



PRESENTACIÓN DE RESULTADOS DEL ESTUDIO DE SUBTRANSMISION SISTEMA STX-A

Enero 2015

A. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA

A.1) Descripción del sistema de subtransmisión

✓ Se divide en las zonas Norte y Sur

□ Zona Norte

- Arica
- Iquique

□ Zona Sur

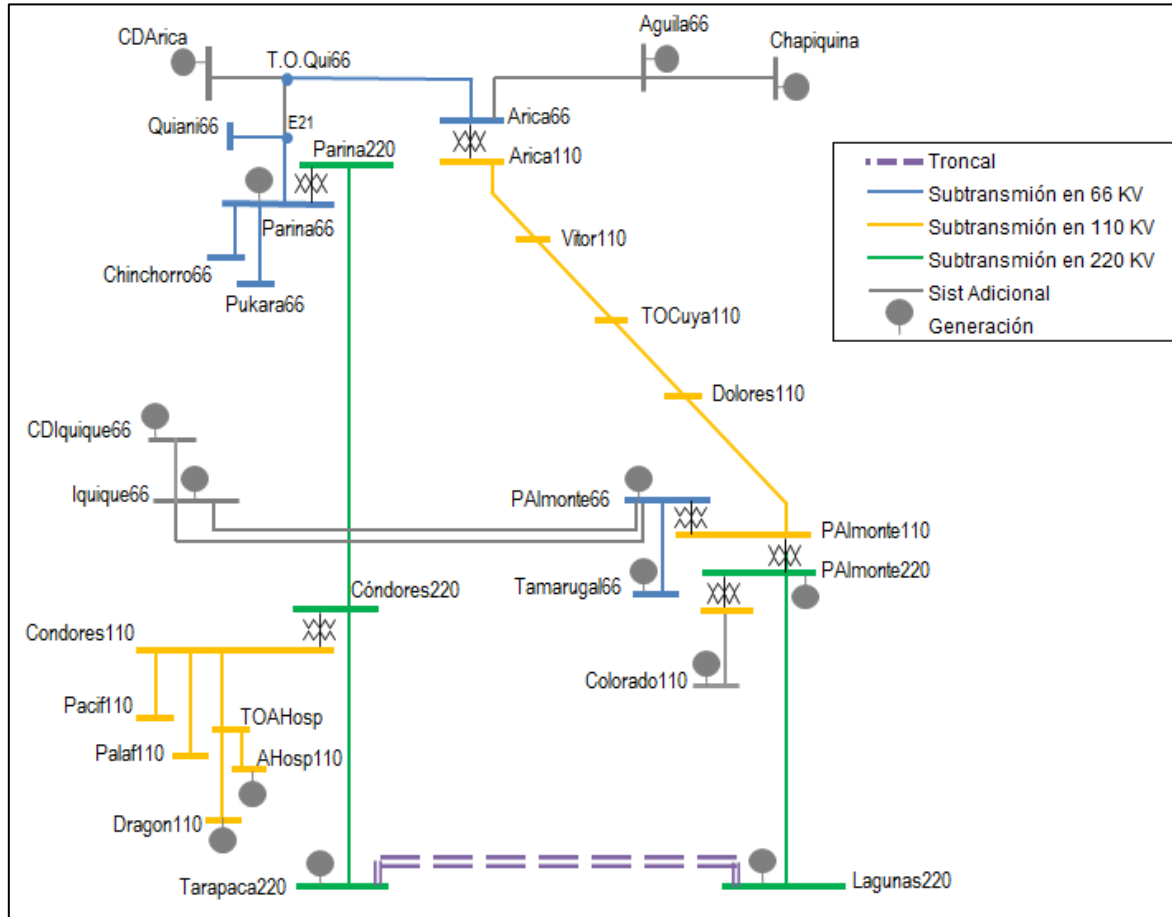
- Antofagasta
- Calama
- Tocopilla

□ Como sistema de subtransmisión las zonas de Arica e Iquique y Antofagasta pueden tratarse como dos sistemas independiente ya que no hay interacción entre ambos.

□ Las zonas de Tocopilla y Calama tienen su propia alimentación independiente desde la Central Tocopilla y desde la Subestación Salar respectivamente.

A.1) Descripción del sistema de subtransmisión STxA

✓ Zona Norte_Arica e Iquique



Conexión al sistema troncal en:
SS/EE Tarapacá 220 y Lagunas 220 kV

La zona de Arica – Pozo Almonte
Que se alimenta desde:

Pozo Almonte 110kV
S/E Parincota

La zona de Iquique
Que se alimenta desde:

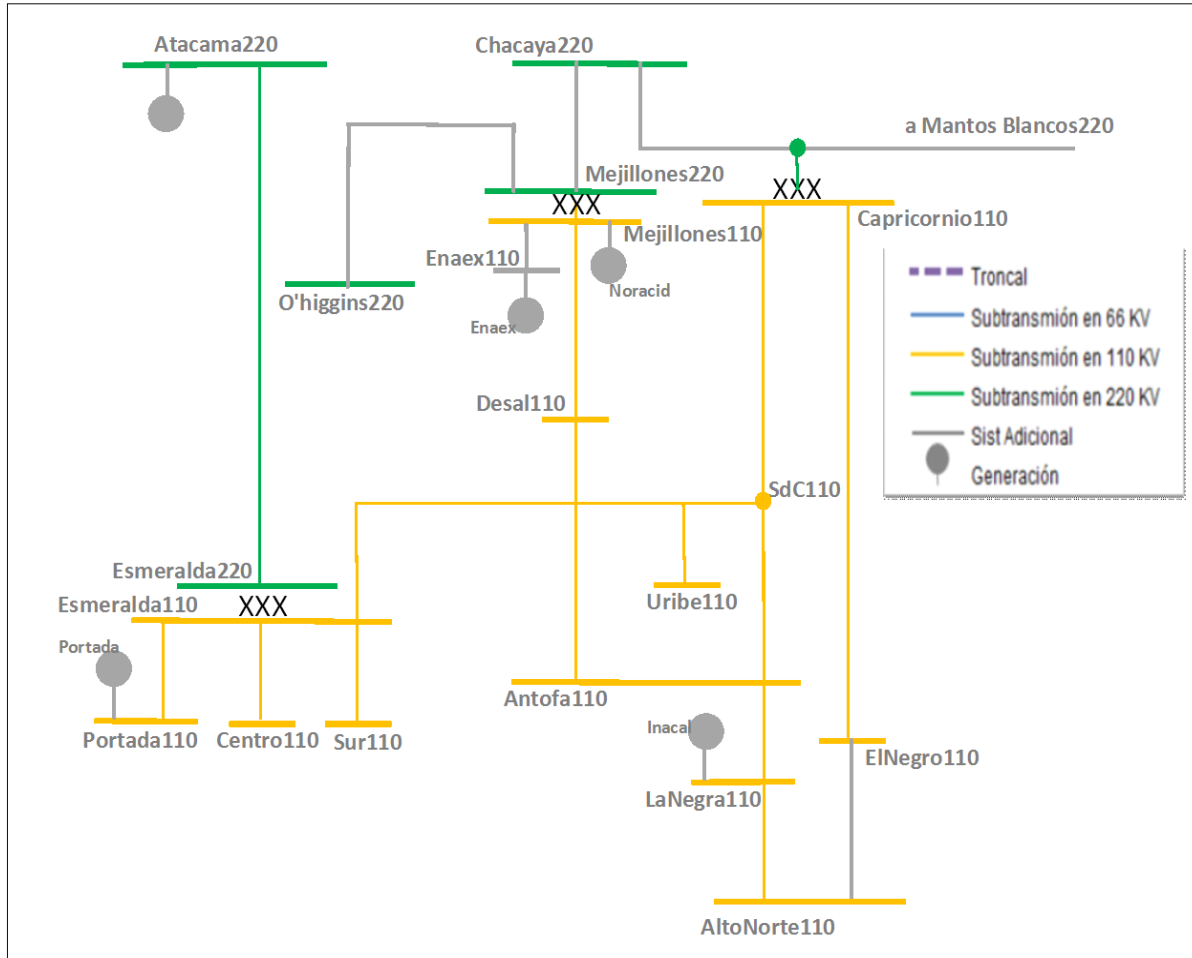
S/E Córdores

Centrales que utilizan instalaciones STxA

Central	Barra	Tipo	MW
Arica solar	Parinacota66	Solar	40.0
CD Arica	TO Quiani66	Diesel	14.1
El Aguila	Arica66	Solar	2
Chapiquina	Arica66	Hidro	10.1
La Huayca	Tamarugal66	Solar	30.0
PAIMs 2 y 3	PAAlmonte66	Solar	23.5
Zofri	PAAlmonte66	Diesel	12.5
CD Iquique	PAAlmonte66	Diesel	42.0

A.1) Descripción del sistema de subtransmisión STxA

✓ Zona Sur_Antofagasta



La zona de Antofagasta
Que se alimenta desde:

S/E Esmeralda
S/E Mejillones y
S/E Capricornio

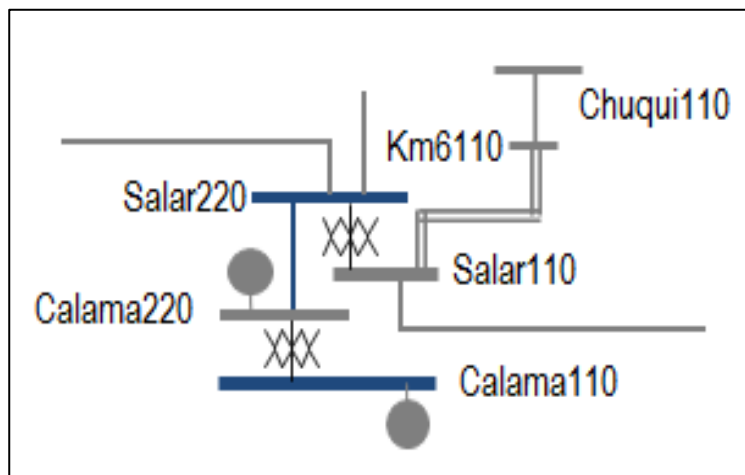
Centrales que utilizan instalaciones STxA

Central	Barra	Tipo	MW
Noracid	Mejillon110	Cogen	17.0
Enaex	Mejillon110	Diesel	2.7
Inacal	Negra110	Diesel	6.6
Portada	Portada110	Diesel	3.0

Conexión al sistema troncal en S/E Atacama 220 kV y
al sistema Adicional en SS/EE Mejillones y Capricornio 220kV

A.1) Descripción del sistema de subtransmisión STxA

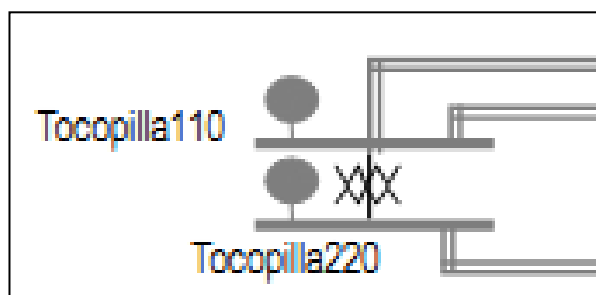
✓ Zona Sur_Calama y Tocopilla



La zona de Calama
Que se alimenta desde:
S/E Salar

Centrales que utilizan instalaciones STxA

Central	Barra	Tipo	MW
ValleVientos	Calama110	Eólica	90.0
Calama	Calama220	Solar	30.0
San Pedro	Calama220	Solar	101.0



La zona de Tocopilla
Que se alimenta desde:
Central Tocopilla (5/23kV)

En esta zona no hay centrales que
utilicen instalaciones del STxA.

