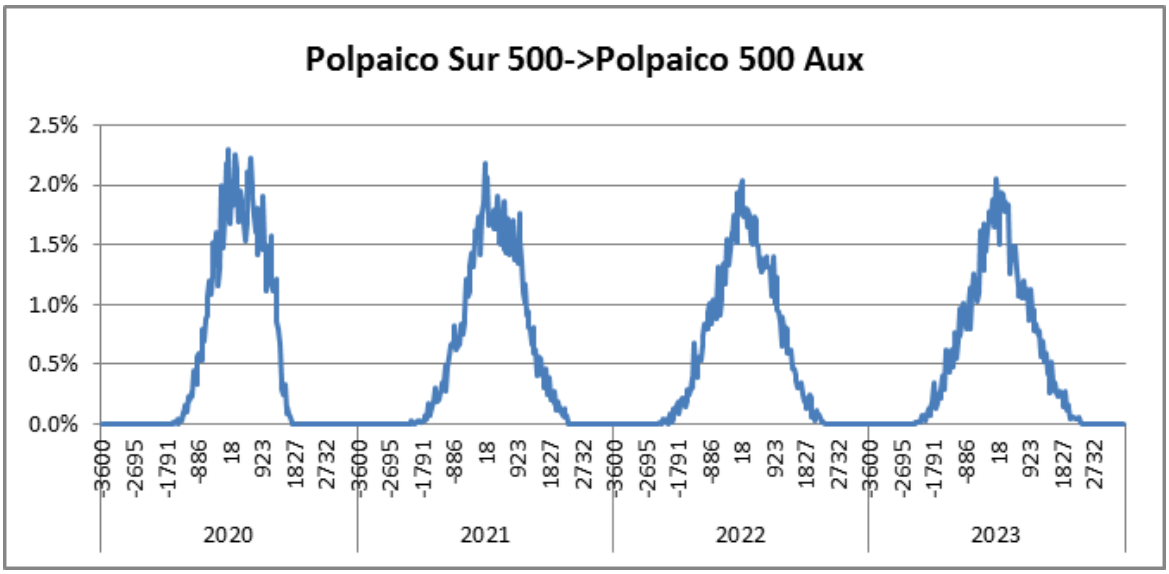


Figura 36. Histograma Polpaico Sur 500->Polpaico 500 Aux (con proyecto Los Almendros)

A continuación se muestran los flujos a través de los tramos que llegan a Alto Jahuel, atrasando los proyectos mencionados. Se observan saturaciones en todos los años del gráfico.

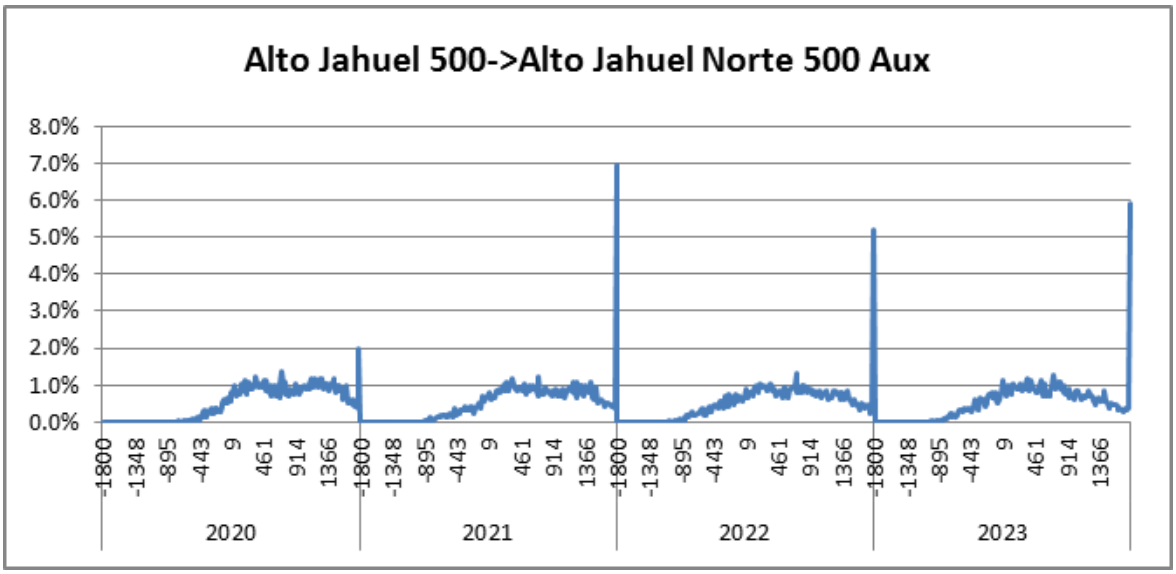


Figura 37. Histograma Alto Jahuel 500->Alto Jahuel Norte 500 Aux (atraso proyecto)

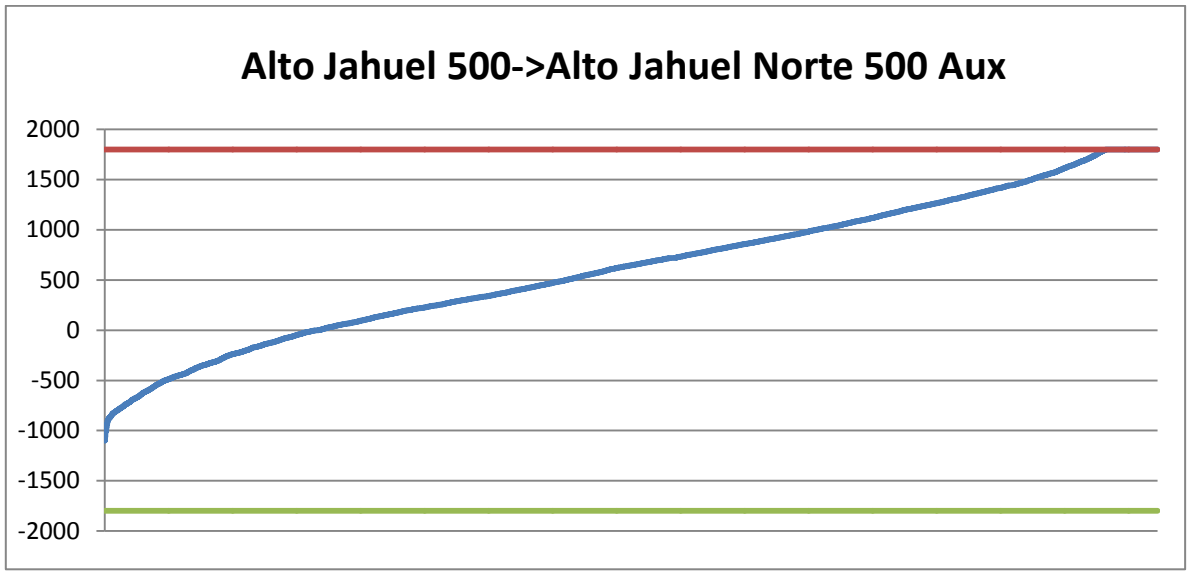


Figura 38. Curva de duración de flujos Alto Jahuel 500->Alto Jahuel Norte 500 Aux (atraso proyecto) – Año 2022

En la siguiente figura se muestran los flujos a través de los tramos que llegan a Alto Jahuel, con el tercer circuito entre ambas subestaciones, seccionado en Lo Aguirre. Se observa que la entrada de dicho circuito soluciona la saturación presentada.

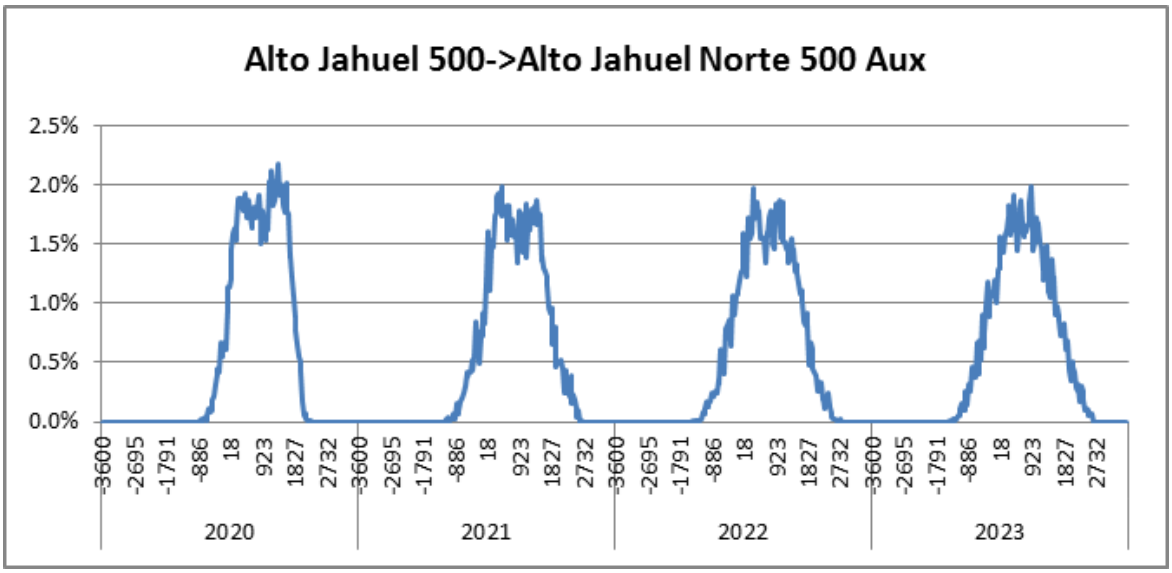


Figura 39. Histograma Alto Jahuel 500->Alto Jahuel Norte 500 Aux (con proyecto 3er circuito Polpaico – Lo Aguirre – Alto Jahuel)

En la siguiente figura se muestran los flujos a través de los tramos que llegan a Alto Jahuel, con el tercer circuito entre ambas subestaciones, seccionado en Los Almendros. Se observa que la entrada de dicho circuito soluciona la saturación presentada.

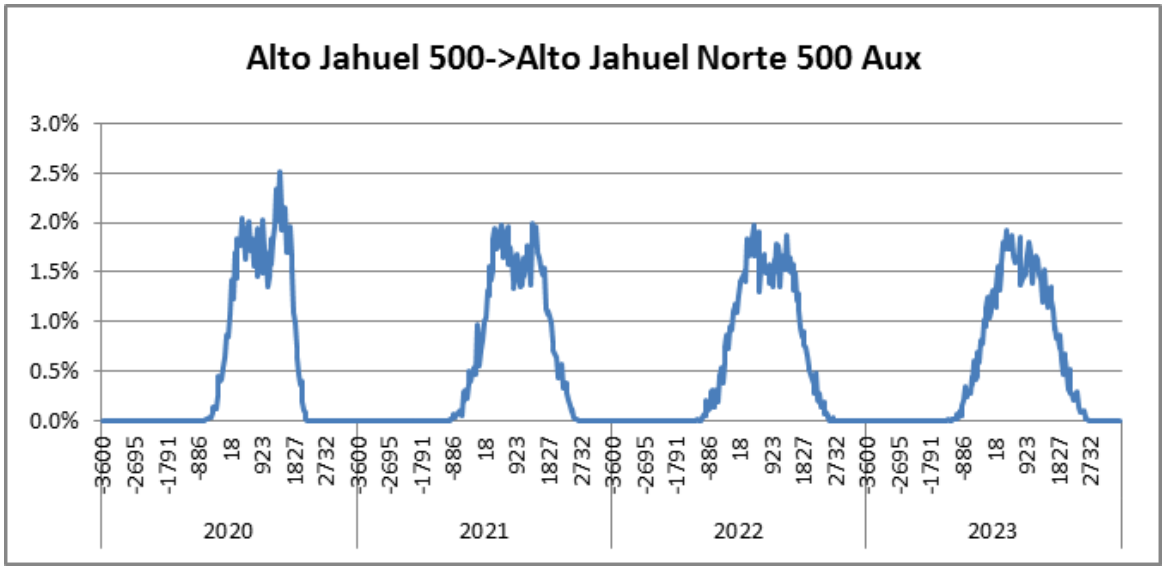


Figura 40. Histograma Alto Jahuel 500->Alto Jahuel Norte 500 Aux (con proyecto Los Almendros)

Los histogramas presentados para Polpaico y Alto Jahuel de la sensibilidad 1, dan cuenta de la saturación que se presentaría en el tramo en cuestión desde el año 2020 si no se expande el sistema de transmisión. Las alternativas propuestas descongestionan el tramo mencionado, lo que queda aún más claro en las siguientes tablas, donde se muestran los ingresos tarifarios para Polpaico y Alto Jahuel, en cada uno de los casos.

Tabla 65. Ingresos tarifarios en millones de dólares (atraso proyecto)

Línea	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Alto Jahuel 500->Alto Jahuel Norte 500 Aux	0	0	0	0	1	1	1	11	7	9	7
Polpaico Sur 500->Polpaico 500 Aux	0	0	0	0	0	0	0	2	13	17	35
TOTAL	**0**	**0**	**0**	**0**	**1**	**1**	**1**	**13**	**20**	**26**	**42**

Tabla 66. Ingresos tarifarios en millones de dólares (con proyecto 3er circuito Polpaico – Lo Aguirre – Alto Jahuel)

Línea	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Alto Jahuel 500->Alto Jahuel Norte 500 Aux	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0
Polpaico Sur 500->Polpaico 500 Aux	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	**0**	**0**	**0**	**0**	**1**	**1**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Tabla 67. Ingresos tarifarios en millones de dólares (con proyecto Los Almendros)

Línea	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Alto Jahuel 500->Alto Jahuel Norte 500 Aux	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0
Polpaico Sur 500->Polpaico 500 Aux	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	**0**	**0**	**0**	**0**	**1**	**1**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Las tablas anteriores muestran que en el caso en que no se expande el sistema de transmisión, los ingresos tarifarios desde el año 2020 van en aumento llegando a totalizar 42 millones de dólares hacia el año 2024, frente a lo que ocurre con los casos en que se amplía el tramo y para el mismo año no se presentan ingresos tarifarios. Este resultado reafirma la necesidad de una alternativa de expansión del tramo en cuestión.

- Ancoa – Charrúa 500 [kV]

Este tramo presenta saturaciones, como se observa en la figura. En el año 2023 se requiere aumentar la capacidad del tramo, para lo cual se propone el tendido del cuarto circuito, aumentando la capacidad con criterio de seguridad N-1 de 2736 [MVA] a 4104 [MVA].

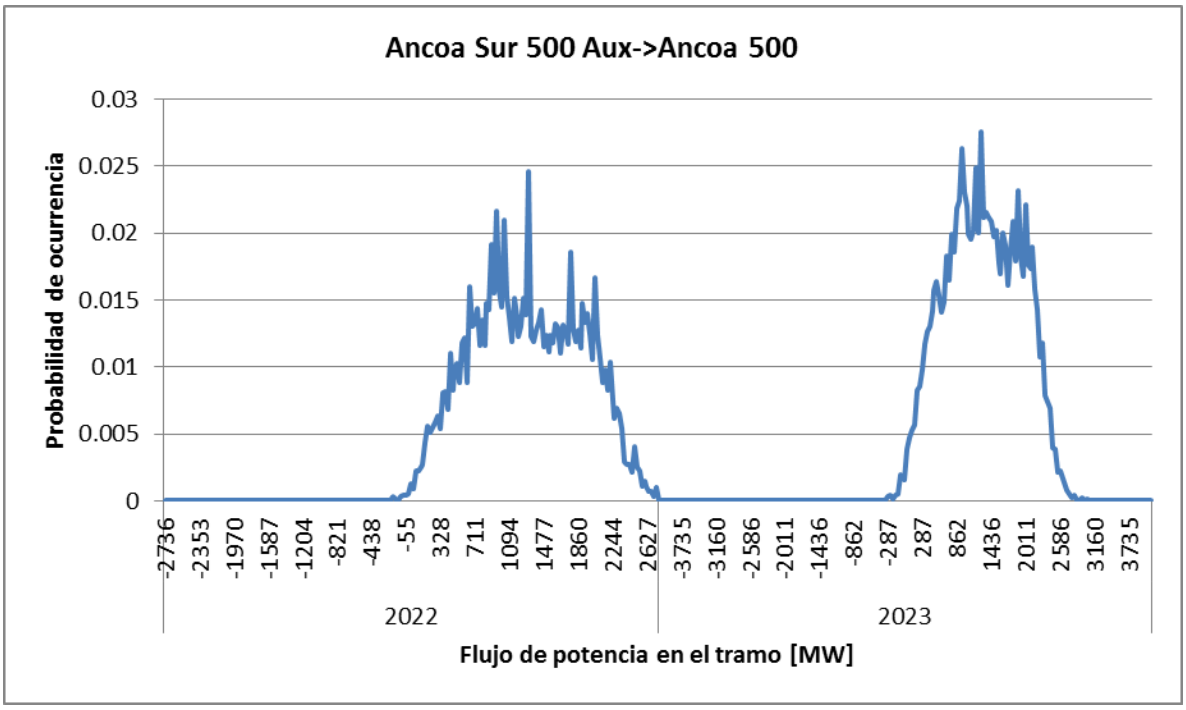


Figura 41: Histograma de Flujos por la línea Ancoa – Ancoa Sur Aux

- Colbún – Candelaria 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Candelaria - Maipo 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Maipo – Alto Jahuel 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Ancoa - Itahue 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado. Sin embargo, del análisis de contingencias presentado para el estudio del sistema de 154 [kV] Alto Jahuel – Itahue se concluye que es necesario reforzar la línea hacia el final del período (2028). Para mayor información referirse al punto 5.2 de este informe.

- Colbún - Ancoa 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado. Sin embargo, del análisis de contingencias presentado para el estudio del sistema de 154 [kV] Alto Jahuel – Itahue se concluye que es necesario reforzar la línea hacia el final del período (2030). Para mayor información referirse al punto 5.2 de este informe.

- Rapel – Alto Melipilla 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Alto Melipilla – Cerro Navia 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Alto Melipilla – Lo Aguirre 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Charrúa - Hualpén 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Charrúa - Lagunillas 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Lagunillas - Hualpén 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Charrúa – Tap Laja 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Charrúa – Mulchén 220 [kV]

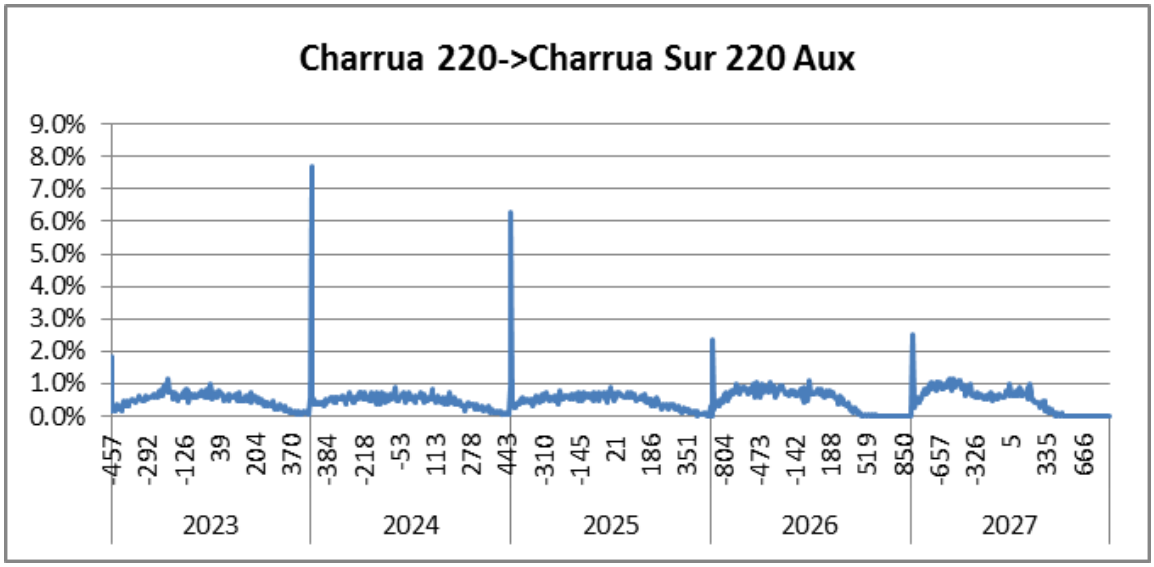


Figura 42. Histograma Charrua 220->Charrua Sur 220 Aux (atraso nueva línea 2x220 [kV] Nueva Charrúa - Mulchén)

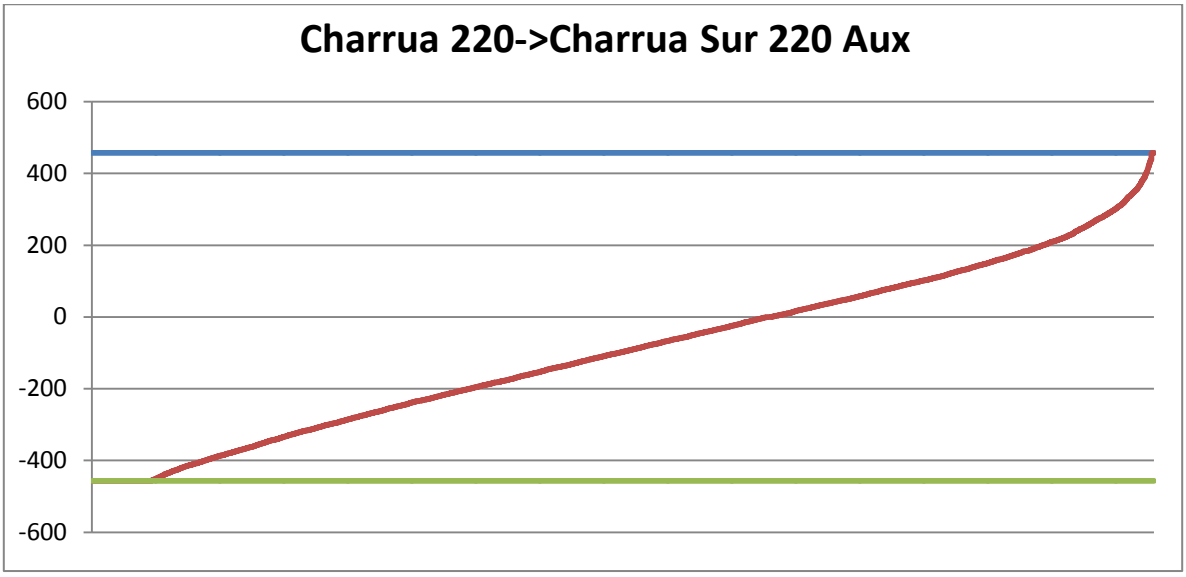


Figura 43. Curva de duración de flujos Charrua 220->Charrua Sur 220 Aux (con nueva línea 2x220 [kV] Nueva Charrúa - Mulchén) – Año 2025

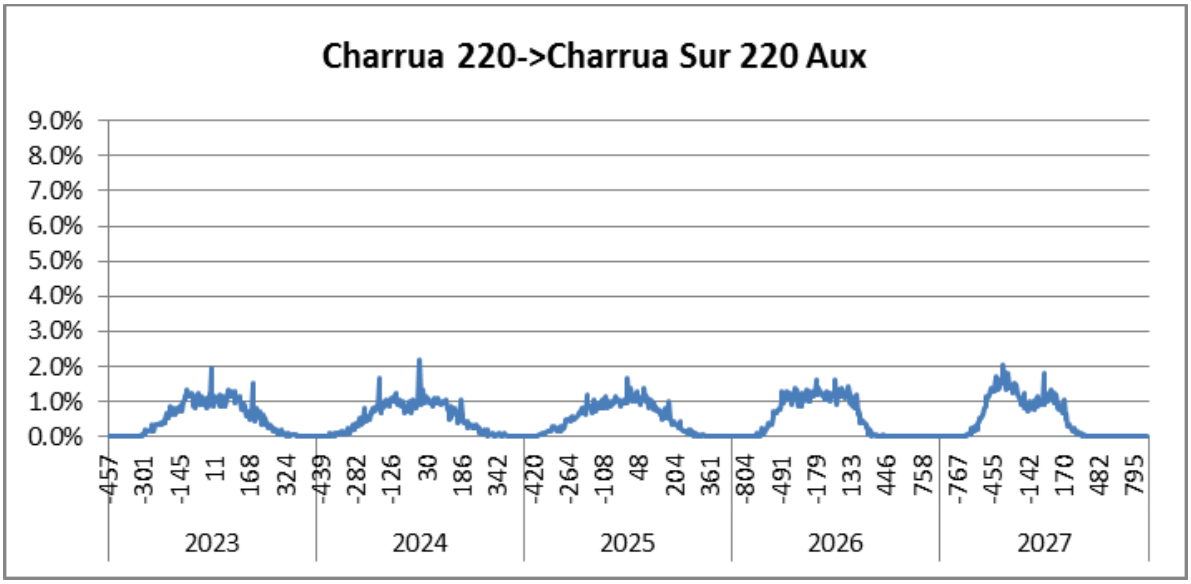


Figura 44. Histograma Charrua 220->Charrua Sur 220 Aux (con nueva línea 2x220 [kV] Nueva Charrúa - Mulchén)

De los histogramas anteriores se desprende la saturación que se daría en el tramo Charrúa – Mulchén 220 [kV] desde el año 2023 en adelante si no se tiende un nuevo circuito. Las líneas llegan a su máximo hasta un 8% de las veces el año 2024, en contraste con lo que sucedería si se amplía el tramo, donde nunca se toparía el límite de transmisión. Esto

queda reforzado en las tablas siguientes donde se comparan los ingresos tarifarios de uno y otro caso.

Tabla 68. Ingresos tarifarios en millones de dólares (atraso nueva línea 2x220 [kV] Nueva Charrúa - Mulchén)

Línea	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Charrua 220->Charrua Sur 220 Aux	4	16	10	0	0	0
Charrua 220->Mulchen 220 I	1	1	1	5	5	1
Charrua 220->Mulchen 220 II	1	1	1	5	5	1
TOTAL	**6**	**18**	**12**	**10**	**10**	**2**

Tabla 69. Ingresos tarifarios en millones de dólares (con nueva línea 2x220 [kV] Nueva Charrúa - Mulchén)

Línea	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Charrua 220->Charrua Sur 220 Aux	0	0	0	0	0	0
Charrua 220->Mulchen 220 I	0	0	0	1	1	0
Charrua 220->Mulchen 220 II	0	0	0	1	1	0
TOTAL	**0**	**0**	**0**	**2**	**2**	**0**

En las tablas anteriores queda de manifiesto la saturación existente desde el año 2023 en adelante en el tramo Charrúa – Mulchén 220 [kV], a la luz de los ingresos tarifarios que se acumulan en las líneas en cuestión, donde se llegan a totalizar 12 millones de dólares en el año 2025 para el caso en que no se tiende un nuevo circuito, versus 0 millones de dólares para cuando se amplía el tramo. Esto junto a los histogramas da cuenta de la necesidad de ampliar el tramo en cuestión.

- Mulchen – Cautin 220 [kV]

Con la entrada en operación de la central Neltume inyectando en Loncoche 220 [kV], el tramo Mulchen – Cautín 220 [kV] require ampliarse. Para lo cual se propone la construcción del primer circuito de la línea Mulchén – Cautín 2x220 [kV] en estándar de 500 [kV] energizada en 220 [kV].

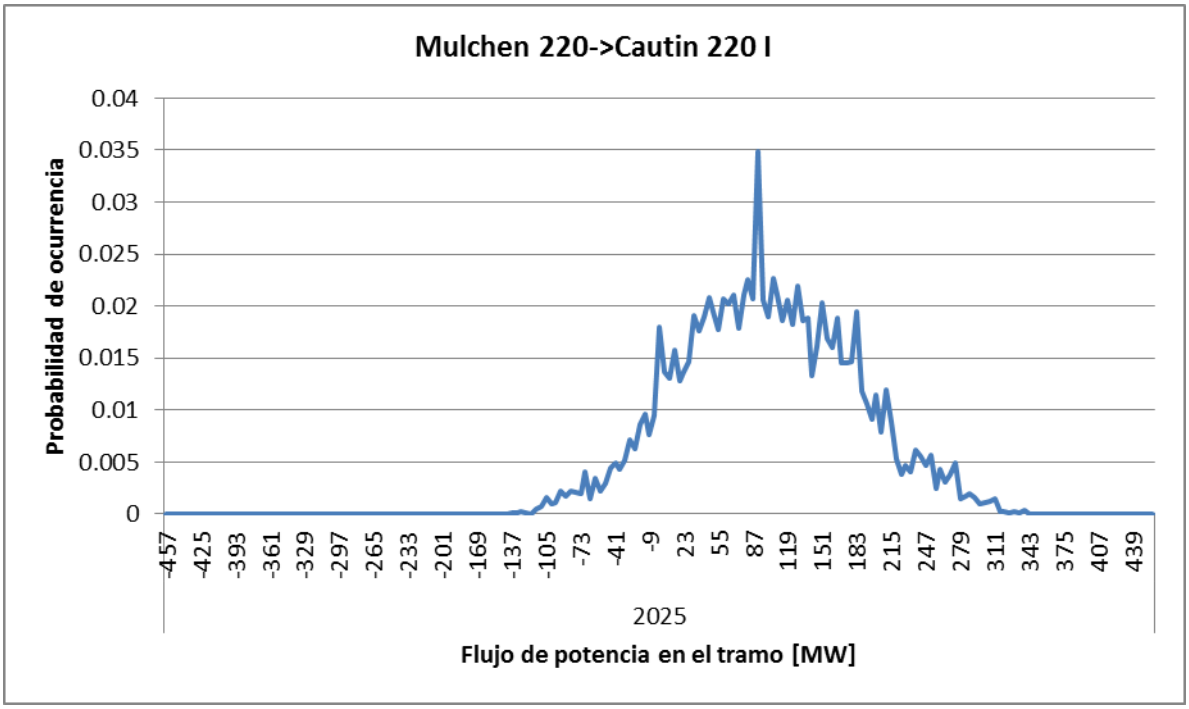


Figura 45: Histograma de Flujos por la línea Mulchén – Cautín I

La capacidad de este tramo el año 2025 es de 250 [MVA] con criterio N-1. Luego al agregar el circuito mencionado, esta capacidad aumenta a 500 [MVA].

