

Reporte Anual 2016



grupo
SAESA





Desde su creación en 1926, nuestra Compañía asumió el compromiso de conectar al sur del país, a través de redes que no llevan únicamente electricidad; sino que bienestar, progreso, crecimiento y desarrollo a miles de familias. Nos sentimos responsables de llevar energía a las grandes ciudades y a los rincones más apartados. De cordillera a mar, atravesando ríos, lagos, extensos sectores rurales y archipiélagos, para conectar a las zonas más australes de Chile.

Hoy nos enorgullece ser respaldo del crecimiento sostenido de 8 regiones y de su pequeña, mediana y gran industria productiva.

Estos 90 años coinciden con la consolidación de nuestra presencia en el norte Chile. Hemos llegado a lugares inimaginados con nuevos y desafiantes proyectos, lo que nos llena de satisfacción y a la vez nos hace reflexionar sobre el impacto de nuestra labor.

Estamos cruzando gran parte del territorio nacional con nuestra operación, llegando a los extremos de este Chile tan diverso, con paisajes y climas tan opuestos como las costumbres de su gente.

Compartimos con ustedes este reporte, especial para nosotros. Esperamos que sea un testimonio, que se transforme en un pequeño retrato de nuestro país y de sus personas, cuyos destinos vamos compartiendo día tras día en nuestro desempeño.



Indice

Carta del Presidente	09
----------------------	----

CAPITULO UNO

Nuestra Empresa	15
Visión Corporativa	16
Antecedentes de la Sociedad	19
Accionistas de la Sociedad	21
Relación de la Propiedad	22
Gobierno Corporativo	25
Responsabilidad Social y Desarrollo Sostenible	28
Directorio	30
Administración	32
Estructura Organizativa	33
Comité Ejecutivo	34
Reseña Histórica	38

CAPITULO DOS

Antecedentes Relevantes	42
Factores de Riesgo	44
Marcha de la Empresa	52
Gestión Financiera	62
Hechos Relevantes	66

CAPITULO TRES

Sector de la Industria	70
Actividades y Negocios	74
Empresas Filiales	84
Declaración de Responsabilidad	121

Carta del Presidente

Jorge Lesser García Huidobro



Ferrocarril de Carga. Región de Antofagasta.





Estimados inversionistas, clientes, colaboradores y autoridades, por encargo de nuestro directorio, presento a ustedes nuestro reporte anual de acciones relevantes desarrolladas durante 2016.

Hemos cumplido 90 años de existencia llevando la energía vital para el desarrollo y bienestar de más de 100 comunas del sur del país, sin duda un gran orgullo para nuestros clientes y trabajadores que han visto a la empresa crecer y madurar en los distintos sectores del negocio eléctrico; y en los años recientes también ampliando nuestra zona de operación al norte de Chile, mediante la construcción de proyectos de transmisión.

Estos 90 años de energía, nos alcanzan en un periodo de consolidación de nuestra operación, que nos enorgullece exhibir, toda vez que logramos cumplir en un

100% la exigencia de estándares de calidad de servicio impuesta por la autoridad. Creemos que estamos siendo un referente en la industria, gracias a nuestros acertados planes de mejoramiento e inversión, definidos en una planificación consciente y participativa.

Estamos viviendo cambios regulatorios importantes, como la Ley de Transmisión y una fijación tarifaria exigente y detallada, que revisa exhaustivamente nuestros procesos de gasto e inversión y nos invita a pensar con dedicación cada paso que definimos dar.

Con el respaldo permanente de nuestros inversionistas, vamos a seguir consolidando la estructura y posicionando al Grupo Saesa en el mundo de la transmisión. Ello ya nos ha permitido crecer y ampliar nuestra zona de operación hacia un sector donde hoy la com-

petencia nos plantea desafíos cada vez mayores.

Buscamos continuar comprometidos con el desarrollo de la transmisión en Chile. Esto queda en evidencia con la entrada en funcionamiento de la subestación Kapatur y la línea de transmisión de 70 kilómetros en doble circuito de 220 Kilovoltios, Kapatur – O'Higgins, en Mejillones. Un proyecto de inversión de 70 millones de dólares, actualmente la GIS más importante instalada en el sistema eléctrico nacional, que BHP Billiton, una de las más importantes compañías mineras del mundo, confió al Grupo Saesa para potenciar el actual sistema de transmisión de Minera Escondida, y que simultáneamente contribuye a la anhelada interconexión SING-SIC.

El año 2016 también trajo complejidades y nos llevó a enfrentar una de las contingencias más grandes que hemos vivido en la Región de Aysén. Con la más baja pluviometría de la historia, los embalses casi secos y sin viento para generación eólica, fuimos capaces de aumentar la generación de respaldo para asegurar el abastecimiento energético de la región, destinando más de \$3.000 millones a ello, porque responder a nuestro compromiso con la comunidad es permanente.

La Equidad Tarifaria Residencial y el Reconocimiento a la Generación Local, fueron buenas noticias para los más de 817.000 clientes que atendemos a través de las cuatro distribuidoras. Ambos proyectos impulsados por la autoridad sectorial, llegan a equilibrar las cuentas y también a aportar a las comunas que contribuyen con más generación al sistema, trayendo consigo un aporte a los clientes, iniciativa que no podemos más que aplaudir.

Vemos muy positivo para el cliente final este cambio, pero también notamos la disminución progresiva en los costos de la energía y el aumento de la competencia en cada territorio. Estamos seguros que este nuevo escenario traerá consigo enormes desafíos para el sector, tanto en la incorporación de nuevas líneas de negocios, como también en la optimización de procesos de servicio a los clientes.

En el ámbito de la seguridad, nos tranquiliza ver que hemos cumplido 3 años sin accidentes graves, objetivo en extremo relevante para nuestra compañía, donde la seguridad es un intransable. Nos enorgullece exhibir los mejores indicadores de seguridad de la industria en Chile.

A partir de 2016 dimos inicio a un cambio cultural profundo, donde los valores que definimos pasaron a estar al centro de nuestras acciones e impulsaron una dedicación mayor a nuestras personas.

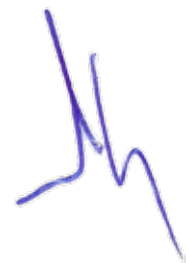
Iniciativas como el trabajo flexible y la creación de beneficios orientados a aumentar el tiempo disponible para la familia y el bienestar personal; son parte de las actividades de un plan intensivo orientado al cambio en la cultura de la compañía que partió hace poco más de un año. En 2016 este plan tuvo mayor intensidad, lo que hizo posible mirar con satisfacción sus importantes resultados, por ejemplo al permitirnos escalar hasta la posición 23 en el ranking de las mejores empresas para trabajar en Chile, Great Place to Work.

El EBITDA alcanzó los 92.098 millones, por sobre el plan anual, que creció gracias al importante plan de inversiones que comienza a generar ingresos adicionales.

Estamos siendo parte de un cambio gigantesco en las empresas del sector energético, donde las comunidades en general y cada cliente en particular exige mucho más. Aumenta el acceso a la información, se exige más transparencia e integridad corporativa, crece la competencia y se abren los mercados. Estamos decididos a estar a la altura.

Invito a ustedes a revisar en detalle el desempeño del Grupo Saesa en el año 2016.

Un saludo afectuoso,



Jorge Lesser García Huidobro
Presidente

Capítulo Uno

Nuestra Empresa

Visión Corporativa

Antecedentes de la Sociedad

Accionistas de la Sociedad

Relación de la Propiedad

Gobierno Corporativo

Responsabilidad Social y Desarrollo Sostenible

Directorio

Administración

Estructura Organizativa

Comité Ejecutivo

Reseña Histórica

Ruta 1, cercanías de Mejillones. Región de Antofagasta.





Nuestra Empresa

Inversiones Eléctricas del Sur S.A. es el vehículo a través del cual los fondos canadienses de inversión denominados Ontario Teachers' Pension Plan Board (OTPPB) y Alberta Investment Management Corp (AIMCo) controlan las empresas que integran el denominado Grupo Saesa, el que participa en los negocios de distribución y transmisión eléctrica, y en menor medida en el de generación.

Integran el Grupo Saesa diversas empresas operativas, entre las cuales se encuentran las distribuidoras de energía eléctrica Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Saesa), Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Frontel), Compañía Eléctrica Osorno (Luz Osorno) y Empresa Eléctrica de Aisen S.A. (Edelaysen), empresas ligadas a la transmisión de energía eléctrica como Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS), Sistema de Transmisión del Norte S.A. (STN), Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SATT) y Línea de Transmisión Cabo Leones S.A. Adicionalmente, Saesa participa conjuntamente con Chilquinta Energía S.A. por partes iguales en las empresas Eletrans S.A. y Eletrans II S.A., las que desarrollan proyectos de transmisión troncal. Integran también el Grupo Saesa las sociedades de responsabilidad limitada Inversiones Los Ríos e Inversiones Los Lagos IV.

El Grupo está organizado bajo una estructura operacional descentralizada y gestión centralizada, que le permite a las empresas operativas mantener su presencia y cercanía con los clientes en las distintas zonas de concesión y facilitar la generación de nuevas alternativas de negocios dentro del giro eléctrico.

Visión Corporativa

VISIÓN

Nuestra visión es entregar energía confiable, contribuyendo al bienestar y desarrollo del país. Nuestro trabajo se fundamenta en el compromiso con nuestros clientes, el cuidado del medio ambiente y el desarrollo y seguridad de nuestros trabajadores.

Tenemos una visión de largo plazo y buscamos asegurar la creación de valor para nuestros accionistas.

MISIÓN

La Misión de Saesa para el próximo quinquenio es consolidar su operación y redefinir sus capacidades comerciales con una mentalidad verdaderamente centrada en el cliente.

Al año 2021 la Compañía debe ser reconocida en la industria por una gestión de excelencia y alta calidad de producto, así como por un sólido vínculo con el regulador y las comunidades.

CRECIMIENTO Y VISIÓN 2021

Durante los próximos 5 años el Grupo Saesa aumentará significativamente su valor económico y ampliará su portafolio de negocios. La empresa debe desarrollar además una cultura de innovación y anticiparse a los cambios del futuro en esta industria.

VALORES CORPORATIVOS

Para alcanzar los objetivos y visión del negocio, la empresa deberá buscar y cultivar altos estándares de trabajo en todos sus colaboradores y quehacer diario, basándose en siete valores fundamentales:

1. **Integridad:** Hacemos lo correcto
2. **Transparencia:** Vamos con verdad y honestidad
3. **Seguridad:** Un intransable
4. **Excelencia:** Hacemos las cosas de manera impecable
5. **Foco en el cliente:** El centro de nuestra gestión
6. **Eficiencia:** Clave en nuestra industria
7. **Sustentabilidad:** Somos responsables con el futuro





Antecedentes de la Sociedad

IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD

Razón Social

Inversiones Eléctricas del Sur S.A.

Nombre de Fantasía

Eléctricas del Sur

Rol Único Tributario

76.022.072-8

Domicilio Legal y Comercial

Isidora Goyenechea 3621 Piso 20, Las Condes, Santiago

Fono

(2) 24147010 - 24147500

Fax

(2) 24144709

Tipo de Entidad

Sociedad Anónima Cerrada

Insc. Reg. de Valores

N° 1.016

Correo Electrónico

infoinversionistas@saesa.cl

Sitio Web

www.gruposaes.cl

DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS

Constituida por escritura pública de fecha 10 de junio de 2008, otorgada en la notaría de Santiago de don Raúl Undurraga Laso. Extracto autorizado fue inscrito a fojas 26.156 N° 17.956 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2008 y publicado en el Diario Oficial con fecha 14 de junio de 2008.

Por escritura pública de 31 de julio de 2008, otorgada en la notaría de Santiago de don Raul Undurraga Laso, se modificó y transformó la sociedad a una sociedad anónima cerrada, Inversiones Eléctricas del Sur S.A. Extracto autorizado fue inscrito a fojas 38.356 N° 26.394 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2008 y publicado en el Diario Oficial con fecha 22 de agosto de 2008.

Cercanías Diego de Almagro. Región de Antofagasta.

Fono Atención Inversionistas

(64) 2385450



Accionistas de la Sociedad

De acuerdo con lo definido en el Título XV de la Ley N° 18.045, el controlador de la Compañía, Inversiones Grupo Saesa Ltda., posee un 99,99% de Inversiones Eléctricas del Sur S.A., en forma directa.

Al 31 de diciembre de 2016, se registran dos accionistas en la Sociedad:

● COMPOSICIÓN DEL DIRECTORIO

	SERIE A	SERIE B	TOTAL	
	ACCIONES	ACCIONES	ACCIONES	PARTICIPACIÓN
INVERSIONES GRUPO SAESA CÓNDOR HOLDING SpA	60	71.581.000	71.581.060	99,999944 %
	40		40	0,000056 %
	100	71.581.000	71.581.100	100 %

Durante el año 2016, no se realizaron transacciones de acciones de la Sociedad.

PROPIEDAD Y CONTROL

Las acciones de la Sociedad se distribuyen en dos series: Serie "A", con todos los derechos que confiere la ley a las acciones ordinarias; y Serie "B", con todos los derechos que confiere la ley a las acciones ordinarias, pero que tienen, además, una preferencia consistente en que el Directorio de la Sociedad deberá citar a Junta Ordinaria o Extraordinaria de Accionistas cuando así lo solicite el 5% de las acciones emitidas de esta serie, y una limitación, consistente en que estas acciones no tendrán derecho a participar en las elecciones de Directores de la Sociedad. La duración de las acciones Serie A y Serie B es de cien años a contar del día 31 de julio de 2008.