A.2) Capacidades líneas de transmisión STxA

Línea	Con sol		Sin sol	
	Abr-Oct	Nov-Mar	Abr-Oct	Nov-Mar
	25°C	30°C	15°C	20°C
Arica 066->Tap Quiani 066	42	39	48	46
Ei1) Tap Quiani 066-Quiani-066->Parinacota 066	54	49	69	65
Ei1) Tap Quiani 066-Quiani-066->Quiani 066	54	49	69	65
Parinacota->Quiani	54	49	69	65
Parinacota 066->Chinchorro 066	54	49	69	65
Parinacota 066->Ei1) Parinacota-Pukara-066	54	49	69	65
Ei1) Parinacota-Pukara-066->Pukara 066	54	49	69	65
Parinacota->Pukara	54	49	69	65
Condores 220->Parinacota 220	197	166	283	263
Condores 110->Ei1) Condores-Pacifico-110	90	82	115	109
Ei1) Condores-Pacifico-110->Pacifico 110	90	82	115	109
Condores->Pacífico	90	82	115	109
Condores 110->Palafitos 110	90	82	115	109
Tap Alto Hospicio 110->Condores 110	90	82	115	109
Cerro Dragon 110->Tap Alto Hospicio 110	90	82	115	109
Tap Alto Hospicio 110->Alto Hospicio 110	90	82	115	109
Condores->Dragon-AltoHospicio	90	82	115	109
Tarapaca 220->Condores 220	197	166	283	263
Tap Off Mal Paso 110->Arica 110	34	32	40	38
Tap Off Vitor 110->Tap Off Mal Paso 110	34	32	40	38
Tap Off Cuya 110->Tap Off Vitor 110	34	32	40	38
Tap Off Chiza 110->Tap Off Cuya 110	34	32	40	38

A.2) Capacidades líneas de transmisión STxA

Línea	Con sol		Sin sol	
	Abr-Oct	Nov-Mar	Abr-Oct	Nov-Mar
	25°C	30°C	15°C	20°C
Tap Off Dolores 110->Tap Off Chiza 110	34	32	40	38
Cerro Balcon 110->Tap Off Dolores 110	34	32	40	38
Pozo Almonte 110->Cerro Balcon 110	34	32	40	38
PAlmonte->Arica	34	32	40	38
Pozo Almonte 066->Tamarugal 066	40	37	29	25
Lagunas 220->Pozo Almonte 220	189	159	274	254
Atacama 220->Esmeralda 220	197	166	283	263
Capricornio 110->El Negro 110	83	70	118	109
El Negro 110->Alto Norte 110	83	70	118	109
Capri->ANorte	83	70	118	109
Antofagasta 110->La Negra 110	78	66	109	101
Capricornio 110->Salar del Carmen 110	83	70	118	109
Salar del Carmen 110->Antofagasta 110	83	70	118	109
Capri->Antof	83	70	118	109
Esmeralda 110->Centro 110	90	82	115	109
Portada 110->Esmeralda 110	90	82	115	109
Esmeralda 110->Sur 110	90	82	115	109
Salar del Carmen 110->Uribe 110	90	82	115	109
Salar del Carmen 110->Esmeralda 110	90	82	115	109
Tap Desalant 110->Antofagasta 110	78	66	109	101
Pampa 110->Tap Desalant 110	78	66	109	101
Mejillones 110->Pampa 110	78	66	109	101
Mejillones->Antofagasta	78	66	109	101

A.3) Operación real centrales que utilizan instalaciones STxA

✓ Operación real año 2013

Central	Tipo	Pnom MW	Meses e/s	Energía GWh	Pmed MW	Factor planta
CD Arica	Diesel	14.1	12	14.7	1.7	0.119
Zofri	Diesel	12.5	12	9.8	1.1	0.090
CD Iquique	Diesel	42.0	12	10.9	1.2	0.030
Enaex	Diesel	2.7	12	0.3	0.0	0.014
Inacal	Diesel	6.6	12	21.6	2.5	0.373
Chapiquina	Hidro	10.1	12	44.0	5.0	0.497
Noracid	Cogen	17.0	12	120.7	13.8	0.810
La Huayca	Solar	30.0	12	2.4	0.3	0.009
El Aguila	Solar	2.0	6	2.1	0.5	0.237
ValleVientos	Eólica	90.0	1	0.0	0.1	0.001

✓ Factor de planta anual 2010 – 2013

Central	Tipo	Pnom MW	Factor de planta				P/S
			2010	2011	2012	2013	
CD Arica	Diesel	14.1	0.200	0.126	0.098	0.119	< Ene-10
Zofri	Diesel	12.5	0.159	0.097	0.074	0.090	< Ene-10
CD Iquique	Diesel	42.0	0.115	0.093	0.048	0.030	< Ene-10
Enaex	Diesel	2.7	0.023	0.014	0.006	0.014	< Ene-10
Inacal	Diesel	6.6	0.763	0.419	0.143	0.373	< Ene-10
Chapiquina	Hidro	10.1	0.478	0.454	0.549	0.497	< Ene-10
Noracid	Cogen	17.0	-	-	0.503	0.810	Sep-12
La Huayca	Solar	30.0	-	-	0.007	0.009	Oct-12
El Aguila	Solar	2.0	-	-	-	0.237	Jul-13
ValleVientos	Eólica	90.0	-	-	-	0.001	Dic-13

B. COSTOS UNITARIOS DE COMPONENTES Y SU ESTRUCTURA BASE (ANUALIDAD)

B.1) Estudios de mercado

✓ Equipos y materiales

- ❑ Los materiales más relevantes fueron obtenidos del «Estudio de Precios de Mercado de Equipos y Materiales de Subtransmisión para el Estudio tarifario 2014-2018», preparado por ALV & Asociados Consultores
- ❑ Los precios unitarios del Estudio de Mercado fueron comparados con la base de datos del consultor, para lo cual se escogieron los siguientes ítems:
 - Transformadores de poder (corresponden al 90% del monto total de esta obra)
 - Equipos de compensación (corresponde al 65% del monto total de esta obra)
 - Equipos primarios (corresponde al 50% del monto total de un paño)
 - Protección y control (corresponde al 25% del monto total de un paño)
 - Conductores (corresponde al 15% del monto total de una línea)
- ❑ De acuerdo a la comparación realizada, los precios unitarios del Estudio de Mercado son similares a los de la base de datos del consultor.
- ❑ Los precios faltantes de equipos y materiales se obtuvieron mediante cotizaciones directas con los fabricantes y/o los representantes nacionales de materiales de procedencia extranjera. Estos precios corresponden a materiales menores.

B.2) Recargos

✓ Metodología de cálculo de recargos

☐ Conceptos generales

- Para cada una de los tipos de obras, se definieron familias de recargos, las cuales fueron clasificadas en grupos con características representativas, de acuerdo a la experiencia del consultor.
- Las familias utilizadas fueron:
 - Paños 220 kV
 - Paños 110 kV
 - Paños 66 kV
 - Paños MT
 - Comunes de Patios
 - Comunes de Subestaciones
 - Transformadores mayores a 20 MVA
 - Transformadores menores a 20 MVA
 - Tramos de líneas entre 100 y 250 km
 - Tramos de líneas entre 50 y 100 km
 - Tramos de líneas entre 25 y 50 km
 - Tramos de líneas entre 5 y 25 km
 - Tramos de líneas entre 0 y 5 km
 - Equipos de compensación
- Para las distintas familias definidas, se definieron unidades normalizadas, las cuales están compuestas por equipos y materiales representativos de cada obra
- Para la determinación de recargos se considera la optimización del uso de recursos dentro de una misma obra

$$VI = [Cu \times (1 + Fl + B) + MO] \times (1 + Ing + Gg) \times (1 + Int) + BI + CE$$

B.2) Recargos

✓ Flete

- El recargo por flete se calculó como el cociente entre los costos de fletes a obra y el costo total de adquisición de todos los equipos y materiales
- El precio de transporte de materiales y equipos se determinó en función de la longitud y el peso a transportar. El valor promedio considerado fue de 0.56 USD/(t*km)
- Los materiales y equipos fueron clasificados de acuerdo a su procedencia, definiéndose tres tipos de transporte:
 - Local, desde los centros de distribución de la ciudad más cercana hasta la obra, válido para materiales menores, con una distancia estimada de 5 km
 - Puerto, desde el puerto hasta la obra, válido para equipos y conductor, con una distancia estimada de 118 km
 - Santiago, desde la capital hasta la obra, válida para materiales mayores, con una distancia estimada de 1740 km
- Para el caso de las líneas de transmisión, a las distancias estimadas, se agregó una distancia equivalente a un cuarto de longitud de la línea de transmisión ya que se considera que el material se acumula en el centro de la línea y se distribuye hacia ambos extremos con una longitud promedio de $\frac{1}{4}$ de la longitud de la línea.

B.2) Recargos

✓ Flete

Familia	Porcentaje del total de materiales			
	Flete Local	Flete Puerto	Flete Santiago	Total
Paño 220 kV	0.16%	0.47%	3.53%	4.16%
Paño 110 kV	0.16%	0.58%	2.56%	3.29%
Paño 66 kV	0.17%	0.66%	1.66%	2.49%
Paño MT	0.04%	0.17%	1.73%	1.95%
Comunes Patio	3.25%	0.06%	2.08%	5.39%
Comunes Subestación	0.00%	0.00%	0.72%	0.72%
Transformadores mayores a 20 MVA	0.08%	0.74%	0.00%	0.81%
Transformadores menores a 20 MVA	0.08%	0.78%	0.00%	0.86%
Tramos de líneas entre 100 y 250 km	2.86%	3.51%	0.52%	6.90%
Tramos de líneas entre 50 y 100 km	1.16%	2.72%	0.54%	4.42%
Tramos de líneas entre 25 y 50 km	1.89%	2.35%	0.23%	4.46%
Tramos de líneas entre 5 y 25 km	1.27%	2.25%	0.30%	3.83%
Tramos de líneas entre 0 y 5 km	0.24%	1.62%	0.96%	2.82%
Equipos de compensación	0.03%	0.49%	0.16%	0.68%

B.2) Recargos

✓ Bodegaje

- El recargo por bodegaje se calculó como el cociente entre los costos de bodegaje de la obra y el costo total de adquisición de todos los equipos y materiales
- Para cada una de las familias de recargos, se calculó el costo de bodegaje de acuerdo a:
 - Tiempo estimado de bodegaje (se considera un uso eficiente del tiempo de necesidad de bodega)
 - Superficie abierta requerida, con un valor mensual de 2,18 USD/m²
 - Bodega Cerrada de 107 m², con un valor mensual de 1254 USD/m²

Familia	Tiempo Bodegaje (meses)	Superficie Patio Abierto (m ²)	Bodegas Cerradas 107 m ² (c/u)	Total Mensual (USD)	Total costo de adquisición (USD)	Porcentaje sobre el Total de Materiales
Paño 220 kV	3	900	1	9648	422073	2.29%
Paño 110 kV	3	700	1	8340	209074	3.99%
Paño 66 kV	3	600	1	7686	158592	4.85%
Paño MT	2	400	1	4252	98024	4.34%
Comunes Patio	2	900	1	6432	490229	1.31%
Comunes Subestación	2	900	1	6432	241840	2.66%
Transformadores mayores a 20 MVA	2	1600	1	9484	557955	1.70%
Transformadores menores a 20 MVA	2	900	1	6432	303895	2.12%
Tramos de líneas entre 100 y 250 km	6	6400	1	91236	11346771	0.80%
Tramos de líneas entre 50 y 100 km	4	6400	1	60824	3860034	1.58%
Tramos de líneas entre 25 y 50 km	3	2500	1	20112	1305259	1.54%
Tramos de líneas entre 5 y 25 km	3	900	1	9648	643279	1.50%
Tramos de líneas entre 0 y 5 km	1	900	1	3216	204124	1.58%
Equipos de compensación	2	900	1	6432	203150	3.17%

B.2) Recargos

✓ Ingeniería

- El recargo por ingeniería se calculó como el cociente entre los costos de ingeniería de la obra y el costo total de instalaciones de subtransmisión de la obra (incluidos costos de adquisición, fletes, bodegaje y montaje)
- Para cada una de las familias consideradas, los costos de ingeniería incluyen:
 - Ingeniería conceptual
 - Ingeniería básica
 - Ingeniería de detalles

Familia	Ingeniería Conceptual (USD)	Ingeniería Básica (USD)	Ingeniería de Detalle (USD)	Total antes de Ing y GG (USD)	Porcentaje
Paño 220 kV	2202	8806	22136	584054	5.7%
Paño 110 kV	2202	6604	17709	291591	9.1%
Paño 66 kV	2202	6604	15496	221302	11.0%
Paño MT	2202	4403	11068	135441	13.0%
Comunes Patio	2202	15410	22013	836918	4.7%
Comunes Subestación	2202	15410	26416	400040	11.0%
Transformadores mayores a 20 MVA	2202	8806	13208	669222	3.6%
Transformadores menores a 20 MVA	2202	8806	8806	366149	5.4%
Tramos de líneas entre 100 y 250 km	2202	240382	66039	19552600	1.6%
Tramos de líneas entre 50 y 100 km	2202	103413	66039	6546099	2.6%
Tramos de líneas entre 25 y 50 km	2202	72960	66039	2213797	6.4%
Tramos de líneas entre 5 y 25 km	2202	57287	66039	1084056	11.6%
Tramos de líneas entre 0 y 5 km	2202	47020	66039	340948	33.8%
Equipos de compensación	2202	2202	33020	248937	15.0%

B.2) Recargos

✓ Gastos Generales

- El recargo por Gastos Generales se calculó como el cociente entre los gastos generales de la obra y el costo total de instalaciones de subtransmisión de la obra (incluidos costos de adquisición, fletes, bodegaje y montaje)
- Para cada una de las familias consideradas, los gastos generales se calcularon basados en :
 - 0.5% de «handling» sobre el costo de materiales y equipos más recargos de flete y bodegaje.
 - 15 % sobre el costo del montaje

Familia	Calculo GG (USD)	Total antes de Ing y GG (USD)	Porcentaje
Paño 220 kV	26670	584054	4.6%
Paño 110 kV	13589	291591	4.7%
Paño 66 kV	10328	221302	4.7%
Paño MT	6161	135441	4.5%
Comunes Patio	54785	836918	6.5%
Comunes Subestación	24981	400040	6.2%
Transformadores mayores a 20 MVA	19533	669222	2.9%
Transformadores menores a 20 MVA	10898	366149	3.0%
Tramos de líneas entre 100 y 250 km	1297697	19552600	6.6%
Tramos de líneas entre 50 y 100 km	424289	6546099	6.5%
Tramos de líneas entre 25 y 50 km	143513	2213797	6.5%
Tramos de líneas entre 5 y 25 km	69606	1084056	6.4%
Tramos de líneas entre 0 y 5 km	21603	340948	6.3%
Equipos de compensación	7929	248937	3.2%