- Cautín – Ciruelos 220 [kV]

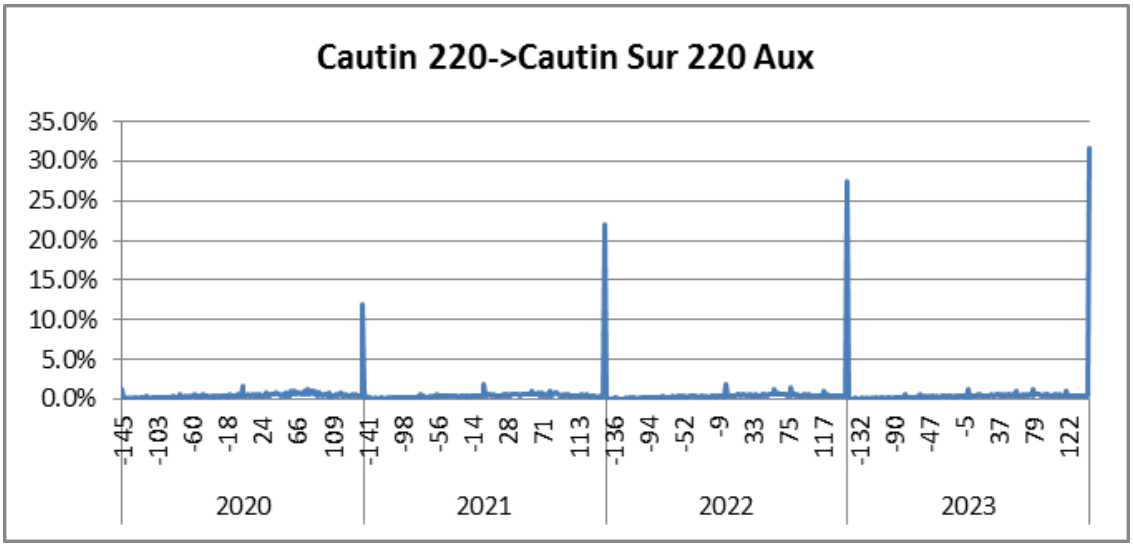


Figura 46. Histograma Cautin 220->Cautin Sur 220 Aux (atraso nueva línea 2x220 [kV] Cautín- Ciruelos)

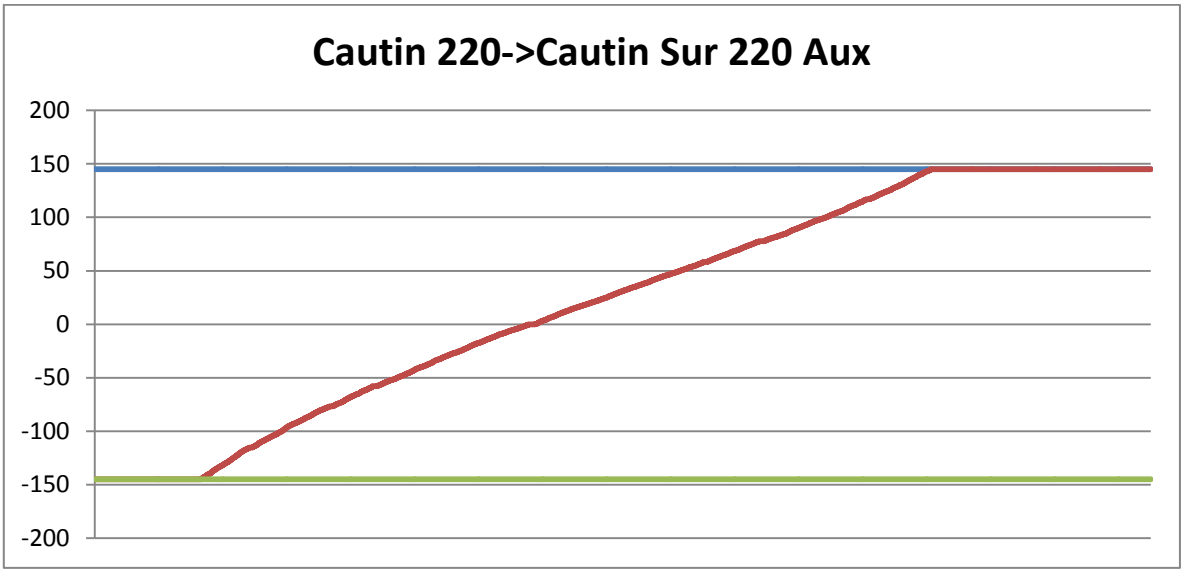


Figura 47. Curva de duración de flujos Cautin 220->Cautin Sur 220 Aux (atraso nueva línea 2x220 [kV] Cautín- Ciruelos) – Año 2025

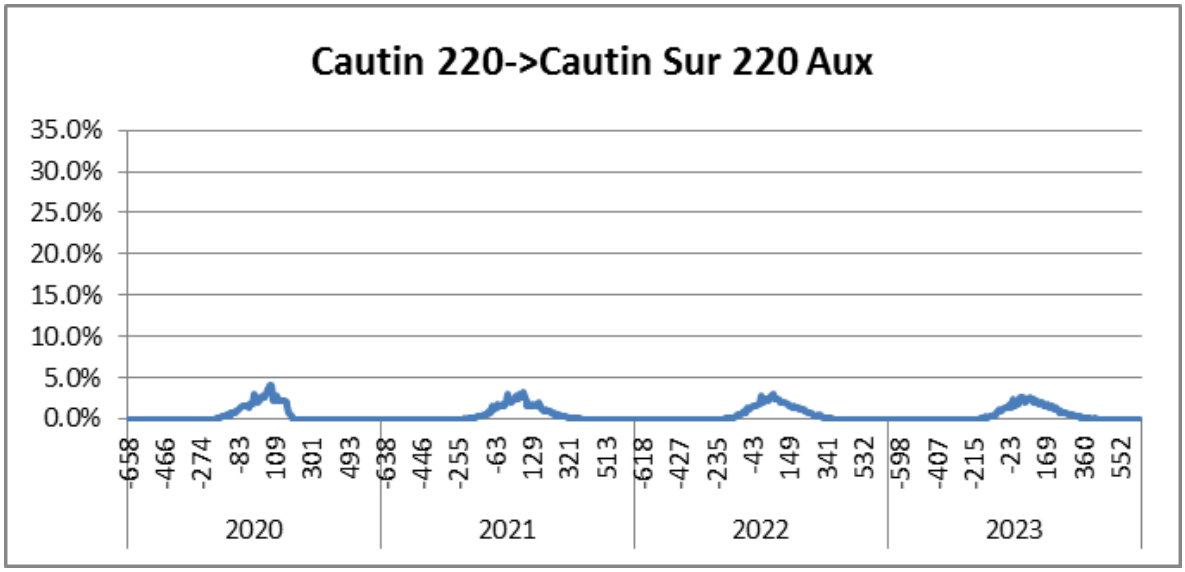


Figura 48. Histograma Cautin 220->Cautin Sur 220 Aux (con nueva línea 2x220 [kV] Cautín- Ciruelos)

De los histogramas anteriores queda de manifiesto que existiría una saturación desde el año 2020 en adelante desde Cautín al sur, en específico del tramo Cautín – Ciruelos 220

[kV], si es que no se tiende un nuevo circuito. En el año 2023 se alcanza el peak, copando la línea en cuestión más de un 30% de las veces, frente a lo que ocurre en el caso en que se amplía el tramo donde nunca se topa el límite máximo. Lo anterior se ve reforzado por los ingresos tarifarios mostrados en las tablas siguientes.

Tabla 70. Ingresos tarifarios en millones de dólares (atraso nueva línea 2x220 [kV] Cautín- Ciruelos)

Línea	2020	2021	2022	2023
Cautin 220->Cautin Sur 220 Aux	13	22	31	42

Tabla 71. Ingresos tarifarios en millones de dólares (con nueva línea 2x220 [kV] Cautín- Ciruelos)

Línea	2020	2021	2022	2023
Cautin 220->Cautin Sur 220 Aux	0	0	0	0

Las tablas anteriores muestran los ingresos tarifarios que se acumulan en Cautín debido a las saturaciones que se presentarían en el tramo Cautín – Ciruelos 220 [kV]. Para el caso en que no se amplía el tramo en cuestión se contabilizan 108 millones de dólares entre los años 2020 y 2023, frente a los 0 millones de dólares que se dan si se tiende un nuevo circuito. Esto junto a lo mostrado en los histogramas anteriores dan cuenta de la necesidad de ampliar el tramo Cautín – Ciruelos 220 [kV].

Con la entrada en operación de la central Neltume la línea Cautín – Ciruelos se secciona en Loncoche 220 [kV] y además el tramo requiere ampliarse. Para lo cual se propone la construcción del primer circuito de la línea Cautín – Loncoche 2x220 [kV] y Loncoche – Ciruelos en estándar de 500 [kV] energizada en 220 [kV].

- Temuco – Cautín 220 [kV]

No presenta saturaciones con las propuestas indicadas anteriormente.

- Temuco – Tap Laja 220 [kV]

Este tramo se propone operar abierto a partir del marzo de 2020, de modo de evitar congestiones en el doble circuito Cautín – Temuco de 220 [kV]. En esta condición el sistema Temuco – Cautín opera con criterio de seguridad N-1.

- Valdivia – Cautín 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Cautín – Ciruelos 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Ciruelos – Valdivia 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Ciruelos – Pichirropulli 220 [kV]

Para este tramo se propone la construcción del primer circuito de la línea Ciruelos – Pichirropulli 2x220 [kV] en estándar de 500 [kV] energizada en 220 [kV]. Aumentando la capacidad con criterio N-1 de 290 [MVA] a 580 [MVA].

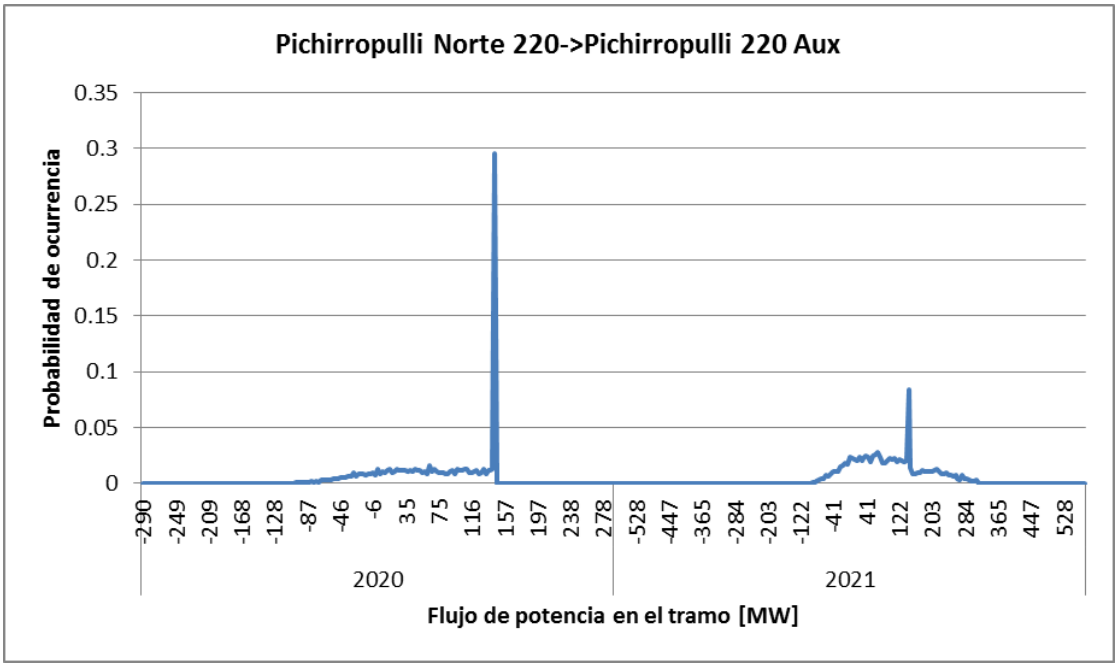


Figura 49: Histograma de Flujos por la línea Pichirropulli – Pichirropulli Aux I

- Pichirropulli – Rahue – Puerto Montt 220 [kV]

Este tramo presenta saturaciones en el año 2020, lo cual se soluciona con la entrada en operación de la actual línea en proceso de licitación pública para su construcción Pichirripulli – Puerto Montt en octubre de 2021. Esto se puede observar en el histograma de flujos de Pichirropullu Auxiliar Sur y Puerto Montt Auxiliar Norte.

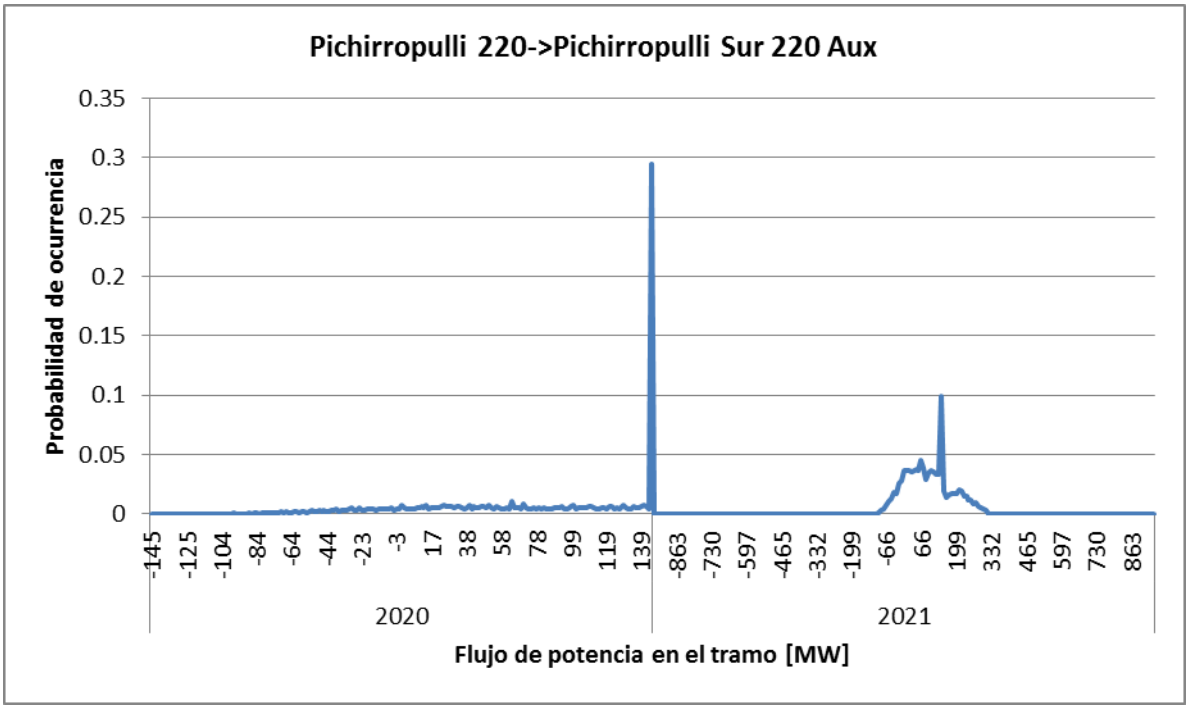


Figura 50: Histograma de Flujos por la línea Pichirropulli – Pichirropulli Aux I

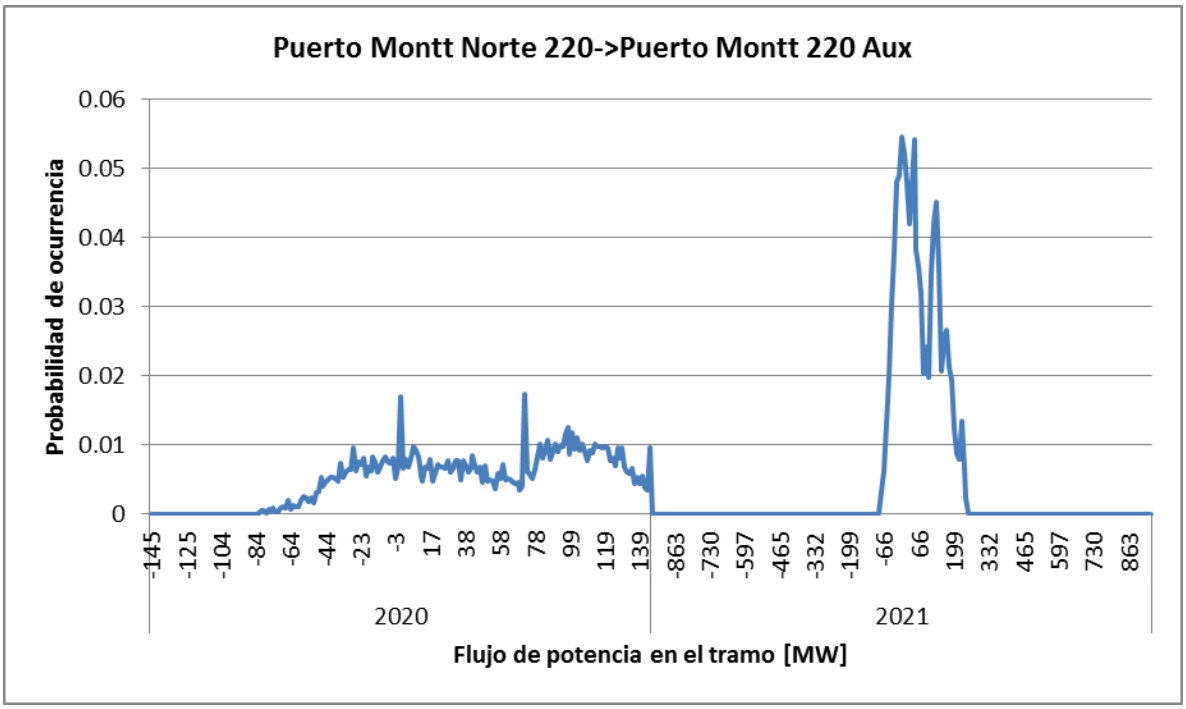


Figura 51: Histograma de Flujos por la línea Puerto Montt – Puerto Montt Aux I

- Nueva Charrúa – Loncoche - Nueva Puerto Montt 500 [kV]

Con la entrada de la central cuervo, las líneas propuestas en estándar de 500 [kV] y energizadas en 220 [kV] pasan a energizarse en 500 [kV] para poder transferir los flujos de esta central. Con lo cual se proponen realizar las siguientes modificaciones complementarias:

- Abrir el tramo Pichirropulli – Rahue 220 [kV] para evitar limitar la transferencia de Ciruelos al sur.

- Conectar directamente Neltume y Choshuenco en Loncoche 220 [kV] y sin seccionar la línea Cautín – Ciruelos en Loncoche 220 [kV].

- La capacidad de la línea Nueva Charrúa– Loncoche en 500 [kV] debe ser de 2500 [MVA] sujeto a la entrada de la central Neltume, de no verifircarse la construcciónn de esta central, la capacidad puede reducirse a 2000 [MVA]

- La capacidad de Loncoche a Pichirropulli debe ser de 1500 [MVA] empalmando con la actual línea en licitación Pichirropulli – Puerto Montt, no verificándose la necesidad de incluir transformación a 220 [kV] en Pichirropulli.

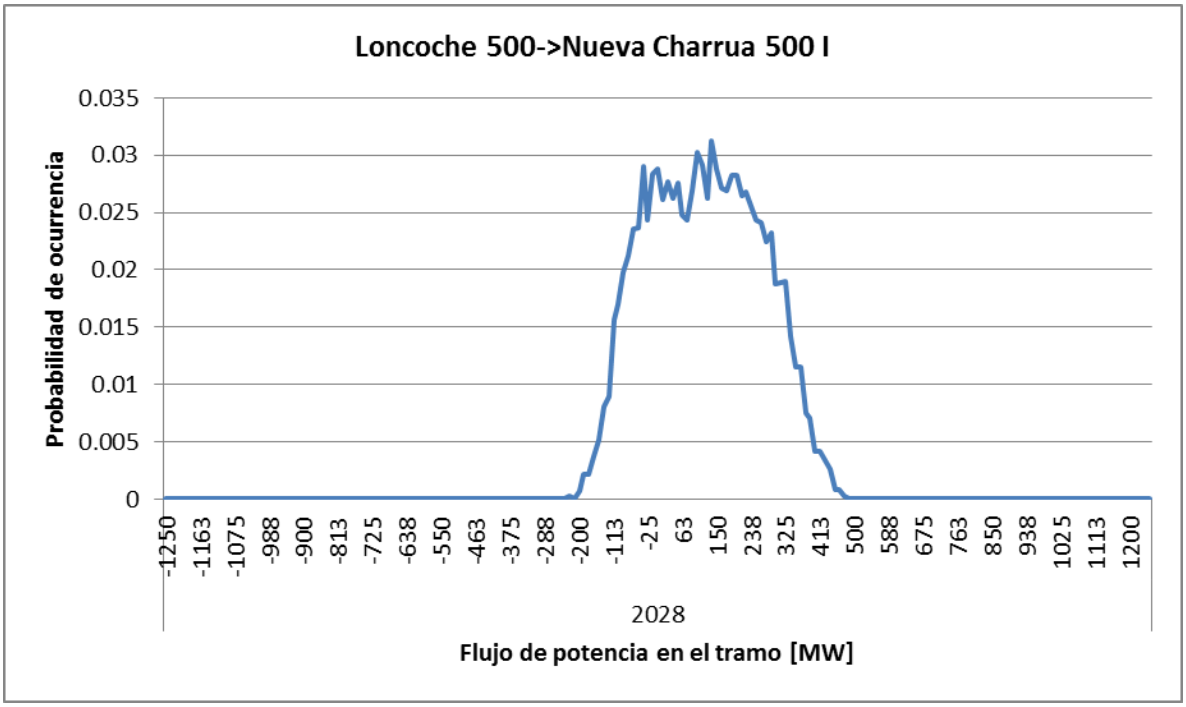


Figura 52: Histograma de Flujos por la línea Loncoche – Nueva Charrúa 500 I

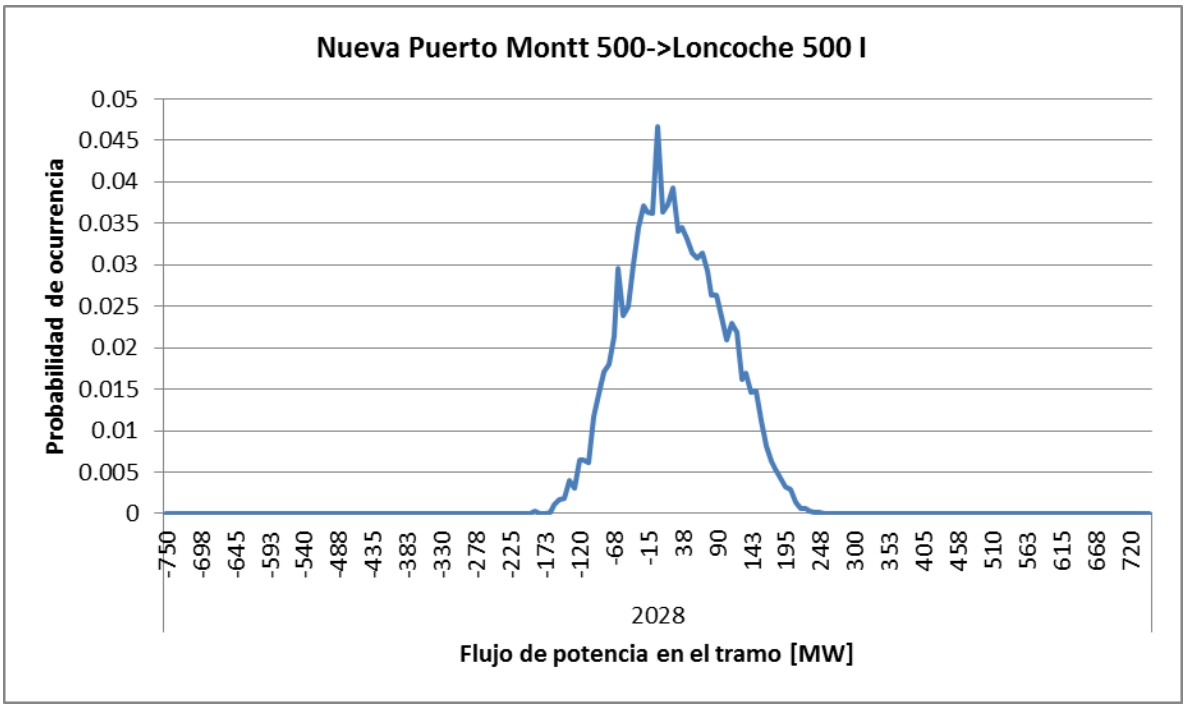


Figura 53: Histograma de Flujos por la línea Nueva Puerto Montt – Loncoche 500

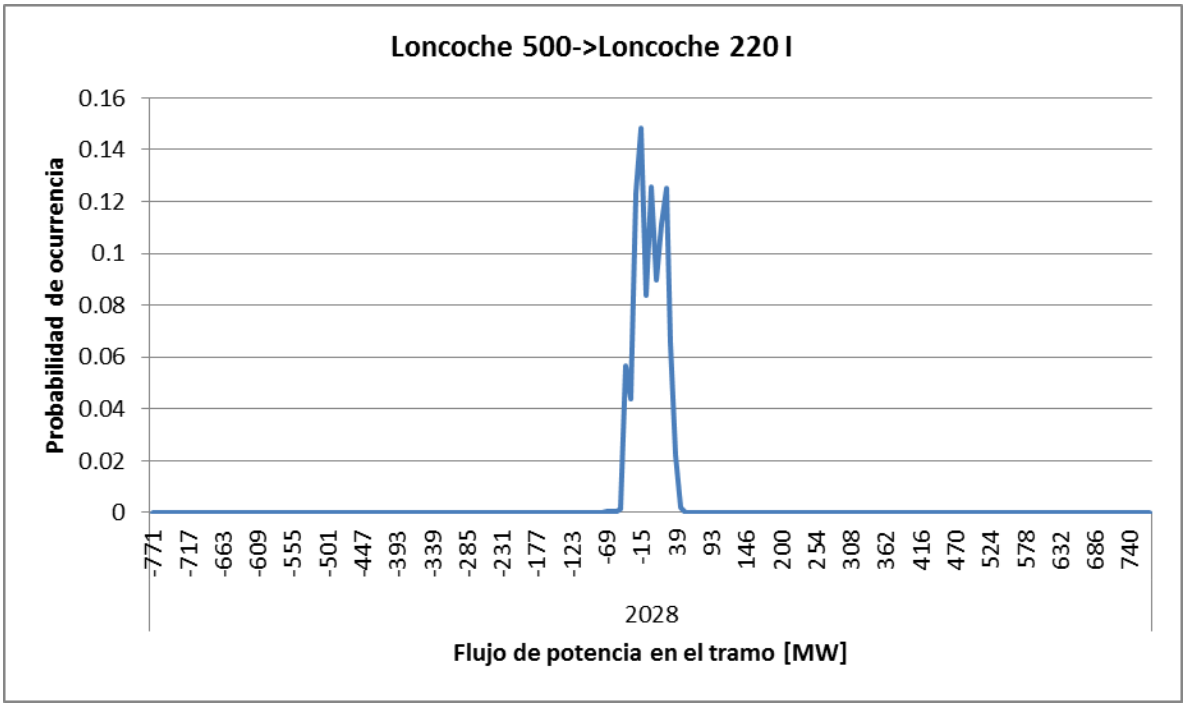


Figura 54: Histograma de Flujos por la línea Loncoche 220 – Loncoche 500

- Línea de interconexión SIC-SING

Se observa que la línea alcanza los límites de transmisión (1500 MVA) durante un tiempo no considerable, por lo que no es candidata a ser ampliada. A continuación se presenta la curva de duración de los flujos a través de uno de los circuitos de la línea de interconexión.

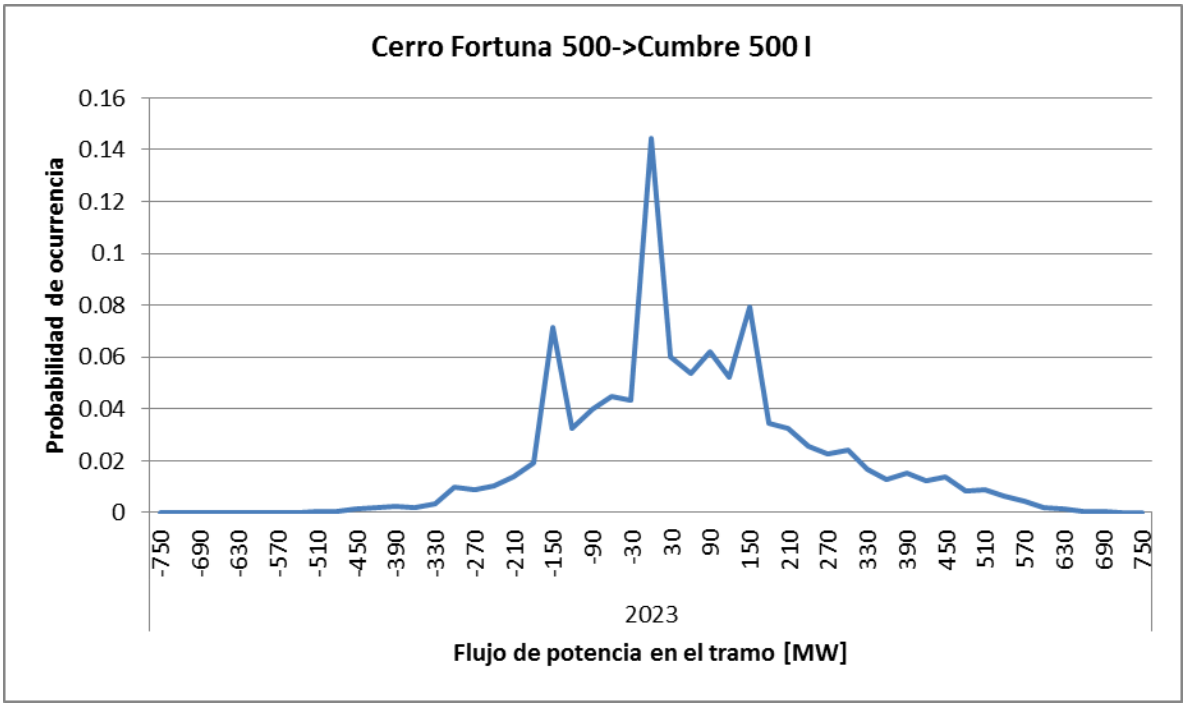


Figura 55: Histograma de Flujos por la línea Cerro Fortuna – Cumbre 500

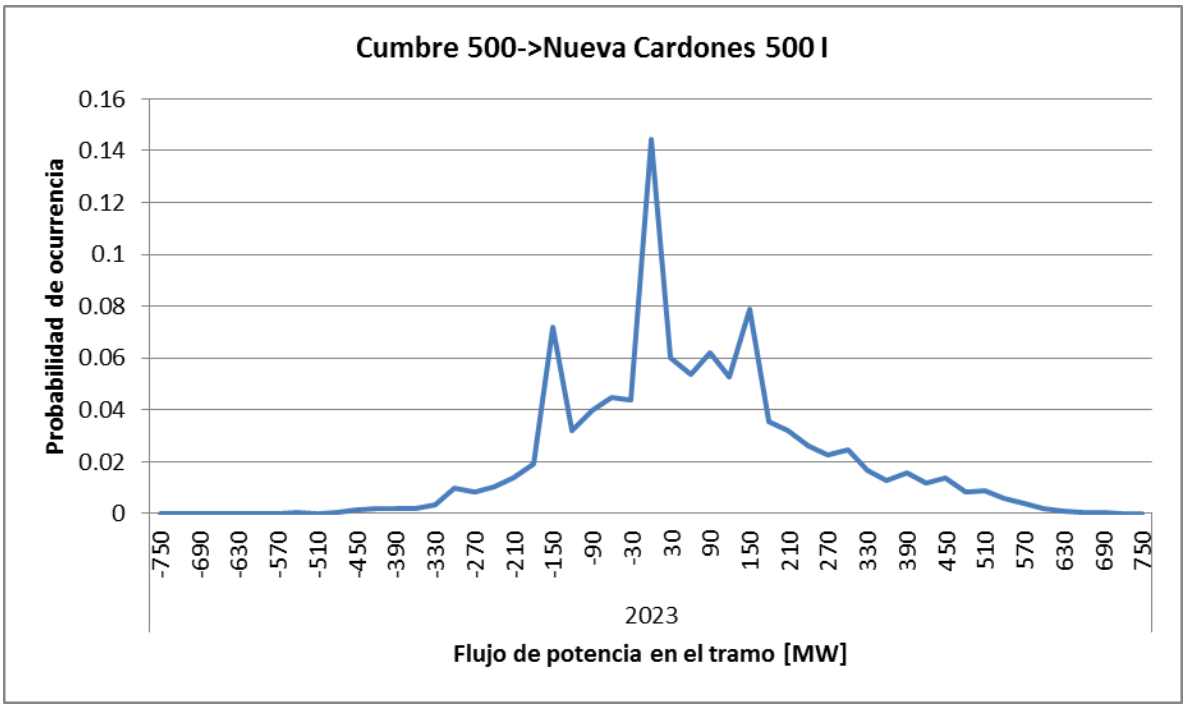


Figura 56: Histograma de Flujos por la línea Cumbre 500 – Nueva Cardones 500

5. ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LAS ALTERNATIVAS Y DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE TRANSMISIÓN

5.1. CONSIDERACIONES GENERALES

En relación al análisis de la factibilidad técnica de las alternativas de desarrollo de la transmisión propuestas, se efectúo un estudio de cada proyecto considerando un conjunto de variables, el proceso comenzó por recabar los parámetros del sistema, levantar toda la información relevante y determinar el desempeño de la alternativa, luego se diseñó una solución técnica que cubriera todos los aspectos y rendimientos esperados. Esta definición técnica es evaluada en términos técnicos y ambientales. Para cada obra propuesta que debiera comenzarse a contruir y explotarse o bien decretarse durante el cuatrienio del presente estudio, se hizo un análisis técnico el cual es dividido por sistema interconectado. Para mayor detalle ver Anexo VII.