ACUERDOS CONJUNTOS

Entre los socios de Inversiones Grupo Saesa Limitada, controlador de la Sociedad, existe un acuerdo de fecha 24 de julio de 2008, el cual contempla, entre otras materias,

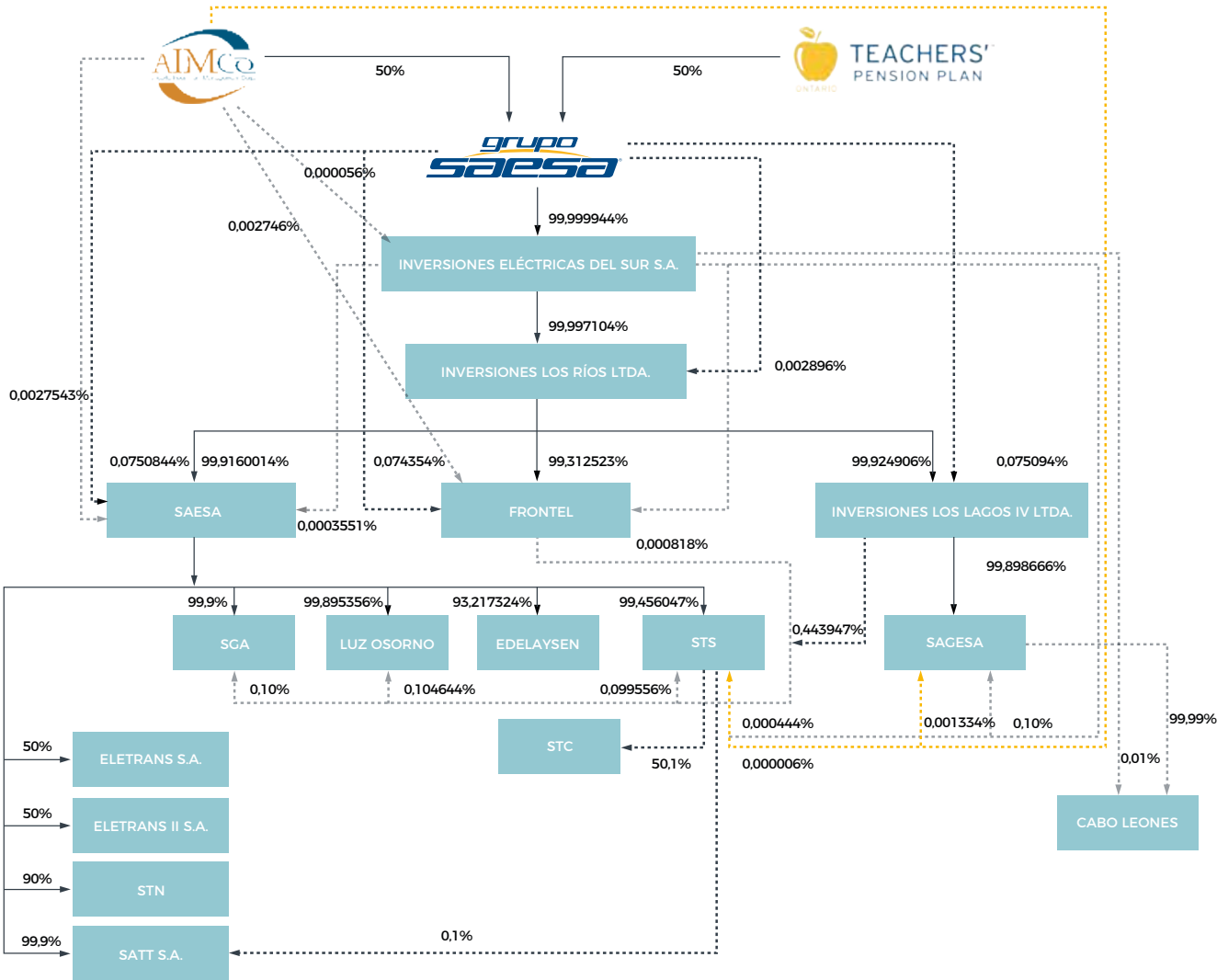
ciertas restricciones a la transferencia de los derechos sociales en dicha sociedad.

A su vez, entre los accionistas de la Sociedad existe un pacto de accionistas de la misma fecha, el cual también contempla ciertas restricciones a la libre disposición de las acciones que cada uno de ellos mantiene en la Sociedad. Asimismo, a nivel de las filiales Sociedad Austral de Electricidad S.A. y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. existen pactos de accionistas, los cuales fueron celebrados con la misma fecha, entre los accionistas mayoritarios de dichas sociedades y también contemplan limitaciones a la libre disposición de las acciones de ellos en las mencionadas sociedades.

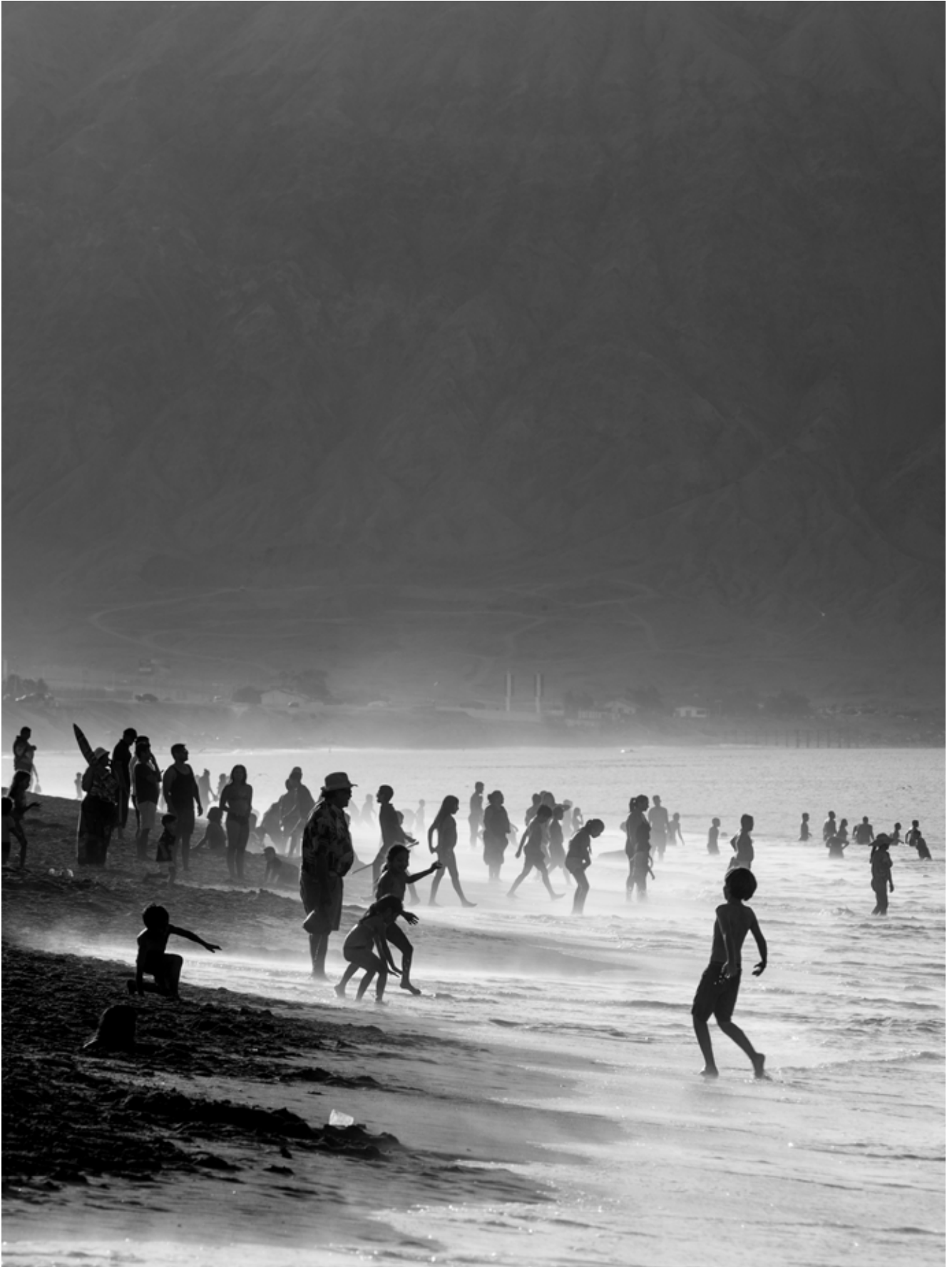
A su vez, la filial SAGESA S.A. y la filial de Sociedad Austral de Electricidad S.A. Sistema de Transmisión del Sur S.A., cuentan con pactos de accionistas celebrados el 22 de junio de 2012, los cuales contemplan limitaciones a la libre disposición de las acciones en ambas sociedades.

Relación de la Propiedad

Al 31 de diciembre de 2016 la estructura de la propiedad es la siguiente:



Playa Rinconada, Mejillones. Región de Antofagasta.





Gobierno Corporativo

Al Directorio de la Sociedad le corresponde la administración de ésta y su representación judicial y extrajudicial, teniendo todos los deberes y atribuciones a él conferidos por la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas y su Reglamento. El Directorio de la Sociedad se reúne en forma ordinaria mensualmente con la finalidad de tratar los diversos temas propios de su competencia, ocasión en la que además son informados por el Gerente General sobre la marcha de la Sociedad. El Directorio también se reúne extraordinariamente en aquellos casos que ello resulte conveniente y/o necesario. Lo anterior, sin perjuicio del derecho de los Directores de ser informados en cualquier tiempo de todo lo relacionado con la marcha de la Sociedad. La remuneración del Directorio es fijada anualmente por la Junta Ordinaria de Accionistas.

Los accionistas de la Sociedad se reúnen en Juntas Ordinarias y Extraordinarias de Accionistas. Las primeras se celebran una vez al año, dentro del primer cuatrimestre, para decidir respecto de las materias propias de su conocimiento. Las segundas pueden celebrarse en cualquier tiempo, cuando así lo exijan las necesidades sociales, para decidir cualquier materia que la ley o los estatutos de la Sociedad entreguen al conocimiento de las Juntas de Accionistas.

La Sociedad cuenta con un Manual de Adquisición o Enajenación de Valores y Manejo y Divulgación de Información de Interés para el Mercado, cuya última versión fue aprobada por el Directorio de la Sociedad con fecha 28 de enero de 2010 y se encuentra disponible en el sitio web de la Sociedad.





Responsabilidad Social y Desarrollo Sostenible

● DIVERSIDAD DEL DIRECTORIO

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
<30	-	-	-
30 Y 40	0	-	-
41 Y 50	4	1	5
51 Y 60	1	-	1
61 Y 70	1	-	1
>70	1	-	1

ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
<3	1	1	2
3 y 6	5	-	5
6 y 9	1	-	1
9 y 12	-	-	-
>12	-	-	-

NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	4	-	4
EXTRANJERA	3	1	4

● DIVERSIDAD EN LA GERENCIA GENERAL Y DEMÁS GERENCIAS

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
<30	-	-	-
30 Y 40	5	-	5
41 Y 50	22	4	26
51 Y 60	6	-	6
61 Y 70	4	-	4
>70	-	-	-

ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
<3	5	-	5
3 y 6	10	-	10
6 y 9	-	-	-
9 y 12	5	-	5
>12	17	4	21

NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	35	4	39
EXTRANJERA	2	-	2

● DIVERSIDAD DE LA ORGANIZACIÓN

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
< 30	94	20	114
30 Y 40	369	104	473
41 Y 50	194	45	239
51 Y 60	72	14	86
61 Y 70	17	2	19
> 70	-	1	1

ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
< 3	155	38	193
3 y 6	176	44	220
6 y 9	78	33	111
9 y 12	66	30	96
> 12	271	41	312

NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	744	185	929
EXTRANJERA	2	1	3

● RESUMEN DIVERSIDAD DEL DIRECTORIO, GERENCIA Y ORGANIZACIÓN

DIVERSIDAD	DIRECTORIO		GERENCIAS		ORGANIZACIÓN		TOTAL		REPRESENTATIVIDAD	
	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
RANGO DE EDADES (AÑOS)										
<30	-	-	-	-	94	20	94	20	9,58%	2,0%
30 Y 40	-	-	5	-	369	104	374	104	38,12%	10,6%
41 Y 50	4	1	22	4	194	45	220	50	22,43%	5,1%
51 Y 60	1	-	6	-	72	14	79	14	8,05%	1,4%
61 Y 70	1	-	4	-	17	2	22	2	2,24%	0,2%
>70	1	-	-	-	-	1	1	1	0,10%	0,1%
ANTIGÜEDAD (AÑOS)										
<3	1	1	5	-	155	38	161	39	16,4%	4,0%
3 y 6	5	-	10	-	176	44	191	44	19,5%	4,5%
6 y 9	1	-	-	-	78	33	79	33	8,1%	3,4%
9 y 12	-	-	5	-	66	30	71	30	7,2%	3,1%
>12	-	-	17	4	271	41	288	45	29,4%	4,6%
NACIONALIDAD										
CHILENA	4	-	35	4	744	185	783	189	79,8%	19,3%
EXTRANJERA	3	1	2	-	2	1	7	2	0,7%	0,2%

(*) Incluye Directorio

80,5% 19,5%

981 (*)

● BRECHA SALARIAL POR GÉNERO (PROMEDIO TOTAL REM. HABERES FIJOS + BONOS)

FAMILIA DE CARGO	FEMENINO	MASCULINO	DIFERENCIA
ADMINISTRATIVOS	100%	100%	0%
ENC. UNIDAD	74%	100%	-26%
JEFES DE ÁREA	101%	100%	1%
LINIEROS	N.A.	100%	N.A.
PROFESIONALES	87%	100%	-13%
SECRETARIAS	100%	N.A.	N.A.
SUPERVISORES	N.A.	100%	N.A.
TÉCNICOS	96%	100%	-4%
EJECUTIVOS	80%	100%	-20%

Directorio Eléctricas del Sur S.A. y Empresas Filiales

En el año 2016 el Directorio de Eléctricas del Sur S.A. y sus Empresas Filiales se compone de ocho integrantes. La duración en sus cargos corresponde a un período de dos años, pudiendo ser reelegidos. No se contempla la existencia de miembros suplentes.