B.2) Recargos

✓ Intereses Intercalarios

- El recargo por intereses intercalarios se calculó como el cociente entre el costo financiero de la obra y el costo total de instalaciones de subtransmisión de la obra
- La tasa de interés anual considerada se basó en un estudio de mercado realizado anteriormente por el consultor el cual fue validado con información de declaración de pasivos de empresas constructoras de transmisión, publicada por la SVS
- Para cada una de las familias consideradas, los intereses intercalarios se calcularon basados en :
 - Tasa de interés anual de 7%
 - Duración dependiendo del tipo de obra
 - Flujos característicos para construcción de estas obras

Familia	Plazo (meses)	% Total
Paño 220 kV	9	6.16%
Paño 110 kV	9	5.19%
Paño 66 kV	6	3.97%
Paño MT	3	2.51%
Comunes Patio	6	5.19%
Comunes Subestación	6	5.19%
Transformadores mayores a 20 MVA	4	6.16%
Transformadores menores a 20 MVA	3	4.79%
Tramos de líneas entre 100 y 250 km	18	5.76%
Tramos de líneas entre 50 y 100 km	12	4.91%
Tramos de líneas entre 25 y 50 km	6	4.27%
Tramos de líneas entre 5 y 25 km	4	3.52%
Tramos de líneas entre 0 y 5 km	3	2.48%
Equipos de compensación	3	4.79%

B.3) Determinación de costos de montaje

- ✓ Montaje
- ❑ El montaje fue calculado por tareas
- ❑ A cada tarea se le asignó un personal, maquinaria y herramientas, dependiendo del tipo de obra; y un rendimiento diario por unidad de medida del material
- ❑ El personal de montaje considera supervisión e inspección técnica
- ❑ Para el cálculo de la tarifa del personal, se utilizó la encuesta de remuneraciones de PWC, para empresas grandes. Se homologó y se escogió la remuneración correspondiente al percentil 50
- ❑ Para considerar el efecto tercerización, se incorporó la utilidad del contratista (10%)
- ❑ Para las tarifas de las maquinarias fueron consultadas empresas constructoras
- ❑ Algunos Resultados:

Tarea	Unid.	Rend. diario	Costo diario M. Obra (USD)	Costo diario Equipos (USD)	Cantidad HH Montaje	Valor HH Montaje (USD)
Montaje de estructuras metálicas						
Reticuladas	kg	8000	3821	1378	0.031	20.964
Tubulares	c/u	5	1065	1267	13.500	34.548
Montaje de aislación						
Cadenas de suspensión	c/u	12	2194	2171	14.625	24.876
Aislador	c/u	108	2194	2171	1.625	24.876
Anclajes	c/u	11	2194	2171	15.955	24.876
Tendido de conductores de energía						
Tendido	m	3500	3141	7339	0.068	44.035
Tensado	m	3500	3579	7544	0.076	41.815
Tendido de cables de guardia						
Tendido (cg)	m	2100	3141	7339	0.114	43.777
Tensado y flechado (cg)	m	2100	3579	7544	0.126	42.036

B.4) Capital de Explotación y Bienes Intangibles

Capital de Explotación

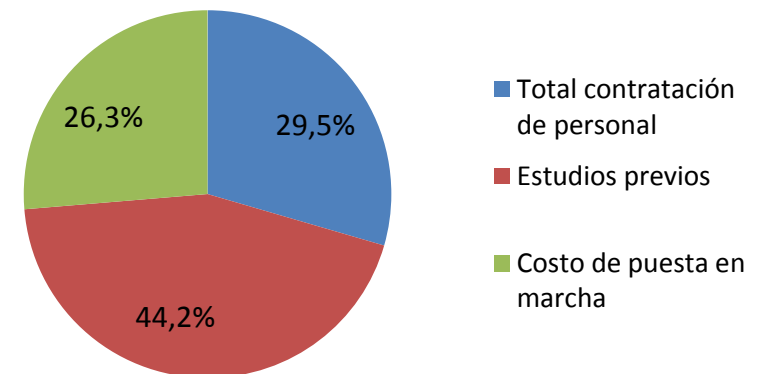
- El capital de explotación se determina como dos doceavos del costo adaptado anual de operación, mantención y administración de la inversión correspondiente.

Bienes Intangibles

- Los costos de contratación inicial de personal: se consideró dos meses de costo salarial sin compensaciones o beneficios.
- Los costos de puesta en marcha: son los costos de capacitación, operación y mantenimiento que surgen de la empresa optimizada a lo largo de un periodo de un mes.
- Los costos de los estudios previos: consideran los estudios técnicos, legales, económicos y financieros requeridos para la constitución de la sociedad y que asegure el cumplimiento de la normativa ambiental y de seguridad vigente.

Bienes intangibles	Año base (USDmiles)
Total contratación de personal	796.6
Estudios previos	1,191.6
Costo de puesta en marcha	710.0
Total Bienes intangibles	2,698.2
Capital de explotacion	2,417.2

Distribución de Bienes Intangibles Año Base



B.5) Terrenos y Servidumbres

❑ Instalaciones existentes año base

- Valores de terrenos y servidumbres, el valor del metro cuadrado corresponde al efectivamente pagado, ajustado a la superficie utilizada y reajustado por IPC.
- En el caso de instalaciones sin registro, el valor adoptado correspondió a se adoptó el valor efectivamente pagado en pesos por unidad de superficie del registro más antiguo del conjunto de registros de todas las empresas pertenecientes al sistema de subtransmisión, indexado por IPC.

❑ Instalaciones nuevas

- Para estas instalaciones, se estimó el valor de los derechos relacionados con el uso del suelo en base a un estudio de mercado realizado por una empresa especializada en gestión de terrenos y servidumbres.

Valores de terrenos y servidumbres (miles USD)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Terreno + Serv	18,188	18,419	18,509	18,588	18,664	20,778	26,876	26,953	26,976	26,976

C. COMA

C) Determinación del COMA de la empresa modelo implica:

- Dimensionamiento de los costos de administración
- Dimensionamiento de los costos de operación y mantenimiento
- Determinación de los bienes intangibles, muebles e inmuebles y capital de explotación

C.1) Dimensionamiento costos de administración

- ❑ **Costos de administración:** costos de los procesos centralizados y descentralizados que no incluyen actividades operativas de terreno: procesos de gerencia general, relaciones institucionales, legales, recursos humanos, auditoría y control de gestión, administración y finanzas, comercial y regulación, planificación técnica y normas, gerencia de explotación.
 - **Procesos centralizados:** de administración propiamente dicha, tales como auditoría y recursos humanos, y los de gestión técnica centralizados tales como ingeniería de mantenimiento.
 - **Procesos descentralizados:** de la gerencia de explotación, tales como Inspección y Gestión técnica de cuadrillas ; se realizan en los centros regionales (Antofagasta, Iquique y Arica).
- ❑ **Costeo de los recursos con personal propio:**
 - Cantidad de personal por área funcional y categoría en función del diseño organizacional y del organigrama.
 - Costeo considerando encuesta de remuneraciones.
- ❑ **Gastos Generales: los principales son**
 - Gastos del directorio en función de dietas y gastos de representación
 - Pago al panel de expertos y CDEC, asesorías, estudios
 - Comunicaciones e internet, mantenimiento sistemas informáticos,
 - Gastos en seguridad (vigilancia)
 - Gastos en seguros de bienes eléctricos y muebles e inmuebles.
 - Consumos de servicios básicos, gas, electricidad y agua.
 - Otros (Aseo y limpieza, mantención de áreas verdes, retiro de residuos).

C.2) Dimensionamiento costos de operación y mantenimiento

- ❑ Procedimiento de cálculo:
 - Identificar para cada Unidad Constructiva (UC) los principales componentes objeto de mantenimiento
 - Identificar para cada componente las actividades de operación y mantenimiento requeridas
 - Determinar las cantidades de personal, equipamiento, materiales y otros recursos y su valorización a precio de mercado.
- ❑ Tipos de mantenimiento y operaciones:
 - **Mantenimiento de emergencia o correctivo:** destinado a reponer el equipo en condiciones de normal funcionamiento luego de una falla. No es programable. Ej: rotura de un aislador de una línea.
 - **Mantenimiento preventivo:** sobre componentes en operación normal, para reducir la probabilidad de falla. Es programable. Ej.: lavado de aisladores de una línea.
 - **Mantenimiento predictivo:** reemplazo de componentes en función de parámetros de performance cuya tendencia indica deterioro.
 - **Mantenimiento detectivo:** tareas que se ejecutan en busca de fallas, también denominadas “check-list”, “test operativos” o pruebas funcionales. Ejemplo: chequeo del funcionamiento de protecciones.
 - **Operaciones:** Maniobras operacionales para cambiar la configuración de redes, realizar seccionamientos y ejecutar tareas especializadas. Estas tareas pueden ser programadas o por emergencias.
- ❑ Cálculo las cantidades de personal, materiales e insumos en cada tarea de OyM:
 - De acuerdo a la característica de cada evento se asigna una “cuadrilla tipo” predefinida en cantidad de operarios y calificación, y los materiales y recursos requeridos.
 - Con la frecuencia óptima de ocurrencia de cada tarea, la duración de la intervención de la cuadrilla más los tiempos de desplazamiento, se calcula la cantidad de personal, materiales e insumos para cada tarea de OyM.
 - Previa evaluación de conveniencia, se valorizaron las actividades de OyM, realizadas por un contratista eficiente, con remuneraciones de mercado y un margen para cubrir gastos de administración y utilidades.

C.2) Dimensionamiento costos de operación y mantenimiento

- Las frecuencias óptimas para cada instalación y tipo constructivo consideraron los antecedentes de procesos de costeo similares , adaptadas y ajustadas al contexto operacional de cada empresa de referencia.
- Las frecuencias de mantenimiento dependen, entre otras, de las siguientes variables:
 - Características de diseño y constructivas de las instalaciones y edad promedio de los activos.
 - Recomendaciones de los fabricantes de los equipos.
 - Tasas de fallas por tipo de instalación.
 - Requerimientos de seguridad.
 - Condiciones del entorno: temperatura, nivel de descargas atmosféricas, contaminación salina, industrial, polvo, presencia de aves que causan fallas, etc.
 - Capacitación y experiencia de operación y mantenimiento.

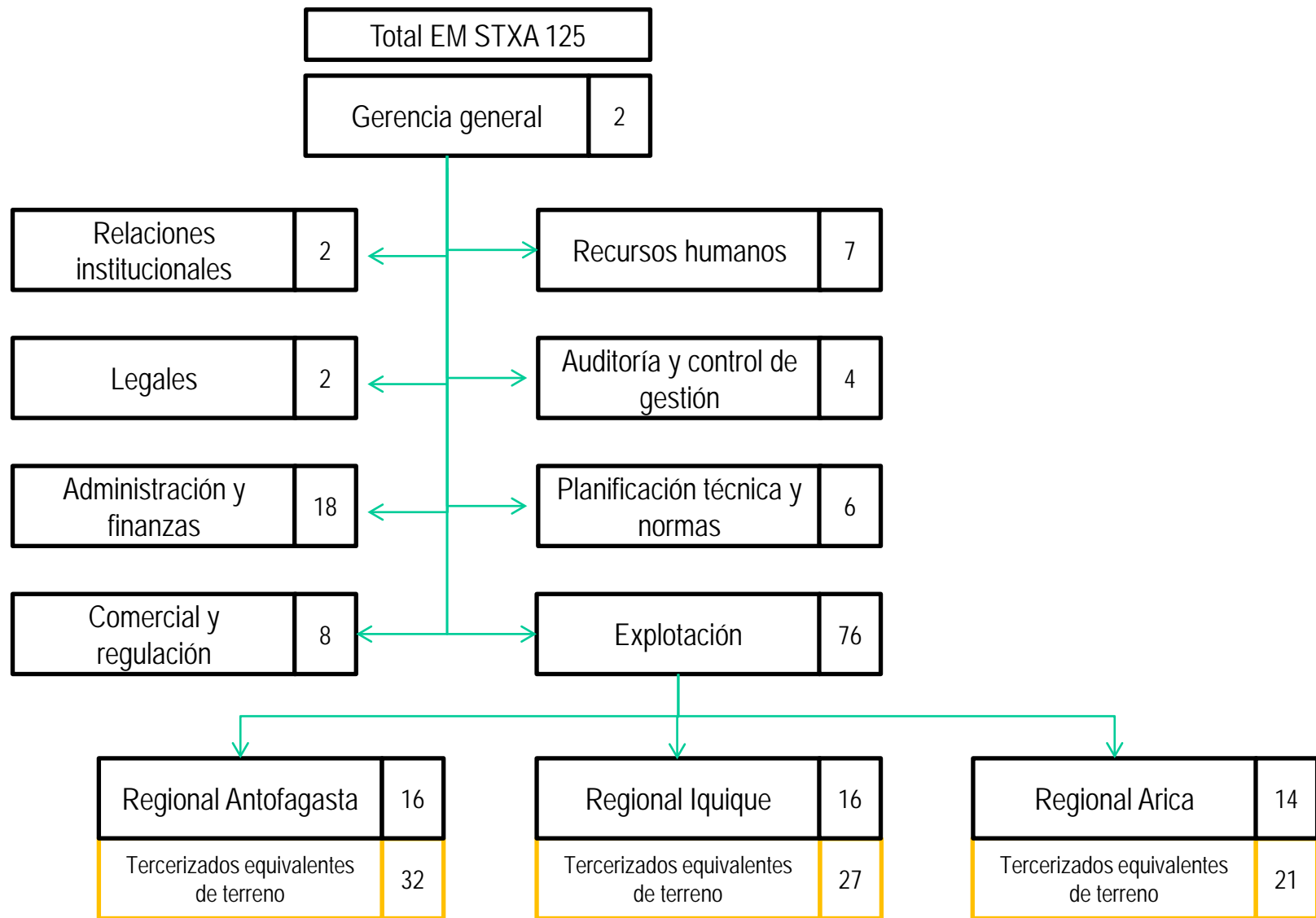
C.3) Metodología para la determinación de remuneraciones