Durante el curso del estudio, las distintas alternativas de desarrollo de la transmisión consideradas por el consultor, fueron analizadas con el modelo de simulación de la operación eléctrica mediante la realización de estudios destinados a determinar los límites de transferencia de potencia por los distintos tramos.

Puesto que las obras recomendadas por el consultor son posteriores al año 2020, los sistemas eléctricos cuentan con la suficiente redundancia o enmallamiento en sus tramos troncales. Esto permite definir a priori un límite según normativa por concepto de N-1. De esta forma, para los escenarios analizados se determinó el límite de transmisión para los distintos tramos en evaluación según su capacidad de mantener la tensión dentro de los estándares de la NTSyCS.

Como este es un proceso iterativo que comprende un sinnúmero de simulaciones, los limites utilizados fueron determinados de manera simplificada y con un criterio más bien conservador que, basado en la experiencia del Consultor, permitiera garantizar la validez de las soluciones comparadas desde el punto de vista de la posibilidad de dar

cumplimiento de la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio, en caso que la alternativa de expansión en estudio resultara recomendada.

Para estos fines se desarrollaron básicamente estudios de flujos de potencia considerando la topología normal y contingencias simples en el sistema de transmisión, complementados con estudios de estabilidad de tensión, en todos aquellos casos en que este aspecto es crítico.

Para todos los detalles y resultados referirse al Anexo VIII.

5.2. PROSPECTO DE PROYECTOS DE TRANSMISIÓN

En el Anexo VII se incluyen las obras propuestas por el Consultor, a continuación se presenta una breve descripción de los principales proyectos.

5.2.1. SIC

5.2.1.1. OBRA DE AMPLIACIÓN 1X220 [KV] DIEGO DE ALMAGRO -> CARDONES 260 [MVA]

El proyecto consiste en el cambio de conductor del circuito 1x220 [kV] del tramo Diego de Almagro-Carrera Pinto-San Andrés-Cardones, de una longitud aproximada de 147 [km], con el propósito de aumentar la capacidad de la línea a 260 [MVA].

5.2.1.2. NUEVA OBRA 2X220 [KV] DIEGO DE ALMAGRO -> SAN ANDRÉS -> NUEVA CARDONES 290 [MVA] TENDIDO PRIMER CIRCUITO

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de 2x220 [kV] Diego de Almagro -> San Andrés -> Nueva Cardones tendido primer circuito, con una capacidad nominal de 290 [MVA].

El proyecto incluye las expansiones necesarias para recibir la línea en las subestaciones terminales de San Andrés y Diego de Almagro. Por motivo que S/E Cardones no cuenta con espacio para nuevos paños, se ha considerado la llegada de la línea S/E Nueva Cardones que por decreto dispone de paños libres para futuras expansiones, este proyecto postula a ocupar esas bahías.

5.2.1.3. OBRA DE AMPLIACIÓN REDISEÑO COMPENSACIÓN SERIE LTX CARDONES – POLPAICO 2X500 [KV]

El proyecto consiste en rediseñar y posteriormente construir la compensación serie del sistema de transmisión en 500 [kV] licitado, que se extiende desde Nueva Cardones – Nueva Maitencillo – Polpaico, con el fin de aumentar la capacidad de transferencia de la línea desde 1500 [MVA] hasta 1700 [MVA].

El enlace de transmisión se encuentra limitado a la capacidad de la compensación serie de los condensadores que se ha diseñado en 1500 [MVA]. El objetivo de la ampliación es reevaluar y rediseñar el proyecto de compensación, con el fin de aumentar la transferencia, de esta forma la restricción de capacidad del corredor aumentaría hasta 1700 [MV].

5.2.1.4. NUEVA OBRA SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X500 [KV] MAITENCILLO – PAN DE AZÚCAR EN PUNTA COLORADA

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación de 220/500 [kV], ubicada en la vecindad de la actual S/E Punta Colorada, la cual se conecta a ésta mediante una línea 2x220 [kV] de 500 [MVA] de capacidad por circuito, a 35° de temperatura ambiente con sol. El seccionamiento del enlace licitado 2x500 [kV] Maitencillo – Pan de Azúcar se realizará abriendo la línea en una estructura del trazado (“estructura desvío”), para desviarlo en dirección hacia la S/E Nueva Punta Colorada y empalmar en el patio de 500 [kV] en configuración de interruptor y medio. La obra incluye dos tendidos paralelos en estructuras de doble circuito que comparten la misma servidumbre, éstas conservarán las mismas características eléctricas y de diseño del corredor por decreto licitado.

La subestación en 220 [kV] se plantea en GIS, dejando los espacios necesarios para agregar paños futuros para una eventual expansión del sistema. La llegada a Subestación Punta Colorada se hará haciendo uso de la diagonal disponible.

5.2.1.5. NUEVA OBRA 2X220 [KV] MAITENCILLO –> PUNTA COLORADA –> NUEVA PAN DE AZÚCAR –> DON GOYO –> LA CEBADA –> LAS PALMAS –> LOS VILOS -> NOGALES 700 [MVA]

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 2x220 [kV] que se extiende desde S/E Maitencillo – Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar – Don Goyo – La Cebada – Las Palmas – Los Vilos - Nogales, con una capacidad nominal de 700 [MVA].
El proyecto correrá en forma paralela al trazado existente utilizando el costado de la servidumbre, a excepción de la extensión que atraviesa zonas urbanas como se da el caso en la ciudad de Coquimbo. Por tal razón se propone no empalmar a S/E Pan de Azúcar puesto S/E Nueva Pan de Azúcar se encuentra alejada de la ciudad.

La idea es una vez construida la LTx desmantelar y retirar la línea existente otorgándole gran viabilidad al proyecto por cuanto mejora las condiciones ambientales de los habitantes afectados por el trazado existente del tramo Pan de Azúcar – Punta Colorada.
La licitación de la construcción de la S/E Nueva Pan de Azúcar establece un enlace de interconexión de 2x220 [kV] de 1500 [MVA] de capacidad. En esta situación proyectada S/E Pan de Azúcar quedaría acoplada de forma radial al sistema interconectado troncal.

Por los motivos explicados en los párrafos anteriores, este proyecto no incluye evaluación en los empalmes a los distintos nudos por tratarse de paños existentes. Sin embargo, deberán adecuarse para soportar el nivel de transferencia adoptado por el enlace de 700 [MVA].

5.2.1.6. NUEVA OBRA 2X500 [KV] ALTO JAHUEL -> LOS ALMENDROS -> POLPAICO 1800 [MVA] TENDIDO PRIMER CIRCUITO

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 2x500 [kV] tendido primer circuito entre las SS/EE Alto Jahuel y Polpaico seccionado en S/E Los Almendros, con una capacidad de 1800 [MVA].

El proyecto incluye las expansiones necesarias para recibir la línea en las subestaciones terminales de Polpaico, Los Almendros y Alto Jahuel.

Se proyecta un nuevo patio de 500 [kV] en S/E Los Almendros acoplado a la GIS existente de 220 [kV] mediante un banco de autotransformadores monofásicos 220/500 [kV] más uno de reserva 4x250 [MVA], la disposición de este patio se diseñó en configuración interruptor y medio y cuenta con el espacio suficiente para albergar todo el equipamiento necesario para componer las diagonales. El desarrollo se plantea en dos etapas:

4. Primera Etapa (Tendido primer circuito)
   - Una diagonal (dos paños de interruptor y medio) para recibir los circuitos desde Polpaico y Alto Jahuel.
   - Una diagonal (un paño con dos interruptores) para la salida al primer banco de autotransformadores.
5. Segunda Etapa (Tendido segundo circuito)
   - Se agrega una diagonal (dos paños de interruptor y medio) para recibir el tendido del segundo circuitos desde Polpaico y Alto Jahuel.
   - Se agrega media diagonal (un paño con dos interruptores) para la salida al segundo banco de autotransformadores.

Se aprecia que con este desarrollo quedan disponibles dos paños para futuras ampliaciones, bastando con incorporar 1 interruptor para completar las medias diagonales dispuestas para la conexión de los equipos de transformación.

5.2.1.7. NUEVA OBRA 2X500 [KV] ALTO JAHUEL -> LO AGUIRRE -> POLPAICO 1800 [MVA] TENDIDO PRIMER CIRCUITO

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 2x500 [kV] tendido primer circuito entre las SS/EE Alto Jahuel y Polpaico seccionado en S/E Lo Aguirre, con una capacidad de 1800 [MVA].
El proyecto incluye las expansiones necesarias para recibir la línea en las subestaciones terminales de Polpaico, Lo Aguirre y Alto Jahuel.

Se proyecta una expansión de la GIS acoplada a la existente de 500 [kV] en S/E Lo Aguirre, la disposición de este patio se diseñó en configuración interruptor y medio. El desarrollo se plantea en dos etapas:

6. Primera Etapa (Tendido primer circuito)
   - Una diagonal (dos paños de interruptor y medio) para recibir los circuitos desde Polpaico y Alto Jahuel.
7. Segunda Etapa (Tendido segundo circuito)
   - Se agrega una diagonal (dos paños de interruptor y medio) para recibir el tendido del segundo circuitos desde Polpaico y Alto Jahuel.

5.2.1.8. NUEVA OBRA 2X500 [KV] NUEVA CHARRÚA -> LONCOCHE 2500 [MVA] ENERGIZADO EN 220 [KV]

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 2x500 [kV] energizada en 220 [kV] con una capacidad de 2500 [MVA]. El proyecto cobra sentido al describirlo en dos etapas, la primera energizada en 220 [kV] y posteriormente al elevarse a 500 [kV].

El desarrollo se plantea como sigue:

8. Primera Etapa (Energización en 220 [kV])
   - Tramo S/E Nueva Charrúa – S/E Mulchén. Se consideran los espacios disponibles en Nueva Charrúa y ampliación de patio 220 [kV] en Mulchén.
   - Tramo S/E Mulchén – S/E Cautín. Se consideran ampliación en Mulchén y Cautín.

- Tramo S/E Cautín – Estructura Loncoche. Se considera ampliación en Cautín y rematar en la estructura de Loncoche (futura S/E Loncoche 220/500 [kV]).

9. Segunda Etapa (Energización en 500 [kV])
   - Tramo S/E Nueva Charrúa – S/E Mulchén. Se conecta al paño 500 [kV] en S/E Nueva Charrúa y se desconecta de S/E Mulchén 220 [kV] para continuar con el trazado hacia el sur.
   - Tramo S/E Mulchén – S/E Cautín. Se desconecta de ambas S/E los terminales en 220 [kV], (se genera un desvío por estructuras sin empalmar tanto en Mulchén como Cautín).
   - Tramo S/E Cautín – Estructura Loncoche. A la altura de la estructura de remate de Loncoche se genera la nueva S/E Loncoche 220/500 [kV]. El patio de 220 [kV] de esta subestación tendrá 4 paños de línea para el seccionamiento del doble circuito de la línea 2x220 [kV] Cautín – Ciruelos.

5.2.1.9. NUEVA OBRA 2X500 [KV] LONCOCHE -> PICHIRROPULLI 1500 [MVA] ENERGIZADO EN 220 [KV]

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 2x500 [kV] energizada en 220 [kV] con una capacidad de 2500 [MVA]. El proyecto cobra sentido al describirlo en dos etapas, la primera energizada en 220 [kV] y posteriormente al elevarse a 500 [kV].

El desarrollo se plantea como sigue:

10. Primera Etapa (Energización en 220 [kV])
    - Tramo S/E Estructura Loncoche – S/E Ciruelos. Se considera ampliación de patio 220 [kV] en Ciruelos. Por su parte, la torre Loncoche está vinculado al proyecto descrito en 4.2.1.8 y en esta primera etapa se entiende como un cambio de conductor en esta estructura de anclaje.
    - Tramo S/E Ciruelos – S/E Pichirropulli. Se considera ampliación sólo en S/E Ciruelos. El empalme a S/E Pichirropulli está garantizado por decreto.
11. Segunda Etapa (Energización en 500 [kV])
    - Tramo S/E Estructura Loncoche – S/E Ciruelos. A la altura de la estructura de remate de Loncoche se genera la nueva S/E Loncoche 220/500 [kV]. El patio de 220 [kV] de esta subestación tendrá 4 paños de línea para el seccionamiento del doble circuito de la línea 2x220 [kV] Cautín – Ciruelos. En S/E Ciruelos se desconecta de la barra de 220 [kV] y se genera el desvió para continuar el tendido hasta Pichirropulli.
    - Tramo S/E Ciruelos – S/E Pichirropulli. Desde la torre del desvío en Ciruelos hasta la última torre de S/E Pichirropulli se continua el trazado hasta S/E Puerto

Montt, por el circuito 2x500 [kV] licitado. No se considera bajada a 220 [kV] en Pichirropulli.

Como se puede apreciar este proyecto con el anterior están vinculados y conforman un sistema de transmisión de 500 [kV] desde S/E Nueva Charrúa hasta S/E Nueva Puerto Montt, S/E Loncoche sirve como seccionadora para proporcionar la compensación serie y shunt del sistema por efecto de la extensión del sistema, adicionalmente se acopla al sistema de 220 [kV] al seccionar los circuitos 2x220 [kV] Cautín – Ciruelos mediante el primer y segundo banco de autotransformadores 3x250 [MVA] (son en total 7 autotransformadores monofásicos contando el de reserva).

5.2.1.10. LÍNEA INTERCONEXIÓN ANDINA HVDC 500 [KV] 1500 [MW]

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de alta tensión en corriente continua 500 [kV] con una capacidad de 1500 [MW] que interconecta las SS/EE Montalvo en Perú con Polpaico en Chile.

5.2.2. SING

5.2.2.1. NUEVA OBRA 2X220 [KV] LABERINTO -> EL COBRE 360 [MVA] TENDIDO PRIMER CIRCUITO

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de 2x220 [kV] Laberinto -> El Cobre tendido primer circuito, con una capacidad nominal de 360 [MVA].
El proyecto incluye las expansiones necesarias para recibir la línea en las subestaciones terminales de Laberinto y El Cobre.

5.2.2.2. NUEVA OBRA 2X220 [KV] DOMEYKO -> ESCONDIDA 245 [MVA] TENDIDO PRIMER CIRCUITO

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de 2x220 [kV] Domeyko -> Escondida tendido primer circuito, con una capacidad nominal de 245 [MVA].

El proyecto incluye las expansiones necesarias para recibir la línea en las subestaciones terminales de Domeyko y Escondida.

5.2.2.3. NUEVA OBRA 2X220 [KV] LAGUNAS -> POZO ALMONTE 600 [MVA]

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de 2x220 [kV] Lagunas -> Pozo Almonte, con una capacidad nominal de 600 [MVA].
El proyecto incluye las expansiones necesarias para recibir la línea en las subestaciones terminales de Laberinto y Pozo Almonte.

5.2.2.4. OBRA NUEVA SUBESTACIÓN CERRO FORTUNA

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación de 220/500 [kV], ubicada dentro de un radio aproximado de 3 kilómetros de la intersección de la autopista 1 con la ruta B-272, la cual se conecta mediante el seccionamiento de los tramos de los circuitos que trazados en este punto.

El desarrollo de la subestación se propone en 2 etapas, la primera con ocasión de la llegada de la LTx en 2x500 [kV] desde el SIC, considera la bajada a 220 [kV] y la construcción de una LTx 2x220 [kV] Nueva Chacaya – Cerro Fortuna. El diseño eléctrico de este terminal, en la segunda etapa, contempla seccionamientos relevantes en el punto donde los circuitos nombrados corren confinados en una faja, ver Figura 57.

La situación para la primera etapa de la S/E Cerro Fortuna considera los siguientes paños en 220 [kV], en configuración de doble barra con transferencia.

- Un paño autotransformador 1 220 [kV].
- Un paño autotransformador 2 220 [kV].
- Un paño 220 [kV] acoplador de barras.
- Un paño 220 [kV] seccionador de barras.

Adicionalmente, el proyecto incluye el espacio para un patio de 500 [kV], espacio para dos equipos autotransformadores 500/220 [kV], junto con el espacio para los equipos de compensación y filtros. Se considera espacio para las casetas y equipos de control, comando y servicios para el patio de 500 [kV]. Se consideran dos diagonales con los siguientes paños en configuración de interruptor y medio.

- Autotransformador 1.
- Autotransformador 2.
- Un paño de línea 500 [kV] circuito 1 Nueva Cardones.
- Un paño de línea 500 [kV] circuito 2 Nueva Cardones.

La etapa II, incorpora al patio de 220 [kV] los siguientes paños.

- Un paño de línea 220 [kV] Enlace circuito 1 (Enlace – O'Higgins).
- Un paño de línea 220 [kV] Enlace circuito 2 (Enlace – O'Higgins).
- Un paño de línea 220 [kV] O'Higgins circuito 1 (Enlace – O'Higgins).
- Un paño de línea 220 [kV] O'Higgins circuito 2 (Enlace – O'Higgins).
- Un paño de línea 220 [kV] Enlace circuito 1 (Enlace – Laberinto).
- Un paño de línea 220 [kV] Enlace circuito 2 (Enlace – Laberinto).
- Un paño de línea 220 [kV] Laberinto circuito 1 (Enlace – Laberinto).
- Un paño de línea 220 [kV] Laberinto circuito 2 (Enlace – Laberinto).
- Un paño de línea 220 [kV] Nueva Chacaya circuito 1.
- Un paño de línea 220 [kV] Nueva Chacaya circuito 2.
- Un paño de línea 220 [kV] Esmeralda (Atacama – Esmeralda).

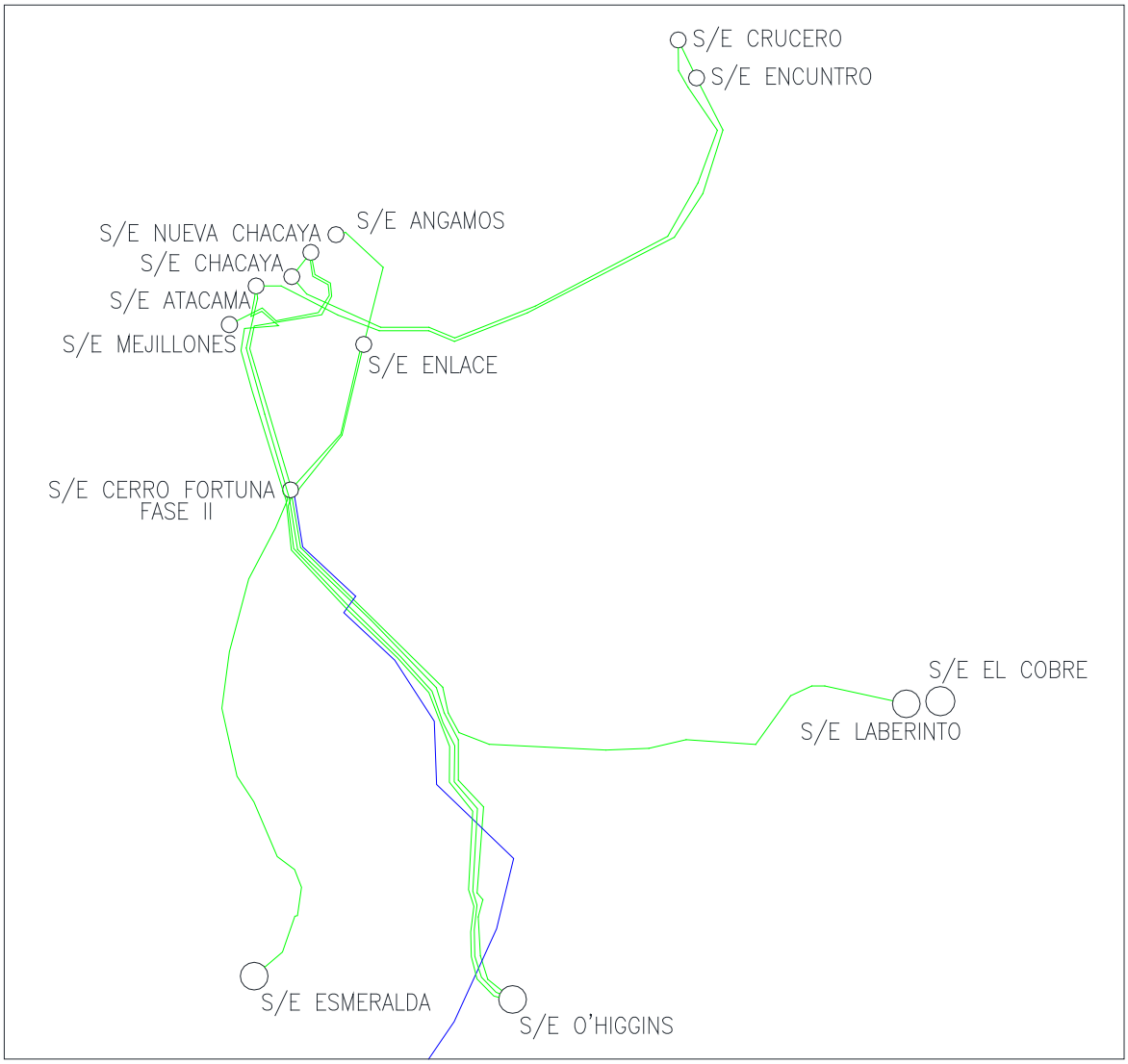


Figura 57: Diagrama georeferenciado para S/E Cerro Fortuna Etapa II.

El dimensionamiento de las barras en 220/500 [kV], de los SS/AA en CA y CC y de la malla a tierra de la subestación, deberá realizarse considerando el escenario de máxima exigencia, considerando la expansión proyectada con interconexión SIC-SING, adicionalmente debe contar con márgenes adicionales de a lo menos 25% de la capacidad, destinado a futuras ampliaciones de la subestación.

5.3. CRITERIOS BÁSICOS PARA LA DEFINICIÓN DE LÍMITES OPERACIONALES DE LOS TRAMOS DE TRANSMISIÓN.

Los despachos de generación y demanda utilizados en la determinación de los límites operacionales se seleccionaron en general, a partir de los resultados de los flujos por tramo obtenidos con el modelo OSE2000. Sin perjuicio de lo anterior, en varias ocasiones, durante el proceso de análisis de alternativas de desarrollo para un mismo escenario, a partir de un mismo caso inicial se realizaron variaciones de demanda o generación orientadas a definir límites máximos de transmisión para dichas alternativas. Estos análisis se realizaron para distintas etapas en las que los cambios topológicos que experimenta el sistema podían dar origen a la modificación de los límites a aplicar.

Un criterio básico para la definición de límites lo constituye la definición contenida en los primeros incisos del Articulo 5-5 de la Norma Técnica: El Consultor ha aplicado estrictamente el criterio anterior, no considerando en el estudio de planificación medidas operacionales, como EDAC, EDAG y ERAG ante contingencias simples, que no correspondan a la desconexión por subfrecuencia o subtensión.

- Límites para líneas de transmisión

En el caso de líneas de transmisión, los niveles máximos de transmisión aceptables en condiciones normales de operación por los distintos tramos del sistema troncal se determinaron de modo tal que ante la ocurrencia de una contingencia simple de circuitos o de unidades generadoras mayores, la transferencia post-falla resultante por el tramo no excediera las capacidades de conducción permanente para una temperatura ambiente de 25°C con sol en el periodo marzo-noviembre y 30°C con sol en el periodo diciembre-febrero.

En los casos en que la estabilidad de tensión es un factor crítico, el límite se determinó a partir de un análisis de curva P-V incluyendo la contingencia.
Al respecto, es necesario señalar que el artículo 5-55 de la Norma Técnica no es claro en la definición del margen de estabilidad de tensión. El consultor no logro darle una

interpretación razonable a este artículo para su aplicación, por lo cual se adoptó el siguiente criterio.

Dada la configuración longitudinal con redundancia N-1 en la mayoría de los tramos troncales, así como la operación de los distintos SVC, CER, y CCEE en las zonas norte, centro y sur del SIC, y sur del SING, los límites de transmisión están principalmente condicionados a la capacidad N-1 de los tramos, lo que establece una fuerte interdependencia entre las capacidades y ampliaciones de los distintos tramos, así como del plan de obras de generación.

6. EVALUACIÓN ECONÓMICA Y ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE LOS ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

6.1. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

6.1.1. CONSIDERACIONES GENERALES

Para la evaluación económica de los escenarios de expansión se han considerado las inversiones en generación y transmisión, sumados a los costos de operación y falla de los sistemas separados e interconectados, de modo que es posible comparar cada escenario en forma integral.

Los costos de operación y falla anuales se calcularon para el periodo 2014 al 2033 utilizando el modelo de despacho OSE2000, que se describe en el Anexo I.

Los costos de falla de corta duración no se incorporan en la evaluación de las alternativas debido a que el despacho de generación determinado con el modelo OSE2000 para cada alternativa se ha condicionado para respetar los límites de transferencia en cada uno de los tramos ubicados al interior de esta zona. Estos límites fueron determinados a partir del criterio de N-1 para las instalaciones del sistema de transmisión troncal.

El modelo de simulación de la operación subdivide cada año en etapas mensuales. Cuando es necesario retirar obras de servicio para proceder a su modificación o refuerzo, ello esta explícitamente simulado con las limitaciones de transmisión correspondientes a ese periodo y por lo tanto reflejado en sus costos de operación y falla.

Los costos de operación en cada caso se calculan simulando la operación del sistema para el periodo 2014 – 2033 utilizando una misma política de operación de embalses determinada por el modelo de despacho.

En resumen la metodología de evaluación consistió en evaluar para cada una de las alternativas en estudio el costo total actualizado de:

1. Inversión en las instalaciones de transmisión.

2. COMA de las instalaciones de transmisión.
3. Inversión en las obras de generación.
4. Costo de operación y falla del sistema correspondiente en el período 2014 – 2033.

En el Anexo V se muestran los presupuestos que se determinaron para los proyectos propuestos, que fueron considerados para valorizar los escenarios de expansión. El AVI se ha calculado considerando una tasa de descuento de 10%, vida útil de 50 años para las líneas y 40 años para las subestaciones, y un costo de operación y mantención de 1.92% del valor de inversión. Este último dato se obtiene de dividir el COMA de las instalaciones troncales sobre el VI de las mismas, utilizando los valores presentados en el Informe de Avance N°2 de este estudio.

6.1.2. RESULTADOS POR ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

En la siguiente tabla se presentan los resúmenes de la evaluación económica para cada uno de los tres escenarios de expansión estudiados, en millones de dólares [MMUS$]. Los valores están actualizados al 31 de diciembre de 2013 con una tasa del 10%, y los costos de operación y falla del sistema corresponden al total esperado del período 2014-2033.

Inversión	Escenario Interconexión Base	Escenario Interconexión Alternativo	Escenario Interconexión Andino
Inversión en Transmisión – SIC [MMUS$]	467.85	468.53	466.20
Inversión en Transmisión – SING [MMUS$]	30.97	30.97	30.97
Inversión en Generación – SIC [MMUS$]	16,957.13	17,633.17	16,114.83
Inversión en Generación – SING [MMUS$]	12,114.87	12,559.17	12,588.70
Costo de operación y falla SING-SIC [MMUS$]	33,559.92	32,421.35	35,177.02
TOTAL [MMUS$]	**63,130.74**	**63,113.19**	**64,377.72**

Se observa una diferencia a favor del Escenario Alternativo con respecto al Escenario Base, explicado principalmente por la diferencia en inversión en generación en ambos sistemas. Sin considerar la inversión en la línea de interconexión Andina, se observa un beneficio en dicho escenario explicado por la menor inversión en generación en el SIC, y pese a que el costo de operación y falla es mucho mayor.

El detalle mensual de los costos de operación y falla para cada escenario se encuentran disponibles en el Anexo III.

6.2. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN

6.2.1. DEFINICIONES DE LOS ESCENARIOS ANALIZADOS

Se realizaron diversas alternativas en los escenarios de expansión, con el fin de analizar los efectos sobre las inversiones en transmisión que se requieren en el sistema. Además, se estudiaron casos en que se modifica el proyecto de interconexión SING-SIC, comparando los costos de operación que se presentan incorporando dichas modificaciones.

Las alternativas analizadas se simularon en el modelo OSE2000, y se detallan a continuación en los siguientes apartados.

6.2.1.1. SISTEMAS SIN INTERCONEXIÓN

Se realizaron simulaciones de escenarios SIC y SING operando por separado en todo el período de estudio, sin interconectar los sistemas en la S/E Cerro Fortuna como ocurre en los Escenarios Interconexión Base y Alternativo, pero con la central CTM3 inyectando en el SIC mediante la línea declarada en construcción por TEN.

6.2.1.2. PROPUESTA ALTERNATIVA AL PROYECTO LOS ALMENDROS

Se estudió para todos los escenarios de expansión una alternativa al proyecto nueva línea 2x500 [kV] Polpaico – Los Almendros – Alto Jahuel 1800 [MVA], con el tendido de un circuito. Ésta corresponde a una nueva línea 2x500 [kV] Polpaico – Lo Aguirre – Alto Jahuel 1800 [MVA], con el tendido de un circuito.

6.2.1.3. PROPUESTA ALTERNATIVA AL PROYECTO DIEGO DE ALMAGRO – CARDONES 220 [KV]

Se estudó una alternativa al proyecto nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – Cardones. Se reemplaza por

6.2.1.4. PROPUESTA ALTERNATIVA AL PROYECTO MAITENCILLO – NOGALES 220 [KV]

Se estudió una alternativa al proyecto nueva línea 2x220 [kV] Maitencillo – Nogales 700 [MVA]. Ésta corresponde a un aumento de capacidad del tramo a 520 [MVA], cambiando el conductor existente por uno de alta temperatura (ACCC-TW Dove).

6.2.1.5. ADELANTO S/E PUENTE NEGRO Y SISTEMA ALTO JAHUEL – TINGUIRIRICA – ITAHUE 220 [KV]

Se estudió el adelanto del proyecto S/E Puente Negro, que secciona la línea 2x220 [kV] Colbún – Candelaria, y la línea 2x154 [kV] La Higuera – Tinguiririca, que pasa a energizarse en 220 [kV]. Además, se incluye un análisis sobre el sistema de 154 [kV] existente entre Alto Jahuel e Itahue, y su cambio a 220 [kV].

6.2.1.6. CAMBIOS EN LA CAPACIDAD DEL TRAMO NUEVA CARDONES – POLPAICO 500 [KV]

Se estudió el efecto de incorporar un aumento de capacidad en la línea Nueva Cardones – Polpaico 2x500 [kV], llevándola a una capacidad (con criterio N-1) de 1700 [MVA] y otro caso en que es de 2200 [MVA].

6.2.1.7. SENSIBILIDADES DE DEMANDA

Se realizaron simulaciones para todos los escenarios de expansión, considerando retrasos en la entrada de proyectos mineros. En particular, se consideró un aplazamiento en la entrada del proyecto Dominga, y un cambio en la proyección de demanda del consumo informado para Quebrada Blanca en el SING.

De acuerdo a lo propuesto en los escenarios de expansión, la entrada en operación de la minera Dominga en 2018 va ligada al seccionamiento de la nueva línea 2x500 [kV] Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar en la S/E Punta Colorada. En el escenario de sensibilidad propuesto, se posterga la entrada en operación de la mina hasta 2023, y se cancela la realización del seccionamiento en la subestación mencionada. Además,

se secciona la nueva línea 2x220 [kV] Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar para abastecer el consumo.