Durante los últimos dos años, el Directorio ha estado compuesto por los siguientes miembros:



PRESIDENTE

Jorge Lesser García-Huidobro
Ingeniero Civil
Rut 6.443.633-3



VICEPRESIDENTE

Iván Díaz - Molina
Ingeniero Civil
Rut 14.655.033-9



Director Titular
Juan Ignacio Parot
Ingeniero Civil Industrial
Rut 7.011.905-6



Director Titular
Waldo Fortín
Abogado
Rut 4.556.889-K



Director Titular
Ben Hawkins
Maestría en
Administración de Empresas
Extranjero



Director Titular
Stacey Purcell
Ingeniero Comercial
Extranjera



Director Titular
Christopher Powell
Ingeniero Bachiller
en Ciencias
Extranjero



Director Titular
Dale Burgess
Contador Auditor
Extranjero

Composición del Directorio

Durante los últimos dos años, el Directorio ha estado compuesto por los siguientes miembros:

● COMPOSICIÓN DEL DIRECTORIO

NOMBRE	RUT	PROFESIÓN	CARGO	FECHA ÚLTIMO NOMBRAMIENTO	FECHA CESACIÓN
JORGE LESSER G.	6.443.633-3	INGENIERO CIVIL	PRESIDENTE	18-05-2016	-
IVÁN DÍAZ-MOLINA	14.655.033-9	INGENIERO CIVIL	VICEPRESIDENTE	18-05-2016	-
JUAN IGNACIO PAROT B.	7.011.905-6	INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL	DIRECTOR TITULAR	26-04-2016	-
WALDO FORTÍN C.	4.556.889-K	ABOGADO	DIRECTOR TITULAR	26-04-2016	-
BEN HAWKINS	EXTRANJERO	MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS	DIRECTOR TITULAR	26-04-2016	-
STACEY PURCELL	EXTRANJERO	INGENIERO COMERCIAL	DIRECTOR TITULAR	26-04-2016	-
CHRISTOPHER POWELL	EXTRANJERA	INGENIERO BACHILLER EN CIENCIAS	DIRECTOR TITULAR	26-04-2016	-
DALE BURGESS	EXTRANJERO	CONTADOR AUDITOR	DIRECTOR TITULAR	26-04-2016	-
MARÍA MORSILLO	EXTRANJERA	INGENIERO BACHILLER EN CIENCIAS	DIRECTOR TITULAR	27-04-2015	08-07-2015

Administración

Gerente General

Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial
RUT 6.379.874-6 / Fecha nombramiento 01/02/2012

Gerente Corporativo de Operaciones

Raúl González Rojas / Ingeniero Civil Eléctrico
RUT 7.741.108-9 / Fecha nombramiento 10/09/2012

Gerente Administración y Finanzas

Víctor Vidal Villa / Ingeniero Civil Industrial
RUT 9.987.057-5 / Fecha nombramiento 11/04/2012

Gerente Legal

Sebastián Sáez Rees / Abogado
RUT 8.955.392-K / Fecha nombramiento 01/10/2007

Gerente Comercial

Patricio Turén Arévalo / Ingeniero Civil Industrial
Rut 7.256.279-8 / Fecha nombramiento 24/09/2012

Gerente de Comercialización

Marcelo Bobadilla Morales / Ingeniero Civil Eléctrico
RUT 10.151.086-7 / Fecha nombramiento 01/09/2009

Gerente Ingeniería y Proyectos

Hugo Briones Fernández / Ingeniero Civil Eléctrico
Rut 7.810.810-K / Fecha nombramiento 01/01/2013

Gerente Regulación

Rodrigo Miranda Díaz / Ingeniero Civil Eléctrico
RUT 10.784.472-4 / Fecha nombramiento 10/09/2012

Gerente Personas

María Dolores Labbé Daniel / Ingeniero Comercial
RUT 13.117.638-4 / Fecha nombramiento 10/12/2013

Gerente Desarrollo de Negocios

Charles Naylor Del Río / Ingeniero Civil Industrial
RUT 7.667.414-0 / Fecha nombramiento 15/05/2014

Gerente Planificación Estratégica, Gestión y Riesgos

Marcela Ellwanger Hollstein / Ingeniero Comercial
RUT 12.752.648-6 / Fecha nombramiento 10/12/2013

Gerente de Operaciones de Transmisión

Marcelo Matus Castro / Ingeniero Eléctrico
RUT 11.364.868-6 / Fecha nombramiento 01/11/2015

Gerente de Operaciones

Leonel Martínez Martínez / Ingeniero Eléctrico
RUT 14.556.330-5 / Fecha nombramiento 23/03/2015

Subgerente Prevención de Riesgos

Patricio Velásquez Soto / Ingeniero en Prevención de Riesgos
RUT 12.540.271-2 / Fecha nombramiento 30/10/2013

Director Auditoría Interna

Jorge Castillo Quiroz / Contador Auditor
RUT 7.759.917-7 / Fecha nombramiento 01/01/2009

Subgerente Asuntos Corporativos

Lorena Mora Sanhueza / Periodista
RUT 8.750.218-K / Fecha nombramiento 01/07/2012

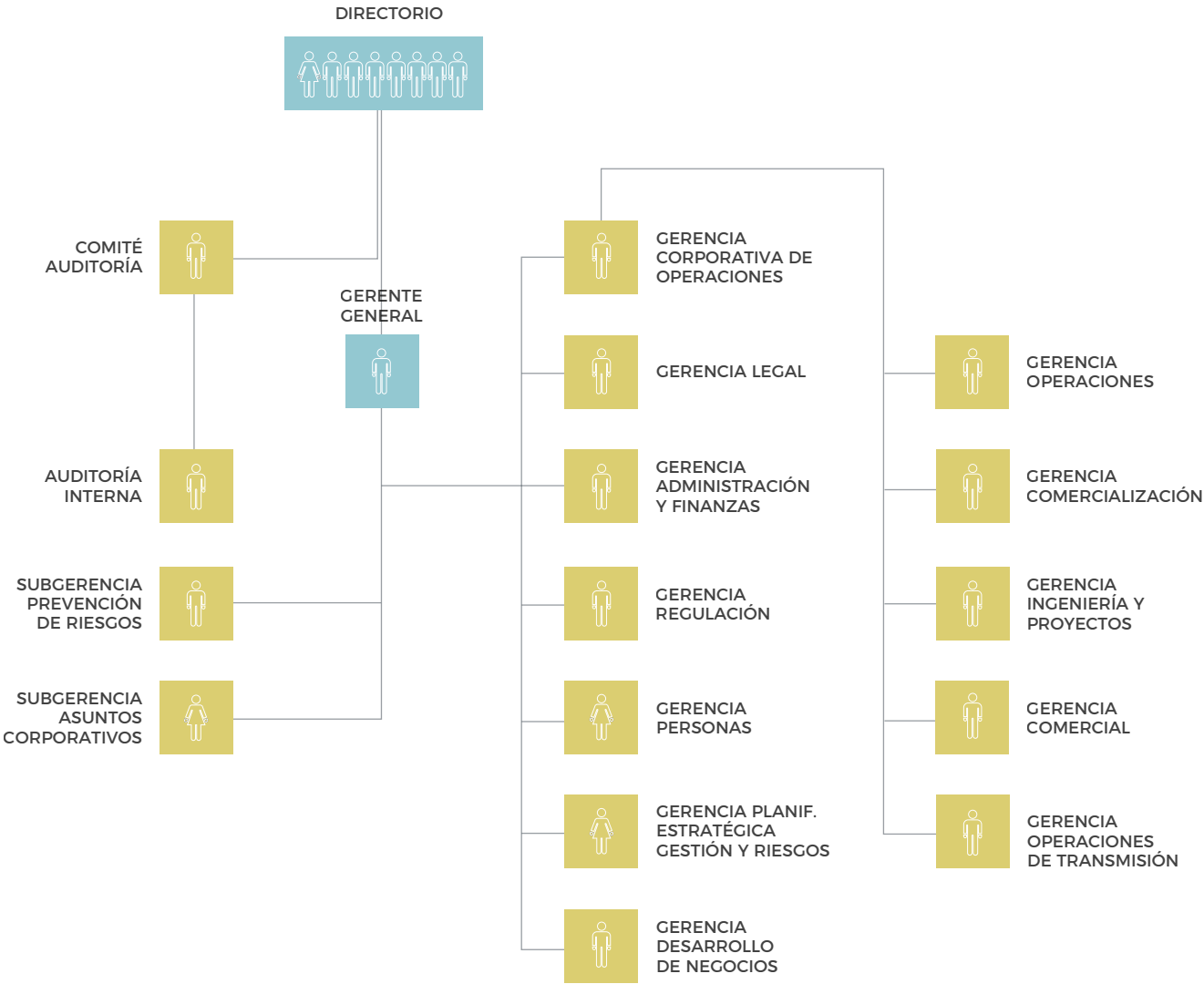
Subgerente Regulación

Jorge Muñoz Sepúlveda / Ingeniero Civil Electricista
RUT 11.694.983-0 / Fecha nombramiento 01/09/2009

Estructura Organizativa

El Directorio, el Gerente General y el Comité Ejecutivo, desempeñan los mismos cargos y funciones para todas las empresas filiales, relacionadas y coligadas, salvo para las sociedades Sistema de Transmisión del Norte S.A. (STN) y Sistema de Transmisión del Centro S.A. (STC) cuyos directorios están conformados por gerentes de la matriz.

En el caso del consorcio formado con Chilquinta S.A. (Eletrans S.A. y Eletrans II S.A.), participan directores y gerentes de ambos grupos empresariales.



Comité Ejecutivo

Finca Agua Dulce. Región de Atacama.



Patricio Turén / Marcelo Bobadilla / Rodrigo Miranda / Jorge Muñoz / Lorena Mora / Sebastián Sáez / Leonel Martínez / Charles Naylor
Raúl González / Marcela Ellwanger / Víctor Vidal / Francisco Alliende / María Dolores Labbé / Patricio Velásquez







Reseña Histórica



1926: Nace la Sociedad Austral de Electricidad S.A., empresa privada que comienza suministrando energía a Lebu, Arauco, Carampangue y posteriormente a Puerto Montt, Osorno y Valdivia.

1946: Corfo y Endesa ingresan como accionistas mayoritarios de Saesa para agilizar el Plan de Electrificación del país impulsado por el Estado.

1956: Frontel inicia sus actividades de distribución eléctrica como filial de Endesa, entregando suministro a las provincias de Concepción, Ñuble, Arauco, Bío Bío, Malleco y Cautín.

1957: Endesa transforma a Frontel en una sociedad anónima, quedándose con el 83,7% de participación.

1960: Tras el fuerte terremoto, más del 70% de las redes y subestaciones en Valdivia y Pto. Montt quedaron afectadas junto a daños en instalaciones en la zona de Osorno. La Sociedad concentró todo su recurso humano y material ante la emergencia.

2016

En el mes de junio, se puso en marcha la línea de transmisión Sitramel, que se extiende entre la subestación enlace y seccionamiento Línea Angamos, destinada a evacuar la central Kellar (500 MW), perteneciente a BHP Billiton. Esta obra, a cargo "Sistema de Transmisión del Norte S.A.", con una extensión de 71 kilómetros significó una inversión de US\$ 70 MM.

Durante el mes de Julio, Sagesa, empresa filial del Grupo, adquiere la sociedad "Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.", titular del proyecto adicional "Línea de Transmisión Cabo Leones Maitencillo 2x220 kv de 110 km."

En octubre se adjudica el proyecto de ampliación de la S/E (Kimal) en modalidad EPC al consorcio Isotron Sacyr. Dentro del mismo mes "Sociedad Austral de Transmisión Troncal, SATT", filial del grupo adquiere la S/E San Andrés.

En noviembre se adjudica a HVM ingenieros la ejecución en modalidad de EPC de las obras de ampliación de la parte troncal de la S/E San Andrés.

2010 / 2015

2010: Un fuerte terremoto y posterior tsunami afectó gravemente al país. Trabajadores y contratistas enfrentaron un período de trabajo intenso y continuo para devolver el suministro eléctrico a todos los clientes desde el Bio-Bio hasta Chiloé.

En noviembre, la sociedad colocó un bono de UF 4.000.000 para el refinanciamiento de sus pasivos financieros. De esta forma se mejoraron las condiciones del financiamiento, aumentando además el plazo del crédito, con un menor costo.

2011: El fondo de inversión canadiense Alberta Investment Management Corporation adquirió el 50% de la propiedad que estaba

en manos de Morgan Stanley.

2012: Saesa en conjunto con Chilquinta (este último no perteneciente al grupo empresarial), constituyen la Sociedad Eletrans S.A., tras la adjudicación de proyectos de transmisión troncal. Se inaugura el proyecto Puyehue-Rupanco.

2013: El consorcio formado por la filial Saesa y Chilquinta, constituyen Eletrans II S.A., tras la adjudicación de 2 nuevos proyectos de transmisión troncal.

La Compañía realiza una exitosa colocación de bonos corporativos, por UF 3.000.000, experimentando una sobredemanda en el mercado local.

1980

1980: Copec se convierte en accionista mayoritario de Saesa y Frontel.

1981: Se crea Edelaysen como filial de Endesa, transformándose posteriormente en S.A..

1982: Saesa compra a Copec el 70% de las acciones de Frontel, convirtiéndose ésta en filial de Saesa.

1986: Corfo, Edelaysen y Endesa inician la construcción de minicentrales hidroeléctricas y líneas de transmisión por la Carretera Austral.

1988: Corfo traspasa sus instalaciones a Edelaysen, transformándose en accionista mayoritario.

1989: Saesa y Frontel inician actividades de transmisión, con líneas de 66 kV y subestaciones de 66/23 kV.

1990

1994: Saesa y Transelec se asocian creando STS, con una participación accionaria del 60% y 40% respectivamente.

1996: Saesa adquiere a Transelec el 39,9% de las acciones de STS quedando con el 99,9% de la propiedad. El 0,1% restante es adquirido por Frontel.

1998: Saesa se adjudica el 90,11% de las acciones de Edelaysen licitadas por Corfo, extendiendo sus actividades a 1.500 km entre la VIII y XI región.

1999: Saesa y Frontel adquieren Creo Ltda..

2000

Entra en servicio el proyecto Chiloé que aumentó la capacidad de suministro hacia la Isla de Chiloé de 55 a 110 MVA.

2014: En el mes de septiembre, se constituyó la Sociedad "Sistema de Transmisión del Norte S.A.", posicionándose en el norte del país.

Durante el año, se efectuaron colocaciones de bonos en el mercado local por MUF 2.000 en Saesa y MUF 2.500 en Frontel, principalmente para inversiones y refinanciamiento de pasivos.

2015: En el mes de Octubre, se constituyó la "Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A" o SATT. Esta sociedad pertenece en un 99,9% a SAESA y en un 0,1% a

STS y será la encargada de desarrollar y explotar el proyecto troncal S/E Nueva Crucero – Encuentro, que le fuera adjudicado a SAESA.

En diciembre fue la puesta en marcha de la línea de transmisión que une Copiapó con Diego de Almagro que se extienden entre la subestación Cardones, ubicada a 15 kilómetros al sur de Copiapó, y la subestación Diego de Almagro. Esta obra, a cargo del consorcio Eletrans, conformado por Saesa y Chilquinta, tiene una extensión de 156 kilómetros y significó una inversión de USD 70 millones.

2000: Saesa y STS modifican las instalaciones de transmisión que abastecen a la isla de Chiloé, quedando el sistema energizado con 110 kV. Saesa adquiere el 1,56% de las acciones de Edelaysen que pertenecían a Corfo, aumentando así su participación al 91,67%.

2001: Copec vende a PSEG Chile Holding S.A. su participación en Saesa y Frontel. Comienza a operar Alto Baguales, la primera central en realizar generación eólica a escala industrial.

2002: Se constituye SGA.

2005: Se completa el financiamiento de largo plazo, con aumentos de capital y refinanciamiento de pasivos de las empresas del Grupo.

2006: Se elevan los índices de calidad de servicio, culminando el

año dentro de los indicadores exigidos por la autoridad gracias a inversiones de mejoramiento.

2007: Se inicia la construcción del proyecto Chiloé, un sistema de transmisión en 220 kV entre Puerto Montt y la isla. Este mismo año se inician sus ventas en el área de retail.

2008: Ontario Teachers` Pension Plan y Morgan Stanley Investment Funds adquieren la totalidad del Grupo Saesa.

2009: El agresivo plan de inversiones alcanza los M\$ 36.000. Finaliza la construcción del primer proyecto de electrificación rural conectado al SIC mediante el cruce aéreo entre islas, desde Puluqui hasta Chidquapi. Retail alcanza 58 puntos de venta en la zona de concesión.