- Se utilizó la encuesta de remuneraciones realizada por PWC, para:
 - Empresa MEDIANA con ingresos por ventas entre \$ 10 mil y \$ 35 mil millones anuales.
 - Se consideró de la encuesta la Remuneración Bruta: suma de los pagos en dinero.
 - Como estadígrafo se utilizó el promedio ponderado, que representa una condición media del mercado para los perfiles requeridos en los cargos de la empresa modelo, excepto puestos técnicos.
 - Las empresas eléctricas que operan en el STX-A, enfrentan una competencia por los recursos humanos para los puestos técnicos dada especialmente por las empresas mineras. Por ello, se utilizó el percentil 75 para los puestos técnicos, el que refleja mejor las remuneraciones de mercado.
 - Para obtener el costo laboral total en que debe incurrir la empresa se deben incorporar a la remuneración bruta las obligaciones legales vigentes.
 - Beneficios adicionales: el criterio aplicado fue considerar que el beneficio se incluye cuando es pagado por más del 50% de las empresas de la encuesta general.
- Criterio de homologación de cargos:
 - Identificación de las funciones y responsabilidades asociadas a cada cargo de EM
 - Identificación del cargo representativo en la encuesta acorde al punto anterior. Si la encuesta para empresa mediana no tiene el cargo este se escoge de la Encuesta General.

C.4) Bienes Muebles e Inmuebles

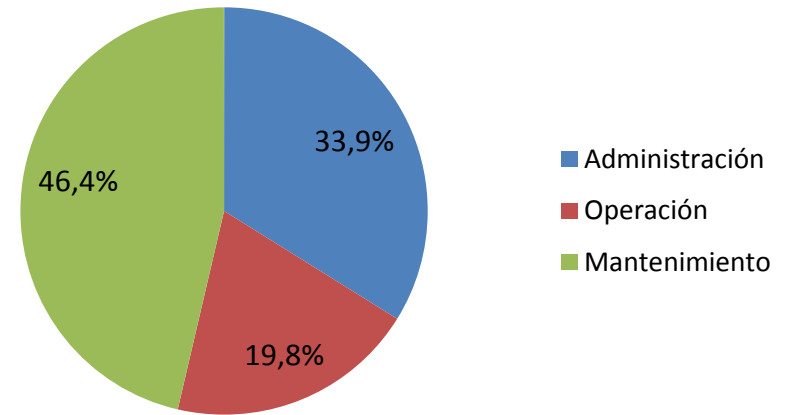
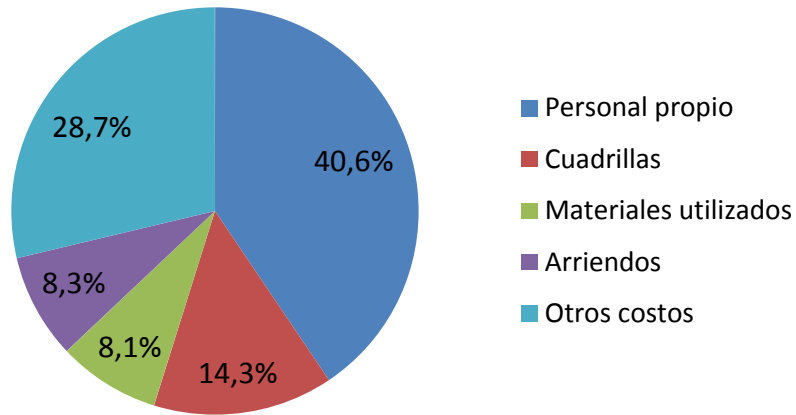
- ❑ Edificios: se determinaron los m2 para cada área funcional con estándares eficientes.
- ❑ Vehículos: corresponden a los equipos y vehículos de transporte y carga que fueron definidos en función de la cantidad de cuadrillas de operación y mantenimiento
- ❑ Bodega y talleres: los m2 eficientes en función de la cantidad de bodegas requeridos para almacenamiento y teniendo en cuenta el despliegue territorial de los activos.
- ❑ Comunicación: corresponde a los equipos de comunicación que fueron determinados para la óptima comunicación entre las cuadrillas y los centros operativos
- ❑ Computación: corresponde al hardware y equipos de computación.
- ❑ Licencias y Software: corresponden a las licencias y elementos de software, que fueron determinados para la óptima gestión de las áreas técnicas y administrativa.
- ❑ Equipamiento específico de bodega y maestranza

C.5) Resultados: Organigrama



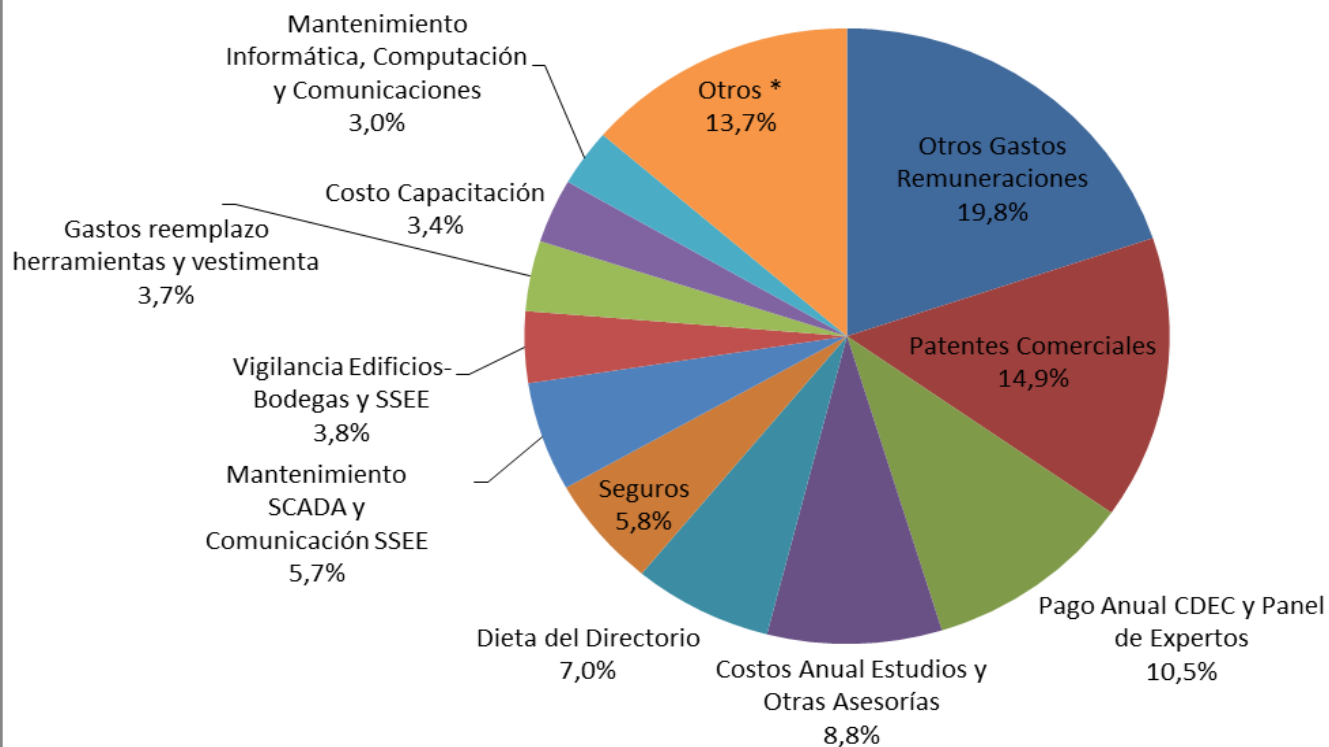
C.5) Resultados: Costos Operación, Mantenimiento y Administración

COMA Año Base (miles USD)	Personal Propio	Cuadrillas	Materiales utilizados	Arriendos	Otros costos	Costos Totales
Costos de Administración	2,347.2	-	-	9.3	2,556.1	4,912,6
Costos de Operación	1,672.1	213.5	45.2	254.0	683.1	2,867.9
Costos de Mantenimiento	1,862.0	1,858.9	1,130.7	945.1	926.0	6,722.7
Total COMA	5,881.3	2,072.5	1,175.9	1,208.4	4,165.2	14,503.2



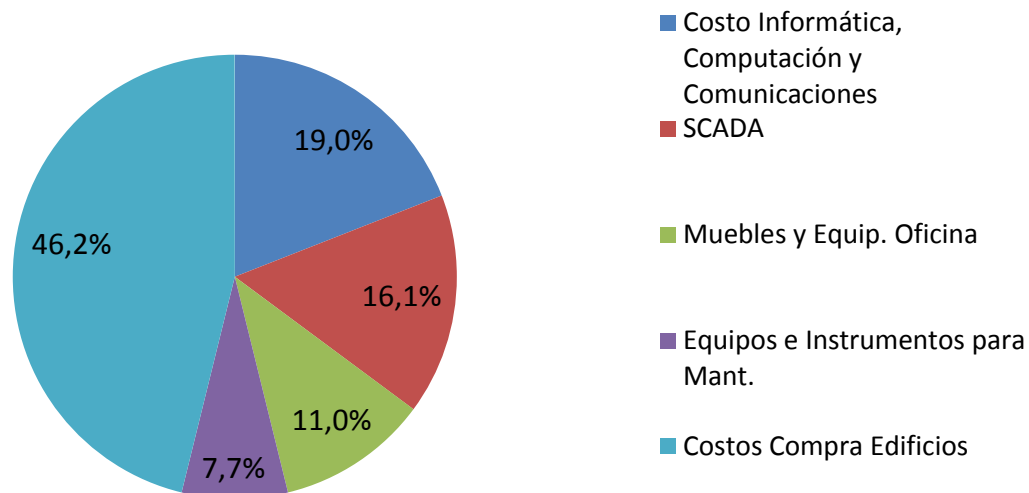
C.5) Resultados: Otros costos

Otros costos de operación, mantenimiento y administración



C.5) Resultados: Bienes Muebles e Inmuebles

Bienes M&I	Año base 2013 (miles USD)
Costo Informática, Computación y Comunicaciones	1,694.1
SCADA	1,434.3
Muebles y Equip. Oficina	977.0
Equipos e Instrumentos para Mant.	685.7
Costos Compra Edificios	4,106.9
Total B M&I	8,898.0



D. ADAPTACIÓN DEL SISTEMA

D.1) Instalaciones prescindibles

✓ Criterio

❑ Instalaciones prescindibles: aquellas cuya inexistencia no alteraría significativamente suficiencia ni seguridad de servicio en año base (2013), manteniéndose suministro de demanda en cumplimiento de la NTSyCS.

❑ 1a. etapa

- Para cada instalación: se verifica si eliminación produce restricción de suministro, incluso considerando reconfiguraciones topológicas o redespacho de unidades, **con independencia de consideraciones económicas** → Instalación califica como imprescindible. En caso contrario, instalación es potencialmente prescindible.

❑ 2a. etapa

- Para cada instalación potencialmente prescindible: se verifica si su eliminación, junto a la eliminación de cualquier otra instalación potencialmente prescindible produce restricción de suministro → Instalación califica como imprescindible.

❑ 3a. etapa

- Considerando sólo instalaciones calificadas como imprescindibles: Se verifica si el sistema se puede operar en condiciones normales sin restricciones de suministro y dando cumplimiento a la NTSyCS.
- Si ello no es posible, se recalifican como imprescindibles aquellas instalaciones que permiten eliminar restricciones o incumplimientos.

✓ **Resultados : No hay instalaciones prescindibles en el STx-A**

D.2) Instalaciones optimizadas

✓ Criterio

❑ Reducir capacidad de transporte o transformación para cumplir suficiencia del sistema y exigencias de la NTSyCS para el abastecimiento de la demanda del horizonte de planificación (2014-2023).

❑ Líneas de transmisión: Se realizó respetando el material del conductor actual. El conductor optimizado en términos de suficiencia debe ser el de mayor diámetro que resulte de comparar :

- El diámetro mínimo por efecto corona para la tensión nominal de la línea de transmisión.
- La sección necesaria para que capacidad de corriente del conductor sea mayor que corriente máxima prevista hasta el 2023.

Se verificaron exigencias impuestas por condiciones de emergencia en aquellas líneas que operan normalmente en forma enmallada, de manera que la capacidad optimizada permitiera servir la demanda con alguno de sus extremos o secciones intermedias abiertas por indisponibilidad.

❑ Transformadores: Capacidad optimizada = mínimo entre capacidad máxima actual del transformador y capacidad necesaria para el flujo máximo previsto hasta el año 2023. Capacidad resultante se aproximó a la capacidad normalizada de fabricación para la tensión primaria correspondiente.