Por otra parte, se realizó una segunda sensibilidad en que se modifica la proyección de demanda para Quebrada Blanca, definida en el Anexo 7 de las Bases Técnicas del estudio. En la siguiente tabla se presenta la demanda considerada para ambos casos.

Tabla 72. Demanda para Quebrada Blanca en el escenario de sensibilidad

Año	Demanda original [GWh]	Demanda modificada [GWh]
2014	95	95
2015	122	122
2016	187	187
2017	245	245
2018	343	340
2019	491	340
2020	644	340
2021	797	340
2022	973	343
2023	1172	491
2024	1277	644
2025	1404	797
2026	1542	973
2027	1691	1172
2028	1851	1277
2029	2021	1404
2030	2206	1542
2031	2407	1691
2032	2625	1851
2033	2851	2021

6.2.1.8. INTERCONEXIÓN EN DISTINTOS PUNTOS DEL SING CON CTM3 EN CHACAYA

Se realizaron dos sensibilidades sobre la interconexión SING-SIC, para los Escenarios Base y Alternativo. En ambas se consideró que la central CTM3 no se conecta al SIC a través del sistema de 500 [kV] en S/E Cerro Fortuna, sino que continúa inyectando en S/E Chacaya, perteneciente al SING, por todo el período de estudio.

La primera sensibilidad considera el proyecto de interconexión, uniendo las subestaciones Cerro Fortuna y Nueva Cardones mediante una línea en 500 [kV], entrando en operación en julio de 2021.

La segunda sensibilidad considera un proyecto de interconexión entre las subestaciones Río Loa y Nueva Cardones, mediante un trazado en 500 [kV]. En este caso se incorpora la S/E Cerro Fortuna y las conexiones en 220 [kV], pero sin sistemas de 500 [kV].

En términos de la simulación de la operación en el modelo OSE2000, las líneas de interconexión se definen en corriente alterna, aunque los resultados para una línea en corriente continua son análogos.

6.2.1.9. INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL CON SUBESTACIONES CONVERSORAS INTERMEDIAS

Se realizó una sensibilidad sobre la interconexión internacional en que se incorporan subestaciones conversoras intermedias para la línea Montalvo – Polpaico, en S/E Río Loa, S/E Nueva Cardones y S/E Nueva Pan de Azúcar.

Para el sistema de transmisión multiterminal se aumentaron las capacidades de forma que es posible recoger en un modo más óptimo las transferencias entre los distintos centros de generación y consumo relevantes al norte de Polpaico. Así, es posible aumentar los grados de libertad para la ubicación geográfica de las futuras centrales generadoras, sin introducir restricciones de transmisión relevantes.

6.2.1.10. ESCENARIO SIN REALIZAR EL PROYECTO LA LOMA

Se analizó un escenario sin realizar el proyecto La Loma, dejando el consumo de OGP1 alimentado desde Domeyko y Nueva Zaldívar.

6.2.2. RESULTADOS DE LOS ESCENARIOS ANALIZADOS

6.2.2.1. SISTEMAS SIN INTERCONEXIÓN

Para la operación de los sistemas SIC y SING en forma independiente, se presentan los siguientes costos marginales promedio anuales. Las simulaciones se realizaron para un Escenario Base y un Escenario Alternativo, cuyos planes de obra de generación se encuentran detallados en el Anexo IV.

En las siguientes figuras se presentan los costos marginales para ambos sistemas en cada escenario simulado.

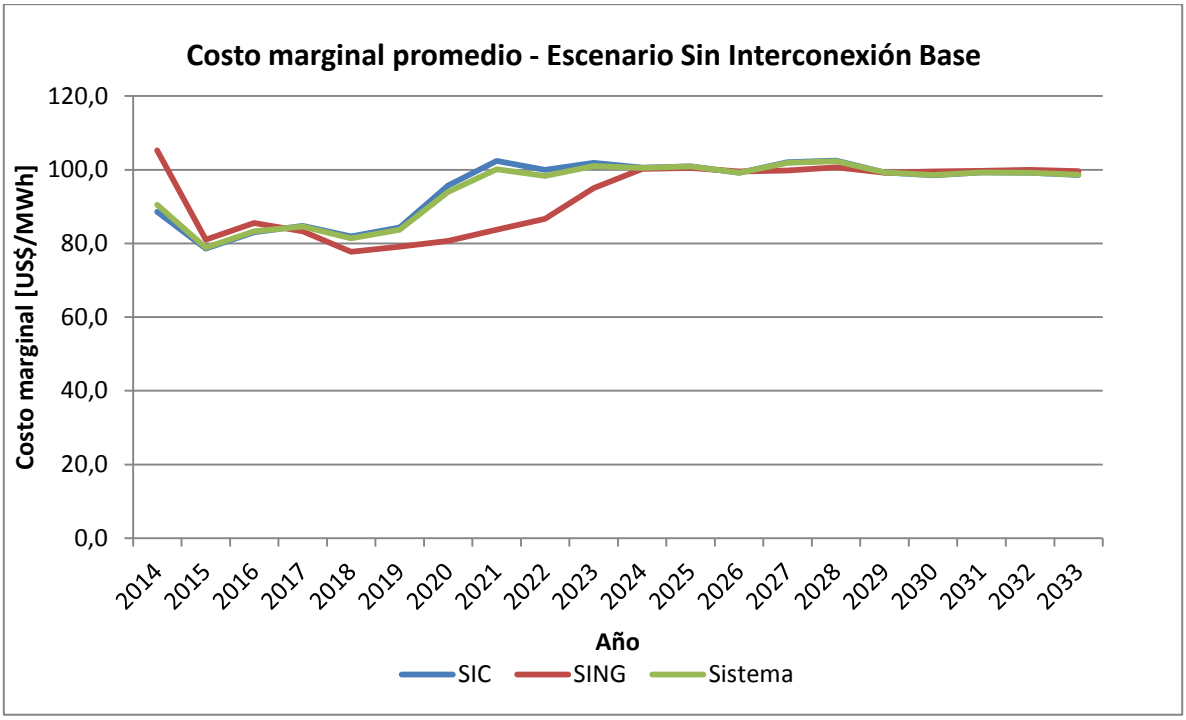


Figura 58. Costo marginal promedio - Escenario Sin Interconexión Base

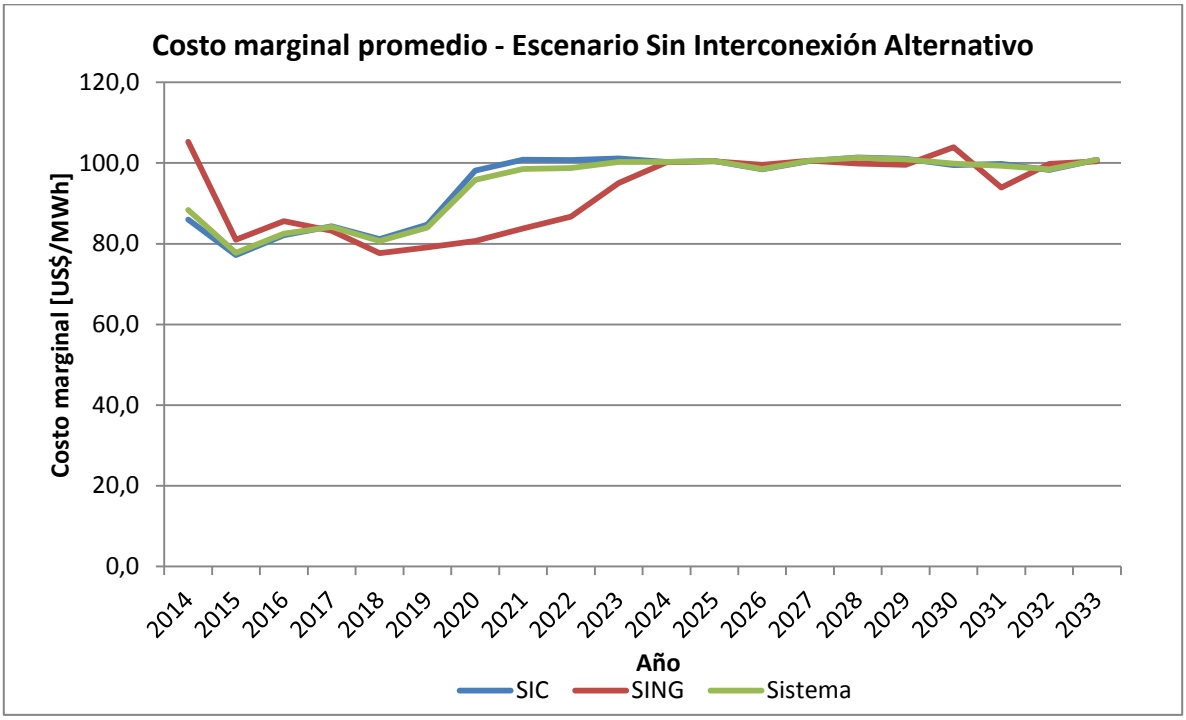


Figura 59. Costo marginal promedio - Escenario Sin Interconexión Alternativo

Tabla 73. Costo marginal promedio - Escenario Sin Interconexión Base

Año	Costo marginal promedio SIC [US$/MWh]	Costo marginal promedio SING [US$/MWh]	Costo marginal promedio Sistema [US$/MWh]
2014	88.6	105.3	90.5
2015	78.6	81.0	78.8
2016	83.0	85.6	83.3
2017	84.7	83.2	84.6
2018	81.9	77.7	81.4
2019	84.3	79.1	83.7
2020	95.7	80.7	93.9
2021	102.4	83.8	100.1
2022	99.9	86.7	98.3
2023	101.8	95.0	101.0
2024	100.5	100.2	100.5
2025	101.0	100.5	100.9
2026	99.2	99.6	99.2
2027	102.0	99.8	101.9
2028	102.5	100.6	102.3
2029	99.2	99.2	99.2
2030	98.5	99.6	98.6
2031	99.3	99.7	99.3
2032	99.2	100.0	99.2
2033	98.6	99.6	98.7

Tabla 74. Costo marginal promedio - Escenario Sin Interconexión Alternativo

Año	Costo marginal promedio SIC [US$/MWh]	Costo marginal promedio SING [US$/MWh]	Costo marginal promedio Sistema [US$/MWh]
2014	86.0	105.3	88.4
2015	77.2	81.0	77.7
2016	82.1	85.6	82.5
2017	84.3	83.2	84.2
2018	81.2	77.7	80.7
2019	84.7	79.1	84.0
2020	98.2	80.7	95.8
2021	100.9	83.8	98.5
2022	100.8	86.7	98.8
2023	101.2	95.0	100.2
2024	100.3	100.2	100.2
2025	100.5	100.5	100.5
2026	98.4	99.6	98.5
2027	100.6	100.6	100.6
2028	101.4	99.9	101.3
2029	101.1	99.5	100.9
2030	99.5	103.9	99.9
2031	99.8	93.9	99.3
2032	98.3	99.8	98.4
2033	100.9	100.4	100.8

En las siguientes tablas se presentan las pérdidas esperadas, ingresos tarifarios y energía no suministrada para los sistemas operando sin interconexión.

Tabla 75. Ingresos tarifarios, pérdidas totales y energía no suministrada - Escenario SIC Base

Año	Ingreso tarifario esperado [MMUS$]	Pérdidas esperadas [GWh]	Energía no suministrada [GWh]
2014	615	919	0
2015	578	946	0
2016	496	919	0
2017	467	900	0.6
2018	266	848	5.8
2019	100	872	0.4
2020	109	901	1.0
2021	89	904	0.5
2022	86	895	1.0
2023	96	882	1.8
2024	103	890	1.1
2025	108	959	5.6
2026	117	1067	9.2
2027	110	1062	11.1
2028	106	1026	11.7
2029	125	1194	12.0
2030	146	1462	12.6
2031	161	1586	10.8
2032	172	1702	12.9
2033	177	1824	0.9

Tabla 76. Ingresos tarifarios, pérdidas y energía no suministrada - Escenario SIC Alternativo

Año	Ingreso tarifario esperado [MMUS$]	Pérdidas esperadas [GWh]	Energía no suministrada [GWh]
2014	610	919	0
2015	578	948	0
2016	488	915	0
2017	470	896	0.5
2018	265	850	6.5
2019	93	871	0.0
2020	111	902	0.4
2021	87	904	0.0
2022	87	926	0.8
2023	97	886	1.2
2024	108	953	0.7
2025	118	1080	3.2
2026	123	1189	8.2
2027	122	1201	13.7
2028	133	1333	14.8
2029	144	1430	15.1
2030	138	1433	13.9
2031	172	1635	13.0
2032	176	1737	13.6
2033	188	1750	12.8

Tabla 77. Ingresos tarifarios, pérdidas y energía no suministrada - Escenario SING Base

Año	Ingreso tarifario esperado [MMUS$]	Pérdidas esperadas [GWh]	Energía no suministrada [GWh]
2014	163	425	0
2015	65	445	0
2016	34	410	0
2017	34	417	0
2018	37	472	0
2019	41	502	0
2020	45	546	0
2021	45	565	0
2022	48	603	0
2023	60	676	0
2024	61	665	0
2025	71	727	0
2026	74	746	0
2027	77	776	0
2028	78	793	0
2029	75	774	0
2030	77	794	0
2031	78	787	0
2032	83	838	0
2033	93	974	0

Tabla 78. Ingresos tarifarios, pérdidas y energía no suministrada - Escenario SING Alternativo

Año	Ingreso tarifario esperado [MMUS$]	Pérdidas esperadas [GWh]	Energía no suministrada [GWh]
2014	163	425	0
2015	65	445	0
2016	34	410	0
2017	34	417	0
2018	37	472	0
2019	41	502	0
2020	45	546	0
2021	45	565	0
2022	48	603	0
2023	60	676	0
2024	61	664	0
2025	71	727	0
2026	74	745	0
2027	72	726	0
2028	71	727	0
2029	68	698	0
2030	76	727	0
2031	76	779	0
2032	87	829	0
2033	90	871	0

Se observa que el nivel de energía no suministrada es mayor cuando los sistemas operan en forma independiente, para cada uno de los escenarios que fueron estudiados. Esto ocurre a pesar de que en el SING no se producen fallas de abastecimiento durante ningún año del período de estudio, y bajo los dos escenarios analizados.

Finalmente, se presentan los costos de operación total del sistema, comparando la operación SIC y SING en forma independiente con el caso de interconexión correspondiente (base o alternativo).

Tabla 79. Costo de operación e inversiones - Escenarios con y sin Interconexión SING-SIC Línea TEN Hundida

Costos de inversión, operación y falla	Base			Alternativo		
	Interconexión		Dif.	Interconexión		Dif.
	Con	Sin		Con	Sin	
Inversión en Transmisión - SING-SIC [MMUS$]	489	468	21	487	466	21
Inversión en generación - SIC [MMUS$]	16957	17343	-386	17633	17979	-346
Inversión en generación - SING [MMUS$]	12115	13775	-1660	12559	16346	-3787
Costo de operación y falla SING-SIC [MMUS$]	33560	34591	-1031	32421	33238	-817
TOTAL [MMUS$]	65681	68156	-2475	65538	69955	-4417

Se observa que la interconexión SING-SIC económicamente es recomendable tanto para el caso base como para el alternativo, bajo los supuestos planteados, es decir, incorporando la línea de TEN como línea de interconexión. La mayor diferencia se debe al ahorro en inversión en generación al producirse la interconexión, ello en consideración de que el sistema obtiene mayor beneficio de una operación con mayor grado de flexibilidad.

Tabla 80. Costo de operación e inversiones - Escenarios con y sin Interconexión SING-SIC Línea TEN No Hundida

Costos de inversión, operación y falla	Base			Alternativo			Base - Sin CTM3 en SIC en 2017		
	Interconexión		Dif.	Interconexión		Dif.	Interconexión		Dif.
	Con	Sin		Con	Sin		Con	Sin	
Inversión en Transmisión - SING-SIC [MMUS$]	827	468	359	825	466	359	827	468	359
Inversión en generación - SIC [MMUS$]	16957	17343	-386	17633	17979	-346	16957	17343	-386
Inversión en generación - SING [MMUS$]	12115	13775	-1660	12559	16346	-3787	12115	13775	-1660
Costo de operación y falla SING-SIC [MMUS$]	33560	34591	-1031	32421	33238	-817	34141	34591	-450
TOTAL [MMUS$]	65681	68156	-2475	65538	69955	-4417	66668	68941	-2273

En la tabla anterior, se puede apreciar que económicamente es recomendable la interconexión, incluso al incorporar la inversión en la línea de TEN en el año 2021. Por otra parte, si se interconectan ambos sistemas, mediante una línea de transmisión entre la S/E Cerro Fortuna y la S/E Nueva Cardones distinta a la de TEN, sin incluir el proyecto de TEN de conectar la central CTM3 en 2017 al SIC, el beneficio aumenta. Finalmente, se observa

un beneficio de conectar la central CTM3 al SIC, al comparar los casos base con interconexión y sin interconexión.

6.2.2.2. PROPUESTA ALTERNATIVA LOS ALMENDROS

Se evaluó como alternativa al proyecto de Los Almendros 500 [KV], una nueva línea Polpaico – Lo Aguirre – Alto Jahuel 2x500 [kV], tendido un circuito y se obtuvo la diferencia en los costos de operación e inversión. En la siguiente tabla se presentan los valores obtenidos (en millones de dólares) considerando todo el período de estudio.

Tabla 81. Diferencia de costos de operación de Proyecto Los Almendros sobre Proyecto Lo Aguirre

	Costo de Operación y Falla actualizado [MMUS$]	Inversión acutalizada [MMUS$]
Los Almendros	33,560.0	83.0
Lo Aguirre	33,578.0	50.0
Diferencia parcial	-18	33.0
Diferencia total	15	

A pesar de las diferencias favorables al caso Los Almendros en términos de costos de operación, estas no cubren las diferencias de inversión entre ambos proyectos. De acuerdo a ello sería conveniente construir la alternativa de Lo Aguirre. Sin embargo, es necesario ahondar en un mayor análisis tanto ambiental para este proyecto, debido a los inconvenientes que podría presentar una nueva línea de transmisión paralela a la existente dado el uso alternativo del suelo del posible trazado, como a nivel eléctrico pues cobra relevancia para este tramo el efecto en la operación de las redes de subtransmisión asociadas a la zona de Santiago, en opinión del consultor, en forma preliminar se puede estimar que la subestación Los Almendros favorecerá un menor nivel de inversión en las redes de subtransmisión en relación a seguir reforzando la inyección en Lo Aguirre. Lo indicado debe ser ratificado del análisis más detallado de las redes de subtransmisión.

En base a esto, el consultor recomienda la realización del proyecto de Los Almendros.

6.2.2.3. PROPUESTA ALTERNATIVA AL PROYECTO DIEGO DE ALMAGRO – CARDONES 220 [KV]

Para este tramo se propuso un proyecto que consiste en: tender una nueva línea de doble circuito en 220 [kV] entre Diego de Almagro y Cardones, seccionando en Carrera Pinto y San Andrés; y una nueva línea de simple circuito de 220 [kV] para el tramo Paposo – Diego de Almagro. Asimismo se planteó una alternativa que considera: tender un doble circuito de 220 [kV] entre la subestación Paposo y la futura subestación Nueva Cumbre; y tender un simple circuito de 220 [kV] entre Carrera Pinto y Cardones, seccionando en San Andrés. En la tabla siguiente se presentan los costos de operación e inversión de uno y otro caso.

Tabla 82. Diferencia de costos de operación de Proyecto Los Almendros sobre Proyecto Lo Aguirre

	Costo de Operación y Falla actualizado [MMUS$]	Inversión actualizada [MMUS$]
Diego de Almagro – Cardones	33,560.0	50.0
Paposo – Cumbre	33,570.0	29.0
Diferencia parcial	-10.0	21.0
Diferencia total	11.0	

A pesar de las diferencias favorables al caso Diego de Almagro - Cardones en términos de costos de operación, éstas no cubren las diferencias de inversión entre ambos proyectos, dado lo largo del trazado entre ambas subestaciones y por el refuerzo requerido entre Paposo y Diego de Almagro. A la luz de estos resultados, la alternativa que se recomienda es la de tender una línea entre Paposo y Cumbre. El diagrama de dicha solución se presenta en el Anexo V.

6.2.2.4. PROPUESTA ALTERNATIVA AL PROYECTO MAITENCILLO – NOGALES 220 [KV]

Para este tramo se propuso un proyecto que consiste en tender una nueva línea de doble circuito en 220 [kV] entre Maitencillo y Nogales, seccionando en Pan de Azúcar, Don Goyo, La Cebada, Las Palmas y Los Vilos, con una capacidad de 700 [MVA] por circuito. Cabe mencionar que esta alternativa supone el desmantelamiento de la línea de 220 [kV] existente en el mismo tramo y utilizar la misma servidumbre para el nuevo tendido. Como alternativa se consideró el cambio de conductor de la línea existente, por uno de alta temperatura de 520 [MVA] de capacidad por circuito. Es importante apuntar que ambos proyectos proponen cambiar el trazado entre Maitencillo y Pan de Azúcar, para llevarlo a la subestación Nueva Pan de Azúcar y evitar pasar por la ciudad de Coquimbo. En la tabla siguiente se presentan los costos de operación e inversión de uno y otro caso.

Tabla 83. Diferencia de costos de operación de Proyecto Los Almendros sobre Proyecto Lo Aguirre

	Costo de Operación	Inversión
Nueva línea Maitencillo – Nogales	33,560.0	126.0
Cambio de conductor Maitencillo – Nogales	33,621.0	66.0
Diferencia parcial	-61.0	60.0
Diferencia total	-1.0	

Las diferencias son favorables al caso en que se tiende una nueva línea en términos de costos de operación, y éstas alcanzan a cubrir las diferencias de inversión entre ambos proyectos. Sin embargo, si se toma en cuenta el costo de desmantelar la línea existente, el cual se ha estimado en un 30% del valor del tendido de la nueva línea, resulta más económico el cambio de conductor. Este costo podría ser aún menor, dado que la diferencia a favor de tender la nueva línea es de 1 millón de dólares, valo que está dentro del error.

En base a esto, el consultor recomienda la realización del proyecto de cambio de conductor.

6.2.2.5. ADELANTO S/E PUENTE NEGRO Y SISTEMA ALTO JAHUEL – TINGUIRIRICA – ITAHUE 220 [KV]

El análisis realizado en el sistema de 154 [kV] muestra que se requiere adelantar el sistema de S/E Puente Negro al año 2018, o antes en caso de que sea posible. Además, el consultor recomienda la transformación del sistema de 154 [kV] a 220 [kV] entre Alto Jahuel y Tinguiririca para el año 2020, o antes de ser posible, y entre Tinguiririca e Itahue para el año 2028. También se requiere un tercer circuito en 220 [kV] Ancoa – Itahue en 2028, un tercer circuito en 220 [kV] Puente Negro – Tinguiririca en 2030 y un segundo circuito en 220 [kV] Colbún – Ancoa en el año 2030. Además, se requiere tender un tercer circuito en el tramo Malloa – Tinguiririca en 220 [kV] y una nueva línea 2x220 [kV] Candelaria – Tuniche, tendido solo un circuito en 2030.

Por lo indicado en el párrafo anterior, se descartó la posibilidad de ubicar el transformador 220/154 [kV] en S/E Puente Negro, en vez de S/E Tinguiririca. Adicionalmente, la falla en una de las líneas Tinguiririca – Puente Negro no permite la transferencia con criterio de seguridad N-1 entre las subestaciones mencionadas.

Se ha realizado una simplificación suponiendo que con la entrada en operación del sistema en 220 [kV], se seccionan las todas las líneas en los puntos en que se ubican actualmente los taps. Sin embargo, lo más probable para el desarrollo del sistema de subtransmisión Alto Jahuel – Itahue en 220 [kV] es la realización de una subestación seccionadora de todos los circuitos en Tuniche o Punta Cortés, como también se debiera seccionar todos los circuitos en Teno, Paine y Malloa. El tap-off Tilcoco se debería llevar a la nueva S/E seccionadora en Punta Cortés o Tinguiririca en 154 [kV]. Rancagua debería quedar alimentada en 154 [kV] desde la nueva S/E Tuniche o Punta Cortés 220 [kV]. Lo indicado anteriormente debe ser complementado con los estudios de Subtransmisión, que deben incluir las redes de 66 [kV].

Debido al alto nivel de enmallamiento de los sistemas entre Alto Jahuel y Ancoa en 154, 220 y 500 [kV], se aplicaron las siguientes contingencias simples en líneas del sistema, con el fin de analizar sus efectos en otros tramos contiguos y para planificar en forma óptima el desarrollo de este sistema. La modelación utilizada en este análisis ya incorpora las transformaciones a 220 [kV] en las fechas indicadas, y el adelanto del sistema de S/E

Puente Negro. Por ende, al realizar una contingencia en un circuito del tramo, se realiza en las líneas de 154 [kV] antes del año en que entran en operación, y en las líneas de 220 [kV] a partir de dicho año.

Tabla 84. Listado de contingencias realizadas para el estudio del Sistema Alto Jahuel – Tinguiririca – Itahue 154 [kV]

N° Contingencia	Tramo
1	Caso Base
2	Alto Jahuel – Paine 154 kV/ Alto Jahuel – Paine 220 kV
3	Paine – Tuniche 154 kV/ Paine – Tuniche 220 kV
4	Tuniche – Punta Cortés 154 kV/ Tuniche – Punta Cortés 220 kV
5	Tilcoco – Malloa 154 kV/ Tilcoco – Malloa 220 kV
6	Malloa – Tinguiririca 154 kV/ Malloa – Tinguiririca 220 kV
7	Tinguiririca – Teno 154 kV/ Tinguiririca – Teno 220 kV
8	Teno – Itahue 154 kV/ Teno – Itahue 220 kV
9	Colbún – Candelaria 220 kV/ Colbún – Puente Negro 220 kV
10	Colbún – Candelaria 220 kV/ Puente Negro – Candelaria 220 kV
11	Candelaria – Maipo 220 kV
12	Ancoa – Alto Jahuel 500 kV
13	Colbún – Ancoa 220 kV
14	La Higuera – Tinguiririca 154 kV/ Puente Negro – Tinguiririca 220 kV
15	Ancoa – Itahue 220 kV
16	Candelaria – Tuniche 220 kV

Cabe destacar que el adelanto del seccionamiento en la nueva S/E Puente Negro trae consigo el beneficio de poder evacuar adecuadamente las centrales ubicadas en la zona cordillerana, al este de la subestación mencionada, incluso en situaciones de contingencia. Además, permite aliviar el sistema de subtransmisión en 154 [kV], los que ante contingencias actualmente deben ser operados con desprendimiento de generación relevante.

A continuación se presentan los resultados obtenidos mediante las simulaciones en el modelo OSE2000, a través de gráficos de histogramas de flujo. Las planillas con los resultados de histogramas para todas las líneas en los 16 casos estudiados se presentan en el Anexo III, en su versión digital.

En la siguiente figura se muestra el histograma para el tramo Tap Malloa – Tinguiririca 154 [kV]. Se observa que en caso de falla en varios tramos se alcanzan transferencias que no permiten operar con criterio N-1. Esto se soluciona con la entrada en operación en 2018 de la subestación seccionadora Puente Negro.

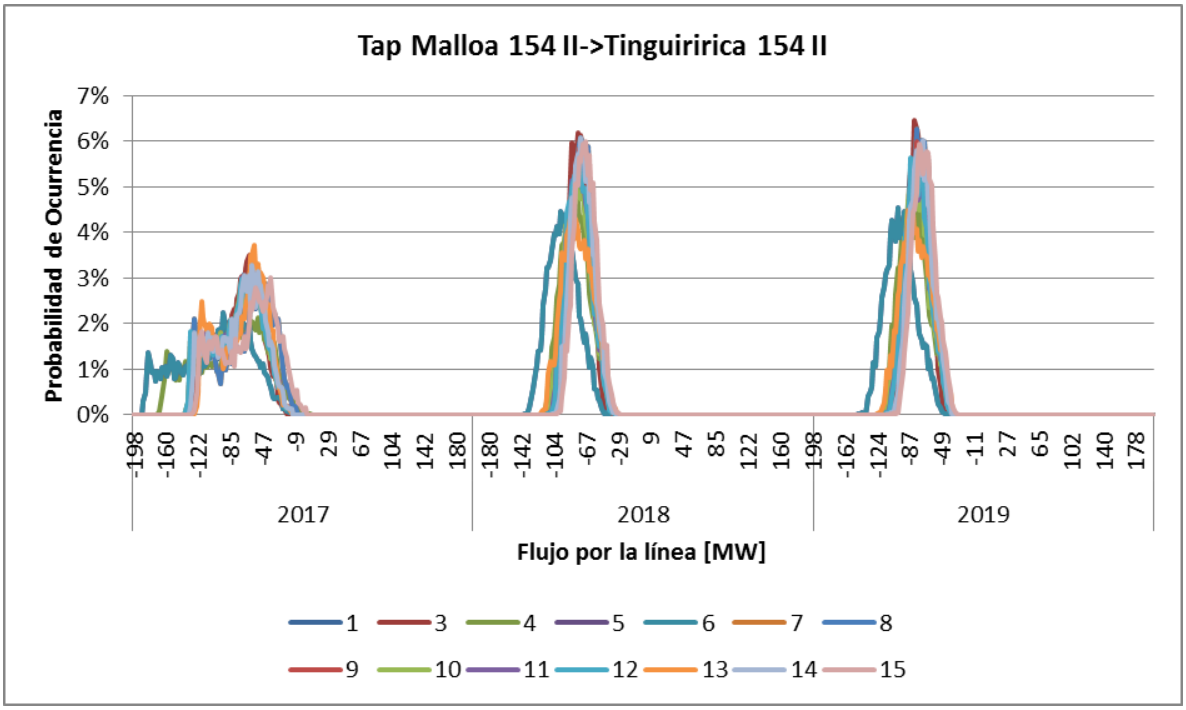


Figura 60. Histograma de flujo Tap Malloa - Tinguiririca 154 [kV] bajo contingencias

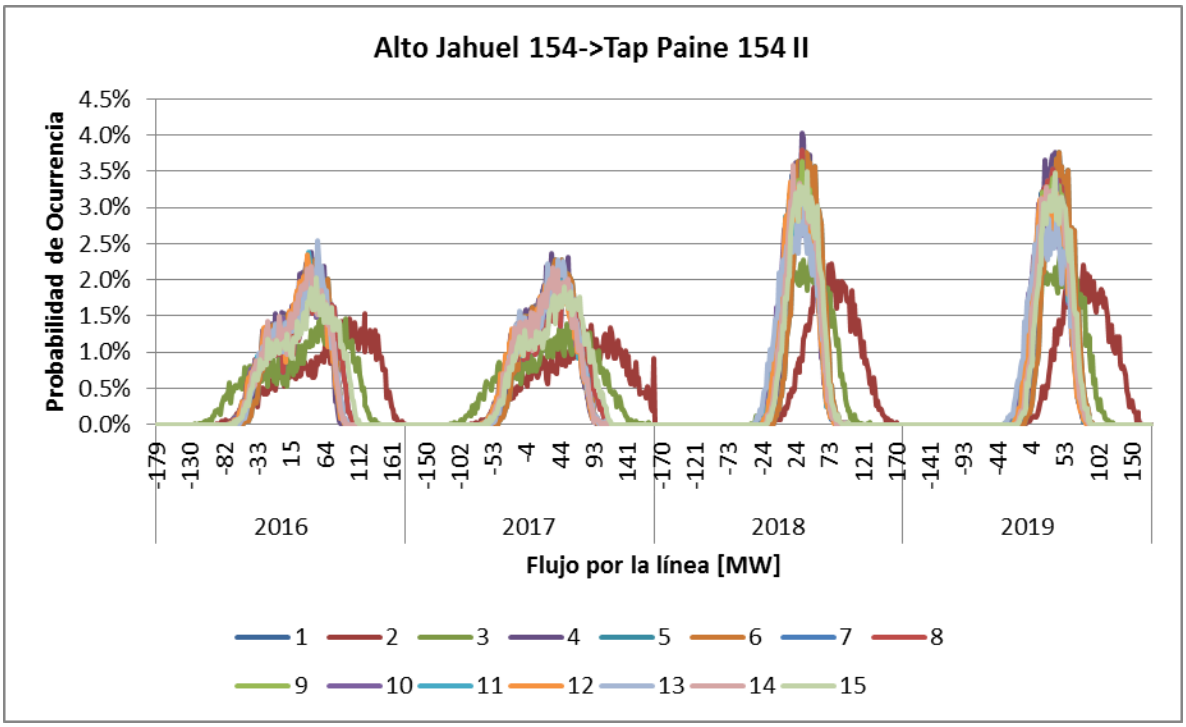


Figura 61. Histograma de flujo Alto Jahuel - Tap Paine 154 [kV] bajo contingencias

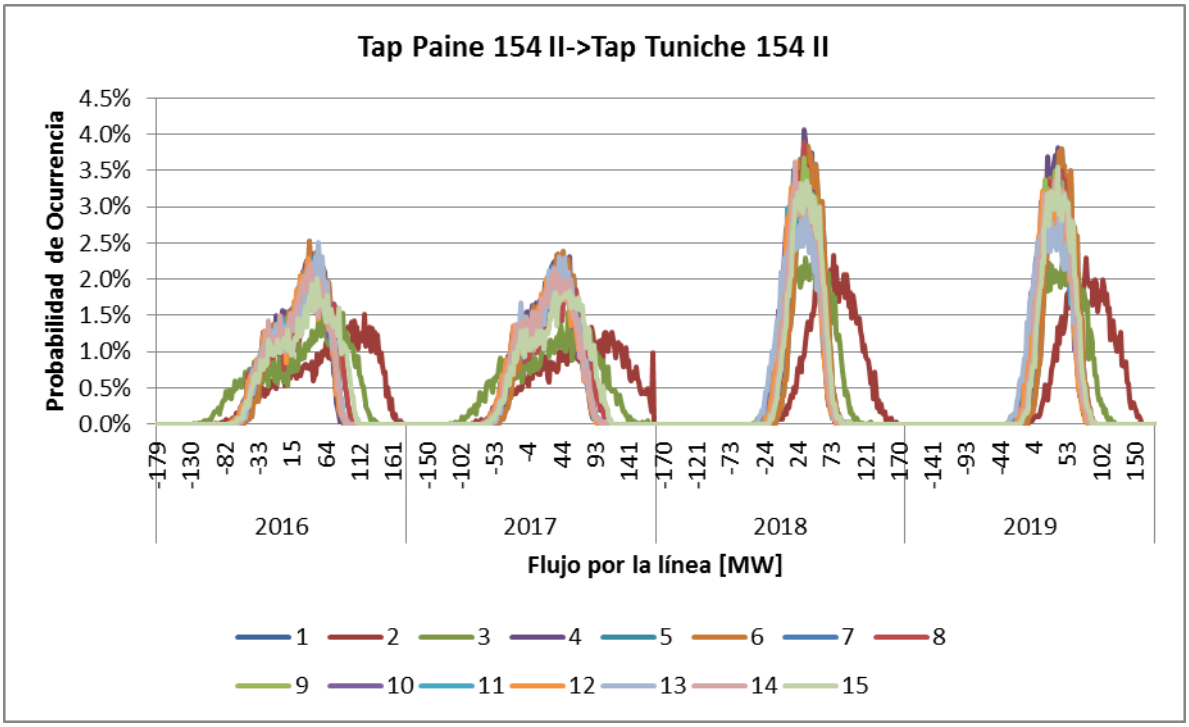


Figura 62. Histograma de flujo Tap Paine - Tap Tuniche 154 [kV]

De las figuras anteriores se aprecia que en caso de falla en el tramo Alto Jahuel – Tap Paine 154 [kV] y en el tramo Tap Paine – Tap Tuniche 154 [kV] se producen saturaciones, y ante otras contingencias el sistema no puede operar con criterio de seguridad N-1. Con la entrada en 2018 del proyecto Puente Negro se logra revertir esta situación.