Capítulo Dos

Antecedentes Relevantes

Factores de Riesgo

Marcha de la Empresa

Gestión Financiera

Hechos Relevantes



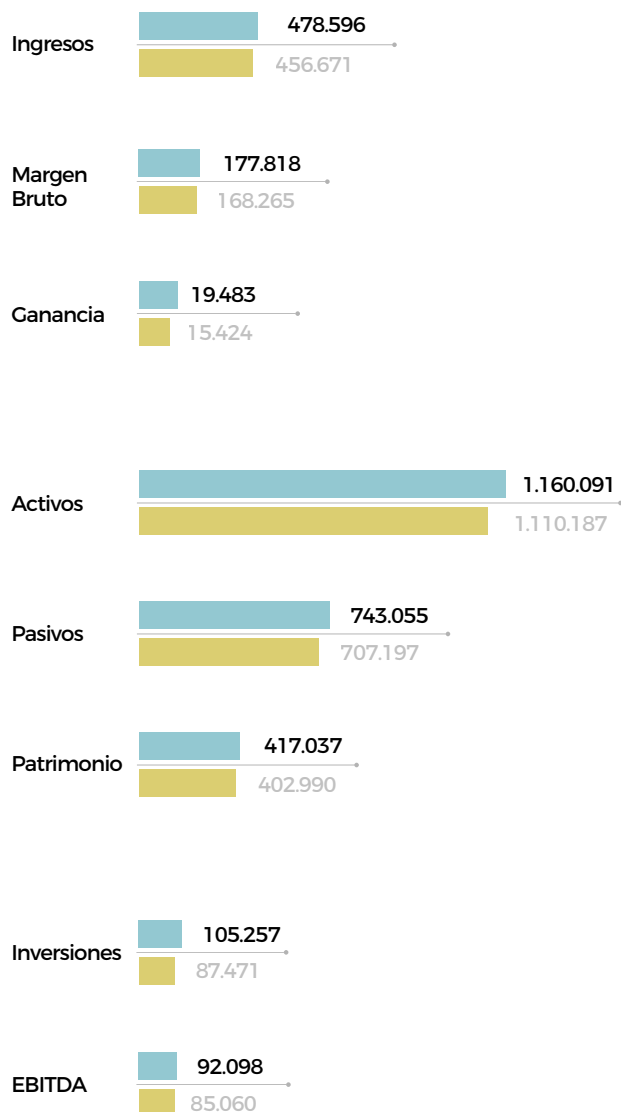


Antecedentes Relevantes Eléctricas del Sur

● ANTECEDENTES FINANCIEROS

CONSOLIDADO (MM\$)

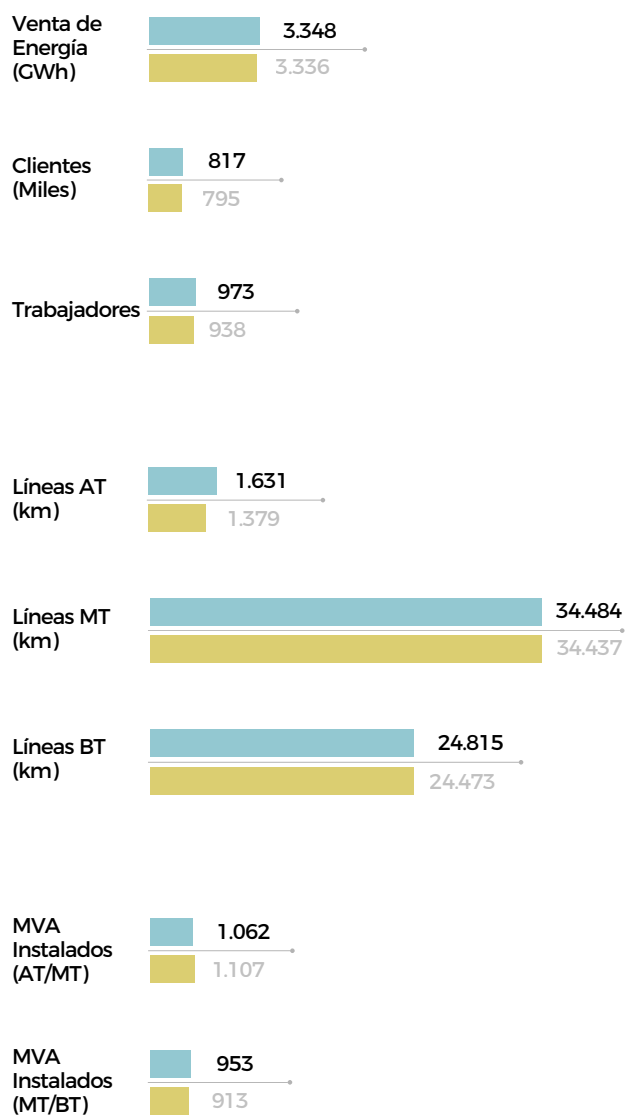
■ 2016 ■ 2015



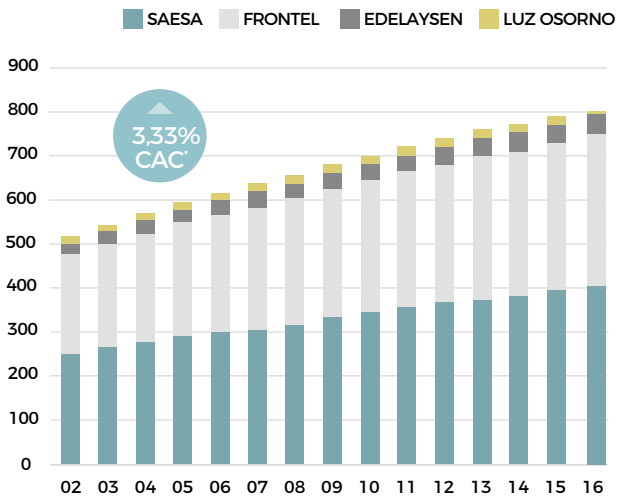
● ANTECEDENTES OPERACIONALES

CONSOLIDADO

■ 2016 ■ 2015

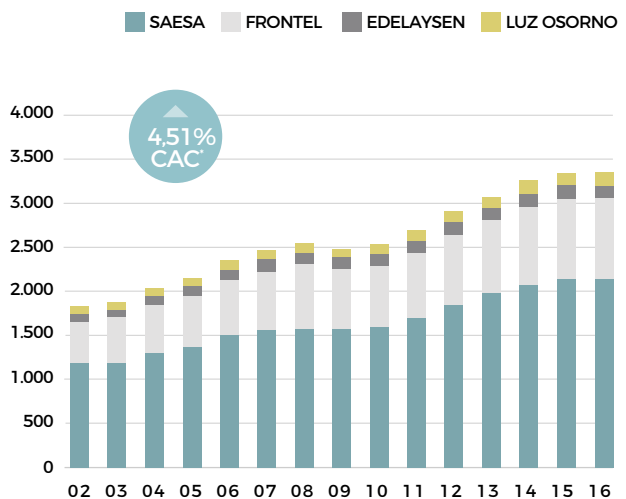


● **CLIENTES** (en miles)



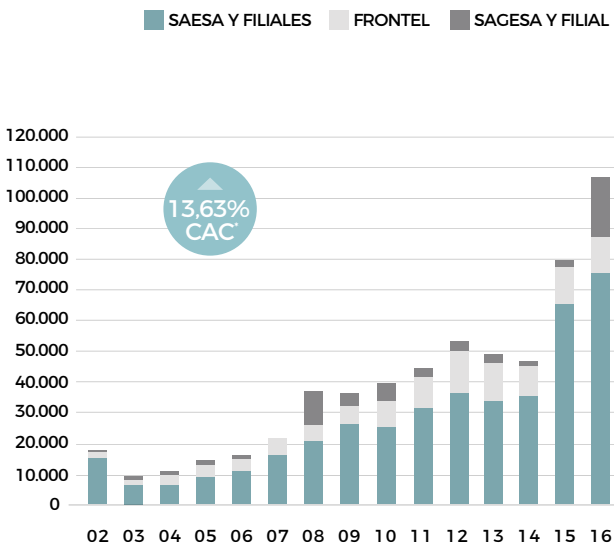
* Crecimiento Anual Compuesto

● **VENTAS DE ENERGÍA** (en GWh)



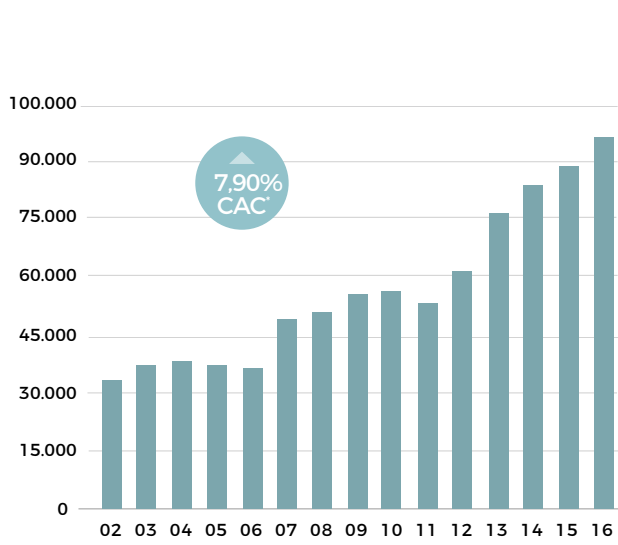
* Crecimiento Anual Compuesto

● **INVERSIONES** (en MM\$)



* Crecimiento Anual Compuesto

● **EBITDA** (en MM\$)



* Crecimiento Anual Compuesto

Factores de Riesgo

La estrategia de gestión de riesgo está orientada a la protección de la Sociedad, sus empleados y su entorno ante situaciones que los puedan afectar negativamente. Esta gestión está liderada por la alta administración de la Sociedad, y se realiza tanto a nivel general como para cada uno de los sectores en que participa, considerando las particularidades de cada uno. Para lograr los objetivos, la gestión de riesgos financieros se basa en cubrir todas aquellas exposiciones significativas, siempre y cuando existan instrumentos adecuados y el costo sea razonable. Los principales riesgos a los cuales está expuesta la Sociedad y sus filiales son los siguientes:

RIESGO REGULATORIO

El mercado eléctrico es una industria regulada, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución, transmisión y transformación de energía, así como la generación en los sistemas medianos como los atendidos por la filial Edelaysen. La autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios. Los riesgos de este negocio están ligados al marco regulatorio actual, donde la autoridad fija las tarifas luego de un proceso que busca el óptimo de operación e inversión en cada sistema, fijando tarifas que permitan la recuperación de la inversión inicial y los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente, considerando instalaciones y una organización de tamaño eficiente para la prestación de los servicios tarifados.

Así, los ítems más importantes relacionados con este riesgo son los siguientes:

a) Cambio de la regulación

El sector eléctrico se rige por una normativa, vigente des-

de 1982, que regula aspectos claves de la industria tales como tarifas, capacidad de las sociedades de abastecer a sus clientes y la calidad del suministro, entre otros.

A fines de 1998 se publicó el Decreto Supremo N° 327, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos que permitió perfeccionar y aclarar algunos aspectos complementarios, especialmente los relacionados con calidad de servicio y funcionamiento independiente de los CDEC's.

Hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica (ver nota N°3 punto 3.4 Marco Regulatorio de los Estados Financieros). En general, los cambios en dicho marco regulatorio pueden constituir un riesgo para la Sociedad y la industria eléctrica, dado que pueden afectar aspectos operacionales, sus márgenes y rentabilidad entre otros factores claves.

La Sociedad monitorea periódicamente los potenciales cambios regulatorios de modo de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requiera.

b) Fijación de tarifas de generación

Actualmente, un generador puede cumplir distintos roles, en forma exclusiva o de manera simultánea, para comercializar la producción de una central. Por una parte, puede actuar como un generador puro, vale decir comercializar la producción completa de la central al mercado spot y por otra, como generador comercializador establecer contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación o participando de licitaciones de suministro de electricidad impulsadas por la Comisión Nacional de Energía.

Los precios para valorizar la inyección de energía al mercado spot, son calculados por la Dirección de Peajes del Coordinador y se denomina costo marginal horario que se obtiene en función de los costos variables de las unidades que fueron despachadas en el sistema para satisfacer la

demanda horaria de éste en forma económica y segura. La valorización de potencia se realiza considerando los precios calculados por la Comisión Nacional de Energía en fijaciones tarifarias semestrales.

Por otra parte, si el generador cuenta con contratos de suministro, este debe comprar al mercado marginal la energía necesaria para poder satisfacer sus contratos de suministro quien a su vez recaudará de sus clientes el valor de la energía vendida al precio establecido en dichos contratos bilaterales de suministro.

Actualmente la filial Sagesa S.A. está enfocada en la venta de su energía a la filial SGA quien en definitiva comercializa la energía en el mercado spot en el Sistema Interconectado Central. La energía comercializada por SGA, proviene, además de la comprada a Sagesa S.A., de otros generadores del sistema con quienes mantiene contratos de compra-venta.

En el caso de SGA podría existir una exposición al riesgo producto a un eventual desacople entre la valorización de la compra asociada al contrato de compraventa con un proveedor y la valorización de la venta al mercado mayorista (precio spot). Así, SGA mantiene actualmente un contrato de compra indexado en una proporción al precio de nudo, lo que genera un desacople en los ingresos valorizado a costo marginal. Por cada peso de diferencia entre precio de nudo y costo marginal (para una venta promedio mensual de 4 GWh), se generará un ingreso o pérdida de M\$2.400 si el costo marginal está sobre o por debajo del precio de nudo, respectivamente.

La Sociedad monitorea este contrato y los precios de mercado para tomar medidas de modo de evitar que se produzcan pérdidas importantes en el mediano plazo. Estas medidas han sido activar contratos de venta a precios fijos en lugar de vender al mercado spot, disminuyendo así el riesgo de cantidad y precio entre el punto de inyección y retiro.

c) Fijación de tarifas de distribución

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. Durante el 2016 se realizó un nuevo proceso tarifario cuyo resultado debe aplicarse mediante un nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que regirá desde noviembre de 2016 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2020, una vez que se publique en el Diario Oficial, luego de que la Contraloría General de la República tome razón de él. Estas tarifas son fijas, y se ajustan anualmente por un factor de economía de escala (reconociendo las eficiencias que se producen en cada Sociedad producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local, inflación de Estados Unidos de América y del tipo de cambio.

Dicho decreto además, considerará lo siguiente:

- Nuevas estructuras tarifarias para recoger la posibilidad de clientes a optar a la lectura y facturación de demanda, mediante equipos de medición con resolución horaria;
- Incorporación de nuevos conceptos establecidos en las modificaciones legales del 2016, esto es:
 - Producto de la Ley N°20.928, que introduce mecanismos de Equidad Tarifaria Residencial y Reconocimiento de Generación Local.
 - Producto de la Ley N°20.936, para incluir un Cargo de Servicio Público aplicable a los clientes, para el financiamiento del presupuesto del Coordinador, del Panel de expertos y el nuevo Estudio de Franja.
- Posibilidad de recálculo de los Factores de Economía de Escala, en virtud del nivel de inversiones que efectivamente realice la empresa como producto de la adecuación ante mayores exigencias de Calidad de Suministro;
- Posibilidad de recálculo de los Factores de Expansión de Pérdidas para incluir mayores niveles de Hurto Residual que



la empresa pueda demostrar ante la Autoridad;

- Incorporación del costo de Corte y Reposición de suministro como componente del VAD de todos los clientes de una empresa y con ello, la eliminación del cobro directo al cliente afecto a dicho servicio.