En los casos de dos o tres transformadores en paralelo, se consideró que la barra del lado de baja opera cerrada y que la carga se reparte naturalmente de acuerdo a la impedancia de cada transformador.

D.2) Instalaciones optimizadas

✓ Resultados

☐ Líneas de transmisión optimizadas: 11 de las 34 líneas analizadas.

Línea	Voltaje kV	Conductor actual	Conductor Optimizado
Pozo Almonte - Tamarugal	66	Penguin	Swan
Tap Quiani - Parinacota	66	Cairo	Ames
Parinacota - Chinchorro	66	Cairo	Amherst
Parinacota - Pukara	66	Cairo	Amherst
Condores - Pacifico	110	Cairo	Azusa
Condores - Palafitos	110	Cairo	Ames
Condores - Tap Alto Hospicio	110	Cairo	Alliance
Tap Alto Hospicio - Cerro Dragon	110	Cairo	Azusa
Tap Alto Hospicio - Alto Hospicio	110	Cairo	Ames
Esmeralda - Portada	110	Cairo	Azusa
Esmeralda - Sur	110	Cairo	Ames

D.2) Instalaciones optimizadas

✓ Resultados

☐ Transformadores optimizados: 7 de los 33 transformadores analizados.

Transformadores	MVA FA actual	MVA OA actual	FA normlz	OA normlz
Condores 220->Condores 110	195.0	150.0	120.0	96.0
Palafitos 110->Palafitos 13.8	33.0	25.0	30.0	18.0
Pozo Almonte 110->Pozo Almonte 066	30.0	20.0	25.0	15.0
Lagunas 220->Lagunas 023	24.0	18.0	10.0	8.0
Uribe 110->Uribe 023	21.0	16.0	5.0	4.0
Pozo Almonte 220/110/13.8	100.0	80.0	75.0	45.0
Parinacota 220->Parinacota 066	120.0	96	75.0	45.0

D.3) Adaptación técnico-económica

✓ Criterios

❑ Criterios Técnicos

- Abastecer la demanda en todo el período de planificación
- Cumplir exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la NTSyCS

❑ Criterios Económicos

- Minimizar costo esperado de inversión, operación, mantenimiento, administración y falla del sistema de subtransmisión

❑ Decisión de fecha óptima: Año en que Costo ENS sin proyecto > Anualidad Inversión

✓ Actividades

❑ Adaptación líneas de transmisión existentes: Verificando que sección del conductor resultante sea la más económica para su uso previsto, tal que la densidad de corriente no esté sobre el rango económico según material.

❑ Adaptación capacidad y número de transformadores de poder: Considerando tasas y duración de fallas que los pueden afectar y verificando si costos de energía no suministrada (ENS) justifican modificar capacidad optimizada o agregar unidades.

❑ Adaptación de los patios de 220 kV para permitir el mantenimiento de interruptores manteniendo en operación los equipos asociados.

❑ Verificación de la operación durante el período de planificación y detección de eventuales problemas de sobrecargas o violaciones de la NTSyCS → Definir alternativas de refuerzo, evaluar sus costos de inversión, operación, mantenimiento y falla y determinar la solución más económica.

D.3) Adaptación técnico-económica

✓ Costo de falla

- ❑ Valor del costo de falla de corta duración para el SING, definido en la NTSyCS, es igual a 14,738 US\$/kWh.

✓ Índices de indisponibilidad forzada de instalaciones y equipos de transmisión

- ❑ Líneas de transmisión:

Vnom kV	HFOR	FFOR	total km muestra estadística
66	10.40	3.26	442
110	9.37	2.83	1736
220	22.30	0.76	3182

- Valores HFOR (horas promedio anual) y FFOR (número de interrupciones promedio anual) corresponden a líneas de 100 km. Para líneas de otra longitud, se supuso valores directamente proporcionales a la longitud.
- Se obtuvieron a partir de índices determinados por CDEC-SIC y SING, considerando muestra estadística que incluye todas las líneas de la misma tensión pertenecientes al STxA y STxB, cuyas longitudes suman los km que se indican. En el caso de 220 KV, se incluyen 2750 km de líneas troncales de la zona Quillota – Diego de Almagro.

HFOR	FFOR
7.27	0.16

- ❑ Transformadores de poder:

- HFOR se obtuvo a partir de índices determinados por CDEC-SIC y SING, considerando muestra estadística que incluye 782 transformadores del STxA, STxB y otras Empresas Eléctricas del SIC, de tensiones nominales primarias 220, 154, 110 y 66 kV.
- FFOR se obtuvo considerando el conjunto de 873 transformadores de 220, 110 y 66 kV del SIC y del SING.

D.3) Adaptación técnico-económica

✓ Adaptación líneas de transmisión existentes

- ❑ Se concluye que todas las líneas del sistema mantienen sus características actuales, ya sea por razones de suficiencia o porque los conductores actuales tienen secciones inferiores o iguales a las que serían económicas para las transmisiones que enfrentan.

✓ Adaptación de capacidad y número de transformadores de poder

- ❑ Actualmente hay 36 transformadores con una capacidad total de 1415 MVA OA
- ❑ Se concluye que es necesario instalar 23 transformadores adicionales que totalizan 322 MVA OA, para lo cual se presenta el programa de instalación siguiente:

TRANSFORMADORES	Programa ideal		Programa de Ampliaciones propuesto		
	x cfcd	x suficiencia	OA	FA	fecha prog
Alto Hospicio 110->Alto Hospicio 13.8	2013	2013	12.0	16.0	2014
Tarapaca 11.5->Tarapaca APL 13.8	2013	2020	2.0	2.5	2016
Tocopilla 005->Tocopilla 023	2013	2013	8.0	8.0	2014
La Negra 110->La Negra 023	2013	2016	16.0	20.0	2016
La Portada 110->La Portada 023	2013	2014	16.0	20.0	2014
Mejillones 023->Mejillones 13.8	2013	2015	16.0	16.0	2015
Condores 220->Condores 110	2013	NO	80.0	100.0	2017
Chinchorro 066->Chinchorro 13.8	2013	2017	16.0	20.0	2017
Pacifico 110->Pacifico 13.8	2013	2020	15.0	25.0	2017
Cerro Dragon 110->Cerro Dragon 13.8	2013	2021	15.0	25.0	2017
Palafitos 110->Palafitos 13.8	2013	NO	16.0	20.0	2018
Pozo Almonte 110->Pozo Almonte 066	2013	NO	15.0	25.0	2018
Sur 110->Sur 13.8	2013	2022	12.0	16.0	2018

D.3) Adaptación técnico-económica

✓ Adaptación de capacidad y número de transformadores de poder (cont)

TRANSFORMADORES	Programa ideal		Programa de Ampliaciones propuesto		
	x cfcd	x suficiencia	OA	FA	fecha prog
Quiani 066->Quiani 13.8 I y II	2013	2020	3.0	4.0	2019
Lagunas 220->Lagunas 023	2013	NO	8.0	10.0	2019
Antofagasta 110->Antofagasta 13.8	2013	2023	12.0	16.0	2019
Tamarugal 066->Tamarugal 023	2013	NO	8.0	10.0	2020
Centro 110->Centro 023 I y II	2014	2022	15.0	25.0	2020
Vitor 110/13.8	2014	2020	4.0	5.0	2020
Pukara 066->Pukara 13.8 I y II	2017	NO	5.0	7.0	2021
Calama 100->Calama 023 I y II	2014	2022	16.0	20.0	2021
Uribe 110->Uribe 023	2013	NO	4.0	5.0	2021
Pozo Almonte 023->Pozo Almonte 13.8	2013	NO	8.0	10.0	2022

✓ Adaptación patios de 220kV para cumplimiento NTSyCS

- ☐ Para posibilitar efectuar mantenimiento de los interruptores de 220 kV sin retirar de servicio la instalación correspondiente:

SUBESTACIÓN	OBRA	FECHA
Parinacota	Agregar paño adicional de 220 kV para poder hacer mantenimiento de interruptor JT1.	Jun 2016
Cóndores	Agregar BT y un paño acoplador de 220 kV para poder hacer mantenimiento de los interruptores JT1 y J2 (no existe interruptor en llegada de línea desde Tarapacá)	Jun 2016
Pozo Almonte	Agregar un paño adicional de 220 kV para poder hacer mantenimiento del interruptor JT2 (no existe interruptor en llegada de línea de 220 kV desde Lagunas).	Jun 2016
Esmeralda	Agregar un paño adicional de 220 kV para poder hacer mantenimiento del interruptor JT1.	Jun 2016

D.3) Adaptación técnico-económica

✓ Alternativas de ampliación zona Arica

- ❑ La modalidad actual de operación considera dos áreas que normalmente se alimentan separadamente: la abastecida desde S/E Parinacota y la abastecida desde Pozo Almonte 110 kV. El respaldo mutuo entre ambas áreas actualmente se provee a través de una unión que se habilita en Tap Quiani entre la línea de 66 KV Parinacota – Quiani y la línea de 66kV S/E Arica –Central Diesel Arica.
- ❑ Casi totalidad del consumo está alimentado desde S/E Parinacota
- ❑ El respaldo que puede brindar la línea 110 kV Pozo Almonte – Arica, frente a fallas de la línea de 220 kV Cóndores – Parinacota no supera los 24 MW
- ❑ El respaldo adicional que puede darse corresponde a los excedentes de Central Chapiquiña (del orden de 2 MW) y al aporte de Central Diesel Arica que alcanza a los 14 MW.

D.3) Adaptación técnico-económica

✓ Alternativas de ampliación zona Arica

□ Las alternativas evaluadas se presentan en la siguiente tabla:

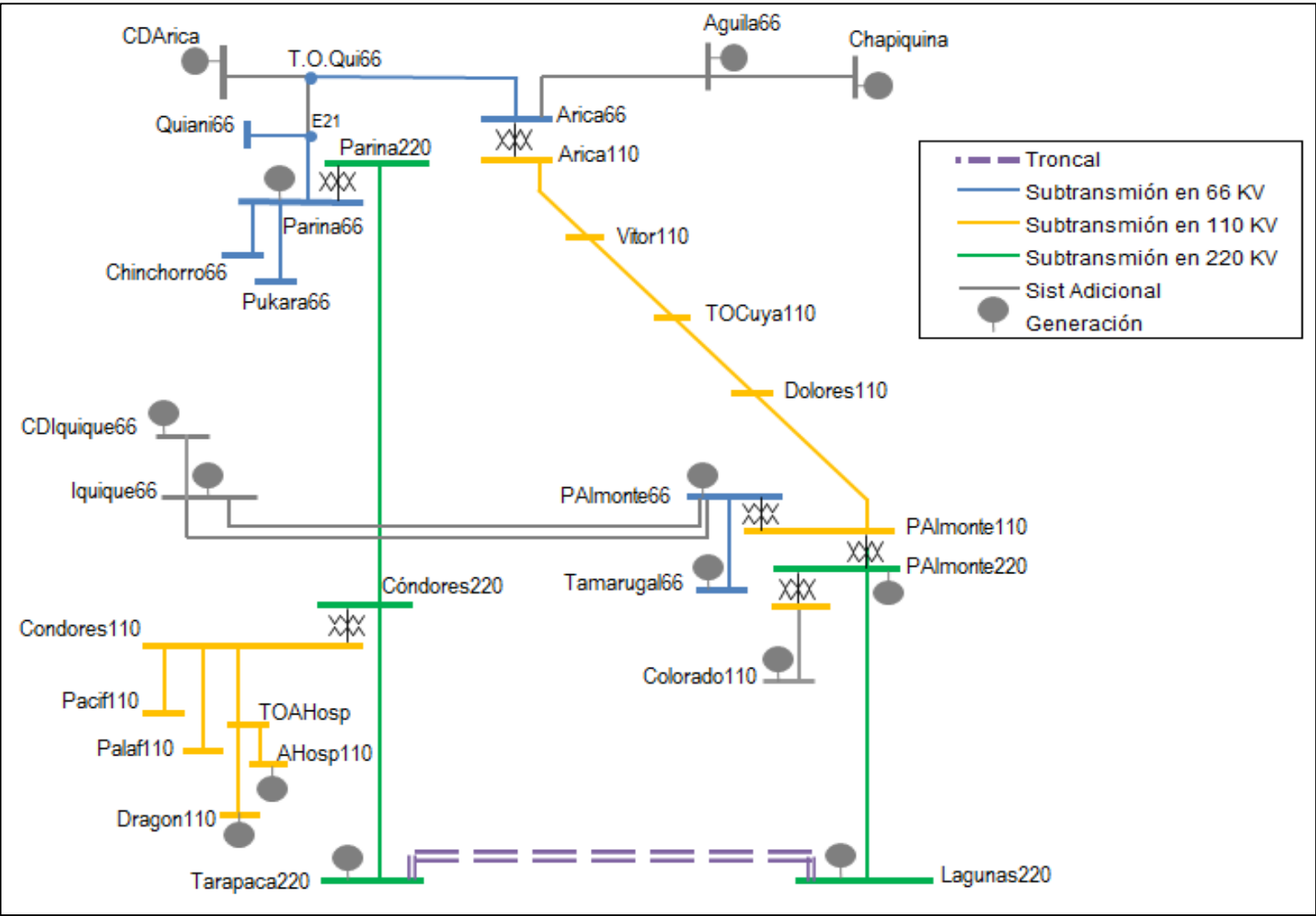
Alternativa	Descripción	Plazo años	Costo MUS\$
1	Construcción de un segundo circuito de 1x220 kV Cóndores - Parinacota, 222.2 km	5	63.050
2	Construcción de un circuito de 1x220 kV Pozo Almonte - Parinacota, 216 km	5	61.514
3	Etapa 1: Construcción de una línea de doble circuito Pozo Almonte – Parinacota de 110 kV, con 1 circuito tendido inicialmente, un transformador 110/66 kV, 30 MVA en S/E Parinacota y un Statcom de 20 MVAR, 66 kV en S/E Parinacota.	5	57.146
	Etapa 2: Tendido del segundo circuito en la línea de doble circuito Pozo Almonte – Parinacota de 110 kV, un transformador segundo transformador 110/66 kV, 30 MVA en S/E Parinacota.	-	20.576

□ Entre la alternativa 1 y 2 se prefiere la 2, por su menor longitud y por la ventaja de provenir de una subestación alternativa, que permitiría mantener el suministro a S/E Parinacota en caso de una falla en barra de S/E Cóndores.