En la siguiente figura se presentan los flujos del tramo La Higuera – Tinguiririca 154 [kV] en 2017, y el cambio que se presenta en 2018 con la entrada en operación en 220 [kV] de Puente Negro – Tinguiririca. Se observa que en caso de falla en una de las líneas del tramo en 154 [kV], no es posible evacuar la generación de las centrales ubicadas en la zona, lo que se remedia con el seccionamiento y energización en 220 [kV] asociados al proyecto Puente Negro.

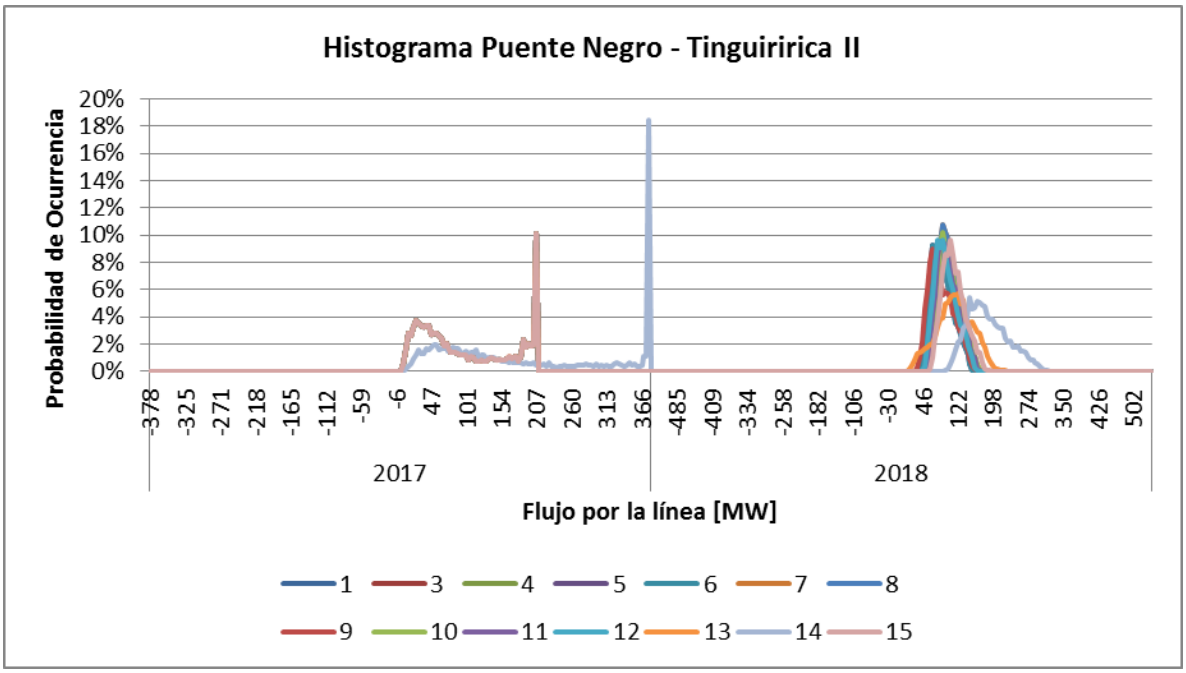


Figura 63. Histograma de flujo La Higuera – Tinguiririca 154 [kV] (2017) y Puente Negro – Tinguiririca 220 [kV] (2018)

En la siguiente figura se observa que el tramo Tap Malloa – Tinguiririca en el año 2020 no soportaría las transferencias presentadas en 154 [kV], por lo que se amplió sistema a 220 [kV]. Se puede apreciar que a partir de ese año con el sistema ampliado en 220 [kV] las transferencias alcanzan 274 [MW] aproximadamente, para la contingencia más severa.

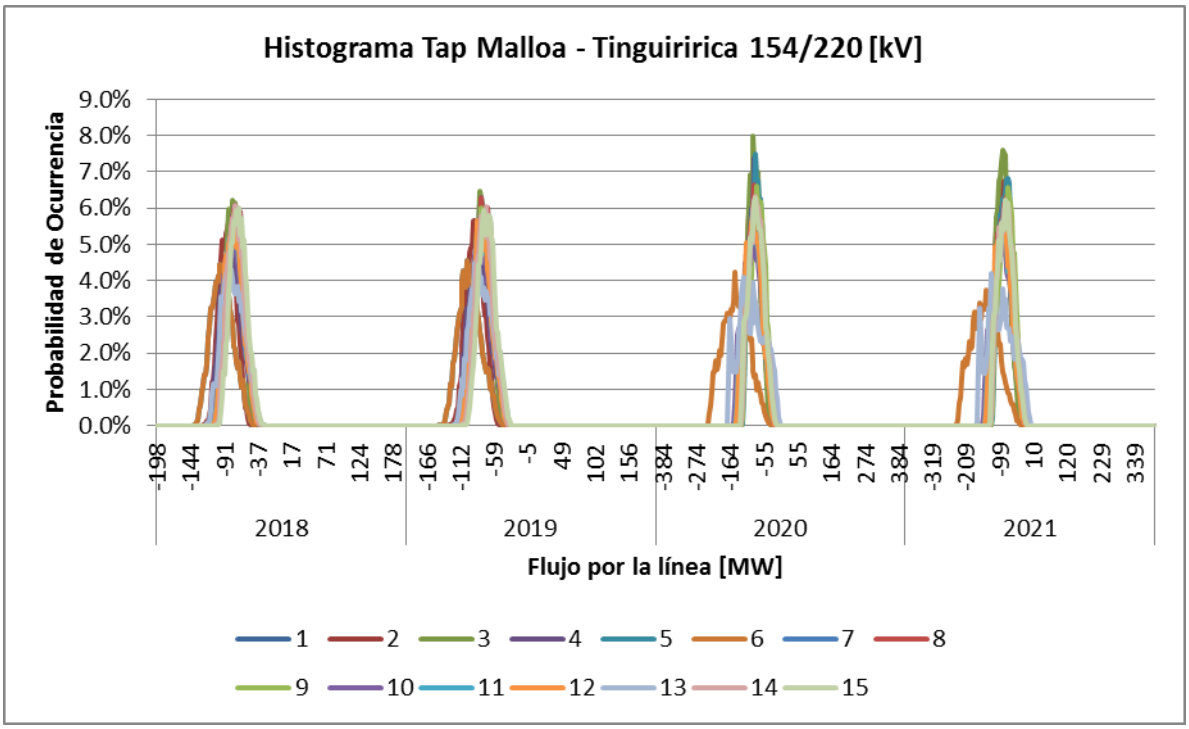


Figura 64. Histograma de flujos Tap Malloa - Tinguiririca 154 [kV] (2018-2019) y Tap Malloa - Tinguiririca 220 [kV] (2020-2021)

A partir del año 2030, se presentan saturaciones en el tramo Puente Negro – Tinguiririca 220 [kV], lo que se muestra en el siguiente gráfico. Es por esto que en esa fecha se hace necesario incluir un tercer circuito en 220 [kV], lo que permitirá que el sistema siga funcionando adecuadamente, incluso bajo contingencias.

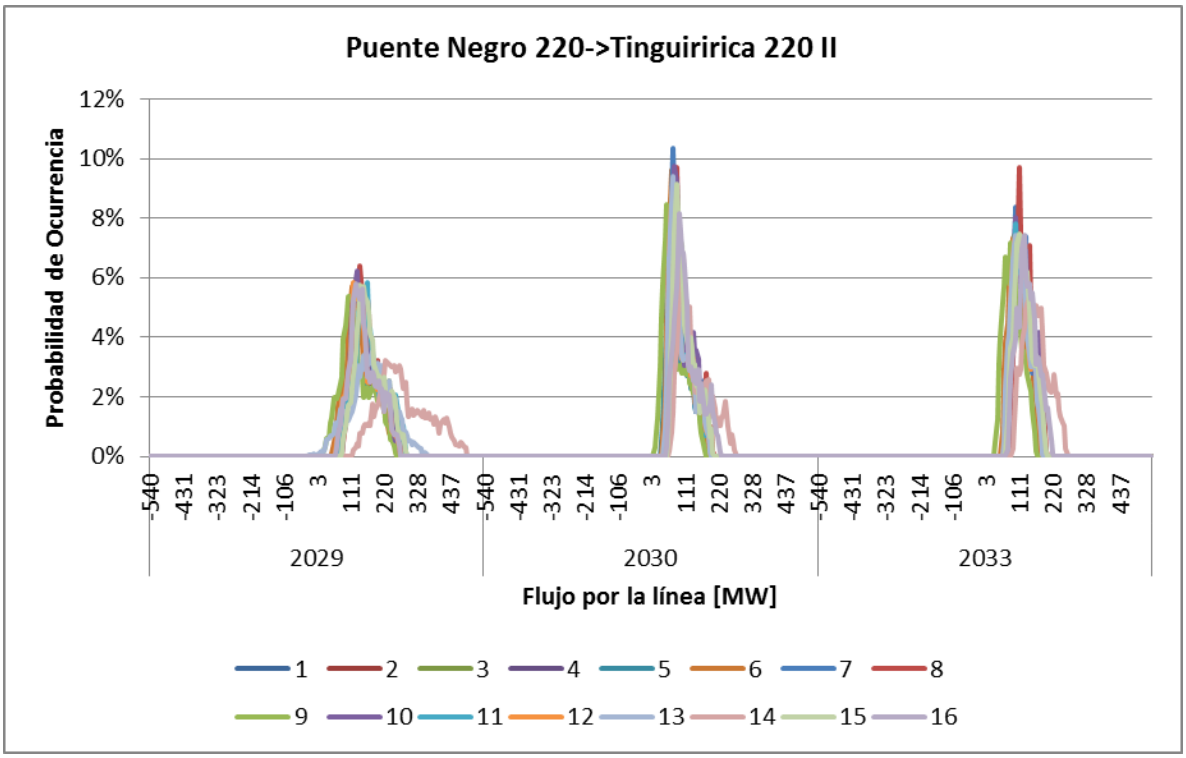


Figura 65. Histograma de flujo Puente Negro - Tinguiririca 220 [kV]

En la siguiente figura se observa que el tramo Tap Teno – Itahue en el año 2028 no soportaría las transferencias presentadas en 154 [kV], por lo que se amplió sistema a 220 [kV]. Se puede apreciar que a partir de ese año con el sistema ampliado en 220 [kV] las transferencias alcanzan 298 [MW] aproximadamente, para la contingencia más severa.

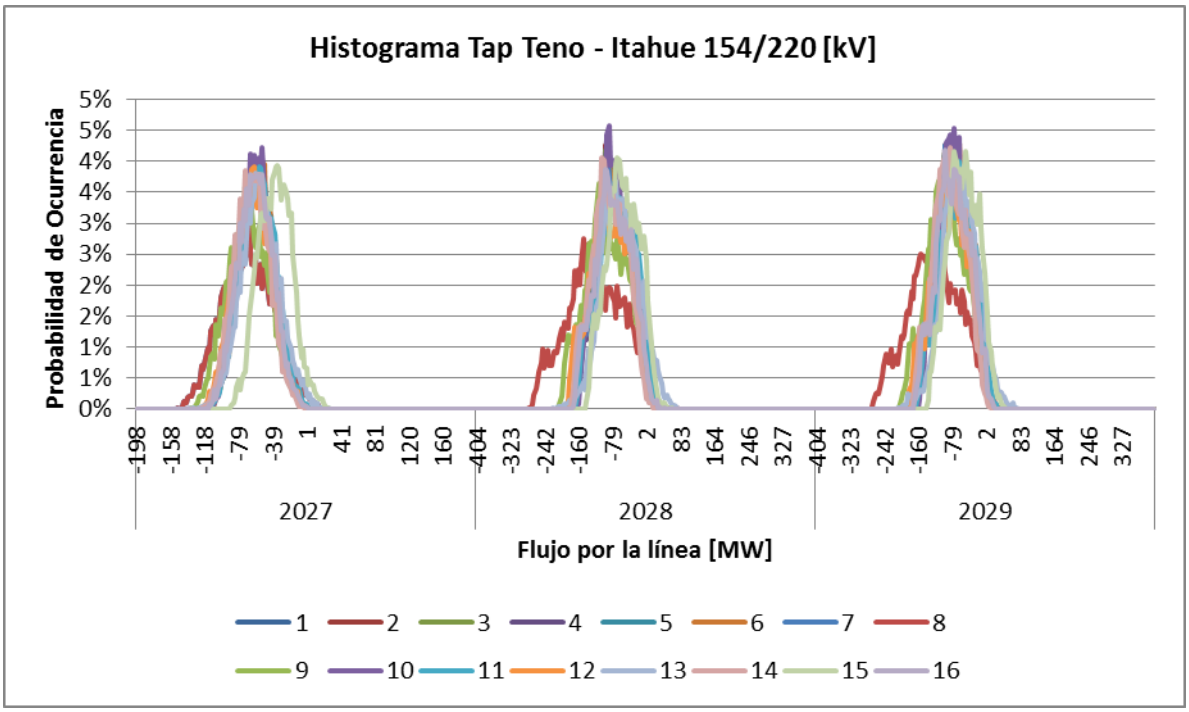


Figura 66. Histograma de flujo Tap Teno - Itahue 154 [kV] (2027) y 220 [kV] (2028-2029)

En la siguiente figura se observa que el tramo Tap Malloa – Tinguiririca en el año 2030 no soportaría las transferencias presentadas, por lo que se amplió sistema añadiendo un tercer circuito en 220 [kV]. Se puede apreciar que a partir de ese año con el sistema ampliado las transferencias alcanzan 500 [MW] aproximadamente (2 circuitos con 250 [MW] aproximadamente), superando el criterio N-1 para la contingencia más severa.

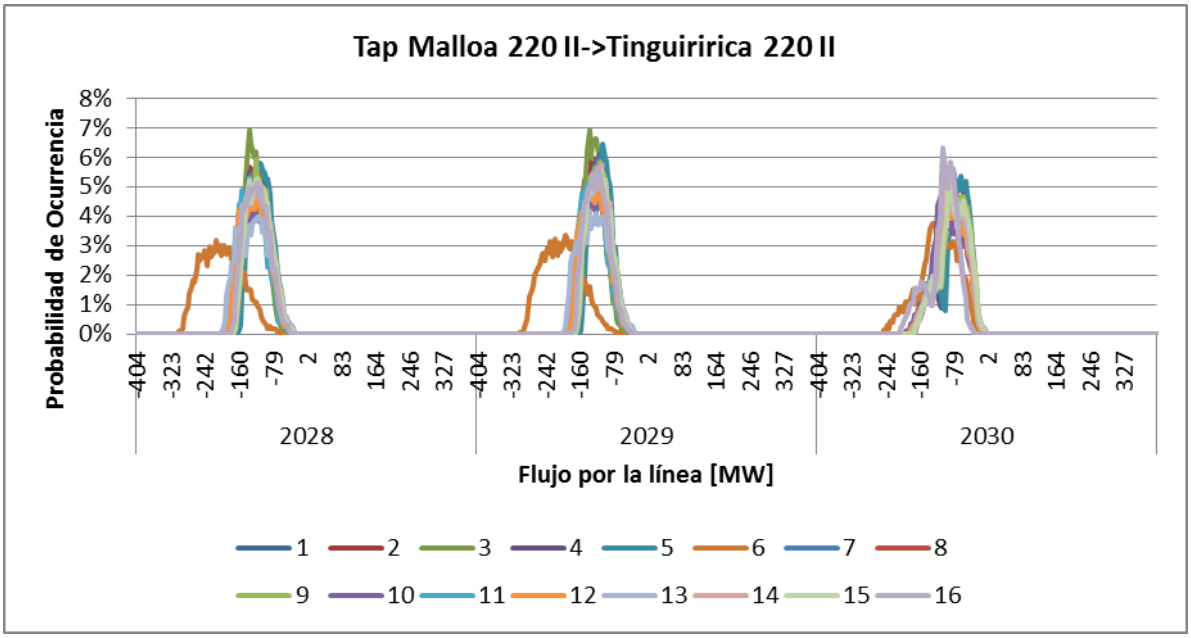


Figura 67. Histograma de flujo Tap Malloa - Tinguiririca 220 [kV]

En las siguientes figuras se observa que la incorporación de la línea Candelaria – Tap Tuniche 220 [kV] permitiendo mantener el criterio de seguridad en el tramo Alto Jahuel – Tap Paine 220 [kV], para la contingencia más severa.

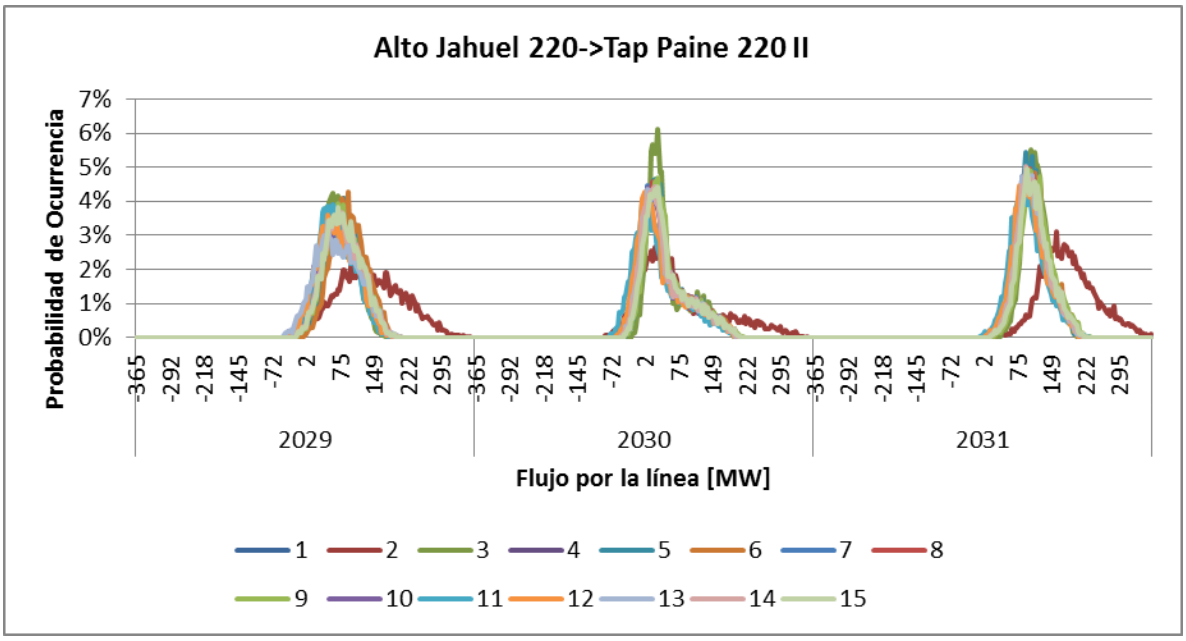


Figura 68. Histograma de flujo Alto Jahuel - Tap Paine 220 [kV]

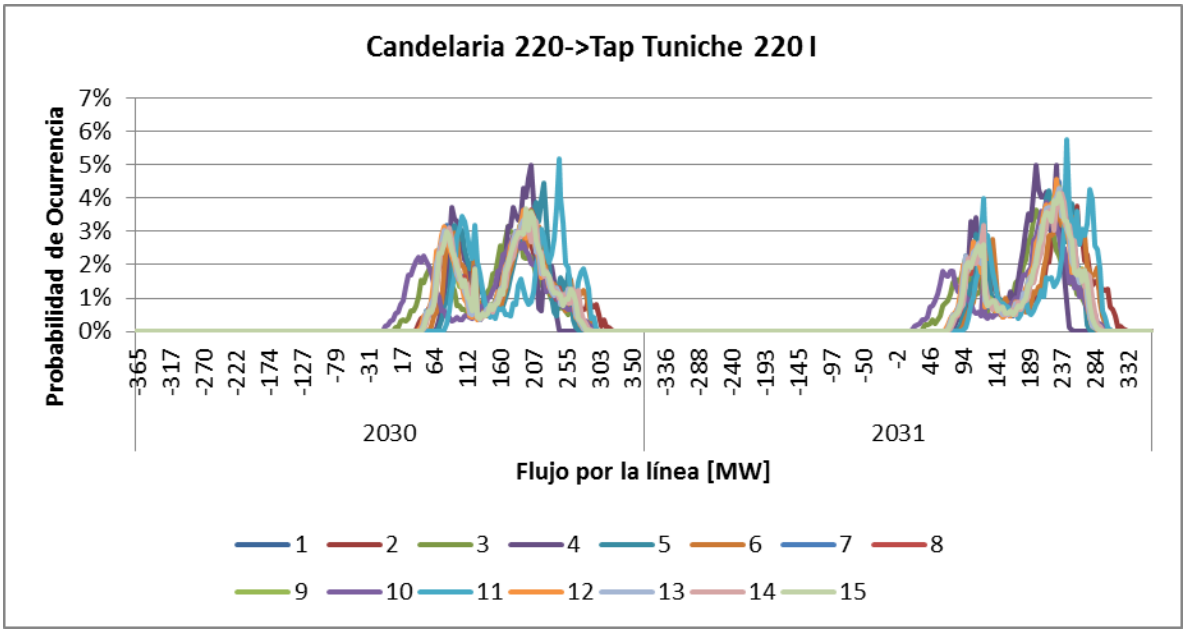


Figura 69. Histograma de flujo Candelaria - Tap Tuniche 220 [kV]

En la siguiente figura se observa que a partir del año 2030 se hace necesario un segundo circuito en el tramo Colbún – Ancoa 220 [kV], para no producir congestiones en la línea Itahue – Tap Teno 220 [kV], ante la contingencia de la línea simple circuito mencionada.

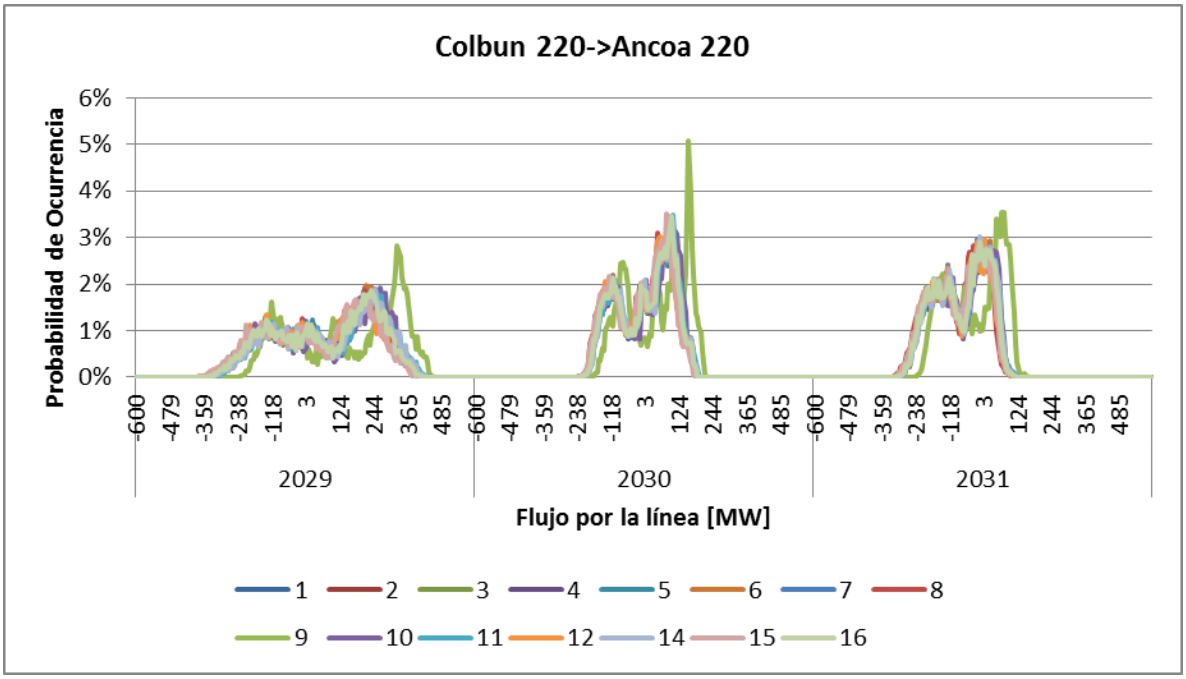


Figura 70. Histograma de flujo Colbún - Ancoa 220 [kV]

En la siguiente figura se puede apreciar que a partir de 2028 es necesario incorporar un tercer circuito en el tramo Ancoa – Itahue 220 [kV]. Esto se debe a los niveles de transferencia alcanzados en la línea ante la contingencia más severa, en la cual no se cumpliría el criterio N-1 (2 circuitos con 286 [MW]).

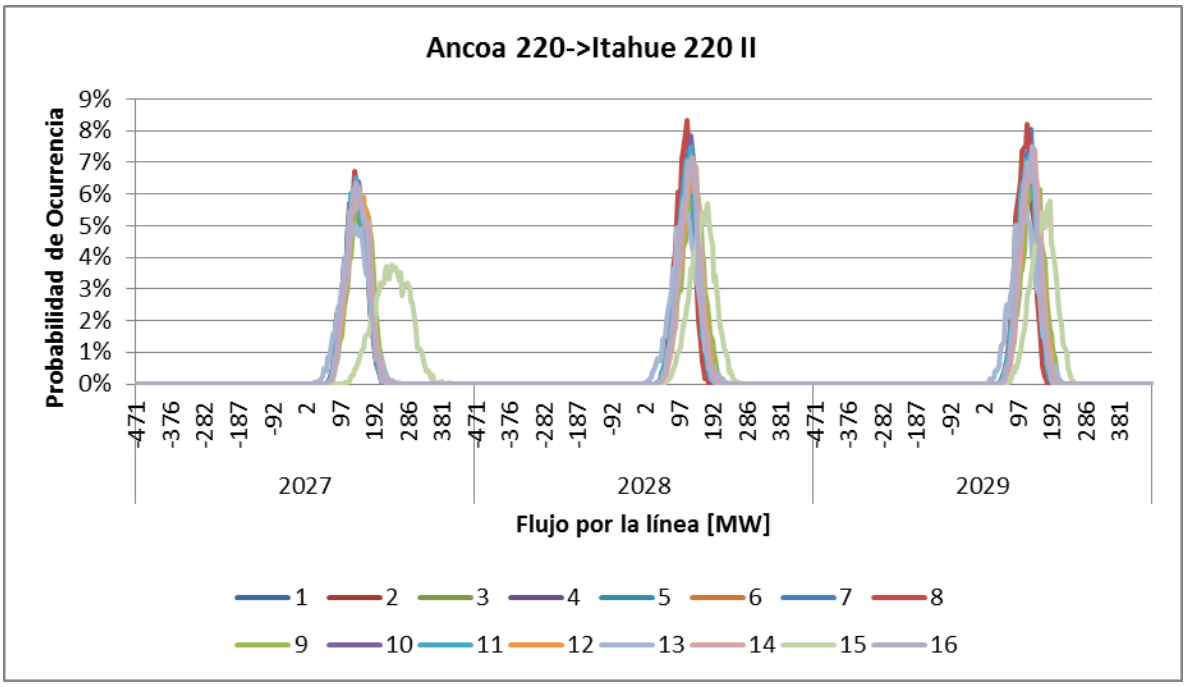


Figura 71. Histograma de flujo Ancoa - Itahue 220 [kV]

6.2.2.6. CAMBIOS EN LA CAPACIDAD DEL TRAMO NUEVA CARDONES – POLPAICO 500 [KV]

A continuación se presenta un análisis de los beneficios económicos y en términos de saturaciones sobre la línea Nueva Cardones – Polpaico 2x500 [kV], al cambiar su capacidad a 1700 [MVA] y a 2200 [MVA].

En la siguiente figura se muestran los histogramas de flujos a través de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 [kV], manteniendo la capacidad del tramo en 1500 [MVA] (considerando el criterio N-1). Se observan saturaciones en ambos sentidos a partir de 2024.