Adicionalmente, las tarifas finales a clientes incorporan el costo de la energía contratada por la Sociedad, y que es traspasada al cliente final. Para la filial Edelayesen, las tarifas de venta incorporan en su fórmula precios para generación de energía regulados, que también son fijados cada cuatro años, reflejando en este caso los costos medios de generación en esa zona. En 2015 se publicaron las nuevas tarifas para los sistemas medianos que rigen desde noviembre 2014 a octubre 2018.

En cuanto a los Servicios Asociados a la Distribución Eléctrica (SSAA), viene al caso mencionar que a fines del 2011 y producto de una investigación realizada por la Fiscalía Nacional Económica, ante una presentación no contenida del 2008, ha solicitado a la H. Comisión Resolutiva calificar un nuevo conjunto de servicios como parte de los SSAA, precisiones y mayores exigencias para la prestación de servicios asociados no tarifados y proponer al Ejecutivo modificaciones legales en el caso de prestarse SSAA que utilicen infraestructura concebida para el servicio de suministro de electricidad. La Sociedad está monitoreando lo anteriormente comentado, de modo de anticipar cambios en los actuales procesos o en las formas de tarificación en la industria. En ese mismo sentido, la Sociedad ha implementado procesos de modelación y detalle de los distintos servicios hoy ofrecidos o los nuevos, considerando el detalles de las actividades incluidas, condiciones de aplicación y sus costos, cuyos precios se publican en nuestras oficinas comerciales y son informados oportunamente a la Autoridad.

Respecto de la fijación de tarifa de SSAA, que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, por lo que se espera nuevas tarifas para el transcurso del año 2017 mediante la publicación del Decreto respectivo.

d) Fijación de tarifas de transmisión zonal (ex - subtransmisión)

De acuerdo a la legislación vigente corresponde determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de transmisión zonal, con dos años de diferencia respecto del cálculo del VAD.

El último proceso tarifario comenzó durante el 2009 (que fijaba las tarifas para el período 2011-2014) y culminó con la publicación del respectivo Decreto Supremo N°14, el 9 de abril de 2013. Con ello, se aplicaron de manera retroactiva (desde el 1° de enero del 2011) los recargos fijados. Con posterioridad a la publicación del referido decreto tarifario, la CNE elaboró los respectivos Informes Técnicos de Precio de Nudo Promedio que permitieron traspasar los nuevos recargos a las tarifas de clientes regulados para todo el período de aplicación (desde enero de 2011 en adelante). Asimismo, la Dirección de Peajes del CDEC-SIC inició los cálculos y envió los cuadros de pagos para reliquidar desde enero de 2014 en adelante, el pago por el uso de transmisión zonal de parte de los retiros (distribuidoras) e inyecciones (generadoras) con los niveles tarifarios establecidos en el DS N°14. Mediante la Ley N°20.805, la aplicación del DS 14 se extendió hasta el 31 de diciembre de 2015.

Posteriormente, mediante la Ley N°20.936 se extendió nuevamente la vigencia del DS N°14, esta vez, hasta el 31 de diciembre de 2017. Adicionalmente, esa misma Ley estableció un nuevo marco regulatorio para la transmisión y en especial para la de tipo zonal (ex - subtransmisión). Especialmente, se estableció un régimen tarifario para el período 2018-2019, que permitirá establecer la valorización del catastro de instalaciones existentes y cuyo proceso de cálculo se inició hacia fines del 2016. La misma Ley establece un régimen de revisión cuatrienal para establecer la valorización aplicable desde el año 2020 en adelante.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de la transmisión zonal (ex - Subtransmisión) son monitoreados

continuamente, en función de los cambios que la Autoridad introduzca con ocasión de cada nuevo proceso tarifario, con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la Reglamentación vigente, esto es, en el Honorable Panel de Expertos o Contraloría General de la República, según sea el caso.

e) Fijación de tarifas de transmisión nacional (ex - troncal)

En el marco del último proceso tarifario de transmisión nacional, luego de concluido el Estudio cuatrienal (2016-2019) a principios del 2015, y publicado el Decreto Supremo N°23T del 2016 (DS 23T) se realizó un cambio en la calificación de instalaciones de transmisión de propiedad de Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS), filial de la Sociedad, mediante la cual las instalaciones de 220kV que permiten la alimentación desde subestación Puerto Montt hasta la subestación Chiloé, pasaron a ser calificadas como de Transmisión Nacional.

Mediante la publicación de la Ley N°20.936, se redefinió la transmisión Troncal como Nacional, manteniendo la valoración de las obras reconocidas mediante el DS 23T y estableciendo nuevos mecanismos para la determinación de los planes de expansión de transmisión y su valoración, para posteriormente ser transferidos a tarifas a clientes finales.

f) Contratos de suministro

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben contar, mediante llamados de licitación pública, con contratos de suministro de energía que permitan abastecer a sus clientes regulados para, a lo menos, los próximos cinco años.

Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro suscritos desde el año 2006 y hasta el 2016, como resultado de las últimas licitaciones de suministro realizados durante el año 2014 y 2015, estos son, la Licitación de Suministro SIC 2013/03 segundo llamado y la Licitación

de Suministro 2015/02, respectivamente.

Cabe mencionar que la quiebra de un suministrador no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debido a los cambios legales introducidos mediante la Ley N° 20.805 del 2015.

Producto de la entrada en vigencia de la Ley N°20.805, durante el primer trimestre de cada año, la CNE solicita a todas las Distribuidoras el envío de las proyecciones de demanda de clientes regulados. Con esa información, más ajustes de la proyección por parte de la Comisión, ella emite un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó los siguientes procesos de Licitación:

- Proceso 2015/01 (Enero 2021- Diciembre 2041), cuya adjudicación se realizó en agosto 2016.

- Proceso 2015/02 (Enero 2017 – Diciembre 2036), cuya adjudicación se realizó en octubre 2015, por el 100% de la energía licitada.

Los últimos resultados de las licitaciones de suministros para el abastecimiento de las empresas distribuidoras han permitido viabilizar el desarrollo de nuevos proyectos destinados al suministro de éstas, incluyendo el desarrollo de proyectos de energía renovable, permiten disponer de energía para cubrir los requerimientos futuros de los clientes sometidos a regulación de precio de las distribuidoras.

g) Abastecimiento de energía

La seguridad de abastecimiento de energía para todo el SIC se podría ver afectada en años futuros, si se presentaran fallas prolongadas en centrales térmicas y/o problemas con el suministro de gas y/o problemas de sequía o limitaciones en la transmisión de energía.

Sin embargo, estos riesgos se ven aminorados debido a que:

- Las modificaciones introducidas en su momento por las

Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.

- Las acciones del regulador, tendientes por un lado a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento y por otro al reconocer que un año muy seco podría generar situaciones que pueden ser complicadas y que requieren de una revisión oportuna de la forma en que se puedan resolver la disponibilidad y los recursos de energía necesarios.

- La nueva Ley de Transmisión, incorpora una planificación energética y expansión de la transmisión de largo plazo, considerando una visión estratégica de suministro eléctrico, intereses de la sociedad, cuidado del medio ambiente, uso del territorio, mejoras en calidad de servicio, participación del Estado como garante del bien común, con la finalidad de favorecer el desarrollo de un mercado de generación más competitivo.

Aun así, la Sociedad y sus filiales realizan estimaciones antes un escenario de déficit de suministro, para planificar posibles acciones (acuerdos entre distribuidoras, informe a generadoras y autorización de la CNE) en búsqueda del traspaso de excedentes disponibles en distribuidoras con superávit de suministro, o bien, incorporar nuevos requerimientos a los próximos procesos de licitación.

RIESGO FINANCIERO

Adicionalmente existe riesgo financiero, relacionado con el financiamiento de las inversiones, los plazos de recuperación de éstas, así como el costo y la variabilidad de los fondos, es decir riesgo de crédito, de liquidez y de mercado.

La administración de los riesgos financieros de la Sociedad y sus filiales se realiza de modo de mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los pasivos financieros

Los flujos de la Sociedad y sus filiales, que son generados principalmente por su participación en el negocio eléctrico, tienen un perfil muy estable y de largo plazo.

El 94,1% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos, y se encuentra denominada en UF, consistente con una parte importante del perfil de flujos de la Sociedad y sus filiales. En la actualidad el 99% de la deuda financiera de la Sociedad, está a tasa fija.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de la administración de caja conjunta con la matriz Grupo Saesa, las filiales Saesa y Frontel. Como política, los excedentes de caja diarios son invertidos en instrumentos financieros con el objeto de optimizarlos y poder asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago en las fechas de vencimiento establecidas; las inversiones se realizan en instituciones financieras nacionales, con límites establecidos por institución y en instrumentos financieros de riesgo acotado, de acuerdo con las políticas internas del grupo.

Adicionalmente, la filial Saesa y sus filiales y la filial Frontel en la actualidad cuentan con un contrato firmado de línea de capital de trabajo disponible a todo evento por un monto total de UF 1.000.000 y de libre disposición hasta diciembre del año 2020, con spread máximos acordados. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez. La Sociedad y sus filiales, de acuerdo con sus evaluaciones de flujo, puede optar por financiar algunas inversiones de largo plazo con crédito de corto y mediano plazo, principalmente para acceder a condiciones de mercado más favorables, así como mantener deuda relacionadas con la matriz.

También la Sociedad y sus filiales están expuestas al riesgo de crédito debido a sus actividades operacionales y a sus actividades financieras. Sus políticas tienen como objetivo disminuir el incumplimiento de pago de las contrapartes y adicionalmente mejorar la posición de capital de trabajo. El riesgo de crédito relacionado con el suministro de energía eléctrica, es limitado dadas las herramientas de cobro (corte de suministro y radicación de deuda en la propiedad) que la Ley entrega a las empresas que entregan este servicio.

Para más detalle ver Nota N°4 Política de Gestión de Riesgos de los Estados Financieros de la Sociedad.





Marcha de la Empresa

EXCELENCIA OPERACIONAL

En el ámbito de la calidad de servicio, el año 2016 fue histórico para la compañía. Por vez primera fue posible cerrar el año eléctrico con cero clientes y alimentadores fuera de estándar, de acuerdo a la normativa de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Este hito fue posible gracias al esfuerzo de cada una de las 7 zonales en que se encuentra dividida administrativamente la empresa en distribución.

Es necesario también destacar la disminución del tiempo promedio de interrupciones por cliente, evaluada por el indicador SAIDI impuesto por el regulador y la frecuencia media de éstas, evaluada por el indicador SAIFI. En el primer caso el Grupo Saesa cerró con un 17% inferior al año anterior, lo que en la práctica significa 6 horas menos de interrupciones para la totalidad de los clientes respecto al 2015.

En una actividad pública que nos llenó de orgullo, este trabajo fue reconocido por el Superintendente de Electricidad y Combustible Nacional, Luis Ávila, en la ciudad de Puerto Montt, quien felicitó los resultados en calidad de servicio y en específico destacó a la Región de Los Lagos, la que presentó una de las mayores disminuciones en fallas a nivel de país, con un 23% del indicador SAIDI. Con respecto a la frecuencia de interrupciones promedio por cliente, las distribuidoras del Grupo Saesa disminuyeron en un promedio de 20%.

SUSTENTABILIDAD

Nuestra visión como compañía es entregar energía confiable contribuyendo al bienestar y desarrollo del país. Pendientes y orientados hacia este compromiso, partimos de la base que la calidad de servicio es un desde y que el diálogo, el valor compartido y la conciencia deben ser los pilares en

nuestras acciones de sustentabilidad y en la manera de relacionarnos con los territorios que atendemos.

Diferentes iniciativas han promovido un acercamiento legítimo a las comunidades de las que formamos parte en el vasto territorio repartido en 5 regiones del país.

Programa Somos Vecinos: Hasta 40 comunas, de las 112 que atendemos, llegó durante 2016 este programa, que busca iniciar mesas de trabajo con dirigentes vecinales, donde la formación, información, eficiencia energética y la solución a problemáticas como las autorizaciones para ejecutar roce o la necesidad de aumento de potencia en algún sector, han sido las temáticas principales abordadas. Éste se ha convertido en un gran espacio de reunión y diálogo con la comunidad que nos ha permitido lograr avances y beneficios para ambas partes.

Programa de Conexión de Sedes Sociales: Desde sus inicios en 2013, más de 60 sedes de organizaciones locales han logrado conectarse a la red de abastecimiento eléctrico en el marco de este programa. Hoy más de 3 mil familias pueden usar con mayor comodidad y habilitación los espacios para su desarrollo, esparcimiento y vida en comunidad.

Campaña “A la Escuela con Energía”: En este 5to año la campaña escolar, que cada mes de marzo llega hasta escuelas de rincones alejados con útiles escolares y equipamiento audiovisual, completó los 200 establecimientos beneficiados, desde Bulnes a Aysén.

Programa de Liceos Eléctricos: Más de 500 alumnos, de tercero y cuarto año medio de establecimientos de Cabreño, Nacimiento, Victoria, Valdivia, La Unión, Osorno, Frutillar, Castro y Coyhaique, vivieron actividades de entrenamiento, formación en aula, salidas a terreno y participación en faenas reales. Se realizaron más de 50 actividades impartidas por trabajadores, además de incorporar a 16 estudiantes a prácticas laborales en la compañía.

MEDIOAMBIENTE

El programa “RecoPila” de recolección de pilas en desuso, desarrollado en conjunto con las Secretarías Regionales Ministeriales del Medio Ambiente de las regiones de La Araucanía, Los Ríos y Aysén y varias municipalidades desde la región del Biobío hasta la región de Los Lagos, logró recolectar y efectuar disposición final de 6,3 toneladas de estos desechos desde escuelas, liceos y distintos lugares habilitados para recolectar las pilas, como centros de pago de la compañía, municipios o bibliotecas municipales.

En aspectos medioambientales las labores de roce y poda de árboles cercanos al tendido eléctrico, que forma parte de la misión de mantener las redes despejadas para asegurar la continuidad del suministro eléctrico, así como la limpieza de faja para la construcción de nuevas redes, llevaron a la compañía a restituir las especies arbóreas. Fue así como en el año 2016, se reforestaron 96 hectáreas de árboles nativos y fueron replantadas más de 65 hectáreas de bosques.