□ La alternativa 2 se compara con la Etapa 1 de la alternativa 3

D.3) Adaptación técnico-económica

✓ Zona Norte_Arica e Iquique



D.3) Adaptación técnico-económica

✓ Alternativas de ampliación zona Arica

- Si no se considera disponible la Central Diesel Arica hasta el fin del horizonte, la solución de 110 kV, Etapa 1 de la Alternativa 3, no permite evitar totalmente el racionamiento, hasta la implementación de la Etapa 2 del proyecto.
- Las alternativas analizadas, incluyendo los costos de racionamiento (sin CD Arica) hasta el fin del horizonte tienen un valor presente actualizado al 1 Enero 2019 igual a:

valores en MUS\$	VI	COMA	CFCD	Total
Alt 2	61.514	4.128	0.019	65.661
Alt 3 Etapa 1	57.146	4.814	1.175	63.135

- No obstante resultar más cara la Alternativa N°2 (nueva línea de 220 kV Pozo Almonte – Parinacota), ella se recomienda ya que la alternativa 3 etapa 1 no elimina totalmente el racionamiento esperado y requerirá a futuro la habilitación de la segunda etapa, la cual debería postergarse por más de 20 años para que esa alternativa resultara más conveniente.

D.3) Adaptación técnico-económica

✓ Alternativas de ampliación zona Iquique

- La modalidad actual de operación considera que el total de los consumos se alimentan exclusivamente desde la S/E Cóncores 220/110 kV, 150/195 MVA OA/FA. No se cuenta con una vía de respaldo que permita recuperar los consumos, salvo un mínimo apoyo a través de antiguos alimentadores de 13.8 kV desde la Central y la S/E Iquique.
- Las alternativas evaluadas se presentan en la siguiente tabla:

Alternativa	Descripción	Plazo años	Costo MUS\$
1	P1 Tendido segundo Circuito 1x220 Tarapacá-Cóncores	1.5	16.950
	P2 Ampliación segundo Transformador Cóncores 220/110 kV	2	
2	P1 Tendido segundo Circuito 1x220 Tarapacá-Cóncores	1.5	20.171
	P3 Utilización circuito 2 Pozo Almonte -Cóncores en 110 kV	1.5	
3	P1 Tendido segundo Circuito 1x220 Tarapacá-Cóncores	1.5	19.683
	P4 Utilización circuito 2 Iquique -Cóncores en 110 kV y Transformador 110/66 kV en Iquique	1.5	
4	P3 Utilización circuito 2 Pozo Almonte -Cóncores en 110 kV	1.5	13.453
	P4 Utilización circuito 2 Iquique -Cóncores en 110 kV y Transformador 110/66 kV en Iquique	1.5	

D.3) Adaptación técnico-económica

✓ Alternativas de ampliación zona Iquique

- Las alternativas analizadas, incluyendo los costos de racionamiento asociados hasta el fin del horizonte tienen un valor presente actualizado al 1 Enero 2016 igual a:

valores en MUS\$	VI	COMA	CFCD	Total
Alt 1	16.950	2.282	0.364	19.596
Alt 2	20.171	2.631	0.528	23.330
Alt 3	19.683	2.708	0.685	23.076
Alt 4 con CD Arica	13.453	2.058	1.304	16.815
Alt 4 sin CD Arica	13.453	2.058	4.255	19.766

- Se recomienda la alternativa 1 (2^{do} circuito Tarapacá – Cóndores y 2^{do} transformador Cóndores), pese a que en el período de análisis aparece como más cara que la Alternativa 4 (con CD Arica), ya que no resulta razonable seguir dependiendo de la disponibilidad de la CD Arica para reducir los racionamientos que se continuarían produciendo en Arica ante fallas que afecten al único circuito de 220 kV Tarapacá – Cóndores en el período previo a la puesta en servicio del circuito de 220 kV Pozo Almonte – Parinacota en Enero 2020.
- No se justifica postergar la instalación del 2^{do} transformador en Cóndores por cuanto la anualidad de dicha inversión es inferior a los costos esperados de racionamiento asociados a la indisponibilidad del transformador actual.

D.3) Adaptación técnico-económica

✓ Alternativas de ampliación zona Antofagasta

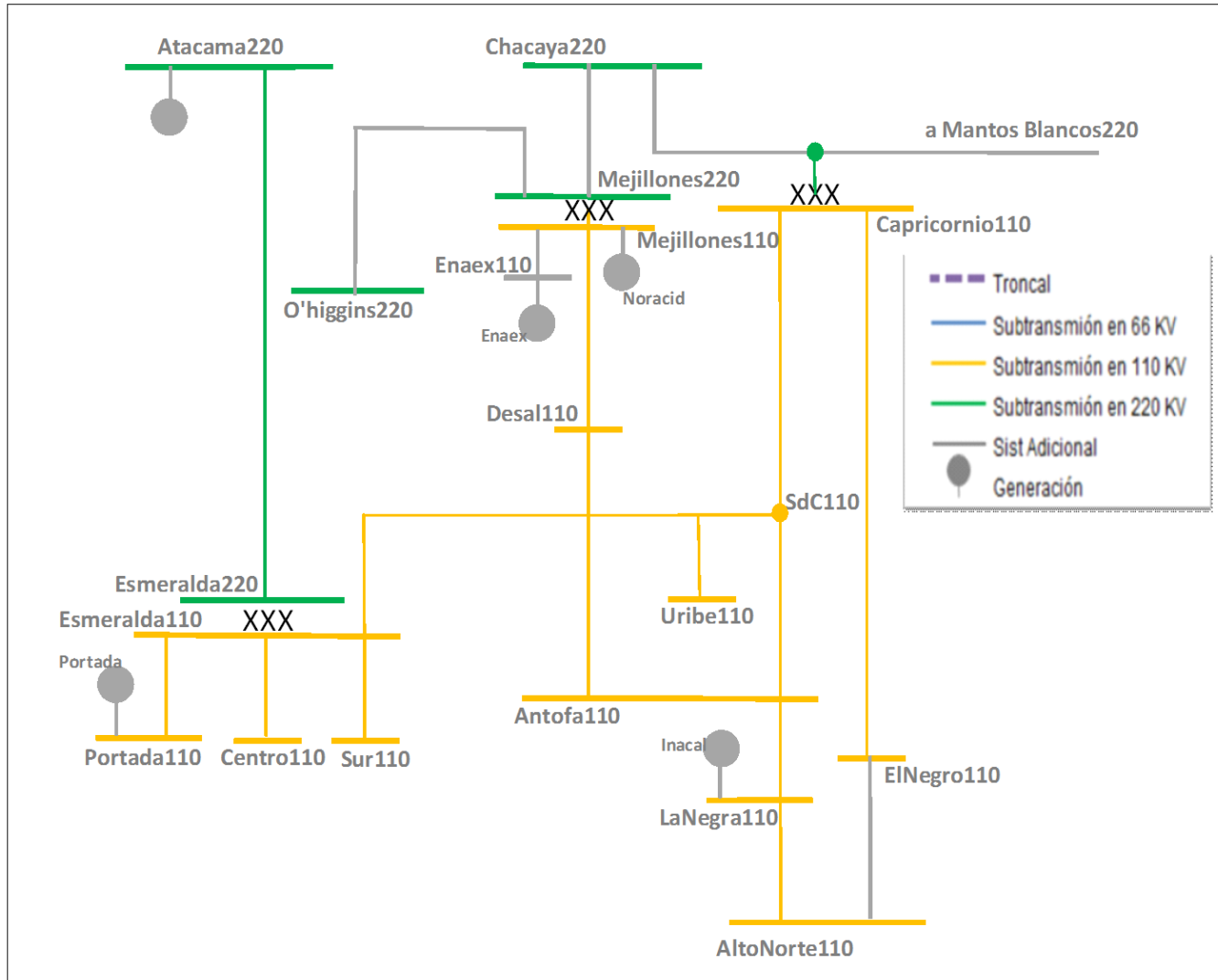
- ❑ La modalidad actual de operación considera dos áreas que normalmente se alimentan separadamente: la abastecida desde S/E Esmeralda (SS/EE Centro, Sur y La Portada) y la abastecida desde la barra de 110 kV de S/E Mejillones y desde la S/E Capricornio (Desalant, Antofagasta, La Negra, Alto Norte y El Negro).
- ❑ El respaldo mutuo entre ambas áreas se provee a través de una unión que se habilita en Salar del Carmen (en el cruce entre el alimentador Esmeralda-Urbe y la línea Capricornio-Antofagasta), siendo el área abastecida de Esmeralda la que presenta déficit ante simple contingencia.
- ❑ Las opciones consideradas para proveer de un apoyo directo a la S/E Esmeralda 220 kV son:

opción	Descripción	Plazo años	Costo MUS\$
1	Construcción de un segundo circuito de 1x220 kV Atacama – Esmeralda, 70 km	4	21.500
2	Construcción de un circuito de 1x220 kV O'Higgins – Esmeralda, 18 km	4	8.500

- ❑ La opción 2, más barata, se comparó con las alternativas de reforzar el abastecimiento de Antofagasta mediante la instalación de un segundo transformador 220/110 KV en la S/E Capricornio, o bien en la S/E La Negra.
- ❑ Las tres alternativas en estudio se evaluaron considerando una segunda etapa que en definitiva no se justificó económicamente.

D.3) Adaptación técnico-económica

✓ Zona Sur_Antofagasta



D.3) Adaptación técnico-económica

✓ Alternativas de ampliación zona Antofagasta

□ El siguiente cuadro muestra la evaluación de las tres alternativas:

		Valores en MUS\$ actualizados a 1/1/2019			
Alternativas	Etapa 1	VI	COMA	CFCD	Total
Alt1 o Alt2	S/E La Negra	14.000	1.628	0.617	16.244
Alt3 o Alt4	S/E Nva Capricornio	16.328	1.818	0.744	18.889
Alt5 o Alt6	LO'Higgins-Esmeralda	8.500	0.781	1.844	11.125

- Se concluye que la Alternativa más recomendable es la construcción del proyecto Línea O'Higgins – Esmeralda, 1x220 kV, 18 km.
- En el análisis se comprobó que la ampliación de la capacidad transformadora en Esmeralda aparece como la alternativa más atractiva para desarrollar a continuación, aunque no se justifica económicamente dentro del horizonte de análisis.

D.3) Adaptación técnico-económica

✓ Alternativas de ampliación zona Antofagasta

Línea Antofagasta – Esmeralda 110 kV

- Adicionalmente, se evaluaron las siguientes alternativas complementarias:

Alternativa	Descripción	Plazo años	Costo MUS\$
1	Construcción de nueva S/E Salar del Carmen	4	3.600
2	Construcción de línea de 1x110 kV Antofagasta - Esmeralda, 4 km	4	4.302

- Ante falla del suministro desde Esmeralda, el apoyo máximo desde Salar del Carmen estaría limitado por la capacidad de la línea Salar del Carmen – Esmeralda.
- Los costos de ENS en que se incurriría debido a está limitación serían, en MUS\$:

VPN 2018	2018	2019	2020	2021	2022	2023
0.790	0.021	0.052	0.107	0.203	0.345	0.524

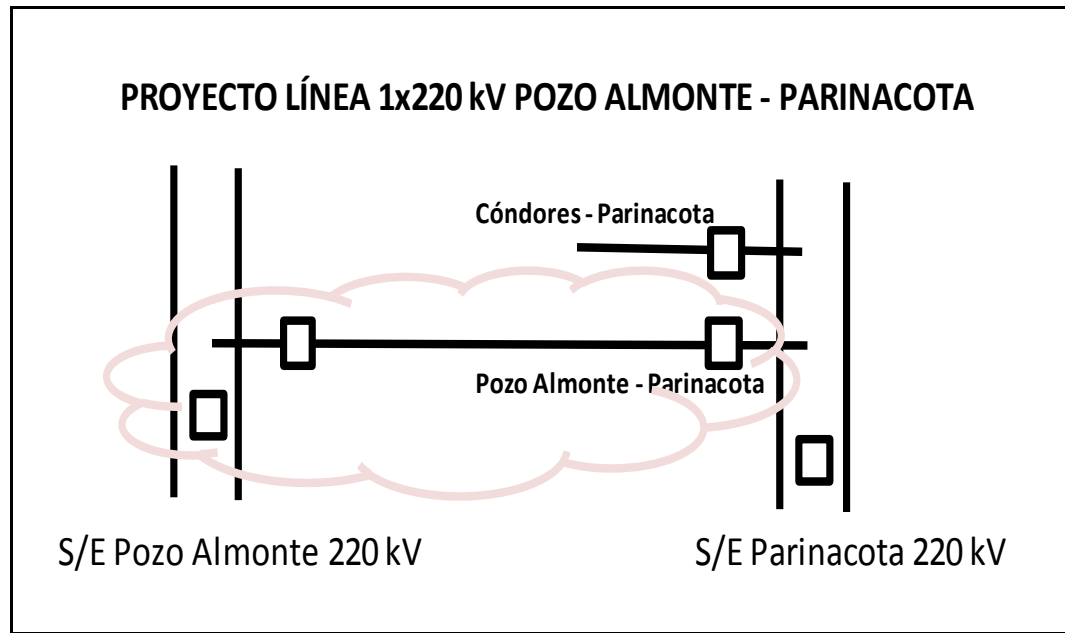
- Por lo anterior, se recomienda la construcción de la línea Antofagasta – Esmeralda 110kV, dado que presenta ventajas operativas y además sería la vía para respaldar desde Esmeralda hacia Antofagasta, ante falla de suministro desde Mejillones o Capricornio.
- En definitiva, con la línea O'Higgins – Esmeralda, más la línea Antofagasta – Esmeralda 110 KV, se dará seguridad suficiente en conformidad a la NTSyCS, a los consumos de la zona Antofagasta hasta más allá del año 2023.