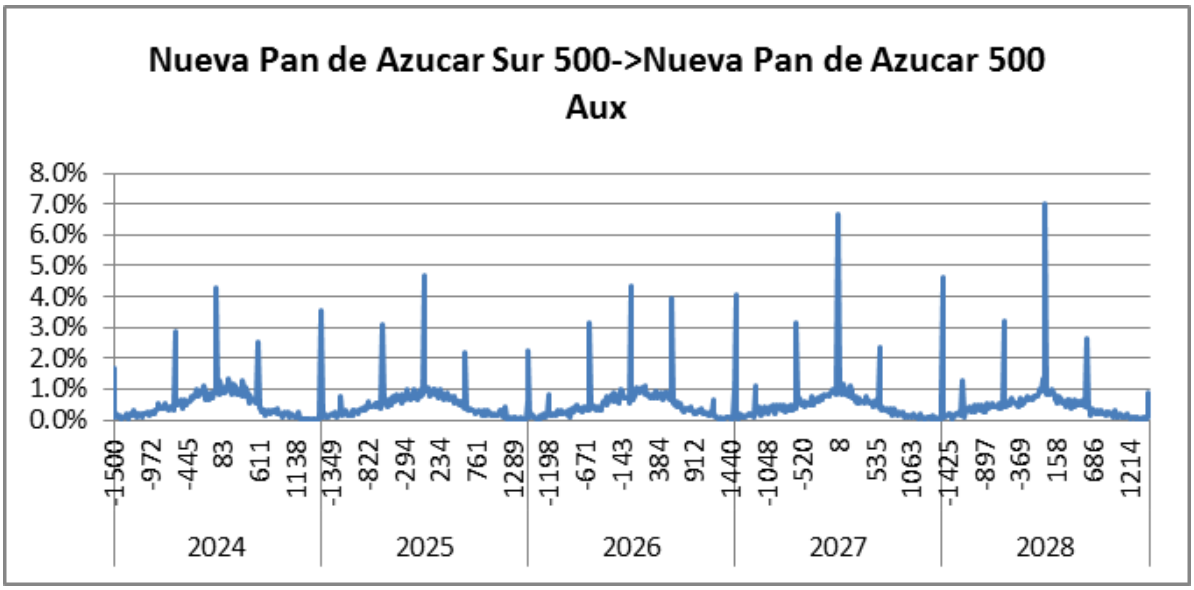


Figura 72. Histograma Nueva Pan de Azucar Sur 500->Nueva Pan de Azucar 500 Aux (sin aumento de capacidad del tramo Cardones – Polpaico 500 [kV])

El siguiente gráfico se muestran los histogramas por la misma línea, considerando un aumento de capacidad a 1700 [MVA].

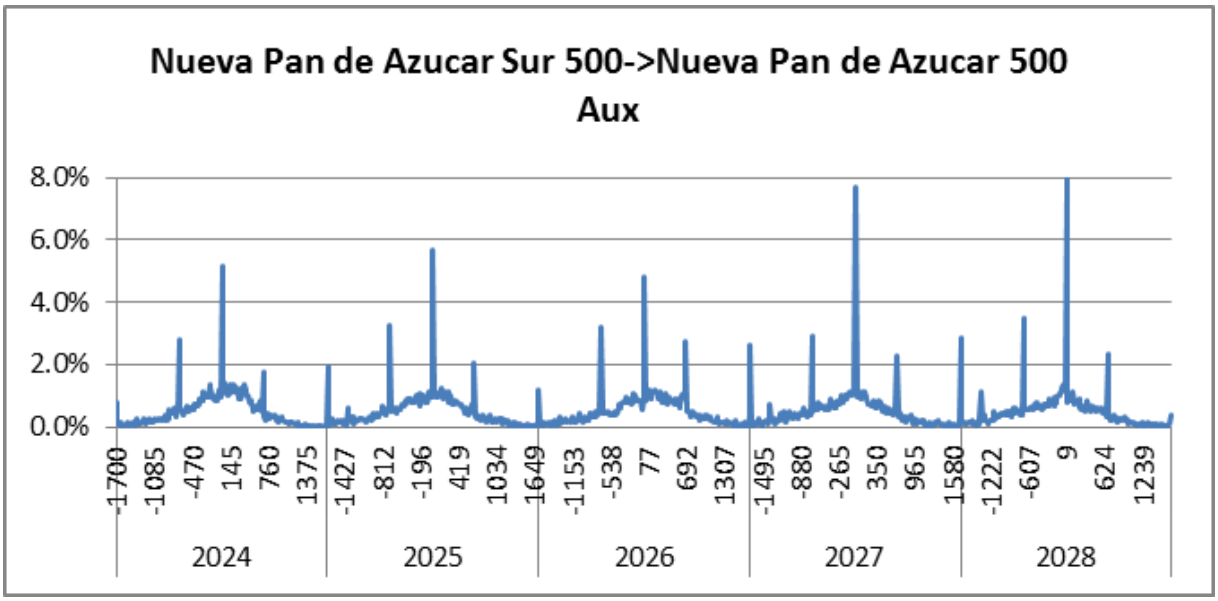


Figura 73. Histograma Nueva Pan de Azucar Sur 500->Nueva Pan de Azucar 500 Aux (con aumento de capacidad del tramo Cardones – Polpaico 500 [kV] a 1700 [MVA])

En la siguiente figura se observan los flujos por el mismo tramo, pero considerando una capacidad de 2200 [MVA]. Las saturaciones desaparecen en todo el período estudiado.

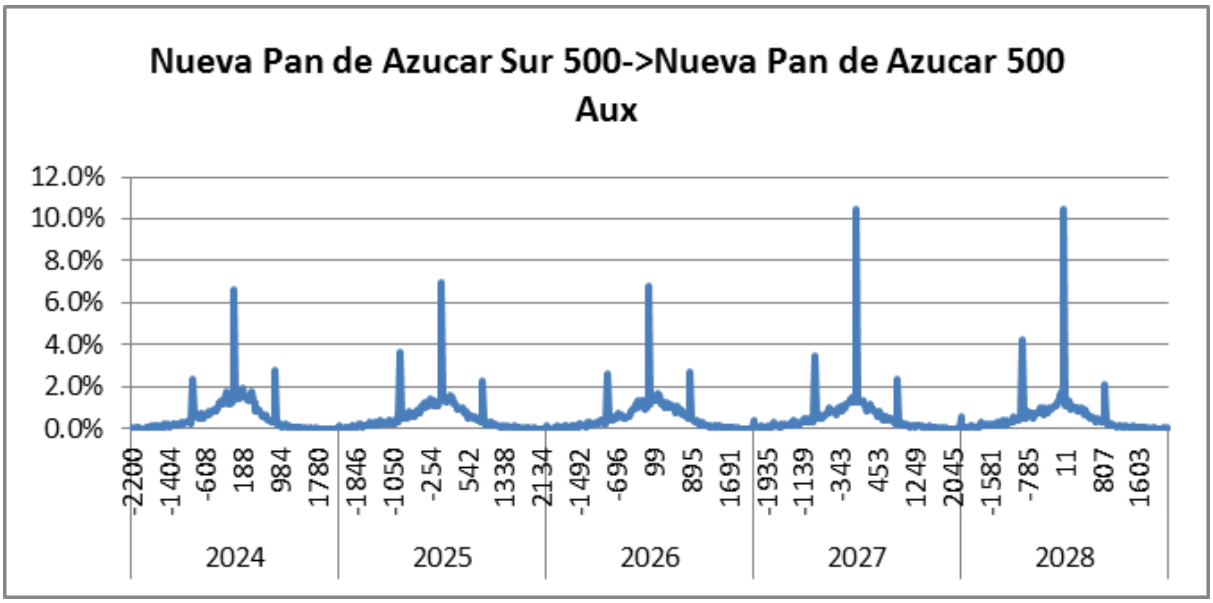


Figura 74. Histograma Nueva Pan de Azucar Sur 500->Nueva Pan de Azucar 500 Aux (con aumento de capacidad del tramo Cardones – Polpaico 500 [kV] a 2200 [MVA])

Los histogramas anteriores muestran que las saturaciones que se presentarían en el sistema de 500 [kV] entre Nueva Cardones y Polpaico, concentradas en Nueva Pan de Azúcar. Si bien en el caso en que las líneas se rediseñan para llevarlas a una capacidad de 2200 y 1700 [MVA] por circuito se presenta congestión, ésta es siempre menor a lo que ocurre si el límite fuese de 1500 [MVA], dado que por ejemplo para el año 2028 el máximo se topa un 4.5% de las veces en el caso sin ampliación, frente a un 2.5% que se da con el límite de 1700 [MVA] y un 0.5% con el límite de 2200 [MVA] . Lo anterior queda de manifiesto con el nivel de ingresos tarifarios presentado en las tablas siguientes.

Tabla 85. Ingresos tarifarios en millones de dólares (sin aumento de capacidad del tramo Nueva Cardones – Polpaico 500 [kV])

Línea	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Nueva Pan de Azucar Sur 500->Nueva Pan de Azucar 500 Aux	16	45	31	67	70	59	47	36	23

Tabla 86. Ingresos tarifarios en millones de dólares (con aumento de capacidad del tramo Nueva Cardones – Polpaico 500 [kV] a 1700 [MVA])

Línea	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Nueva Pan de Azucar Sur 500->Nueva Pan de Azucar 500 Aux	8	25	20	44	52	38	33	23	13

Tabla 87. Ingresos tarifarios en millones de dólares (con aumento de capacidad del tramo Nueva Cardones – Polpaico 500 [kV] a 2200 [MVA])

Línea	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Nueva Pan de Azucar Sur 500->Nueva Pan de Azucar 500 Aux	1	1	3	5	12	10	9	8	3

Las tablas anteriores muestran los ingresos tarifarios acumulados en el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 [kV] para cada año, y que dan cuenta de las saturaciones existentes en el tramo mencionado. La comparación entre diseñarlo con una capacidad de 1500, 1700 y 2200 [MVA] muestra que los ITs son siempre superiores cuando el límite es menor, mostrando una diferencia de 343 millones de dólares entre los casos extremos para el periodo entre los años 2024 y 2032, lo que junto a los histogramas mostrados antes confirma que es necesario contar con una mayor capacidad.

En términos ecónomicos, es decir en cuanto a costos de operación e inversión se refiere, en la tabla siguiente se presentan las difrencias entre considerar el proyecto tal como está diseñado actualmente con una capacidad de 1500 [MVA] y si se rediseñara con una capacidad de 1700 [MVA].

Tabla 88. Diferencia de costos de operación de Proyecto Los Almendros sobre Proyecto Lo Aguirre

	Costo de Operación	Inversión
Capacidad de 1500 [MVA]	33562	0
Capacidad de 1700 [MVA]	33560	6
Diferencia parcial	2	-6
Diferencia total	-4	

Si bien en términos de operación resulta más económico aumentar la capacidad a 1700 [MVA], la diferencia no alcanza a pagar la inversión requerida por concepto de considerar una mayor compensación serie del tramo. Para probar la robustez de la solución propuesta se realizó una sensibilidad que consistió en cambiar el punto de conexión de la central Pan de Azucar CC desde Pan de Azúcar a Cardones. A continuación se presentan los costos de operación obtenidos para cada caso.

Tabla 89. Diferencia de costos de operación al cambiar la central de barra de conexión

	Central en Pan de Azúcar	Central en Cardones	Diferencia
Capacidad de 1500 [MVA]	33562	33583	-21.0
Capacidad de 1700 [MVA]	33560	33568	-7.4
Capacidad de 2200 [MVA]	33547	33554	-7.1

Las diferencias expuestas en la tabla anterior dan cuenta de que si la línea se construye con una capacidad de 1500 [MVA], el impacto en la operación debido a una sensibilidad en el plan de obras de generación es mayor a que si la capacidad es de 1700 [MVA]. A modo de referencia se probó un caso en que el tramo se aumenta a 2200 [MVA], en cuyo caso el impacto en los costos de operación debido al cambio en el punto de conexión de la central es aún menor. Sin embargo, esta diferencia no es significativa respecto al caso de 1700 [MVA].

Para el escenario Andino se realizó la misma sensibilidad antes descrita, considerando el caso en que la línea tiene una capacidad de 1500 [MVA]. Los resultados se presentan en la siguiente tabla.

	Central en Pan de Azúcar	Central en Cardones	Diferencia
Capacidad de 1500 [MVA]	36672	36688	-16.1
Capacidad de 1700 [MVA]	35174	35181	-6.6

De la tabla anterior, y al igual que en el caso base, se observa que el impacto ante una modificación en el plan de obras de generación prduce una diferencia en el costo de operación que justifica el aumento de capacidad a 1700 [MVA]. Por lo tanto, se recomienda construir el sistema de 500 [kV] con dicha capacidad.

6.2.2.7. SENSIBILIDADES DE DEMANDA

a) Proyecto Minero Dominga

- Escenario Interconexión Base

Para el escenario de retraso del proyecto Dominga, se observan los siguientes flujos en el tramo Maitencillo – Punta Colorada 2x220 [kV], con el proyecto nuevo de 700 [MVA].

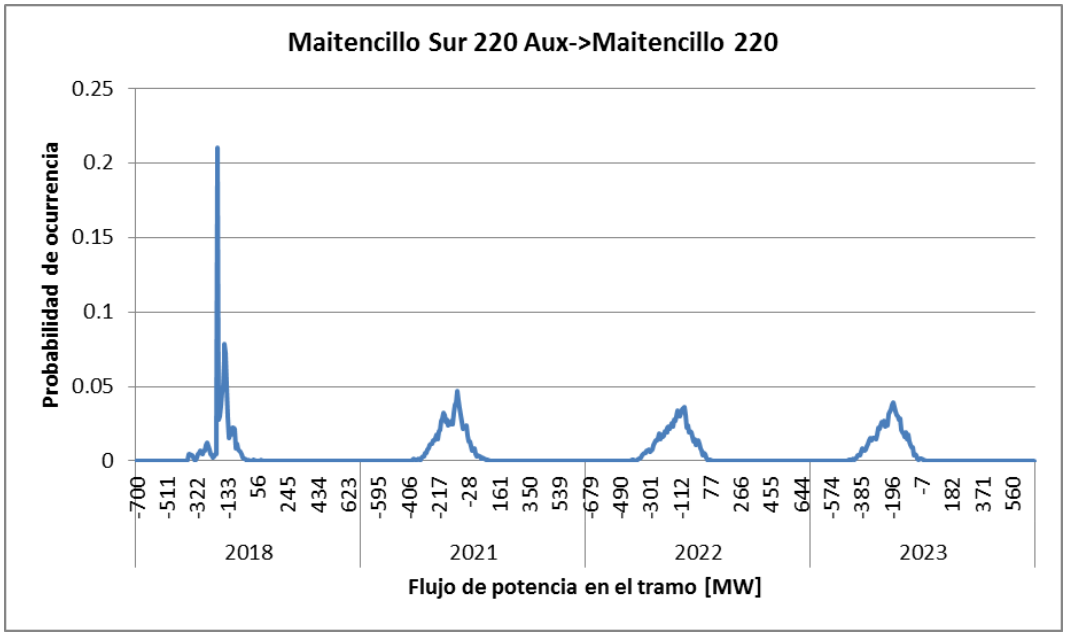


Figura 75. Histograma de flujos Maitencillo - Punta Colorada 2x220 [kV] - Sensibilidad Dominga Escenario Base

Además, se presentan los siguientes flujos por uno de los circuitos Punta Colorada – Pan de Azúcar 2x220 [kV] (el gráfico es idéntico para el segundo circuito).

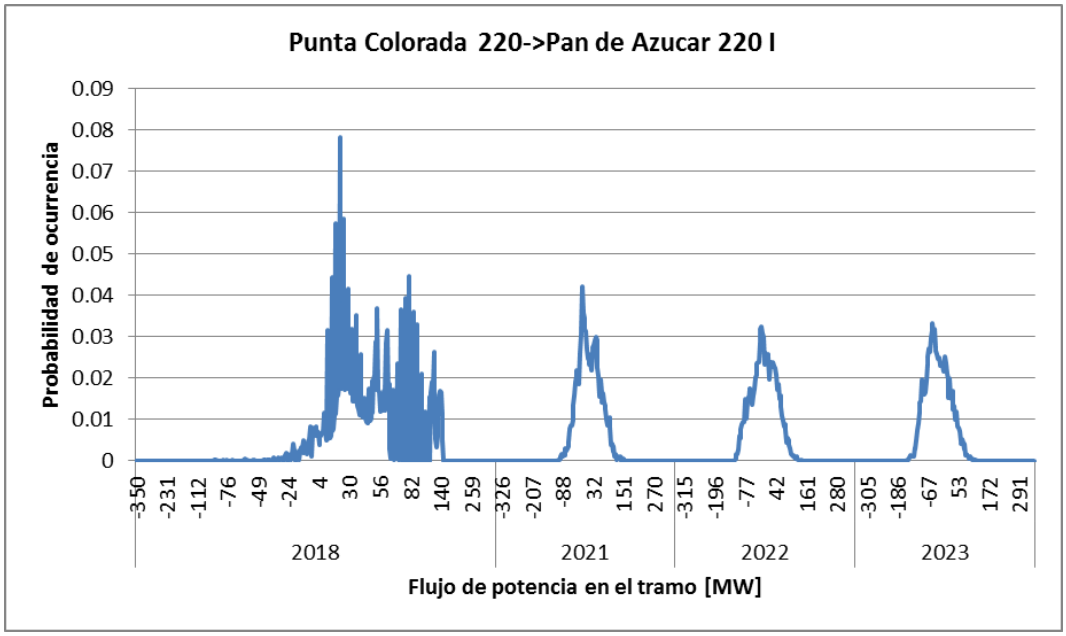


Figura 76. Histograma de flujos Punta Colorada - Pan de Azúcar 2x220 [kV] - Sensibilidad Dominga Escenario Base

Se observa que, en caso de postergarse la entrada en operación del proyecto minero Dominga, no es necesaria la realización del seccionamiento de la nueva línea 2x500 [kV] Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar en la S/E Punta Colorada. Esto ocurre ya que con la entrada en operación de la nueva línea Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 2x220 [kV] en 2019, el sistema de 220 [kV] es capaz de transmitir lo necesario para abastecer correctamente la demanda del proyecto minero.

Por el contrario, si el proyecto entra en la fecha estimada (enero 2018), se hace necesario seccionar el sistema de 500 [kV] para no saturar los circuitos de 220 [kV] y abastecer correctamente la demanda.

- Escenario Interconexión Alternativo

A continuación se presentan los histogramas de flujos para los tramos Maitencillo – Punta Colorada 220 [kV] y Punta Colorada – Pan de Azúcar 220 [kV] para el Escenario Interconexión Alternativo.

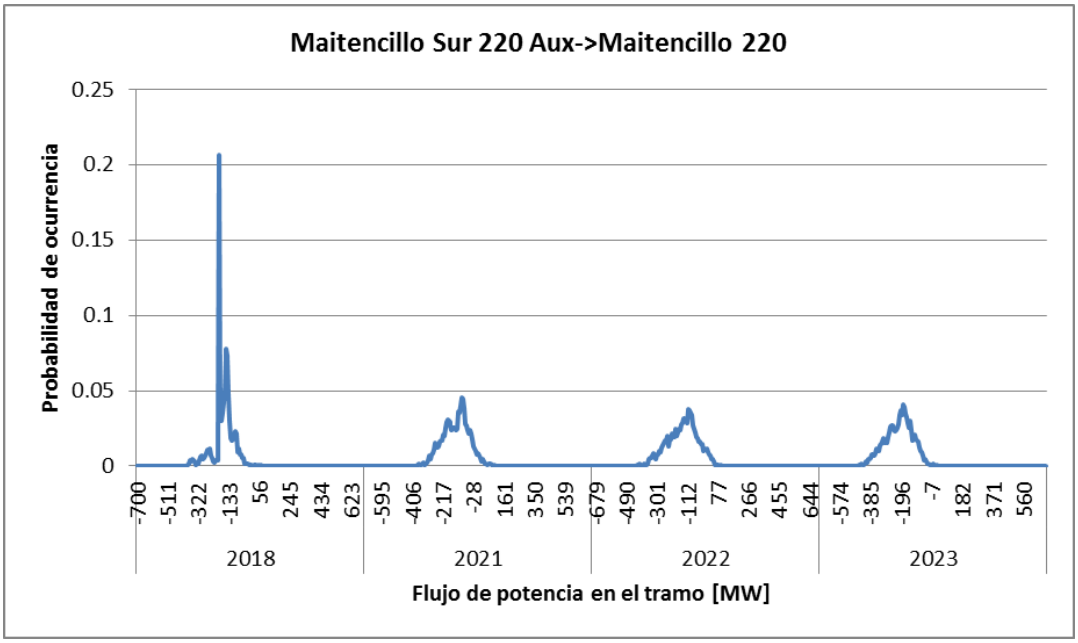


Figura 77. Histograma de flujos Maitencillo - Punta Colorada 2x220 [kV] - Sensibilidad Dominga Escenario Alternativo

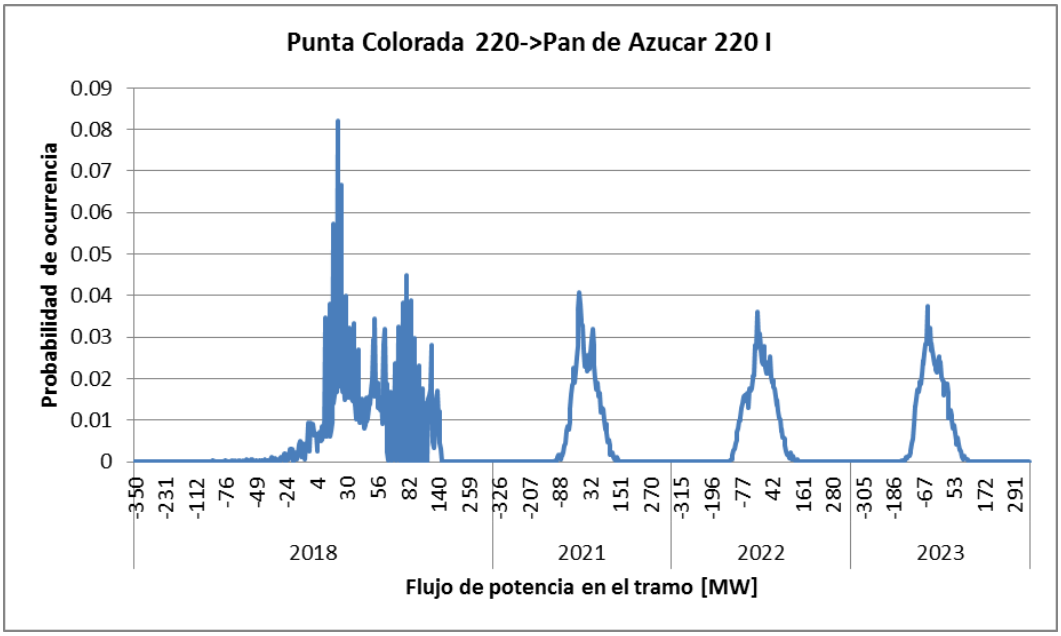


Figura 78. Histograma de flujos Punta Colorada – Pan de Azucar 2x220 [kV] - Sensibilidad Dominga Escenario Alternativo

Del mismo modo que para el Escenario Base, se observa que en caso de postergarse la entrada en operación del proyecto minero Dominga, no es necesaria la realización del seccionamiento de la nueva línea 2x500 [kV] Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar en la S/E Punta Colorada. Esto ocurre ya que con la entrada en operación de la nueva línea Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 2x220 [kV] en 2019, el sistema de 220 [kV] es capaz de transmitir lo necesario para abastecer correctamente la demanda del proyecto minero.

Por el contrario, si el proyecto entra en la fecha estimada (enero 2018), se hace necesario seccionar el sistema de 500 [kV] para no saturar los circuitos de 220 [kV] y abastecer correctamente la demanda.

- Escenario Interconexión Andino

A continuación se presentan los histogramas de flujos para los tramos Maitencillo – Punta Colorada 220 [kV] y Punta Colorada – Pan de Azúcar 220 [kV] para el Escenario Interconexión Andino.

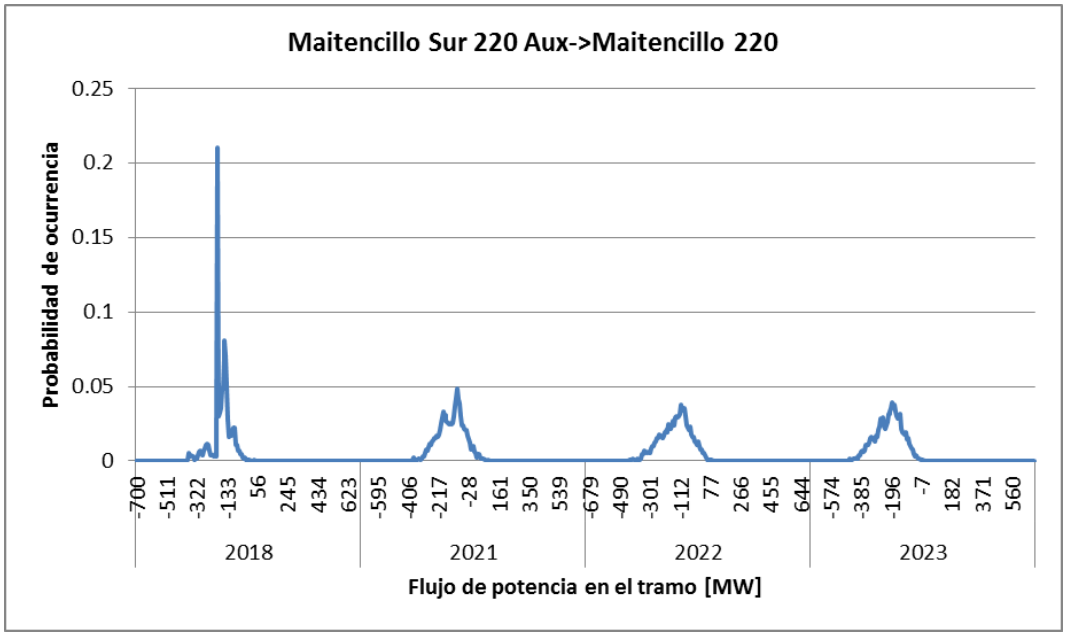


Figura 79. Histograma de flujos Maitencillo - Punta Colorada 2x220 [kV] - Sensibilidad Dominga Escenario Andino

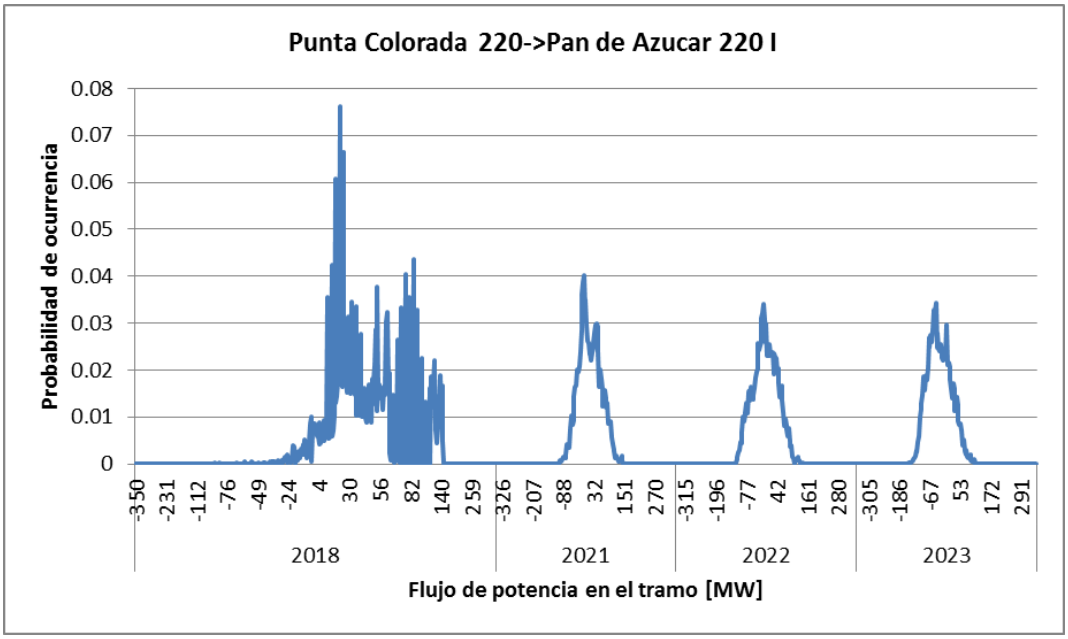


Figura 80. Histograma de flujos Punta Colorada – Pan de Azúcar 220 [kV] - Sensibilidad Dominga Escenario Andino

Del mismo modo que para el Escenario Base, se observa que en caso de postergarse la entrada en operación del proyecto minero Dominga, no es necesaria la realización del seccionamiento de la nueva línea 2x500 [kV] Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar en la S/E Punta Colorada. Esto ocurre ya que con la entrada en operación de la nueva línea Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 2x220 [kV] en 2019, el sistema de 220 [kV] es capaz de transmitir lo necesario para abastecer correctamente la demanda del proyecto minero.

Por el contrario, si el proyecto entra en la fecha estimada (enero 2018), se hace necesario seccionar el sistema de 500 [kV] para no saturar los circuitos de 220 [kV] y abastecer correctamente la demanda.

b) Consumo en Quebrada Blanca

Se simuló en los tres escenarios de expansión la postergación del aumento de demanda de Quebrada Blanca en el SING. Se observa que la presencia del consumo en Quebrada Blanca no provoca alteraciones en el sistema de transmisión troncal.

Se muestran en las siguientes figuras los histogramas de las líneas Encuentro – Lagunas 2x220 [kV] (solo un circuito) y Tarapacá – Lagunas 2x220 [kV] (solo un circuito). Los gráficos son similares para los tres casos.