NUESTRAS PERSONAS, VALOR COMPARTIDO

Las acciones de la Gerencia de Personas están orientadas a promover equipos motivados y con las competencias necesarias para atender con éxito los desafíos de la Compañía. En este sentido, se potencia tanto el desarrollo personal, profesional y familiar de los trabajadores.

Durante el año 2016 se desarrollaron 98.337 horas del Plan de Capacitación Corporativa, orientadas al desarrollo profesional de los más de 1.900 trabajadores que participaron, tanto de empresa como de contratistas.

Para cubrir la necesidad de reclutamiento y formación de personal operativo en el área eléctrica del Grupo Saesa y

que sea sostenible en el tiempo, se realizó por segundo año consecutivo la “Escuela de Formación de Linieros”, dedicado a formar personal que desempeñe las labores de Ayudante de Liniero de Obras y Mantenimiento, Liniero de Obras y Mantenimiento, y Liniero de Operaciones.

En el año 2016 postularon 105 jóvenes a la “Escuela de linieros” y de estos participaron 26 quienes lograron finalizar la capacitación. Actualmente 25 de ellos trabajan en empresas contratistas, que nos prestan servicios.

El 2016 finalizó con muy buenos resultados el primer Programa de Desarrollo de Proveedores cuyo objetivo es apoyar proyectos que busquen mejorar la calidad y productividad de los proveedores y contratistas, especialmente aquellos más estratégicos. A su vez, se dio inicio a un segundo programa enfocado principalmente a empresas de obras y mantenimiento.

Conocer el nivel de satisfacción de los trabajadores es importante para la empresa, es por ello que año tras año se realiza la Encuesta de Clima Organizacional que el 2016 entregó un resultado de un 83% de satisfacción. Asimismo, el buen ambiente de trabajo y de desarrollo dentro de la compañía se ve reflejado en lugar 23 del Ranking “Great Place To Work”, que reconoce a las mejores empresas para trabajar en Chile.

Mantener un buen clima organizacional y un equilibrio entre la vida laboral y personal es un desafío permanente para el Grupo Saesa. Es por ello que a través del programa “Saesa Activo” se desarrollan actividades que potencian este objetivo, tales como “Nuestros hijos nos visitan”, celebraciones de días especiales o la Navidad de nuestros hijos. Destaca en 2016 la implementación de “Puntos Sonrisas”, que consiste en dos días libres al año a libre disposición de los trabajadores, que fue utilizado por el 85% de los colaboradores. Además, se realizó un plan piloto de “Trabajo Flexible” con 30 personas, con muy buenos resultados, por lo que desde 2017 será una iniciativa permanente.

Respondiendo a una demanda de los mismos trabajadores por ayudar a los demás, nació el Voluntariado Corporativo, donde se canaliza el espíritu solidario que se vive al interior del Grupo Saesa. Durante el año 2016 la empresa apoyó en el desarrollo de 10 proyectos destinados a contribuir al bienestar de la comunidad.

CUIDAMOS A LOS NUESTROS

El Grupo Saesa en su constante compromiso con la vida y el cuidado de las personas, ha desarrollado actividades durante 2016 que refuerzan los desafíos propuestos en nuestra Planificación Estratégica. Entre las actividades más relevantes de este año, podemos mencionar la ejecución de las Caminatas de la Seguridad.

Como un hito relevante del 2016, se destaca la actividad denominada “Caminatas de Seguridad” las que consistieron en generar un acercamiento de los ejecutivos de la compañía con el personal de las distintas empresas contratistas a lo largo de la zona de concesión. Esta jornada se desarrolló en el primer y segundo semestre del año, y consistió principalmente en visitas a las instalaciones de dichas empresas, entregando un mensaje del valor de la seguridad y el compromiso hacia sus trabajadores. Adicionalmente, esta caminata se complementa con una revisión exhaustiva de las instalaciones, levantando hallazgos y generando planes de mejora conjunta, lo anterior, ha resultado fundamental para el proyecto “Condiciones Sanitarias Básicas de las Empresas Contratistas”, el cual busca nivelar y mejorar las condiciones que se presentan en las instalaciones y faenas asociadas a la operación del Grupo Saesa.

Por último, el Valor de la Seguridad para esta compañía está definido como uno de los pilares estratégicos fundamentales, es por ello, que el esfuerzo por mejorar es permanente, buscamos proteger a nuestros trabajadores y arraigar una cultura de seguridad sostenida en el tiempo, que identifique a la marca y permanezca en el tiempo.

GRANDES OBRAS

Proyectos de SE Kapatur y Línea Kapatur - O'Higgins (STN):
En el mes de Julio entró en servicio la subestación Kapatur junto a la línea de transmisión Kapatur – O'Higgins. Estas obras consistieron en la construcción de una línea de doble circuito de 2x220 kV, con capacidad de transmisión de 750 MVA, un total de 185 estructuras metálicas y una extensión de 70 kilómetros.

La SE Kapatur basada en tecnología GIS, de alta disponibilidad y libre de mantenimiento, tiene capacidad para 1500

MVA y es actualmente la Subestación GIS de mayor capacidad en el país. Es propiedad de Sistema de Transmisión del Norte, STN, y su construcción se extendió por 23 meses.

Aumento de Potencia en subestación Puerto Varas:

Producto del aumento de demanda dado por el crecimiento vegetativo en la ciudad de Puerto Varas, se vio la necesidad de la instalación de un nuevo transformador de 30 MVA de 66/23 KV, dotado de cambiador de Taps Bajo Carga.

Nueva Subestación Dalcahue 110/23 KV:

En el año 2016, se realizaron varias obras en la isla de Chiloé, permitiendo con esto mejorar la calidad de servicio a nuestros clientes y la reducción de pérdidas en el sistema, para ello se construyó a 19 kms al norte de la ciudad de Castro, en la comuna de Dalcahue, la nueva subestación Dalcahue de 110/23 KV de 16 MVA conectada a la línea existente Chiloé –Pid Pid, además de la construcción de dos alimentadores en 23 kV.

Se habilitó también paño 110 KV H2 de la subestación Pid Pid, considerado en el desarrollo de la subestación Dalcahue.

Obras Adicionales en subestación Valdivia:

Para mejorar la calidad de servicio en la ciudad de Valdivia y conectar nuevos alimentadores que permitan mayor demanda, se construyen y habilitan dos nuevos paños de línea en 23 kV, permitiendo con esto realizar traspasos de carga desde la Subestación Picarte.

Conexión Central Corral 1000 kVA-800kW:

En el mes de septiembre se conecta la Central Rey 1000 kVA - 800 kW, inyectando en paralelo y en isla al sistema. El objetivo de esta central es contar con la generación necesaria para, frente a fallas, respaldar a los sistemas de transmisión Picarte –Corral, Valdivia –Picarte y mejorar la calidad de 1666 clientes conectados al alimentador Corral.

Construcción y conexión paño subestación Pangué:

Por necesidades de evacuación de la generación de energía de la central mini hidráulica El Mirador, ubicada en la comuna de Alto Biobío, se construyó un paño en 13,2 kV en Subestación Pangué, de propiedad de Endesa.

Instalación de nuevo transformador en subestación Quellón:

En el mes de abril se realizó la puesta en servicio de las nuevas instalaciones de la Subestación Quellón, cuya obra consistió en la instalación de un nuevo transformador de poder de 16 MVA y la normalización de instalaciones en 110kV. El plazo de ejecución fue de 8 meses efectuando la puesta en servicio sin cortes de suministro a los clientes, trabajo realizado con líneas energizadas en media y en alta tensión.

Aumento de Potencia en Subestación Lota:

En el año 2016 se conectó a la línea en línea Coronel – Horcones 66 kV de propiedad Transnet, un nuevo transformador de 66/13,2 kV, de 30 MVA, con sus correspondientes paños de 66 y 13,2 kV y la nueva barra en 13,2 KV con 3 paños habilitados, dejando el transformador existente como respaldo.



La ejecución del proyecto Subestación Kapatur y Línea Kapatur - O`Higgins, propiedad de Sistema de Transmisión del Norte, STN, se extendió por 23 meses, entrando en servicio durante el mes de julio.

ELECTRIFICACIÓN RURAL

El compromiso de las empresas del Grupo Saesa por contribuir al progreso y bienestar de las comunidades donde opera es permanente. Así se refleja en la participación de los programas de Electrificación Rural, donde en un trabajo trisectorial del Gobierno de Chile, la empresa y los beneficiarios, se hace posible la llegada de electricidad hasta los lugares más apartados como cerros, islas o archipiélagos.

Durante el año 2016 se finalizaron las obras correspondientes a 10 de las 11 islas en el Archipiélago de Chiloé, al poner en servicio estos 10 proyectos se encuentran con servicio activo un total de 1.751 nuevos clientes.

La última isla por terminar de construir es Coldita de la comuna de Quellón, la que por razones de servidumbres debió postergar su construcción para 2017, con ella en servicio beneficiaremos a 1.839 familias.

Como segunda etapa en el proyecto de las 22 Islas se firmó, en noviembre del 2016 entre el Gobierno Regional de Los Lagos y las municipalidades correspondientes el contrato para normalizar el suministro eléctrico para otras 11 Islas, distribuidas en 5 comuna de Chiloé: Castro, Quellón, Quinchao, Queilen y Quemchi para un total de 924 familias. Este contrato tiene un plazo de 1000 días corridos y se espera finalizarlo el 31 de agosto del 2019.

GESTIÓN COMERCIAL

La Gestión Comercial de las Empresas del Grupo Saesa, en especial de las distribuidoras que operan el servicio eléctrico a 817 mil clientes localizados en la zona de concesión en cinco Regiones, en el año 2016 se desplegó en torno al lineamiento central del “Foco en el Cliente”. Esta estrategia basada en las necesidades del cliente y su consecuencia en la mejora de la experiencia en el servicio y en la interrelación con los procesos de la Compañía es uno de los impulsores centrales del Plan Estratégico del Grupo Saesa. Dicho Plan, puesto en marcha el año 2015 y cuyo horizonte proyecta a la Compañía hacia el 2020, tiene como propósito llevar a la compañía a una posición de liderazgo en la Industria de servicios, a través de la excelencia en la relación y experiencia del cliente, con un posicionamiento renovado que permita una expansión importante de los negocios de la compañía en el ámbito de las soluciones de energía.

Grupo Saesa inició en el 2015 un proyecto de mejora de la experiencia abordando distintas iniciativas destinadas a mejorar procesos claves que impactan la relación con los clientes, ampliar la oferta de servicios a través de los canales presenciales y virtuales de la compañía, midiendo el resultado de las acciones mediante encuestas sistemáticas. Todo ello complementado con iniciativas tendientes a favorecer un cambio cultural que ponen al cliente en el centro de la

gestión, en una organización tradicionalmente centrada en la gestión técnica.

Las iniciativas más importantes desarrolladas en este ámbito fueron:

- Revisión de procesos para responder a requerimientos frecuentes, como el cambio del titular en el servicio para efectos del documento de cobro, en los cuales se eliminaron requisitos documentarios y se acortó el tiempo del trámite.
- Puesta en servicio de una Aplicación Móvil con funcionalidades para informar interrupciones de suministro, gestionar el pago de la cuenta, estadísticas de consumo, entre otras funciones.
- Renovación y ampliación del sitio web de la compañía, dotando a la oficina virtual de importante información, por ejemplo una aplicación destinada a simular el costo de suministro bajo distintas opciones tarifarias para grandes clientes.
- Selección de un nuevo operador para Call Center, dando inicio a un proyecto para mejorar la capacidad de respuesta bajo contingencia, ampliar la capacidad para efectuar llamadas al cliente en situación de desborde (call back), verificación de venta, encuesta de satisfacción y promoción de campañas. Este proyecto debe completar su desarrollo durante el 2017.
- Reconocimiento a colaboradores y contratistas con desempeño destacado en la atención de clientes y jornadas de intervención de la alta gerencia en procesos en la línea de atención al cliente, iniciativa conocida como “el día del cliente”.

El desarrollo de estas y otras iniciativas orientadas a la experiencia contribuyó a mejorar la satisfacción neta en 12 meses según el Índice Nacional de Satisfacción de Clientes (Procalidad), llevando dicho valor de 42% en el 2015 a 54% en el primer semestre de 2016, siendo la mayor calificación de la Industria eléctrica.

Durante 2016 se inició la revisión y consolidación de los procesos de ciclo de facturación y pago de energía, el ciclo comercial, en la búsqueda de mayor eficiencia, aseguramiento de la calidad de las etapas del proceso y foco en la gestión de las actividades claves de la cadena de este importante proceso. Para ello se desarrolló una revisión piloto en la zonal Valdivia de Saesa que permitió un acortamiento de los días del ciclo significativo, periodo que da cuenta del tiempo que transcurre entre la lectura del equipo de medida y la entrega al cliente del documento de cobro. De este modo se logró rebajar dicho periodo de 17 a 11 días. Esta experiencia modelo está siendo aplicada en el resto de las zonales de la compañía y se espera tener terminada la etapa a fines del 2017 para dar paso a un proceso de mejora continua. Los procesos complementarios del ciclo como el corte y reposición por deuda, la cobranza y la facturación de

otros servicios también están siendo parte de estas revisiones de eficiencia.

También en materia de mejoras del ciclo comercial, la empresa participó activamente en el lanzamiento de la nueva boleta, iniciativa impulsada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y Sernac. La compañía a través de su filial Edelayson llevó adelante uno de los tres proyectos pilotos que se efectuaron en el país, previo al lanzamiento masivo del nuevo formato por todas las empresas distribuidoras.

Expansión de Otros Negocios.

La gestión del portafolio de negocios no regulados y relacionados con el negocio núcleo tuvo un destacado desempeño durante el 2016, superando las metas previstas en el presupuesto del año.

Destacó en este ámbito la ejecución de proyectos de reemplazo de Alumbrado Público, la mayoría de ellos ejecutados por Saesa en el marco de las licitaciones impulsadas por el Ministerio de Energía, las cuales consideran reemplazar luminarias de sodio por tecnología LED posibilitando importantes montos de ahorro a los Municipios por menor consumo de energía. Como fue anunciado en el año 2015, el programa impulsado por el Ministerio considera el reemplazo de unas 200 mil luminarias en diversas comunas del país y hasta fines del 2016 ya fueron licitadas unas 90 mil. En ese marco la Compañía ha sido adjudicada en licitaciones por proyectos que comprenden más de 25 mil puntos luminosos, siendo la empresa que más volumen licitado concentra en este proceso, entre más de 25 proponentes. De este modo SAESA ha ejecutado y se encuentra desarrollando la instalación de luminarias en cerca de 18 comunas de Chile, la última de las cuales, adjudicada en diciembre de 2016, corresponde al proyecto de la comuna de Mejillones en la Segunda Región. Este proyecto revistió un carácter piloto dado que en la zona rigen normas específicas para regular la contaminación lumínica por la presencia de los observatorios, añadiendo restricciones técnicas nuevas en este tipo de desarrollos. La experiencia adquirida y la formación de un grupo de trabajo con colaboradores capacitados para gestionar técnicamente estos proyectos son fortalezas que permiten abordar el desafío de las licitaciones futuras con altas posibilidades de éxito.