E. PLAN DE EXPANSIÓN A 10 AÑOS

E.1) Decisiones óptimas de expansión en el tiempo

✓ Zona Arica

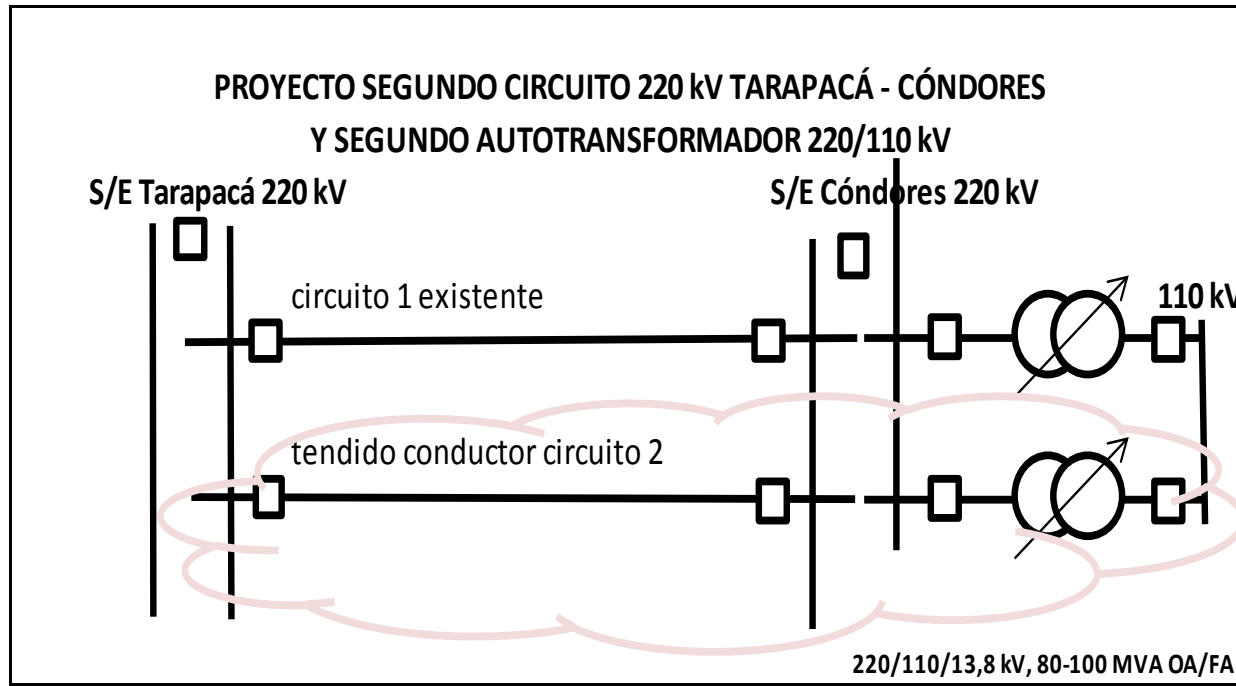
☐ Fecha de entrada Enero 2020



E.2) Decisiones óptimas de expansión en el tiempo

✓ Zona Iquique

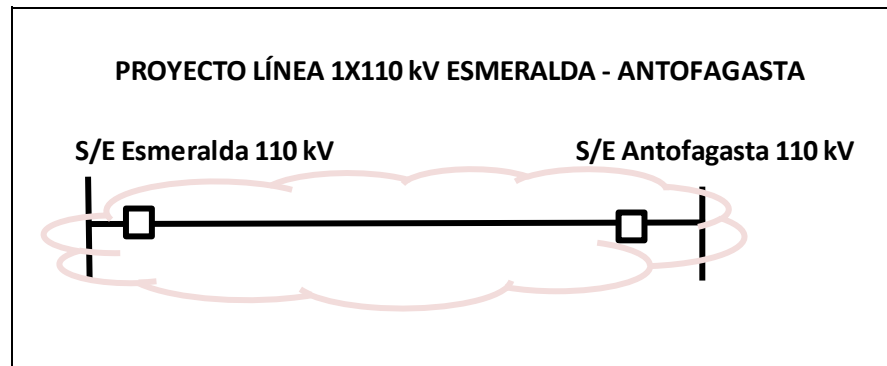
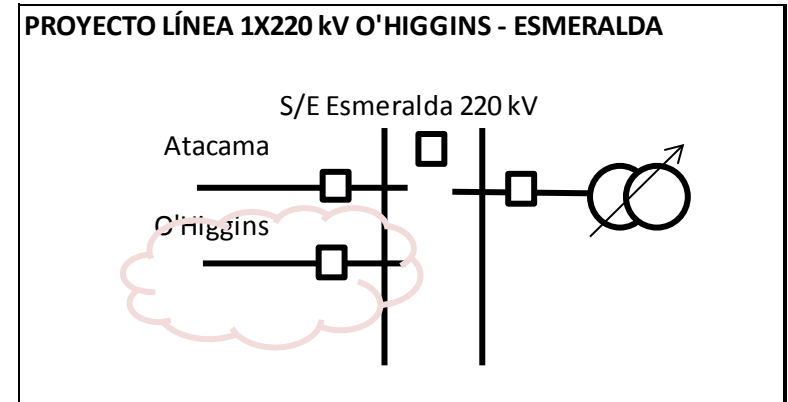
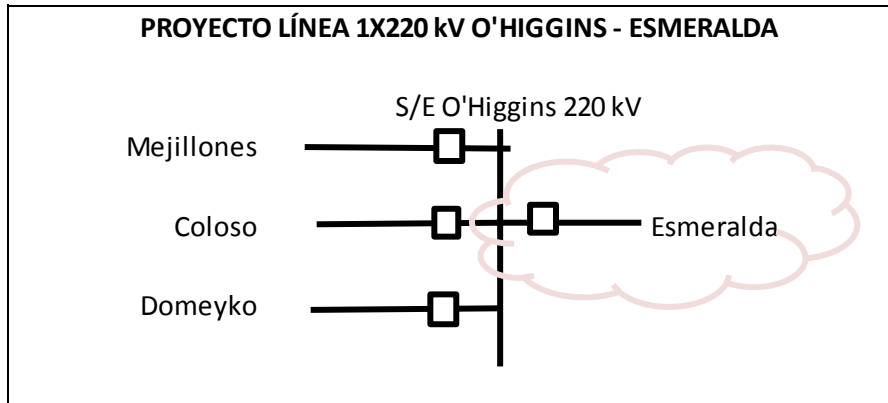
- Fecha de entrada: 2^{do} Circuito Tarapacá Cóndores 220kV: Julio 2016 y
2^{do} autotransformador Cóndores: Enero 2017.



E.1) Decisiones óptimas de expansión en el tiempo

✓ Zona Antofagasta

□ Fecha de entrada: Enero 2019



E.3) Valor presente del sistema adaptado (USD)

Año	aVI	COMA	CPerdidas	CFalla	ValorPresente
2014	27,319,628	14,622,317	5,327,804	32,256,846	72,296,904
2015	27,529,552	14,767,159	5,504,783	34,403,475	67,937,991
2016	28,322,648	14,861,819	5,579,748	22,071,478	53,219,905
2017	29,081,698	14,975,566	4,973,810	18,717,055	46,272,884
2018	29,476,662	15,053,380	5,308,328	16,619,676	41,265,218
2019	30,891,726	15,126,383	5,779,058	14,124,395	37,211,003
2020	35,724,362	15,126,383	5,835,931	6,904,148	32,632,148
2021	35,953,189	15,126,383	6,272,872	5,488,465	29,315,748
2022	36,019,884	15,126,383	6,583,807	5,184,192	26,681,790
2023	36,019,884	15,126,383	6,868,621	5,719,875	24,572,510

□ Valor Presente del plan de expansión al 01-01-2014 = USD 431,406,100.

F. VALORIZACIÓN RESULTANTE

F.1) VASTX

VASTx - Valores en miles de dólares de Diciembre 2013

VASTx	2015	2016	2017	2018
AVI	27,530	28,323	29,082	29,477
COMA	14,767	14,862	14,976	15,053
AVI + COMA	42,297	43,184	44,057	44,530
VASTx actualizado a ene-15	38,452	35,690	33,101	30,415

F.2) AVli y COMAi horizonte de planificación

AVli y COMAi- Valores en miles de dólares de Diciembre 2013

VASTx	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VI Instalaciones	224,104	225,810	233,193	240,120	243,623	254,963	295,612	297,528	298,150	298,150
Bs Intangibles	2,708	2,720	2,727	2,737	2,743	2,742	2,775	2,781	2,783	2,783
Cap Explotación	2,437	2,461	2,477	2,496	2,509	2,521	2,521	2,596	2,521	2,521
Bienes M&I	8,789	8,789	8,789	8,789	8,789	8,789	8,789	8,789	8,789	8,789
Terreno + Serv	18,188	18,419	18,509	18,588	18,664	20,778	26,876	26,953	26,976	26,976
VI TOTAL	256,225	258,199	265,695	272,729	276,327	289,793	336,573	338,647	339,218	339,218
AVI	27,320	27,530	28,323	29,082	29,477	30,892	35,724	35,953	36,020	36,020
COMA	14,622	14,767	14,862	14,976	15,053	15,126	15,126	15,126	15,126	15,126
AVI + COMA	41,942	42,297	43,184	44,057	44,530	46,018	50,851	51,080	51,146	51,146

F.3) Pérdidas medias de subtransmisión FPe y FPp

- ✓ Factores de Pérdidas:

$$FPe_i = \frac{\sum_{l=1}^{M_i} E_{il}}{\sum_{k=1}^{N_i} E_{ik}} \quad FPp_i = \frac{\sum_{l=1}^{M_i} MW_{il}}{\sum_{k=1}^{N_i} MW_{ik}}$$

- ✓ Con el objeto de tener en cuenta pérdidas reales que no son posibles de modelar, se determinaron las pérdidas reales ocurridas en el año 2013, sobre la base de los registros de las transacciones mensuales entre los integrantes del CDEC-SING.