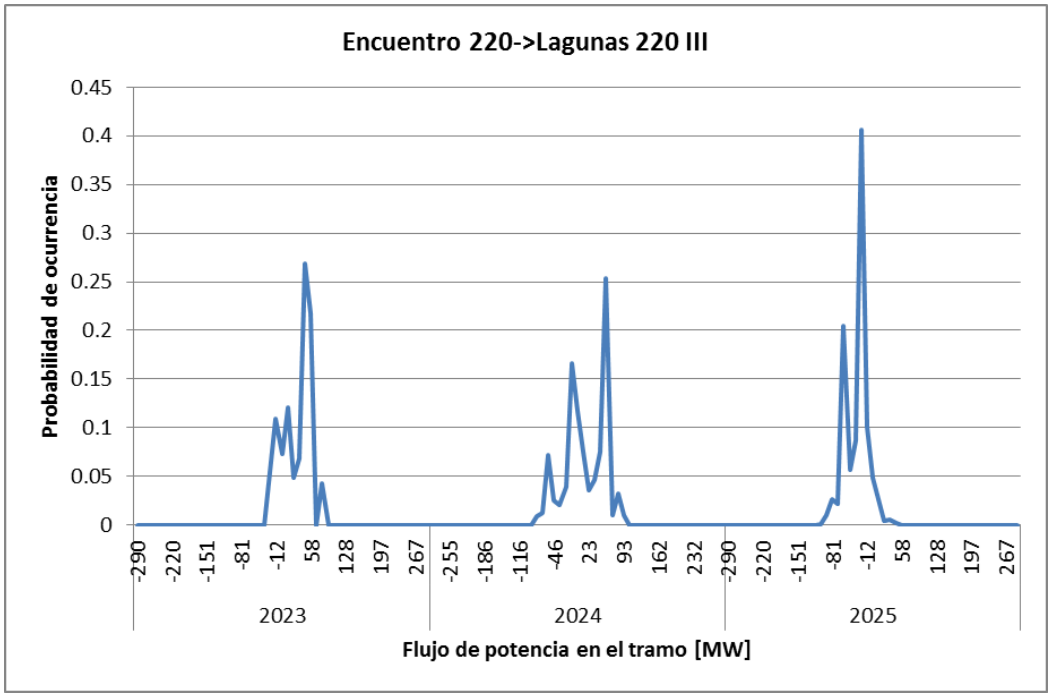


Figura 81. Histograma de flujos por la línea Encuentro – Lagunas

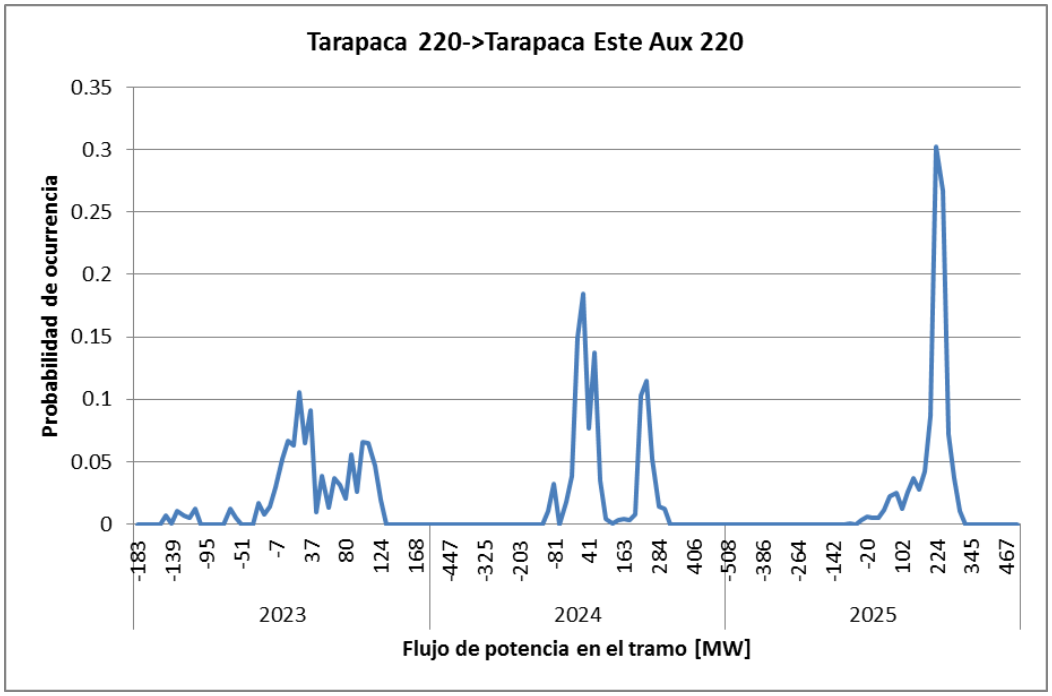


Figura 82. Histograma de los flujos por la línea Tarapacá - Lagunas

6.2.2.8. INTERCONEXIÓN EN DISTINTOS PUNTOS DEL SING CON CTM3 EN CHACAYA

A continuación se presentan los valores de inversión y los costos de operación y falla de los escenarios sensibilizados en cada punto de interconexión (Cerro Fortuna y Río Loa)

Tabla 90. Comparación de inversión y operación Interconexión Río Loa y Cerro Fortuna (Escenario Base)

	Río Loa Base	Cerro Fortuna Base	Diferencia
Costo total de operación actualizado [MMUS$]	36,274	36,182	92
Inversión en la línea [MMUS$]	805.11	724.75	80.36

Tabla 91. Comparación de inversión y operación Interconexión Río Loa y Cerro Fortuna (Escenario Alternativo)

	Río Loa Alternativo	Cerro Fortuna Alternativo	Diferencia
Costo total de operación actualizado [MMUS$]	34986	34851	135
Inversión en la línea [MMUS$]	805.11	724.75	80.36

Se observa de las tablas anteriores que la diferencia tanto en operación como en inversión es favorable para la interconexión en S/E Cerro Fortuna en comparación con S/E Río Loa. Es por esto que económicamente, en caso de realizarse la interconexión, debiese considerarse la S/E Cerro Fortuna.

6.2.2.9. INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL CON SUBESTACIONES CONVERSORAS INTERMEDIAS

A continuación se presentan los ingresos tarifarios esperados para el sistema en el Escenario Interconexión Andino y en el Escenario de sensibilidad.

Año	Ingreso tarifario esperado Sensibilidad [MUS$]	Pérdidas esperadas Sensibilidad [GWh]	Ingreso tarifario esperado Andino [MUS$]	Pérdidas esperadas Andino [GWh]
2014	776	1344	776	1344
2015	637	1392	637	1392
2016	532	1326	532	1326
2017	518	1316	518	1316
2018	306	1318	306	1318
2019	137	1369	137	1369
2020	148	1405	148	1405
2021	151	1549	151	1549
2022	158	1587	158	1587
2023	164	1620	164	1620
2024	160	1572	171	1658
2025	165	1637	193	1750
2026	178	1800	210	1983
2027	192	1890	232	2137
2028	204	1967	243	2282
2029	506	1916	544	2112
2030	575	2116	633	2387
2031	264	2507	328	2846
2032	286	2484	325	2834
2033	306	2713	337	3058

Se observa un mayor nivel de pérdidas en el caso Andino sin las bajadas en Río Loa y Nueva Cardones y Nueva Pan de Azúcar. Esto se explica por el mayor nivel de pérdidas

que se dan en la línea de interconexión Andina, al realizar transferencias en un tramo con más de 2000 km de largo.

6.2.2.10. ESCENARIO SIN REALIZAR EL PROYECTO LA LOMA

Para este tramo se propuso un proyecto que consiste en construir una nueva subestación seccionadora entre Nueva Zaldívar y Escondida, y entre OGP1 y Nueva Zaldívar. Dicha alternativa se comparó con el caso en que no se construye dicha subestación y el proyecto OGP1 de la empresa BHP se mantiene inalterado, en que OGP1 conecta con Nueva Zaldívar. En la tabla siguiente se presentan los costos de operación e inversión de uno y otro caso.

Tabla 92. Diferencia de costos de operación de Proyecto Los Almendros sobre Proyecto Lo Aguirre

	Costo de Operación y Falla [MMUS$]	Inversión actualizada [MMUS$]
Caso Base (con SE La Loma)	33,560.0	10.0
Sin SE La Loma	33,546.0	0
Diferencia parcial	14.0	10.0
Diferencia total	24.0	

De la tabla anterior queda de manifiesto que económicamente es conveniente dejar el proyecto de BHP inalterado ya que con la subestación La Loma aumentan los costos de operación y se requiere una inversión adicional al caso sin el proyecto.

7. OBRAS DEL PLAN DE EXPANSIÓN RECOMENDADO POR ESCENARIO

7.1. GENERALIDADES

Las bases técnicas del ETT disponen que al definir el resultado del estudio de expansión, el consultor debe establecer las obras de transmisión recomendadas para iniciar su construcción en el curso del cuatrienio 2015 – 2018. Además, el consultor debe clasificar cada obra como obra nueva o como ampliación de obra existente, según los criterios establecidos en la ley y en las bases técnicas.

En este capítulo se presenta en primer lugar el criterio que el Consultor ha seguido para clasificar cada obra del plan de expansión y luego presenta las obras recomendadas para iniciar su construcción en el periodo 2015 – 2018 y su clasificación como obra nueva o como ampliación.

Cada recomendación de obras que debieran emprenderse en los próximos cuatro años debería quedar condicionada a los aumentos de demanda o nuevas centrales generadoras que las motiva, de acuerdo con los escenarios que fueron evaluados.

En general es la fecha de inicio de las obras más que la característica de la obra a desarrollar la que queda condicionada. En este sentido la decisión última de inicio de la obra debería incorporar la última información que se disponga respecto del factor causante de la inversión. Ello no reviste problemas en el caso que la obra inicie su construcción después del 2015, pues en ese caso habrá tiempo de ajustar la fecha de inicio en las revisiones anuales que realizan los CDEC.

7.2. CLASIFICACIÓN DE LAS OBRAS

7.2.1. ANTECEDENTES

Las bases Técnicas establecen que:

"Se considerará como Obra nueva a todo proyecto de transmisión que, en consideración a su trazado e independencia topológica y operativa respecto de las instalaciones existentes del sistema troncal respectivo, o bien a la magnitud de sus costos de inversión y operación referenciales, presentan condiciones técnicas y económicas que permiten considerar como eficiente el desarrollo de una licitación competitiva para adjudicar la titularidad de su operación en los términos señalados en el Artículo 95° de la ley". Consecuentemente con lo anterior, las bases señalan que "los proyectos no calificados como Obras Nuevas se calificarán como Ampliaciones".

Para la calificación de Obra nueva o ampliación se tomó en cuenta el Dictamen del Honorable Panel de Expertos que resolvió una controversia planteada por Transelec señalando que las características de obra nueva o ampliación no se deben considerar en forma copulativa.

7.2.2. CRITERIOS ADOPTADOS

Sobre la base de los antecedentes señalados en el punto anterior, el consultor adoptó como criterio de clasificación el siguiente:

1. Clasificar como obra nueva:

1.1. A todas las líneas de transmisión nuevas, incluyendo sus paños terminales. En todos los casos de nuevas líneas que se recomiendan en este estudio se trata de obras de gran envergadura que se construyen de manera independiente de las instalaciones existentes, y requieren de una coordinación mínima con tales instalaciones al momento de realizar la conexión de la nueva obra con ellas.

1.2. A todas las subestaciones nuevas, incluyendo en ellas las subestaciones nuevas que seccionan líneas existentes o bien conectándose a barras de subestaciones existentes. En todos los casos en que se aplica este criterio se trata de obras de gran envergadura que pueden ser construidas con independencia de las instalaciones troncales existentes y requieren de una coordinación mínima con tales instalaciones al momento de realizar la conexión de la nueva obra con ellas.

1.3. A todas las ampliaciones de gran envergadura en subestaciones o líneas existentes, tales que justifiquen la realización de una licitación competitiva.

2. Clasificar como ampliación de instalaciones existentes:

2.1. A todas las obras consistentes en el tendido de un segundo circuito en estructuras existentes.

2.2. A todas las obras de ampliación o modificación de subestaciones existentes, cuya ejecución interfiere con sus instalaciones.

2.3. A todas las obras que no tienen la magnitud suficiente como para presentar condiciones técnicas y económicas que permitan considerar como eficiente el desarrollo de una licitación competitiva para adjudicar la titularidad de su operación en los términos señalados en el Artículo 95° de la ley.

7.3. OBRAS A EJECUTAR EN EL CUATRIENIO 2015-2018

La siguiente tabla presenta las obras recomendadas para ser iniciadas en el cuatrienio 2015 – 2018. En cada obra recomendadas se menciona el elemento principal del tramo (línea, transformador o equipo de compensación). Sin embargo, el proyecto incluye los paños de conexión y las demás obras necesarias en las subestaciones terminales según la descripción que de ellas se hace en el presente informe.

En los tres casos de estudio considerados las obras a desarrollar son iguales, ya que las principales variaciones entre los escenarios de expansión se dan fuera del plazo en que sería necesario a construir las obras que difieren entre cada plan de expansión.

Tabla 93. Obras a ejecutar o iniciar ejecución en el cuatrienio 2015-2018 en el SIC

Puesta en servicio	Obra de transmisión	Clasificación	Fecha límite decreto de expansión	Responsable	Causante de la inversión y comentarios	Plazo constructivo
2016	Aumento de capacidad 1x220 [kV] Diego de Almagro – Cardones a 260 [MVA]	Ampliación	2015	Transelec S.A.	Generación	15 meses
2022	Nueva línea 2x220 [kV] Carrera Pinto – San Andrés – Cardones 290 [MVA], tendido de un circuito	Obra Nueva	2017	-	Generación	48 meses
2018	Rediseño de nueva línea 2x500 [kV] Nueva Cardones – Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Polpaico para aumentar capacidad a 1700 [MVA]	Ampliación	2016	InterChile	Demanda	24 meses
2018	Seccionamiento línea 2x500 [kV] Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar en Punta Colorada	Obra Nueva	2016	-	Demanda/Minera Dominga	24 meses
2019	Cambio de conductor línea 2x220 [kV] Maitencillo – Pan de Azúcar – Don Goyo – La Cebada – Las Palmas – Los Vilos – Nogales para aumentar capacidad a 520 [MVA]	Ampliación	2015	Transelec S.A.	Generación	36 meses
2020	Nueva línea 2x500 [kV] Polpaico – Lo Almendros – Alto Jahuel 1800 [MVA], tendido de un circuito	Obra Nueva	2015	-	Generación/Demanda	60 meses
2018	Seccionamiento segundo circuito línea 2x500 [kV] Polpaico – Alto Jahuel en Lo Aguirre	Ampliación	2016	Transelec S.A.	Demanda	24 meses
2018	Nuevo banco de autotransformadores 500/220 [kV] 3x250 [MVA] en subestación Lo Aguirre	Obra Nueva	2016	-	Demanda	24 meses
2020	Nueva línea 2x500 [kV] Cautín - Ciruelos 2500/1500 [MVA], tendido de dos circuitos energizados en 220 [kV]	Obra nueva	2015	-	Generación Neltume y Cuervo (para el tramo en 2500 [MVA], sino debe ser en 1500 [MVA[)	60 meses
2021	Nueva línea 2x500 [kV] Ciruelos - Pichirropulli 1500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	Obra nueva	2016	-		60 meses
2023	Nueva línea 2x500 [kV] Nueva Charrúa – Mulchén 2500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	Obra nueva	2017	-		72 meses
2024	Nueva subestación Puente Negro 220 [kV]	Obra Nueva	2015	-	Generación/Demanda/Seguridad	42 meses

2018	Seccionamiento línea 2x154 [kV] La Higuera – Tinguiririca en Puente Negro y energización en 220 [kV]	Obra Nueva	2015	-	Generación/Demanda/Seguridad	42 meses
2018	Seccionamiento línea 2x220 [kV] Colbún - Candelaria en Puente Negro	Obra Nueva	2015	-	Generación/Demanda/Seguridad	42 meses

Tabla 94. Obras a ejecutar o iniciar ejecución en el cuatrienio 2015-2018 en el SING

Puesta en servicio	Obra de transmisión	Clasificación	Fecha límite decreto de expansión	Causante de la inversión y comentarios	Plazo constructivo
2018	Nueva línea 2x220 [kV] Laberinto – El Cobre 360 [MVA], tendido de un circuito	Obra nueva	2015	Seguridad	36 meses
2018	Nueva línea 2x220 [kV] Domeyko – Escondida 245 [MVA], tendido de un circuito	Obra nueva	2015	Seguridad	36 meses
2020	Nueva línea 2x220 [kV] Lagunas – Pozo Almonte 600 [MVA]	Obra nueva	2015	Generación/Seguridad	60 meses

En el caso de la obra de seccionar la línea 2x154 [kV] La Higuera – Tinguiririca en S/E Puente Negro y su energización en 220 [kV], el consultor considera necesaria la consideración de ubicar el transformador 220/154 [kV] en la S/E Tinguiririca. Lo indicado debe ser ratificado por el análisis detallado de la subtransmisión del sistema afectado. Para mayor detalle, referirse al apartado 5.2.2.5 del informe.

7.4. VI, AVI Y COMA DE LAS EXPANSIONES RECOMENDADAS

La siguiente tabla presenta el VI, AVI y COMA de las obras recomendadas para iniciarse en el cuatrienio 2015 – 2018 en el SIC y en el SING, en miles de dólares (MUS$).

Tabla 95. VI, AVI y COMA de las expansiones recomendadas en el sistema de transmisión troncal del SIC

Descripción Obra Troncal	VI [MUS$]	AVI [MUS$]	COMA [MUS$]	Factores de indexación				
				$\alpha_{1,n}$	$\beta_{1,n}$	$\beta_{2,n}$	$\beta_{3,n}$	$\beta_{4,n}$
Aumento de capacidad 1x220 [kV] Diego de Almagro – Cardones a 260 [MVA]	15,347	1,481	294.66	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Nueva línea 2x220 [kV] Carrera Pinto – San Andrés – Cardones 290 [MVA], tendido de un circuito	16,460	1,611	316.03	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Rediseño de nueva línea 2x500 [kV] Nueva Cardones – Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Polpaico para aumentar capacidad a 1700 [MVA]	8,276	809.85	158.91	0.37	0.32	0.17	0.01	0.12
Seccionamiento línea 2x500 [kV] Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar en Punta Colorada	65,083	6,368	1,249.59	0.37	0.32	0.17	0.01	0.12

Cambio de conductor línea 2x220 [kV] Maitencillo – Pan de Azúcar – Don Goyo – La Cebada – Las Palmas – Los Vilos – Nogales para aumentar capacidad a 520 [MVA]	102,637	9,905	1,970.63	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Nueva línea 2x500 [kV] Polpaico – Lo Almendros – Alto Jahuel 1800 [MVA], tendido de un circuito	126,241	12,353	2,423	0.37	0.32	0.17	0.01	0.12
Seccionamiento segundo circuito línea 2x500 [kV] Polpaico – Alto Jahuel en Lo Aguirre	13,380	1,309.19	256.90	0.37	0.32	0.17	0.01	0.12
Nuevo banco de autotransformadores 500/220 [kV] 3x250 [MVA] en subestación Lo Aguirre	25,290	2,440	485.57	0.37	0.32	0.17	0.01	0.12
Nueva línea 2x500 [kV] Cautín - Ciruelos 2500/1500 [MVA], tendido de dos circuitos energizados en 220 [kV]	115,044	11,257	2,208.84	0.37	-0.32	0.17	0.01	0.12
Nueva línea 2x500 [kV] Ciruelos - Pichirropulli 1500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	80,404	7,760	1,543.76	0.37	0.32	0.17	0.01	0.12
Nueva línea 2x500 [kV] Nueva Charrúa – Mulchén 2500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	85,744	8,390	1,646	0.37	0.32	0.17	0.01	0.12
Nueva subestación Puente Negro 220 [kV]	8,868	868	170.27	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Seccionamiento línea 2x154 [kV] La Higuera – Tinguiririca en Puente Negro y energización en 220 [kV]	6,424	629	123.34	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Seccionamiento línea 2x220 [kV] Colbún - Candelaria en Puente Negro	6,424	629	123.34	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06

Tabla 96. VI, AVI y COMA de las expansiones recomendadas en el sistema de transmisión troncal del SING

Descripción Obra Troncal	VI [MUS$]	AVI [MUS$]	COMA [MUS$]	Factores de indexación				
				$\alpha_{1,n}$	$\beta_{1,n}$	$\beta_{2,n}$	$\beta_{3,n}$	$\beta_{4,n}$
Nueva línea 2x220 [kV] Laberinto – El Cobre 360 [MVA], tendido de un circuito	2,904	246.63	4.69	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Nueva línea 2x220 [kV] Domeyko – Escondida 245 [MVA], tendido de un circuito	5,804	526.43	10.01	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Nueva línea 2x220 [kV] Lagunas – Pozo Almonte 600 [MVA]	26,307	2,070.55	39.70	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06

La fórmula de indexación es la siguiente:

$$AVI_{n,k} = AVI_{n,o}\left(\alpha_n x \frac{IPC_k}{IPC_o} x \frac{DOL_o}{DOL_k} + \left(\beta_{1,n} x \frac{CPI_k}{CPI_o} + \beta_{2,n} x \frac{PFe_k}{PFe_o} + \beta_{3,n} x \frac{PCu_k}{PCu_o} + \beta_{4,n} x \frac{PAl_k}{PAl_o}\right)\right)$$

Dónde:

$AVI_{n,k}$: Valor de AVI del tramo *n* a regir en el mes *k*.

IPC_k: Valor del Índice de Precios al Consumidor en el segundo mes anterior al mes *k*, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE) en base anual 2009 = 100.

DOL_k: Promedio del Dólar Observado, en el segundo mes anterior al mes *k*, publicado por el Banco Central.

PAl_k: Promedio del precio del aluminio, del segundo, tercer y cuarto mes anterior al mes *k*, cotizado en la Bolsa de Metales de Londres (London Metal Exchange, LME), correspondiente al valor Cash Seller & Settlement mensual, publicado por el Boletín Mensual de la Comisión Chilena del Cobre, en USc/Lb.

PCu_k: Promedio del precio del cobre, del segundo, tercer y cuarto mes anterior al mes *k*, cotizado en la Bolsa de Metales de Londres (London Metal Exchange, LME), correspondiente al valor Cash Seller & Settlement mensual, publicado por el Boletín Mensual de la Comisión Chilena del Cobre, en USc/Lb.

PFe_k: Valor del índice Iron and Steel, de la serie Producer Price Index – Commodities, grupo Metals and Metal Products, en el sexto mes anterior al mes *k*, publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de EEUU.

CPI_k: Valor del índice Consumer Price Index (All Urban Consumers, All Items, 1982–1984=100, CUUR0000SA0) en el Segundo mes anterior al mes *k*, publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de EEUU.

Valores Base deben ser considerados a Diciembre de 2013.

Para el COMA la fórmula de indexación considera utilizar solamente la variación del IPC.

8. VERIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LA NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO DEL PLAN DE EXPANSIÓN

8.1. INTRODUCCIÓN

El objeto de este capítulo fue verificar el cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para el Plan de Expansión adoptado para el Sistema Troncal, empleando para ello el modelo digital de análisis de la operación eléctrica en el simulador DigSILENT.

Se documentan las hipótesis de Estudio, la Metodología de Desarrollo y los resultados de los estudios destinados a verificar la estabilidad de tensión y la estabilidad transitoria.

Los análisis llevados a cabo comprenden los estados estacionarios y transitorios del sistema. En particular, el último mencionado corresponde a las simulaciones en el tiempo de situaciones transitorias debidas a perturbaciones de severidad significativa en el sistema.

El estudio se efectúa en la etapa final del Plan de Expansión en sus diversas alternativas, con el propósito de verificar las condiciones impuestas por la Norma Técnica, en los tramos que resultan más exigidos en el transcurso del desarrollo del Plan de Expansión.

Se destaca que durante la primera fase del desarrollo del Plan de Expansión, ha sido necesario determinar de manera preliminar algunos límites de transmisión que resultaron del despacho económico contemplando las series hidrológicas en los respectivos escenarios de generación. (Anexo VIII) Si bien estas verificaciones preliminares permitieron avanzar con las fases sucesivas del análisis de la conveniencia de sugerir las ampliaciones necesarias sobre el sistema de transmisión, no toman en cuenta el comportamiento detallado de la estabilidad transitoria ante diversos eventos, a fin de verificar los límites de transmisión postulados en la primera fase.

8.2. METODOLOGÍA DE ESTUDIOS ELÉCTRICOS

8.2.1. NORMALIZACIÓN DE INSTALACIONES

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio (NTSyCS), para instalaciones sobre 200 [kV], indica deberán poseer interruptores monopolares para desconectar paños de líneas. Asimismo la configuración de barras de subestaciones deberá poseer redundancia suficiente para efectuar un mantenimiento de interruptor sin afectar la operación de la conexión asociada al interruptor. El esquema de barra empleado para la configuración de la subestación debe ser tal que asegure las condiciones de seguridad y calidad de servicio, luego de una contingencia de severidad 9.

La NTSyCS deja un espacio para que cada coordinado proponga un diseño adecuado que garantice aislar la falla de un elemento y no propagarla a otros elementos sanos, admitiendo la utilización de Recursos Generales y Especiales de Control de Contingencias.

En ese sentido el párrafo anterior pretende hacer referencia al esquema habitualmente empleado hasta ahora en la mayoría de las instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal, que contempla esquemas de barra principal y transferencia, sin perjuicio de dejar abierta la adopción de otros esquemas que siendo de menor costo, como son los esquemas en anillo, son de similar confiabilidad. Básicamente, la idea en este caso es exigir esquemas que permitan efectuar mantenimiento de un interruptor sin que ello signifique tener que dejar indisponible el equipamiento principal asociado a dicho interruptor, para lo cual se puede contar con un interruptor de transferencia o un esquema con suficiente redundancia.

Por su parte la conexión en derivación a las líneas del STT, propone cambios respecto a la NT versión 2009, el texto establecía un tap-off por circuito siempre y cuando no pongan en riesgo la estabilidad del sistema y se logre una adecuada coordinación de protecciones, la Versión 2014 es más rigurosa y dispone del seccionamiento de al menos dos circuitos, eximiendo por alguna causa justificada, la factibilidad de seccionar sólo uno de ellos.

Este último párrafo adolece de ser excesivamente exigente y oneroso en el caso de instalaciones, ya sea de inyección o de retiro, que requieran conectarse en derivación a una línea del sistema troncal existente, cuando la alternativa de conectarse a la subestación terminal más próxima resulta antieconómica desde una perspectiva de evaluación conjunta.

Por los motivos anteriormente enunciados y en consideración de los artículos 10-7 y 10-18 respecto a los transitorios para la conexión en derivación a líneas del STT, la DO en un plazo de 18 meses deberá analizar y definir las medidas necesarias para adecuar las instalaciones a las nuevas disposiciones, disponiendo de un plazo a convenir para que los coordinados puedan ejecutarlas.

Al respecto, cabe considerar que el Artículo 77 de la LGSE garantiza el acceso abierto a las instalaciones de los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión, no pudiéndose negar el acceso por motivos de capacidad técnica, dado que el CDEC deberá coordinar la operación de modo que se respeten las limitaciones de las instalaciones y se mantenga el nivel aceptable de seguridad del suministro, aplicando el despacho económico de la generación sin discriminación entre los usuarios.

Los cambios promovidos fueron motivados teniendo presente que si una línea de doble circuito se encontraba operando al límite de su capacidad segura de transmisión determinada por el CDEC, la inyección en derivación de uno de los circuitos de la línea de un nuevo generador cuyo despacho es económico, en general tendrá como único efecto desplazar del despacho a otro generador existente en el extremo transmisor, aumentando el aporte de transmisión que efectúa la línea al extremo receptor (deficitario), mermando las condiciones de seguridad.

Sin perjuicio de lo anterior, en el presente Estudio de Transmisión Troncal, Anexo IX.1.; se analizó y definió puntos óptimos de conexión y soluciones de normalización de las instalaciones del STT considerando nuevos proyectos de transmisión, generación y consumo sobre la base de criterios de seguridad y calidad de servicio, de forma que las propuestas sean técnica y económicamente las más óptimas para el SI.

Los análisis y resultados se presentan en Anexo IX.1.

8.2.2. VERIFICACIÓN DE LA CAPACIDAD DE BARRAS

La capacidad de barra de una Subestación corresponde a la máxima corriente que puede circular por los distintos tramos de ésta en forma permanente, de manera que no se sobrepasen tanto los límites térmicos y constructivos propios de las instalaciones como restricciones operativas del sistema.

Dada la información entregada por los coordinados, se realizó un analisis de las capacidades de todas las barras troncales, con el objetivo de dilucidar los posibles refuerzos que pudieran necesitar cada subestación, asi como los plazos de ejecucion. Todo lo anterior debido a las nuevas obras troncales propuestas en este Informe, que implican aumentos en las transmisiones.

La verificación se realizó para los tres casos bajo estudio, escenario Interconexión Base, escenario Interconexión Alternativo y escenario Interconexión Andino, considerando las transmisiones proyectadas para el periodo 2015 – 2023.

Se realizó un levantamiento de la información recibida (Anexo 2), específicamente con la configuración, tipo de conductor y diseño (número de conductores por fase), de cada barra Troncal.

La metodología empleda se baso en la información de la salida del software OSE2000, en particular los archivos de balance de barras, compuestos por todas las barras implicadas en el estudio. Cada una de estas barras contiene la siguiente información:

- Demanda asociada (BarDem);
- Generación, con el nombre y tipo de tecnología de la Central inyectando (CenPas, CenServ, CenTer, etc.);
- Líneas que inyectan potencia a la barra (LinFluIny);
- Líneas que retiran potencia de la barra (LinFluRet) y

- Las perdidas asociadas (LinPerEmi, LinPerRec).

Los resultados se basaron en la LCK, donde la suma de las variables anteriores es cero. Entonces, el instante con mayor exigencia para la barra analizada, será cuando el resultado de la suma de todos los flujos que entran o salen de la barra sea máximo.

Por lo tanto, considerando el procedimiento descrito, se determinó el flujo para cada bloque de demanda bajo los escenarios hidrologicos seco, medio y húmedo (39, 12, 21; respectivamente). Luego se toma el dato mayor en todo el periodo analizado (por año), y se compara con la capacidad nominal de la barra a 25 °C.

Dado que el análisis es en primera instancia, el criterio que se utiliza para diagnosticar que la barra se debe reforzar, será cuando esta supere su capacidad en un 150%.

Los análisis y resultados se presentan en Anexo IX.2.

8.2.3. ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITOS

Para la realización del estudio, se consideró los siguientes supuestos:

- Durante el tiempo de duración del cortocircuito no existe cambio en el tipo de cortocircuito, esto es, un cortocircuito trifásico permanece trifásico y un cortocircuito monofásico permanece monofásico durante todo el tiempo del cortocircuito;
- Durante el tiempo de duración del cortocircuito, no existen cambios topológicos en la red;
- La impedancia de los transformadores es referida a la posición nominal del cambiador de tomas. No obstante, el cálculo de corrientes de cortocircuito debe considerar un factor de corrección que represente a la posición del cambiador de tomas que dé origen a la menor impedancia de cortocircuito;
- Las magnitudes de la resistencia del arco del cortocircuito y de la impedancia de falla se consideran despreciables; y

- No se consideran: las capacitancias de las líneas, las admitancias shunt y las cargas estáticas (no-rotatorias), excepto las correspondientes a la red de secuencia cero del sistema.

La metodología empleada es la que se indica en la normativa vigente (NTSyCS Julio 2014), en su Anexo Técnico N°1.

Los análisis y resultados se presentan en Anexo IX.3.

8.2.4. ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

Se evaluó el impacto que provoca en el SI, en sus variables de frecuencia, tensión, ángulos, flujos, amortiguamiento, etc., la incorporación de las nuevas instalaciones. Se trata de una evaluación dinámica, de análisis en el tiempo, que analiza como diversas contingencias, incluyendo aquellas aplicadas directamente sobre las nuevas instalaciones impactan el comportamiento dinámico del SI.

Se efectuarán análisis de simulaciones dinámicas para los mismos escenarios desarrollados en el Estudio Estático.

En términos más específicos, y considerando lo establecido en la NTSyCS, las simulaciones involucran:

I. Para cada contingencia se evalúa el nivel de amortiguamiento de las oscilaciones electromagnéticas para el tiempo de despeje que procura el mayor impacto en el sistema tiempo de protecciones más interruptor, según artículo 5-44 y 5-45.
II. Para cada contingencia, se determina la estabilidad transitoria de las unidades generadoras del SI, a través de la medida del ángulo de rotor respecto de una unidad de referencia. Según artículo 5-50.
III. En cada simulación se registrarán las tensiones en barras principales del SI y las variaciones que experimenta la frecuencia.

Los estudios consideran como condiciones iniciales las correspondientes al Estado Normal

Puesto que el objetivo es verificar la viabilidad de la operación del sistema que resulta de la aplicación del Plan de Expansión, se evalúa si se cumplen los requisitos especificados en la Norma Técnica para los estados operativos con máxima transmisión en ambos sentidos del flujo en el tramo. No se exploran otros estados operativos para determinar el límite superior del tramo. Los estados operativos citados, comprenden el examen de las condiciones operativas en todo el periodo del estudio.