Por otra parte la actividad del Retail que incluye la gestión de seguros comercializados a los clientes logro un destacado incremento en las ventas, cercano al 20%, lo que permitió a esta área superar en un 18% el margen bruto respecto del año anterior. Innovadoras campañas y el diseño de herramientas analíticas para focalizar la venta en distintos segmentos de clientes han sido el impulsor clave que ha permitido este logro, tecnología que favorecerá una expansión sistemática de la actividad en los próximos años.

Cambio de Estructura

Finalmente y con el objeto de hacer frente a los grandes desafíos relacionados por una parte con la creación y puesta

en marcha de nuevos modelos de negocios asociados a soluciones de generación doméstica con fuentes renovables no convencionales (ERNC), eficiencia y conversión energética, y otros servicios, junto con la profundización de la estrategia de foco en el cliente, en diciembre de 2016 se puso en vigencia un conjunto de modificaciones a la estructura de la Gerencia Comercial. Dicha estructura debe impulsar y potenciar la actividad de la Gerencia en estos ámbitos hacia el futuro.

PMGD

Durante el año 2016, se incorporaron al sistema de distribución del Grupo SAESA 7 nuevas plantas de generación renovable que suman 25 [MW], haciendo un total de 43 centrales conectadas inyectando un total de 120.5 MW. Los proyectos que formaron parte de este período son:

Chanleufu:

Este PMGD dio el punta pie inicial al período 2016, inyectando su potencia en el sistema de distribución del Grupo SAESA en el sub alimentador Futacuín (Luz Osorno) que nace de la SE Aihuapi en la localidad de Entre Lagos a unos 45 kms. de la ciudad de Osorno. Las obras realizadas fueron la instalación de 1 Regulador de Voltaje 200 A y 28 kms. de CNT sector El Encanto, comuna de Puyehue.

Las Peñas:

Este Parque Eólico está ubicado en la costa a 10 km de la localidad de Arauco en la Octava región. Se conectó a las redes de Frontel en el alimentador Arauco que nace de la subestación Carampangue, y requirió de modificaciones u obras adicionales en la red de MT, por lo que se debió realizar un cambio de nivel de tensión y reforzar aproximadamente 15 km de línea de media tensión. Las obras realizadas incluyeron el refuerzo de 7,2 km de LMT, Construcción de 1 km de línea MT nueva en conductor de Aluminio de 185 mm², 11 km de CNT salida ciudad de Arauco, Cambio de 2 km de línea MT bifásica a trifásica y refuerzo en conductor 185 mm² ruta P40 e Instalación de 2 unidades monofásicas de Regulador de Voltaje en línea Bifásica aguas abajo del PMGD.

El Agrio:

Se conectó a las redes de distribución de Frontel en el alimentador Curacautín Lonquimay en la novena región, no requirió de obras adicionales en la red de MT, sólo de la construcción del Empalme de interconexión con nuestra red, el cual estuvo a cargo de la Zonal Temuco.

Colorado:

Este proyecto recoge las aguas del Río Blanco a los pies



del Volcán Calbuco en Puerto. Montt y contempló como hito el traspaso de una parte de la carga del alimentador Antihual sector Chamiza-Lago Chapo al alimentador Pelluco. Entre sus obras se consideró el traslado de 1 RRVV 200 A, Instalación de un reconector GVR y Construcción de 900 mts. de línea MT en 70 mm² en conductor protegido

Tranquil:

Este proyecto en particular tuvo la oposición de una comunidad Mapuche organizada en contra del proyecto de la mini central Hidroeléctrica Tranquil, lo que también repercutió en la realización de las obras de refuerzo de la línea MT Troncal, entre sus obras se consideran refuerzo de 10 km de línea MT trifásica aluminio protegido AAAC y AAC de 185 mm², en disposición normal y doble circuito en disposición compacta, Instalación de un Banco Regulador de Voltaje de 3x200 Amp. ubicado en la salida del sector de Coñaripe, por la Ruta 201 hacia Liquiñe y refuerzo de aprox. 24 km de línea de MT de 23 KV aluminio protegido AAAC de 120 mm².

Lebu III:

Este Parque Eólico tiene la particularidad, que para poder conectarse solicitó utilizar la antigua conexión que existía del Parque Eólico Cristoro a la red de MT del alimentador Sta. Rosa de Lebu, con esto no fue necesario modificar la red para inyectar una potencia de 3,7 MW. Para poder evacuar toda su energía en un futuro (5.25 MW) es necesario construir y modificar la actual salida del alimentador (Sta. Rosa) de la Subestación Lebu, con tal de adecuarnos al nuevo escenario en cuestión, para ello se requiere construir una línea en conductor de calibre 185mm², esta obra ya se encuentra en etapa de ingeniería de detalles.

Piutel:

Ubicado específicamente en Ruta T-415 Ñancul – Riñihue s/n, este proyecto marcó un hito en el proceso normativo de conexión de un PMGD, al solicitar ser tratado como INS (Impacto No Significativo), lo que significa que su conexión no modifica la red de MT.

La nueva normativa para PMGDs trajo consigo novedades interesantes, siendo una de estas el nuevo Sistema de Telemedida “PRMTE”, en donde la medida de la inyección del PMGD debe estar disponible los 365 días del año las 24 hrs. para ser visualizada y/o descargada por CISEN y la Distribuidora. Este hito fue un gran desafío para todos, el poder implementar esta nueva tecnología implicó realizar una inversión considerable en el punto de conexión por parte del PMGD.

Gracias el compromiso de los equipos de Concepción, Temuco, Valdivia, Osorno y Puerto Montt sumando a todos los que participan en las distintas etapas de gestión, coordinación y desarrollo es que el Grupo Saesa ha dado solución a los requerimientos de sus clientes con pasión y profesionalismo, aportando al desarrollo de nuevos negocios de generación y contribuyendo a incorporar energía limpia y sustentable al sistema eléctrico del país.

Más de 500 alumnos, de tercero y cuarto año medio provenientes de Cabrero, Nacimiento, Victoria, Valdivia, La Unión, Osorno, Frutillar, Castro y Coyhaique vivieron actividades de entrenamientogracias al “Programa de Liceos Eléctricos”.





Gestión Financiera

UTILIDAD LÍQUIDA DISTRIBUIBLE

La Sociedad no aplica ajustes al ítem “Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora” del Estado de Resultados Integrales. Por lo tanto, se toman como base los valores de dicho ítem, menos las pérdidas acumuladas, si existieran, y sobre este resultado se deducen los dividendos distribuidos y que se distribuyan con cargo al resultado del año. Los ajustes de la primera adopción a IFRS, no forman

parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

Esta política de cálculo de la utilidad líquida distribuable es aplicable a partir del año 2010, tras acuerdo en sesión de directorio de fecha 7 de octubre de 2010 y conforme a lo estipulado en la Circular N° 1945 de fecha 29 de septiembre de 2009 de la Superintendencia de Valores y Seguros.

En razón a lo anterior la utilidad líquida distribuable por el ejercicio 2016 queda determinada por los siguientes montos:

● UTILIDAD LÍQUIDA DISTRIBUIBLE

	M\$
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	19.074.381
Ganancias acumuladas	10.759.403
Dividendos distribuidos con cargo al ejercicio 2016	-
Utilidad Líquida Distribuable Ejercicio 2016	29.833.784

DIVIDENDOS

Los dividendos pagados por la Sociedad en los últimos cuatro años son los siguientes:

● DETALLE DIVIDENDOS

Dividendo	Fecha de Pago	\$ Por Acción Moneda Histórica	Imputado Ejercicio
Final N°7	24-06-2013	197,8963112	2012
Extraordinario N°8	24-06-2013	81,5070509	2011
Final N°9	09-06-2014	337,0606936	2013
Provisorio N°3	09-06-2014	26,16367705	2014
Final N°10	23-06-2015	125,7315129	2014
Final N°11	23-06-2016	63,27341829	2015

DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES

El Directorio propone distribuir las utilidades de la siguiente forma:

● DIVIDENDO PROPUESTO

	M\$
Utilidad Líquida Distribuible Ejercicio 2016 A pagar dividendo final N°12	29.833.784
Utilidad a Distribuir	29.833.784

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo final N° 12 de \$186,5306150800 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31.12.16. Este dividendo representa un 70 % de la utilidad.

CAPITAL SOCIAL

El capital suscrito y pagado de la Sociedad al 31 de diciembre de 2016 ascendía a M\$340.106.755 distribuido en 71.581.100 acciones suscritas y pagadas.

En caso de que la Junta Ordinaria de Accionistas apruebe la distribución de utilidades propuesta, la composición de los fondos sociales al 31 de diciembre de 2016 sería la siguiente:

● PATRIMONIO DESPUÉS DE DIVIDENDOS

	M\$
Capital emitido	340.106.755
Canancias (pérdidas), acumuladas	16.854.753
Otras reservas	33.903.186
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	390.864.694

REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO Y EJECUTIVOS PRINCIPALES

Directorio

En conformidad a lo dispuesto en la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad.

Los Directores señores Waldo Fortín Cabezas, Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell, Christopher Powell y Dale Burgess han renunciado a la remuneración que les correspondía por el ejercicio del cargo de Director de Eléctricas y sus filiales. Por lo tanto, sólo los siguientes Directores recibieron remuneraciones fijas por el ejercicio de sus funciones, y corresponden a dietas de asistencia:

● REMUNERACIONES DIRECTORES (M\$)

	AÑO 2016					Año 2015
	Eléctricas	Saesa y Filiales	Frontel	Sagesa	TOTAL	
Jorge Lesser García Huidobro	1.688	32.933	28.021	1.560	64.202	60.049
Iván Díaz Molina	1.688	35.527	28.028	1.560	63.803	60.049
TOTAL	3.376	65.460	56.049	3.120	128.005	120.098

Durante el año 2016 y 2015, la Sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores.

La sociedad STC, filial de Saesa pagó remuneraciones al Director independiente Sr. Mario Donoso Aracena por M\$20.933 al 31 de diciembre de 2016. Para el periodo enero-abril de 2016 el director independiente recibió M\$10.292 por su participación en las sesiones de directorio, entre otras para evaluar el avance del proyecto. Del mismo modo en el año 2015 recibió M\$25.212 por el mismo concepto.

En 2016 no existen gastos en asesorías ni otros servicios relevantes contratados por el Directorio, o incentivos, tales como bonos, compensaciones en acciones, opciones de acciones u otros.

Los Directores no poseen porcentajes de participación en la propiedad de la Sociedad matriz y sus filiales.

Ejecutivos Principales

La Sociedad no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella. Sin embargo, sus filiales tienen establecido para sus ejecutivos, un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de las sociedades. Estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas, pagándose un anticipo de 25% de una remuneración bruta durante el tercer trimestre de cada año y el saldo en el primer trimestre del año siguiente.

Los ejecutivos principales no poseen porcentajes de participación en la propiedad de la Sociedad matriz y sus filiales.

Las siguientes remuneraciones e incentivos totales han sido percibidas por el Comité Ejecutivo de la Sociedad matriz y sus filiales durante el ejercicio 2016:

● SOCIEDAD MATRIZ Y SUS FILIALES DURANTE EL EJERCICIO 2016

MM\$	2016	2015
REMUNERACIONES	3.150	3.027
INCENTIVOS VARIABLES	1.505	1.525
TOTALES	4.655	4.552

En el año 2016 las indemnizaciones por años de servicio percibidas por gerentes y principales ejecutivos de la sociedad y sus filiales ascendieron a MM\$182. Durante 2015, ascendieron a MM\$101.

Dotación de Personal

Al 31 de diciembre de 2016, la Sociedad y sus filiales cuentan con la siguiente dotación de personal:

● DOTACIÓN DE PERSONAL

	SAESA Y FILIALES	FRONTEL	SACESA	TOTAL
GERENCIA Y EJECUTIVOS PRINCIPALES	35	4	2	41
PROFESIONALES Y TÉCNICOS	374	248	7	629
ADMINISTRATIVOS Y ELECTRICISTAS	182	113	8	303
TOTAL	591	365	17	973

INFORMACIÓN FINANCIERA

Políticas de Inversión y Financiamiento

La Sociedad y sus Filiales continuarán su estrategia de desarrollo a través del fortalecimiento de los negocios en que participan actualmente, consolidando su posición de distribuidoras, subtransmisora y generadora ya sea dentro o fuera de su zona de concesión, y la búsqueda de nuevas oportunidades que se presenten en el ámbito de los servicios públicos y la venta de productos y servicios asociados al negocio de distribución y transmisión eléctrica, así como negocios complementarios que están asociados al uso de la extensión de la red de contacto cliente que tienen las empresas en el sur de Chile.

Las inversiones se desarrollan utilizando estrictos parámetros de decisión, tanto financieros como técnicos y estratégicos. El lineamiento básico que debe cumplir toda nueva inversión se relaciona con la claridad que exista en el marco legal en que se desenvolverá.

Las fuentes de financiamiento se administran en concordancia con el plan financiero de largo plazo de la Sociedad, sus filiales y relacionadas. Los recursos financieros se obtienen de fuentes propias, endeudamiento tradicional, instrumentos de oferta pública y privada, y aportes de capital,

siempre manteniendo estructuras estables y velando por optimizar el uso de los productos más convenientes en el mercado.

Política de Dividendos

La política de reparto de dividendos para los próximos años será de por lo menos un 30%, con un adicional que se determinará de acuerdo con las restricciones de la Empresa, para cumplir con sus obligaciones financieras y políticas operativas.

Propiedades y Seguros

Con el objeto de resguardar las actividades de la industria en las que participa, la Sociedad y sus filiales poseen pólizas de seguro, de acuerdo con las prácticas habituales de la industria. La principales coberturas contratadas son de responsabilidad civil para las operaciones y daños físicos, perjuicio por paralización para bienes físicos como construcciones, centrales, subestaciones, contenido y existencias. La vigencia de los seguros en general es de 12 meses.

Hechos Relevantes

Durante el año 2016, la información esencial de la Sociedad fue la siguiente:

1. En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 26 de abril de 2016, se acordó el pago de un dividendo final de \$63,2734182878 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015.

Este dividendo se pagó a partir del día 24 de mayo de 2016, a los accionistas que figuraban inscritos en el Registro de Accionistas de la Sociedad al quinto día hábil anterior a la fecha de pago, conforme al Artículo 81 de la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas. El dividendo se pagó en dinero efectivo y el número de acciones con derecho a recibirlos ascendió a 71.581.100, lo que significó un pago total de M\$4.529.181 por este concepto.

2. En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 26 de abril de 2016, se efectuó la renovación del Directorio de la Sociedad, eligiéndose como Directores por un periodo de dos años a los señores Iván Díaz-Molina, Ben Hawkins, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Dale Burgess, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell y Christopher Powell.