- ✓ Factores de Ajuste:

$$\text{Energía} = \frac{\text{Pérdidas Reales 2013}}{\text{Pérdidas Modeladas 2013}}$$

$$\text{Potencia} = \frac{\text{Pérdidas Reales 2013}}{\text{Pérdidas Modeladas 2013}}$$

F.4) Factor de expansión de pérdidas adaptado anual FPEi y FPPI

Energía	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
FEPE modelado	1.0195	1.0200	1.0190	1.0162	1.0166	1.0173	1.0170	1.0177	1.0180	1.0183
FEPE ajustado	1.0222	1.0226	1.0217	1.0189	1.0192	1.0199	1.0196	1.0203	1.0207	1.0210

Potencia	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
FEPP modelado	1.0244	1.0252	1.0223	1.0230	1.0236	1.0255	1.0241	1.0248	1.0257	1.0257
FEPP ajustado	1.0275	1.0283	1.0254	1.0261	1.0267	1.0286	1.0272	1.0279	1.0288	1.0288

G. USO DEL SISTEMA REALIZADO POR CENTRALES GENERADORAS

G.1) Valor presente de los pagos por central para el horizonte de tarificación

✓ Valor presente pagos por central – zona norte (USD)

□ Nota

- CD: Conexión Directa
- Mixto: Según Metodología de Peajes y Conexión Directa
- PMGD: Pequeño Medio de Generación Distribuida

Central	Nota	2015	2016	2017	2018
Zona Norte					
El Águila solar		7,065	6,992	6,026	5,733
Arica GMAR		0	0	0	0
Arica M1AR		0	0	0	0
Arica M2AR		0	0	0	0
Iquique MAIQ		0	91,876	0	0
Iquique MIIQ		0	0	0	0
Iquique MSIQ	Mixto	106,200	129,082	0	0
Iquique SUIQ		0	0	0	0
Iquique TG		0	0	0	0
Cavancha	PMGD	0	0	0	0
Chapiquiña		383,932	318,792	255,141	253,421
MHAH	PMGD	0	0	0	0

G.1) Valor presente de los pagos por central para el horizonte de tarificación

✓ Valor presente pagos por central – zona norte (USD)

□ Nota

- CD: Conexión Directa
- Mixto: Según Metodología de Peajes y Conexión Directa
- PMGD: Pequeño Medio de Generación Distribuida

Central	Nota	2015	2016	2017	2018
Zona Norte					
MHT2	PMGD	0	0	0	0
Puquios Solar	PMGD	0	0	0	0
Estandarte MD		0	0	0	0
ZofriMD1		0	0	0	0
ZofriMD2		0	0	0	0
ZofriMD3		0	0	0	0
Arica1_Sol		48,740	60,748	50,005	49,750
Arica2_Sol		59,563	74,794	61,408	61,105
PAlmonte2_Sol	CD	164,116	164,088	163,184	159,754
PAlmonte3_Sol	CD	350,115	350,054	348,126	340,809
Huayca1_Sol		305,516	302,300	297,870	302,753
Huayca2_Sol		713,156	707,193	695,342	704,185

G.1) Valor presente de los pagos por central para el horizonte de tarificación

✓ Valor presente pagos por central – zona calama (USD)

□ Nota

- CD: Conexión Directa
- Mixto: Según Metodología de Peajes y Conexión Directa
- PMGD: Pequeño Medio de Generación Distribuida

Central	Nota	2015	2016	2017	2018
Zona Calama					
Valle de los Vientos		700,004	637,323	614,557	565,184
Calama Sur solar	CD	114,474	107,553	113,375	113,087
San Pedro 1 solar	Mixto	64,869	60,489	63,804	63,956
San Pedro 2 solar	CD	91,580	86,042	90,700	90,470
San Pedro 3 solar	CD	114,474	107,553	113,375	113,087
San Pedro 4 solar		93,289	85,995	90,645	90,985

G.1) Valor presente de los pagos por central para el horizonte de tarificación

✓ Valor presente pagos por central – zona sur (USD)

□ Nota

- CD: Conexión Directa
- Mixto: Según Metodología de Peajes y Conexión Directa
- PMGD: Pequeño Medio de Generación Distribuida

Central	Nota	2015	2016	2017	2018
Zona Sur					
Noracid	CD	634,386	629,619	626,202	624,691
EnaexCUMM		0	0	0	0
EnaexDEUTZ		0	0	0	0
Inacal		5,627	20,786	0	0
PortadaMD		0	0	0	0

G.2) Metodología utilizada

✓ Etapas procedimiento determinación del pago

□ Etapa 0: Inyección efectiva de parte de los PMGD

- En primer lugar se evalúa si los PMGD realizan inyecciones de energía efectiva al sistema de subtransmisión.
- Existe inyección efectiva de energía al sistema de subtransmisión si el flujo neto anual de energía desde la subestación primaria de distribución a la cual se conecta el PMGD se dirige hacia el sistema de subtransmisión.
- El flujo neto anual de energía corresponde a la generación anual esperada de los PMGD conectados a la subestación primaria de distribución menos la demanda anual de energía conectada a la subestación primaria de distribución.

G.2) Metodología utilizada

✓ Etapas procedimiento determinación del pago

□ Etapa 1: Orientación de los tramos de subtransmisión hacia el troncal

- Obtenida para cada condición de operación.
- Se utiliza la metodología de factores GLDF.
- La carga en la barra troncal induce factores GLDF sobre el sistema de subtransmisión.
- Aquellos tramos cuyo factor GLDF tenga el mismo signo del despacho original se consideran con orientación hacia el troncal.
- Si un sistema de subtransmisión tiene salida a n barras troncales, basta que el GLDF inducido por una barra troncal tenga el mismo signo que el despacho original para que este tramo sea considerado con orientación hacia el troncal.
- Aquellos tramos definidos con orientación hacia el troncal pasan a la siguiente etapa.

G.2) Metodología utilizada

✓ Etapas procedimiento determinación del pago

□ Etapa 2: Participación de los generadores ubicados aguas arriba del tramo

- Obtenida para cada condición de operación.
- Se utiliza la metodología de factores GGDF.
- Los generadores ubicados en la zona de subtransmisión inducen factores GGDF sobre los tramos de subtransmisión.
- Aquellos tramos cuyo factor GGDF tenga el mismo signo del despacho original se consideran aguas arriba de aquellos tramos con orientación hacia el troncal.
- Para cada tramo, las prorratas GGDF obtenidas para cada generador son ponderadas por un factor de relevancia (fr) de la condición de operación.
- El fr por tramo es el cociente entre el flujo esperado por tramo en la condición de operación analizada y el flujo máximo esperado sobre el tramo entre todas las condiciones de operación durante el año analizado.

Factor de Relevancia (FR)	Participación en el Pago
1,00 FR 0,75	50%
0,75 FR 0,25	30%
0,25 FR 0,00	20%

- Después de obtener los GGDF para todas las condiciones de operación ponderadas por su fr, se obtiene la prorrata anual de peaje para cada generador para cada tramo.
- Finalmente, para cada tramo el generador paga la prorrata anual correspondiente multiplicada por el VATT del tramo. La suma sobre todos los tramos corresponde al peaje anual pagado por generador por uso del sistema de subtransmisión.

G.2) Metodología utilizada

✓ Etapas procedimiento determinación del pago

□ Etapa 3: Comparación con el costo de conexión directa

- El peaje anual pagado por generador por uso del sistema de subtransmisión no podrá ser mayor al costo de conexión directa.
- Se considera como costo de conexión directa aquellos proyectos de conexión de un generador efectivamente evaluados en el período de tarificación.
- En caso que dicho proyecto no haya sido presentado, se considera como proyecto alternativo el costo de conexión a través de la ruta de mínima distancia eléctrica al troncal de un generador que hace uso del sistema de subtransmisión respectivo.
- La capacidad de los tramos que son parte de la mínima distancia eléctrica es ajustada a la capacidad del generador. La suma del VATT de todos estos tramos corresponde al costo de conexión directa.

G.3) Proporción que representa el pago respecto del VASTX

VASTx - STx A	2015	2016	2017	2018
AVI + COMA (dic -13)	42,297	43,184	44,057	44,530
VASTx actualizado a ene-15	38,452	35,689	33,101	30,415

Pago Peaje Generadores - STx A	2015	2016	2017	2018
AVI + COMA (dic -13)	3,957	3,941	3,590	3,539
VASTx actualizado a ene-15	3,597	3,257	2,697	2,417

	2015	2016	2017	2018
Proporción	9.4%	9.1%	8.1%	7.9%

H. FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

H.1) Propuesta de fórmulas de indexación

✓ Fórmulas de Indexación

$$Item_i = Item_0 \cdot \left[\frac{DOL_0}{DOL_i} \cdot \left(a \frac{IPC_i}{IPC_0} + b \frac{IPP_i}{IPP_0} \right) + \left(c \frac{PPI_i}{PPI_0} + d \frac{IPace_i}{IPace_0} + e \frac{IPAl_i}{IPAl_0} + f \frac{IPCu_i}{IPCu_0} \right) \right]$$

- DOL : Promedio del Precio de Dólar Observado, publicado por el Banco Central de Chile
- IPC: Índice General de Precios al Consumidor, publicado por el INE.
- IPP: Índice de precios al productor de industrias, publicado por el INE.
- PPI: Producer Price Index, all commodities, publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de EE.UU.
- IPace: Índice Iron and Steel, de la serie Producer Price Index - Commodities, grupo Metals and Metal Products, publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de EE.UU.
- IPCu: Índice de Precio del Cobre, expresado en centavos de dólar por libra (cUS\$/lb), publicado por Cochilco..
- IPAl: Índice de Precio del Aluminio, expresado en centavos de dólar por libra (cUS\$/lb), publicado por Cochilco

✓ Coeficientes de Indexación

Factor	VASTx	AVI	COMA
a	0.4693	0.2965	0.8
b	0.0172	-	0.05
c	0.2273	0.2677	0.15
d	0.1035	0.1576	-
e	0.0906	0.138	-
f	0.0921	0.1403	-

H.2) Justificación de parámetros y variables empleados

✓ Justificación de índices empleados:

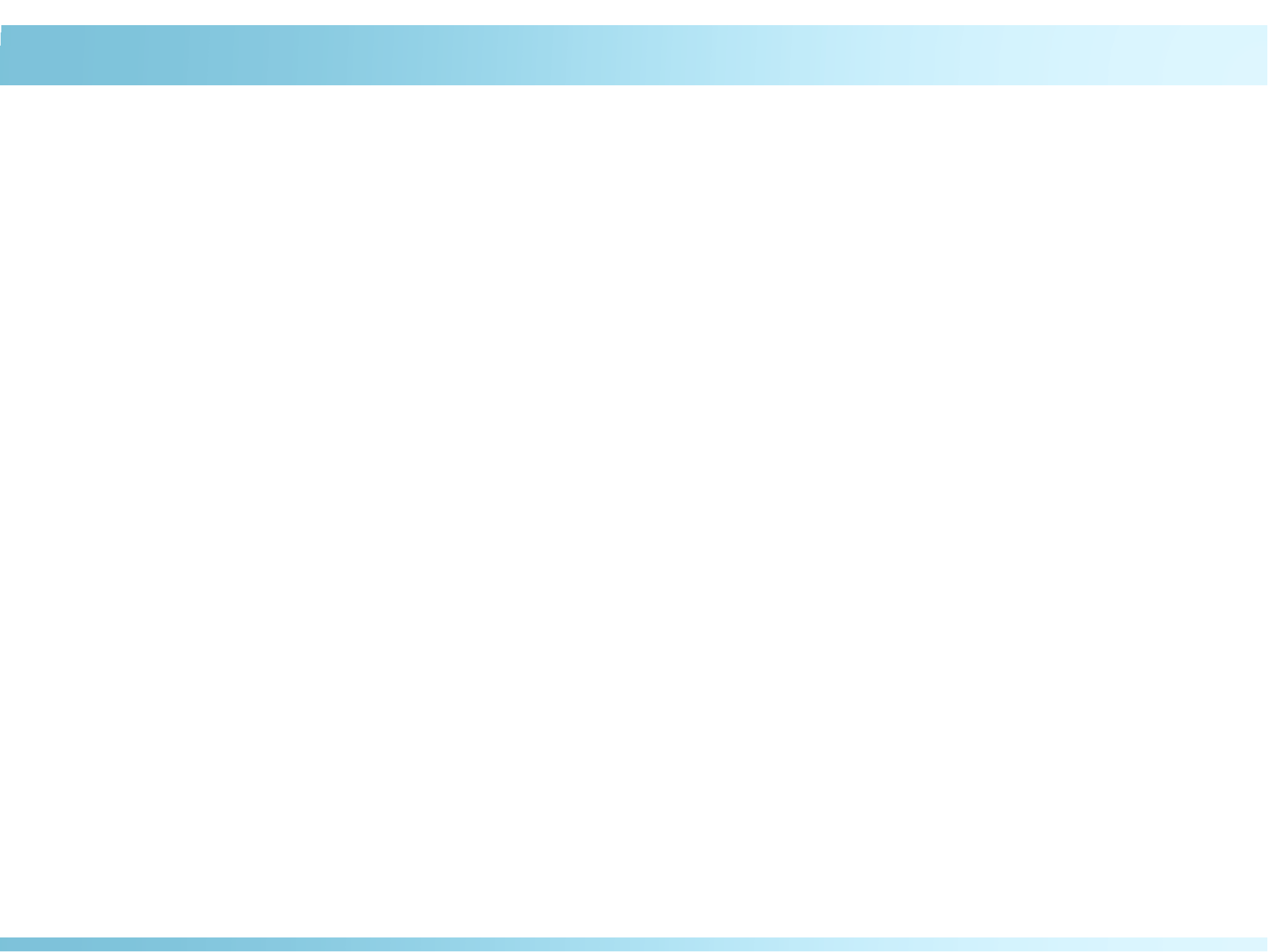
□ VI / AVI

- IPC: Montaje, OCCC, Terrenos, BM&I
- IPP: BM&I
- PPI: Equipos, aislación, accesorios estructuras, BM&I
- PCu: Conductores, malla de puesta a tierra
- PAI: Conductores
- PFe: Estructuras de acero, enfierradura

□ COMA

- IPC: Personal propio, cuadrillas terceros, arriendos, herramientas y combustibles
- IPP: Materiales, herramientas y combustibles
- PPI: Materiales, herramientas y combustibles

FIN



Demanda

Dda CNE (GWh)			
Regulado	Libre	Total	Tasa crec.
1,701	13,972	15,673	-
1,799	14,996	16,795	7.2%
1,886	16,036	17,922	6.7%
1,971	17,103	19,074	6.4%
2,054	18,208	20,262	6.2%
2,137	19,372	21,509	6.2%
2,219	20,559	22,778	5.9%
2,299	21,800	24,099	5.8%
2,379	23,106	25,485	5.8%
2,460	24,466	26,927	5.7%
2,538	25,883	28,421	5.5%