En caso que las evaluaciones de detalle demuestren límites inferiores al máximo transporte contemplado en los despachos económicos, se calculan dichos límites y se evalúan los recursos de control de emergencia necesarios para operar las líneas hasta el máximo transporte contemplado en los despachos económicos. Estos esquemas de emergencia sólo intervendrían cuando simultáneamente se cumpla que:

- El transporte por el tramo supere el límite calculado, y
- Se detecta la presencia de una falla que demanda la intervención del automatismo;

La evaluación del amortiguamiento en post-falla para la verificación de la NTSyCS se realiza para las oscilaciones del tipo interáreas, descartando la primera oscilación, donde se presentan fuertes no linealidades y las acciones de los estabilizadores no es significativa, y descartando también las frecuencias altas que podrían enmascarar problemas numéricos, activación/desactivación de límites de los componentes de control, etc., y cuyo examen excede al ámbito del estudio. Las oscilaciones interáreas componen la mayor amplitud de las oscilaciones con menos amortiguamiento, y de allí el mayor interés por su análisis.

Se simulan contingencias simples de severidad 4 en cada tramo del sistema de transmisión troncal en que ellas son aplicables. La capacidad máxima que se determina para cada tramo verifica el cumplimiento de los Artículos 5-41, 5-43, 5-44 y 5-47 de la NTSyCS y en particular el Artículo 5. Se tendrá en cuenta que en las simulaciones de perturbaciones de severidad 3 y 4 no intervengan los esquemas de defensa tipo EDAC, EDAG o ERAG. Si es admisible que el EDAC utilizado como recurso para el control de una Contingencia Simple sólo puede ser de subfrecuencia y/o subtensión.

Los análisis y resultados se presentan en Anexo IX.3.

8.2.5. SEVERIDAD 9

La nueva NTSyCS publicada en Julio del 2014, considera nueva contingencias extremas como es la severidad 9. En la misma norma se estipula lo siguiente:

"Severidad 9: Cortocircuito monofásico a tierra sin impedancia de falla de una sección de barra de una subestación, seguido de su desconexión en tiempo normal por acción de los Sistemas de Protecciones que cubren la barra, admitiendo en caso necesario la utilización de Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias."

Ademas:

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

La configuración específica de las nuevas subestaciones, tales como esquemas en anillo, barra principal y transferencia, interruptor y medio u otro, así como el número de secciones de barra, deberá ser tal que la falla de severidad 9 en ellas pueda ser controlada sin propagarse a otras instalaciones no falladas, admitiendo la utilización de Recursos Generales de Control de Contingencias.

En el caso de ampliación de subestaciones existentes se deberá verificar que la falla de severidad 9 pueda ser controlada sin propagarse a otras instalaciones no falladas, admitiendo la utilización de Recursos Generales y Especiales de Control de Contingencias,

para lo cual deberán implementarse las correspondientes medidas contra contingencias extremas previo a la autorización de la conexión."

La metodología empleada será dejar fuera de servicio la sección de barra que produzca el peor escenario posible, para analizar las variables estáticamente y concluir si la falla se propagó al sistema. Por lo tanto las subestaciones con configuración de interruptor y medio no se realiza la contingencia de severidad 9, ya que automáticamente ante una falla, toma la diagonal.

Teniendo presente lo anterior, se detallan las barras bajo análisis de Severidad 9 del SIC:

iv. S/E Diego de Almagro
v. S/E Carrera Pinto
vi. S/E San Andrés
vii. S/E Cardones
viii. S/E Maitencillo
ix. S/E Don Goyo
x. S/E La Cebada
xi. S/E Las Palmas
xii. S/E Los Vilos
xiii. S/E Quillota
xiv. S/E Los Maquis
xv. S/E Lampa
xvi. S/E Cerro Navia
xvii. S/E Chena
xviii. S/E Candelaria
xix. S/E Polpaico 220 y 500 [kV]
xx. S/E Alto Jahuel 220 y 500 [kV]
xxi. S/E Charrúa 220 y 500 [kV]
xxii. S/E Ancoa 220 y 500 [kV]
xxiii. S/E Mulchén
xxiv. S/E Temuco
xxv. S/E Cautín
xxvi. S/E Valdivia

xxvii. S/E Rahue

xxviii. S/E Puerto Montt

Los análisis de cumplimiento de Severidad 9 para las S/E Troncales del SING:

xxix. S/E Lagunas

xxx. S/E Atacama

xxxi. S/E Encuentro

xxxii. S/E Crucero

xxxiii. S/E Domeyko

xxxiv. S/E Laberinto

Los análisis y resultados para SIC y SING se presentan en Anexo IX.4.

8.2.6. SEVERIDAD 8

La nueva NTSyCS publicada en Julio del 2014, considera nueva contingencias extremas como es la severidad 8.

En el marco de la revisión de instalaciones de transmisión troncal, se abarcan los tramos de transformación cuya tensión secundaria sea superior a 200 [kV].

En este sentido se entiende como tramos de transformación troncal, los bancos de autotransformadores 220/500 [kV] dispuestos en las SS/EE Polpaico, Alta Jahuel, Ancoa y Charrúa y los próximos a instalarse por decreto en las SS/EE del norte del SIC como son Cardones, Maitencillo y Pan de Azúcar.

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio (NTSyCS), para instalaciones sobre 200 [kV] sean ellas pertenecientes al STT, STx o STA, hace la distinción entre dos categorias de instalaciones: las subestaciones existentes y las que se incorporan al ST o bien son ampliadas y/o modificadas, otorgando más flexibilidad para aquellas existentes que no sean tramos troncales.

En el caso de subestaciones existentesno troncales se admiten el uso de Recursos Generales y Especiales de Control de Contingencias para controlar e impidir se propague la falla a otras instalaciones no falladas, otorgando un periodo transitorio de 18 meses para que la DO analice y defina las medidas necesarias para que la falla de Severidad 8 pueda ser controlada sin propagarse a otras instalaciones no falladas.

Para subestaciones que se incorporan al sistema interconectado o bien son ampliadas y/o modificadas posterior a la publicación de la NT, se admite el uso para el control de la falla, sólo la utilización de Recursos Generales. En ese sentido el Coordinado interesado en incorporar o modificar una instalación deberá realizar un estudio basado en los criterios de requisitos técnicos mínimos de las instalaciones que se conectan al SI, lo mismo aplica si realiza una ampliación o modificación y por tanto deberá normalizar toda la subestación.

Basado en la definición de la NT, existen dos tipos de contingencias, las que pueden ser controladas con Recursos Generales de Control de Contingencia, enmarcadas como Contingencias Simples, y las que no pueden ser controladas con el uso de Recursos Generales, debiendo aplicar Recursos Adicionales de Control de Contingencias para evitar un Apagón Total, entendiendo que la contingencia no puede ser controlada cuando esta se propaga a las restantes instalaciones del SI.

Por su parte las contingencias extremas se consideran como fallas de baja probabilidad de ocurrencia que afecta una o mas instalaciones, especificando para estos efectos fallas de baja probabilidad de ocurrencia “a las fallas o desconexiones intempestivas de transformadores de poder o secciones de barra (severidades 8 y 9).

Por los motivos descritos en los párrafos anteriores la NT deja un espacio para calificar de Contingencias Extremas la Severidad 8 de transformadores en subestaciones existentes. En caso contrario se establece en el Artículo 5-37 que la DO deberá considerar de tipo Contingencia Simple logrando al final de la falla el cumplimiento de los estándares definidos para el Estado de Emergencia.

En resumen, los análisis desarrollados se supondrán admisible para instalaciones existentes o nuevas solo el uso de Recursos Generales para controlar e impidir se propague la falla a otras instalaciones no falladas, en caso que sea necesario utilizar Recursos Adicionales se supondrá como plazo máximo para normalizar las instalaciones hasta el año 2018, a excepción que durante ese periodo el coordinado efectue una modificación u obra de ampliación de los tramos de transformación, se entiende la nueva incorporación trae consigo la normalización de todos los tramos existentes en dicha subestación.

8.3. CONCLUSIONES DE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS

De los resultados obtenidos sobre los escenarios evaluados se concluye que:

1. Las diversas expansiones propuestas cumplen con los requisitos de la Normativa en cuanto a la estabilidad de frente a perturbaciones.

2. El comportamiento del sistema en la fase post-falla es aceptable, las tensiones en las diferentes subestaciones se recuperan sin problemas lo que demuestra una buena disponibilidad de recursos para el control de la potencia reactiva.

3. Asimismo para las oscilaciones de potencia en los principales enlaces del SING se observa que son mitigadas en general con un factor superior a los exigidos por la Normativa

4. En relación a los aspectos mencionados arriba se hace presente que en esta fase de diseño se han deshabilitado u modificado una serie de controladores cuyos parámetros introducen problemas de convergencia. En particular, se han identificado las unidades que presentan inconvenientes en modelación, ya sea entre el regulador de tensión, el dispositivo estabilizante PSS y el generador.

8.4. OBRAS PROPUESTAS PARA EL CUMPLIMIENTO DE NTSYCS

En virtud de los estudios realizados, nombrados en los párrafos anteriores, el consultor realiza su propuesta de proyectos los cuales aportan a dar cumpliento a las disposiciones normativas. Se han tenido en cuenta los resultados de las verificaciones, información de las obras y proyectos relacionados y un conjunto de variables y consideraciones: técnicas y de diseño, operativas y ambientales para converger a la solución óptima y viable para la concreción de los proyectos que se indican a continuación:

N°	Sistema Interconectado	Zona	S/E	Nombre del Proyecto	Descripcion general	Tipo de Obra	Responsable	Fecha	Razon que justifica el proyecto	Anexo Vinculado
1	SIC	Lateral Norte	Don Goyo	Normalización S/E Don Goyo	Seccionamiento completo del Circuito Don Goyo - Las Palmas más paños para interconectar los proyectos Talinay y Monte Redondo, en tecnología AIS	Ampliación	Arrayán	2018	Aplicación Articulo 3-24, seccionamiento STT.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
2	SIC	Lateral Norte	La Cebada	Normalización S/E La Cebada	Seccionamiento completo del Circuito Pan de Azúcar - La Cebada más paños para interconectar los proyectos Talinay y Monte Redondo, en tecnología GIS	Ampliación	EPM (PE Los Cururos)	2018	Aplicación Articulo 3-24, seccionamiento STT.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
3	SIC	Centro	El Llano	Normalización S/E El Llano	Normalización de Tap Off El Llano mediante seccionamiento completo de la línea entre S/E Polpaico y Los Maquis	Ampliación	Obras y Desarrollo S.A. (Colbún)	2018	Aplicación Articulo 3-24, seccionamiento STT.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
4	SIC	Centro	Lampa	Normalización S/E Lampa	Normalización de Tap Off Lampa mediante construcción de S/E Nueva Lampa con seccionamiento completo de la línea 2x220 [kV] Polpaico - Cerro Navia	Nueva	Licitación	2018	Aplicación Articulo 3-24, seccionamiento STT.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
5	SIC	Centro	Santa Marta	Normalización Tap Off Santa Marta	Retiro de Tap Off Santa Marta y realizar conexión a S/E Chena	Nueva	Santa Marta	2018	Aplicación Articulo 3-24, seccionamiento STT.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
6	SIC	Lateral Sur	Pichirrahue	Normalización Tap Off Pichirrahue	Retiro de Tap Off Santa Marta y realizar conexión a S/E Rahue	Nueva	Central Rucatayo	2018	Aplicación Articulo 3-24, seccionamiento STT.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
7	SIC	Lateral Sur	El Rosal	Normalización S/E El Rosal	Normalización de Tap Off El Rosal mediante seccionamiento de la línea Charrúa - Duqueco	Ampliación	Eólica Monte Redondo	2018	Aplicación Articulo 3-24, seccionamiento STT.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
8	SIC	Lateral Norte	Cardones	Cambio Interruptor paño J4 S/E Cardones	Reemplazo de 52J4 tripolar por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Articulo 3-24, apertura monopolar.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
9	SIC	Lateral Norte	Cardones	Nueva sección de barra S/E Cardones	Construcción de una tercera sección de barra de 220 [kV] acoplada por paño seccionador, para normalizar la conexión de los circuitos provenientes de S/E Maitencillo y a futuro los de Diego de Almagro por decreto	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Severidad 9	IX.4 Severidad 9
10	SIC	Lateral Norte	Maitencillo	Nueva sección de barra S/E Maitencillo	Construcción de una tercera sección de barra de 220 [kV] acoplada por paño seccionador, para normalizar la conexión de los circuitos provenientes de S/E Cardones	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Severidad 9	IX.4 Severidad 9
11	SIC	Lateral Norte	Pan de Azúcar	Conexión a barra de transferencia paño JT5 S/E Pan de Azúcar	Implementación de equipos para proveer la conexión del paño del transformador 220-13,2 KV 40 MVA CER N°2 a la barra de transferencia	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
12	SIC	Lateral Norte	Pan de Azúcar	Conexión a barra de transferencia paño JT6 S/E Pan de Azúcar	Implementación de equipos para proveer la conexión del paño del transformador 220-13,2 KV 40 MVA CER N°1 a la barra de transferencia	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
13	SIC	Lateral Norte	Pan de Azúcar	Conexión a barra de transferencia paño J5 S/E Pan de Azúcar	Implementación de equipos para proveer la conexión del paño J5 CCEE 75 MVAR a la barra de transferencia	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
14	SIC	Centro	Polpaico	Conexión a barra de transferencia paño J12 S/E Polpaico	Incorporar la aparamenta necesaria para conectar el paño Los Maquis a la barra de transferencia	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
15	SIC	Centro	Polpaico	Conexión a barra de transferencia paño JT4 S/E Polpaico	Implementación de equipos para proveer la conexión del paño CER a la barra de transferencia	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales

N°	Sistema Interconectado	Zona	S/E	Nombre del Proyecto	Descripcion general	Tipo de Obra	Responsable	Fecha	Razon que justifica el proyecto	Anexo Vinculado
16	SIC	Centro	Los Maquis	Nueva sección de barra S/E Los Maquis	Inserción y realización del seccionamiento de la barra de 220 [kV] S/E Los Maquis	Ampliación	Obras y Desarrollo S.A. (Colbún)	2018	Aplicación Severidad 9	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
17	SIC	Centro	Los Maquis	Nueva barra de transferencia S/E Los Maquis	Construcción de barra de transferencia y paño acoplador	Ampliación	Obras y Desarrollo S.A. (Colbún)	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
18	SIC	Centro	Chena	Nueva barra de transferencia S/E Chena	Construcción de barra de transferencia y paño acoplador	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
19	SIC	Lateral Sur	Temuco	Nueva sección de barra S/E Temuco	Realización del seccionamiento de la barra de 220 [kV] S/E Temuco	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Severidad 9	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
20	SIC	Centro	Alto Jahuel	Conexión a barra de transferencia paño J3 S/E Alto Jahuel	Implementación de equipos para proveer la conexión del paño J3 Maipo circuito N°2 a la barra de transferencia	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
21	SIC	Centro	Alto Jahuel	Conexión a barra de transferencia paño JCE2 S/E Alto Jahuel	Implementación de equipos para proveer la conexión del paño JCE2 CCEE de 50 [MVAR] a la barra de transferencia	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
22	SIC	Centro	Alto Jahuel	Conexión a barra de transferencia paño JCE1 S/E Alto Jahuel	Implementación de equipos para proveer la conexión del paño JCE1 CCEE de 65 [MVAR] a la barra de transferencia	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
23	SIC	Centro	Alto Jahuel	Conexión a barra de transferencia paño JZ3 S/E Alto Jahuel	Implementación de equipos para proveer la conexión del paño JZ3 reactor 91 [MVAR] a la barra de transferencia	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
24	SIC	Centro	Alto Jahuel	Incorporación de desconectadores a la barra de transferencia del autotransformador de reserva S/E Alto Jahuel	Implementación de desconectadores para la transferencia del autotransformador de reserva en forma automatica	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Severidad 8	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
25	SIC	Centro	Maipo	Nueva barra de transferencia S/E Maipo	Construcción de barra de transferencia y paño acoplador	Ampliación	Chilectra	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
26	SIC	Lateral Sur	Temuco	Conexión a barra de transferencia paño JT4 S/E Puerto Montt	Implementación de equipos para proveer la conexión del paño JT4 CER a la barra de transferencia	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
27	SIC	Centro	Ancoa	Conexión a barra de transferencia paño J9 S/E Ancoa	Implementación de equipos para proveer la conexión del paño J9 LTx 1x220 [kV] Ancoa – Colbún a la barra de transferencia	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
28	SIC	Lateral Norte	Diego de Almagro	Ampliación de barra S/E Diego de Almagro	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 500 [MVA]	Ampliación	Transelec	2017	Sobrecarga de la barra actual para el año 2017	IX.2 Capacidad de Barra SIC
29	SIC	Lateral Norte	Carrera Pinto	Ampliación de barra S/E Carrera Pinto	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 470 [MVA]	Ampliación	Transelec	2016	Sobrecarga de la barra actual para el año 2016	IX.2 Capacidad de Barra SIC

N°	Sistema Interconectado	Zona	S/E	Nombre del Proyecto	Descripcion general	Tipo de Obra	Responsable	Fecha	Razon que justifica el proyecto	Anexo Vinculado
30	SIC	Lateral Norte	San Andres	Ampliación de barra S/E San Andres	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 480 [MVA]	Ampliación	SunEdison	2017	Sobrecarga de la barra actual para el año 2017	IX.2 Capacidad de Barra SIC
31	SIC	Lateral Norte	Cardones	Ampliación de barra S/E Cardones	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 780 [MVA]	Ampliación	Transelec	2016	Sobrecarga de la barra actual para el año 2016	IX.2 Capacidad de Barra SIC
32	SIC	Lateral Norte	Maitencillo	Ampliación de barra S/E Maitencillo	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 1080 [MVA]	Ampliación	Transelec	2015	Sobrecarga de la barra actual para el año 2015	IX.2 Capacidad de Barra SIC
33	SIC	Lateral Norte	Pan de Azucar	Ampliación de barra S/E Pan de Azucar	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 550 [MVA]	Ampliación	Transelec	2017	Sobrecarga de la barra actual para el año 2017	IX.2 Capacidad de Barra SIC
34	SIC	Centro	Quillota	Ampliación de barra S/E Quillota	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 1800 [MVA]	Ampliación	Transelec	2015	Sobrecarga de la barra actual para el año 2015	IX.2 Capacidad de Barra SIC
35	SIC	Centro	Polpaico	Ampliación de barra S/E Polpaico 220 [kV]	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 2050 [MVA]	Ampliación	Transelec	2015	Sobrecarga de la barra actual para el año 2015	IX.2 Capacidad de Barra SIC
36	SIC	Centro	Cerro Navia	Ampliación de barra S/E Cerro Navia	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 1400 [MVA]	Ampliación	Transelec	2015	Sobrecarga de la barra actual para el año 2015	IX.2 Capacidad de Barra SIC
37	SIC	Centro	Chena	Ampliación de barra S/E Chena	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 1000 [MVA]	Ampliación	Transelec	2015	Sobrecarga de la barra actual para el año 2015	IX.2 Capacidad de Barra SIC
38	SIC	Centro	Alto Jahuel	Ampliación de barra S/E Alto Jahuel 500 [kV]	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 3050 [MVA]	Ampliación	Transelec	2015	Sobrecarga de la barra actual para el año 2015	IX.2 Capacidad de Barra SIC
39	SIC	Centro	Alto Jahuel	Ampliación de barra S/E Alto Jahuel 220 [kV]	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 1900 [MVA]	Ampliación	Transelec	2015	Sobrecarga de la barra actual para el año 2015	IX.2 Capacidad de Barra SIC
40	SIC	Centro	Ancoa	Ampliación de barra S/E Ancoa 500 [kV]	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 3100 [MVA]	Ampliación	Transelec	2018	Sobrecarga de la barra actual para el año 2018	IX.2 Capacidad de Barra SIC
41	SIC	Centro	Ancoa	Ampliación de barra S/E Ancoa 220 [kV]	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 1100 [MVA]	Ampliación	Transelec	2017	Sobrecarga de la barra actual para el año 2017	IX.2 Capacidad de Barra SIC
42	SIC	Sur	Itahue	Ampliación de barra S/E Itahue	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 550 [MVA]	Ampliación	Transelec	2015	Sobrecarga de la barra actual para el año 2015	IX.2 Capacidad de Barra SIC
43	SIC	Sur	Charrúa	Ampliación de barra S/E Charrúa 220 [kV]	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 3100 [MVA]	Ampliación	Transelec	2015	Sobrecarga de la barra actual para el año 2015	IX.2 Capacidad de Barra SIC
44	SING	Centro	Antucoya	Normalización Tap Off Antucoya	Retiro de Tap Off Antucoya y realizar conexión a S/E Sierra Gorda	Nueva	Minera Antucoya	2018	Aplicación Articulo 3-24, seccionamiento STT.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales

N°	Sistema Interconectado	Zona	S/E	Nombre del Proyecto	Descripcion general	Tipo de Obra	Responsable	Fecha	Razon que justifica el proyecto	Anexo Vinculado
45	SING	Sur Costa	O'Higgins	Reformulación Proyecto EWS para S/E O'Higgins	Ampliación S/E O'Higgins en GIS configuración doble barra más transferencia y transferencia para el paño Domeyko en barra 220 [kV] existente	Nueva	MEL	2015	Proyecto propio reformulado por Aplicación Articulo 3-24.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
46	SING	Sur	HPPS2	Reformulación Proyecto EWS para S/E HPPS2	Nueva S/E HPPS2 en GIS configuración doble barra más transferencia	Nueva	MEL	2015	Proyecto propio reformulado por Aplicación Articulo 3-24.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
47	SING	Sur Cordillera	HPPS3	Reformulación Proyecto EWS para S/E HPPS3	Nueva S/E HPPS3 en GIS configuración doble barra más transferencia	Nueva	MEL	2015	Proyecto propio reformulado por Aplicación Articulo 3-24.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
48	SING	Sur Cordillera	HPPS4	Reformulación Proyecto EWS para S/E HPPS4	Nueva S/E HPPS4 en GIS configuración doble barra más transferencia	Nueva	MEL	2015	Proyecto propio reformulado por Aplicación Articulo 3-24.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
49	SING	Centro	María Elena	Normalización S/E María Elena	Seccionamiento completo del Circuito 2x220 [kV] Crucero - Lagunas con configuración doble barra más transferencia	Ampliación	SunEdison	2018	Aplicación Articulo 3-24, seccionamiento STT.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
50	SING	Norte	Pozo Almonte	Nueva barra de transferencia S/E Pozo Almonte	Construcción de barra de transferencia y paño acoplador	Ampliación	Transelec	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
51	SING	Sur Cordillera	Sulfuros	Nueva barra de transferencia S/E Sulfuros	Construcción de barra de transferencia y paño acoplador	Ampliación	MEL	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
52	SING	Sur Cordillera	Escondida	Nueva barra de transferencia S/E Escondida	Construcción de barra de transferencia y paño acoplador	Ampliación	MEL	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
53	SING	Sur Cordillera	Escondida	Cambio Interruptor e incorporación de desconectador al paño J1 S/E Escondida	Normalización paño J1 mediante reemplazo de 52J1 Domeyko tripolar por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas e incorporación de desconectador lado barra	Ampliación	MEL	2018	Aplicación Articulo 3-24, apertura monopolar.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
54	SING	Sur Cordillera	Escondida	Cambio Interruptor paño J2 S/E Escondida	Reemplazo de 52J2 Nueva Zaldívar tripolar por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas	Ampliación	MEL	2018	Aplicación Articulo 3-24, apertura monopolar.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
55	SING	Sur Cordillera	Nueva Zaldívar	Cambio Interruptor paño J1 S/E Nueva Zaldívar	Reemplazo de 52J1 Laberinto C1 tripolar por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas	Ampliación	Aes Gener	2018	Aplicación Articulo 3-24, apertura monopolar.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
56	SING	Sur Cordillera	Nueva Zaldívar	Cambio Interruptor paño J8 S/E Nueva Zaldívar	Reemplazo de 52J8 Seccionador de barra tripolar por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas	Ampliación	Aes Gener	2018	Aplicación Articulo 3-24, apertura monopolar.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
57	SING	Sur Cordillera	Nueva Zaldívar	Nueva barra de transferencia S/E Nueva Zaldívar	Construcción de barra de transferencia y paño acoplador	Ampliación	Aes Gener	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
58	SING	Sur Cordillera	Laberinto	Nueva barra de transferencia S/E Laberinto	Construcción de barra de transferencia y paño acoplador	Ampliación	Aes Gener	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales

N°	Sistema Interconectado	Zona	S/E	Nombre del Proyecto	Descripcion general	Tipo de Obra	Responsable	Fecha	Razon que justifica el proyecto	Anexo Vinculado
59	SING	Sur Cordillera	Laberinto	Cambio Interruptor paño J1 S/E Laberinto	Reemplazo de 52J1 Reactor por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas	Ampliación	Aes Gener	2018	Aplicación Articulo 3-24, apertura monopolar.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
60	SING	Sur Cordillera	Laberinto	Cambio Interruptor paño J2 S/E Laberinto	Reemplazo de 52J2 Crucero 1 por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas	Ampliación	Aes Gener	2018	Aplicación Articulo 3-24, apertura monopolar.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
61	SING	Sur Cordillera	Laberinto	Cambio Interruptor paño J3 S/E Laberinto	Reemplazo de 52J3 Seccionador por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas	Ampliación	Aes Gener	2018	Aplicación Articulo 3-24, apertura monopolar.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
62	SING	Sur Cordillera	Laberinto	Cambio Interruptor paño J6 S/E Laberinto	Reemplazo de 52J6 El Cobre por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas	Ampliación	Aes Gener	2018	Aplicación Articulo 3-24, apertura monopolar.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
63	SING	Sur Cordillera	Laberinto	Cambio Interruptor paño J7 S/E Laberinto	Reemplazo de 52J7 Nueva Zaldívar 1 por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas	Ampliación	Aes Gener	2018	Aplicación Articulo 3-24, apertura monopolar.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
64	SING	Sur Cordillera	El Cobre	Nueva barra de transferencia S/E El Cobre	Construcción de barra de transferencia y paño acoplador	Ampliación	Edelnor	2018	Aplicación Articulo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
65	SING	Centro	Crucero	Ampliación de barra S/E Crucero	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 810 [MVA]	Ampliación	E-CL	2015	Sobrecarga de la barra actual para el año 2015	IX.2 Capacidad de Barra SING
66	SING	Centro	Encuentro	Ampliación de barra S/E Encuentro	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 650 [MVA]	Ampliación	Transelec	2016	Sobrecarga de la barra actual para el año 2016	IX.2 Capacidad de Barra SING
67	SIC	Lateral Sur	Charrúa	Cambio Interruptor paño JT5	Reemplazo de 52JT5 Charrúa TR5 525/230/66 kV - 750 MVA por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transelec	2023	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos
68	SIC	Lateral Sur	Charrúa	Cambio Interruptor paño JT6	Reemplazo de 52JT6 Charrúa TR6 525/230/66 kV – 750 MVA por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transelec	2023	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos
69	SIC	Lateral Sur	Charrúa	Cambio Interruptor paño J23	Reemplazo de 52J23 Charrúa – Mulchén 220 kV C1 por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transelec	2023	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos
70	SIC	Lateral Sur	Charrúa	Cambio Interruptor paño J3	Reemplazo de 52J3 Charrúa – Mulchén 220 kV C2 por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transelec	2023	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos
71	SIC	Lateral Sur	Charrúa	Cambio Interruptor paño J15	Reemplazo de 52J15 Charrúa – Lagunillas 220 kV por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transelec	2023	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos
72	SIC	Centro	Alto Jahuel	Cambio Interruptor paño JJ3	Reemplazo de 52J3 Maipo 1 por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transelec	2018	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos
73	SIC	Centro	Alto Jahuel	Cambio Interruptor paño JS	Reemplazo de 52JS Seccionador por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transelec	2018	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos

N°	Sistema Interconectado	Zona	S/E	Nombre del Proyecto	Descripcion general	Tipo de Obra	Responsable	Fecha	Razon que justifica el proyecto	Anexo Vinculado
74	SIC	Centro	Alto Jahuel	Cambio Interruptor paño J10	Reemplazo de 52J10 Maipo 2 por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transelec	2018	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos
75	SIC	Centro	Alto Jahuel	Cambio Interruptor paño JCE1	Reemplazo de 52JCE1 Banco CCEE 1 por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transelec	2018	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos
76	SIC	Centro	Alto Jahuel	Cambio Interruptor paño J6	Reemplazo de 52J6 Chena 3 por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transelec	2018	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos
77	SIC	Centro	Alto Jahuel	Cambio Interruptor paño JZ3	Reemplazo de 52JZ3 Reactor 3 por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transelec	2018	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos
78	SIC	Centro	Alto Jahuel	Cambio Interruptor paño J7	Reemplazo de 52J7 Chena 4 por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transelec	2018	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos
79	SIC	Lateral Norte	Polpaico	Rediseño Compensación Shunt LT 2x500 [kV] Polpaico - Nva. Pan de Azúcar por efecto Ferranti en S/E Polpaico	Rediseño Compensación Shunt por efecto Ferranti en S/E Polpaico a 2x225 [MVAr] en cada extremo de línea	Ampliación	ISA	2018	Estudios Electricos determinaron insuficiencia de compensacion shunt	IX.3 Estudios Electricos
80	SIC	Lateral Norte	Nueva Pan de Azúcar	Rediseño Compensación Shunt LT 2x500 [kV] Polpaico - Nva. Pan de Azúcar por efecto Ferranti en S/E Nueva Pan de Azúcar	Rediseño Compensación Shunt por efecto Ferranti en S/E Nueva Pan de Azúcar a 2x225 [MVAr] en cada extremo de línea	Ampliación	ISA	2018	Estudios Electricos determinaron insuficiencia de compensacion shunt	IX.3 Estudios Electricos
81	SIC	Lateral Norte	Nueva Pan de Azúcar	Rediseño Compensación Shunt LT 2x500 [kV] Nva. Pan de Azúcar - Nva. Maitencillo por efecto Ferranti en S/E Nueva Pan de Azúcar	Rediseño Compensación Shunt por efecto Ferranti en S/E Nueva Pan de Azúcar a 2x175 [MVAr] en cada extremo de línea	Ampliación	ISA	2018	Estudios Electricos determinaron insuficiencia de compensacion shunt	IX.3 Estudios Electricos
82	SIC	Lateral Norte	Nueva Maitencillo	Rediseño Compensación Shunt LT 2x500 [kV] Nva. Pan de Azúcar - Nva. Maitencillo por efecto Ferranti en S/E Nueva Maitencillo	Rediseño Compensación Shunt por efecto Ferranti en S/E Nueva Maitencillo a 2x175 [MVAr] en cada extremo de línea	Ampliación	ISA	2018	Estudios Electricos determinaron insuficiencia de compensacion shunt	IX.3 Estudios Electricos
83	SIC	Lateral Norte	Nueva Maitencillo	Rediseño Compensación Shunt LT 2x500 [kV] Nva. Maitencillo - Nva. Cardones por efecto Ferranti en S/E Nueva Maitencillo	Rediseño Compensación Shunt por efecto Ferranti en S/E Nueva Maitencillo a 2x75 [MVAr] en cada extremo de línea	Ampliación	ISA	2018	Estudios Electricos determinaron insuficiencia de compensacion shunt	IX.3 Estudios Electricos
84	SIC	Lateral Norte	Nueva Cardones	Rediseño Compensación Shunt LT 2x500 [kV] Nva. Maitencillo - Nva. Cardones por efecto Ferranti en S/E Nueva Cardones	Rediseño Compensación Shunt por efecto Ferranti en S/E Nueva Cardones a 2x75 [MVAr] en cada extremo de línea	Ampliación	ISA	2018	Estudios Electricos determinaron insuficiencia de compensacion shunt	IX.3 Estudios Electricos

8.5. INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO

En relación a los Índices de Continuidad FMIK y TMIK, se ha encontrado que la existencia de redundancia en casi todos los tramos del Sistema de Transmisión, y en los puntos de alimentación desde el Sistema de Transmisión a redes de subtransmisión, hacen poco probable la ocurrencia de fallas que conduzcan a pérdidas de carga en los nodos, y por tanto no resulta relevante su cálculo a la luz de los índices tolerados en las normas.