3. En sesión celebrada con fecha 18 de mayo de 2016, el Directorio de la Sociedad, procedió a elegir como Presidente del Directorio y de la Sociedad al señor Jorge Lesser García-Huidobro y como Vicepresidente al señor Iván Díaz-Molina.



Capítulo Tres

Sector de la Industria

Actividades y Negocios

Empresas Filiales

Declaración de Responsabilidad



Bosque Muerto, Río Ibañez. Región de Aysén.



Sector de la Industria

El mayor distribuidor de energía eléctrica en la zona sur de Chile.

Las empresas del Grupo Saesa participan principalmente en los negocios de distribución y transmisión eléctrica y, en menor medida, en el negocio de generación y comercialización. En virtud de lo anterior, el principal activo de la sociedad lo constituyen sus redes de distribución y transmisión. A través de sus filiales Saesa, Frontel, Luz Osorno y Edelayesen, es el mayor distribuidor de energía eléctrica en la zona comprendida entre las provincias de Concepción (Región del Bío Bío) y Villa O'Higgins (Región de Aysén).

Al mismo tiempo, con ventas en 2016 por 3.348 GWh y 817 mil clientes atendidos, el Grupo Saesa es el tercer mayor grupo de distribución de energía eléctrica del país, tanto a nivel de ventas como en número de clientes.

REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El sector eléctrico chileno contempla las actividades de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, las que son desarrolladas por el sector privado, cumpliendo el Estado una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria. Lo anterior se traduce en que las empresas tienen capacidad de decisión respecto de sus inversiones, la comercialización de sus servicios y la operación de sus instalaciones, siendo por tanto, responsables de la calidad del servicio otorgado en cada segmento, según lo estipule el marco regulatorio del sector.

En sistemas con una capacidad instalada igual o superior a 200 MW los actores del sector eléctrico operan coordinadamente, y dicha coordinación está a cargo de un Centro de Despacho Económico de Carga ("CDEC") hasta el 31 de diciembre de 2016, con las siguientes funciones:

- Preservar la seguridad del servicio;
- Garantizar la operación a mínimo costo del conjunto de las instalaciones que conforman el sistema;
- Garantizar el acceso a las instalaciones de transmisión para abastecer los suministros de los clientes finales (distribuidoras o clientes libres).

En Chile existen 2 grandes sistemas eléctricos independientes y que en conjunto representan más del 99% de la generación eléctrica del país: el Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING"), que cubre la zona entre Arica y Antofagasta; el Sistema Interconectado Central ("SIC"), que se extiende desde Tal-Tal a Chiloé; ambos con capacidades instaladas de generación superiores a los 200 MW. Por otro lado, existen varios sistemas medianos (SSMM) operados por empresas integradas verticalmente, (entre ellas la filial Edelayesen), cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 KW, y que atienden principalmente el consumo de las regiones de Los Lagos, Aysén y Magallanes.

GENERACIÓN ELÉCTRICA

La generación eléctrica es una actividad caracterizada por la libre participación y no obligatoriedad de obtener concesiones, salvo para la construcción y operación de centrales hidroeléctricas.

En los Sistemas Interconectados como el SIC o el SING existen tres mercados principales que se diferencian, tanto en el tipo de clientes como en el tipo de tarifa aplicable a cada uno.

a) Mercado de los grandes clientes: Hasta el año 2014 pertenecían aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Además, aquellos clientes con potencia entre 0,5 MW y 2 MW pueden optar por ser tratados como clientes libres. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años. Con la modificación de la Ley Eléctrica, mediante la Ley N° 20.805, publicada en el Diario Oficial el 29.01.2015, se modifica el límite de potencia, aumentándola de 2 MW a 5 MW. No obstante, para aquellos clientes entre 2 y 5 MW que originalmente eran tratados como libres, no podrán cambiarse de régimen tarifario durante cuatro años desde publicada esta Ley, es decir, a partir del 29.01.2019.

b) Mercado mayorista: Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.

c) Mercado de las empresas distribuidoras: Pertenecen a este segmento todas las transferencias de energía entre em-

presas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de tarifas (en adelante los “clientes regulados”). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias las que actualmente se establecen por un periodo mínimo de contrato de 15 años. Estos contratos comenzaron a entrar en vigencia a partir del 1° de enero del año 2010. Cabe señalar que los precios de compraventa de electricidad de las licitaciones se establecen a nivel de barras troncales (transmisión troncal). En forma posterior, los cargos por el uso de los sistemas de subtransmisión se incorporan como un cargo adicional del generador a la distribuidora. Por lo tanto, el precio incorpora componentes de costos de generación, transmisión y de subtransmisión.

Independiente del mercado final al que abastezca un generador, las transferencias que se hacen entre generadores (excedentario a deficitario) participantes del sistema, se realizan al valor de costo marginal horario de éste. El organismo encargado de realizar estos cálculos es la dirección de Peajes del CDEC respectivo.

En los Sistemas Medianos como Aysén, Palena y General Carrera, cuya operación y explotación está en manos de la filial Edelayesen, y Hornopirén y Cochamó cuya operación y explotación está en manos de la filial SAGESA, existen una serie de condiciones que los diferencia de los anteriores. Como por ejemplo, que algunos son operados por empresas que administran tanto las instalaciones de generación como las de transmisión y distribución (integradas verticalmente como es el caso de Edelayesen) y que tienen la función de coordinar la operación del sistema de la forma más eficiente y segura posible, a diferencia de otros sistemas en los cuales los activos de generación y transmisión son de propiedad de una empresa distinta a la empresa distribuidora que entrega el suministro al cliente final (caso del Sistema Cochamó donde operan Sagesa y Saesa) e incluso existen sistemas donde los activos de generación y transmisión son de propiedad de dos o más empresas distintas (caso del Sistema Hornopirén donde operan Cuchildeo, Sagesa y Saesa). En estos sistemas eléctricos los costos de generación y transmisión son determinados en base a un estudio tarifario específico realizado cada cuatro años.

TRANSMISIÓN

A partir de la publicación de la Ley N°20.936 en 2016, los sistemas de transmisión ahora se clasifican en tres grupos: Transmisión Nacional (ex – Troncal), Zonal (ex – Subtransmisión) y Transmisión Dedicada (ex – Adicional), todos de acceso abierto y los dos primeros con tarifas reguladas.

En el caso de la transmisión dedicada, los cargos por transporte se rigen por contratos privados entre las partes y su

uso para suministro destinado a clientes regulados implicará un cálculo de tarifa regulada por parte de la autoridad.

La información para definir los peajes es pública en todos los casos. El sistema de cobro de las empresas transmisoras constituye un peaje cargado a las empresas de generación y a los usuarios finales, que de acuerdo a la nueva Ley deberá migrar en el tiempo para que finalmente sea toda de cargo de los usuarios finales. Este peaje permite a las compañías propietarias de las instalaciones de transmisión recuperar y remunerar sus inversiones en activos de transmisión y recaudar los costos asociados a la operación de dichos activos.

● TRANSMISIÓN

SISTEMA DE TRANSMISIÓN	COBRO DE PEAJE
NACIONAL	100% cobrado a usuarios finales en base a retiros esperados.
ZONAL	Peajes fijados por la Comisión Nacional de Energía (“CNE”) cada 4 años en base a costos eficientes de inversión, operación, mantención y administración de las instalaciones existentes y cobrado 100% a usuarios finales en base a retiros esperados.
DEDICADA	Peajes negociados libremente entre el propietario de las instalaciones de transmisión y usuarios. Tarifa regulada por el uso de instalaciones para el suministro a clientes regulados.

DISTRIBUCIÓN

De acuerdo a la legislación, se considera distribución a toda la oferta de electricidad con un voltaje máximo de 23 kV, mientras que la oferta a voltajes mayores se entiende como transmisión.

Las compañías dedicadas a la distribución eléctrica operan bajo el sistema de concesiones, que definen los territorios en los cuales cada compañía se obliga a servir a los clientes regulados bajo un régimen de tarifa máxima, conjugado con un modelo de empresa eficiente, fijada por la autoridad regulatoria. Dada las barreras de entrada de la actividad, principalmente debido a las fuertes economías de densidad, las empresas distribuidoras operan con características de monopolio natural en el mercado de los clientes regulados. Si bien la autoridad puede otorgar concesiones superpuestas, en la práctica no se incentiva que coexistan en un mismo territorio instalaciones pertenecientes a distintas distribuidoras, ya que las señales tarifarias impuestas por la autoridad regulatoria apuntan a un óptimo técnico-económico, vale

decir, no financian instalaciones de distribución que ésta considere redundantes o innecesarias para cumplir con las exigencias impuestas a este servicio.

Todo cliente, tanto regulado como libre (este último sea o no de la distribuidora), debe pagar el valor agregado de distribución (VAD) por el uso de las redes.

a) Clientes Regulados

Las tarifas que las empresas distribuidoras aplican a los clientes regulados se componen de la siguiente forma:

- Precio de Nudo Promedio: Este componente refleja el costo medio de compra de energía y potencia a las generadoras que se adjudicaron las licitaciones de suministro de electricidad, el cual es traspasado a los clientes finales por medio de las empresas distribuidoras. Este precio es definido semestralmente, mediante la publicación en el Diario Oficial del Decreto de Precio de Nudo Promedio que se fija en mayo y noviembre de cada año y con ocasión de la entrada en vigencia de un nuevo contrato de suministro licitado, o bien, cuando el valor indexado de los precios licitados experimenten una variación superior al 10%.

- Pago de la Transmisión. El pago de los sistemas de transmisión nacional, zonal y de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios.

- Pago por uso de los Sistemas para Polos de Desarrollo.

- Cargo por Servicio Público. El presupuesto del Coordinador, del Panel de Expertos y el estudio de franja.

- Valor Agregado de Distribución ("VAD"): Componente del precio que incluye el costo de capital de los activos de distribución determinados por el Valor Nuevo de Reemplazo, o VNR, además de los costos de administración, el mantenimiento y la operación de los sistemas, los costos por facturación y atención de clientes y las pérdidas medias en las que se ha incurrido por concepto de distribución. Los valores por los conceptos mencionados corresponden a los de un modelo de empresa eficiente. Adicionalmente, con ocasión del proceso de fijación de tarifas de suministro de distribución, éstas podrán considerar algunos de los servicios asociados al suministro eléctrico, que hayan sido previamente objeto de fijación de precios, dentro del valor agregado de distribución.

La tarifa que corresponde a cada empresa de distribución es fijada por la CNE, en base a un proceso de clasificación de cada una de ellas en áreas típicas, para lo cual se toman en cuenta criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simulan varias empresas modelo, una en cada área típica, considerando fundamentalmente estándares constructivos y operacionales que permitan el abastecimiento de la demanda de una empresa real, según sus características de distribución espacial, categoría de

clientes y otras restricciones que enfrenta en su zona de concesión la empresa real denominada "empresa de referencia". La tarifa es fijada finalmente buscando una tasa interna de retorno de 10% para cada empresa modelo, sobre sus activos modelados. Para validar las tarifas determinadas, se debe comprobar que la rentabilidad del conjunto de todas las distribuidoras operando, consideradas como una sola entidad, se encuentra dentro de la banda del 4% en torno al 10% teórico (entre 6% y 14%).

El VAD, constituido por los cargos de potencia (kW) y energía (kWh), cargos fijos y nivel de pérdidas eficientes, se fijan cada 4 años, al igual que sus respectivas fórmulas de indexación.

b) Clientes Libres

Hasta principios del año 2015, pertenecían a este grupo todos aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW. Sin embargo, también se incluían aquellos clientes que posean entre 0,5 MW y 2 MW quienes hayan optado por un régimen de tarifas libres por 4 años. La tarifa cobrada a este tipo de clientes es fijada entre su correspondiente suministrador y el mismo cliente, de acuerdo a condiciones de mercado. Con la modificación de la Ley Eléctrica, mediante la Ley N° 20.805, publicada el 2015, se modifica las bandas de potencia, aumentándola a 5 MW. No obstante, para aquellos clientes entre 2 y 5 MW que originalmente eran tratados como libres, no podrán cambiarse de régimen tarifario durante cuatro años desde publicada esta Ley, es decir, a partir del 29.01.2019.

Estos clientes, siendo o no de la distribuidora, deben pagar por el uso de las redes de distribución a las que se conecten, a través del pago de un peaje de distribución, que corresponde al VAD de cada empresa más un ajuste por precio de compra de energía y potencia.

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

Adicionalmente, las empresas distribuidoras reciben ingresos por los servicios asociados al suministro de electricidad o que se presten en mérito de la calidad de concesionario de servicio público ("SSAA"), entre los que se incluyen el arriendo de medidores, corte y reposición de servicio, apoyo a empresas de telecomunicaciones y cargo por cancelación fuera de plazo como algunos de los más relevantes. Las tarifas por este tipo de servicios son fijadas cada 4 años, y se determinan con ocasión de cada nuevo proceso tarifario de VAD.



Actividades y Negocios

CONCESIONES

Para el desarrollo de sus actividades, la Sociedad cuenta con concesiones de distribución de energía eléctrica, las que son otorgadas mediante Decreto Supremo del Ministerio de Energía, por orden del Presidente de la República. La titularidad de concesiones de distribución da al concesionario el derecho a establecer, operar y explotar, dentro de la zona de concesión fijada en el decreto respectivo, instalaciones de distribución de energía eléctrica aéreas y subterráneas, y a prestar, a través de ellas, el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales ubicados dentro de la citada zona, o bien, a aquéllos que, ubicados fuera de dicha zona, se conecten a las instalaciones del concesionario mediante líneas propias o de terceros. Para el tendido de sus líneas de distribución en la zona de concesión, la Sociedad tiene el derecho a utilizar y cruzar los bienes nacionales de uso público, así como a ocupar y hacer uso del suelo ajeno, mediante la imposición de servidumbres legales. En este último caso, sobre el dueño del predio sirviente recae la obligación de no efectuar plantaciones, construcciones ni obras de otra naturaleza que perturben el libre ejercicio de la servidumbre constituida sobre sus terrenos, además de permitir la entrada de personal de la empresa concesionaria, para que efectúe trabajos de mantenimiento, reparación y otros en las instalaciones de distribución emplazadas dentro de su propiedad.

Por otro lado, la concesión impone a su titular la obligación de dar servicio eléctrico a quien lo solicite dentro de su zona de concesión, bajo las condiciones establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos y su Reglamento. La calidad del servicio eléctrico que debe prestar el concesionario, corresponde a los estándares normales establecidos en la ley, su reglamento y normas técnicas pertinentes, acorde con las tarifas que el concesionario tiene derecho a cobrar por este servicio, las que son fijadas cada cuatro años por

decreto del Ministerio de Energía, mediante fórmulas que representan el costo de los recursos utilizados por los usuarios a nivel de generación - transporte y distribución.

Las concesiones de que es titular la Sociedad, han sido otorgadas por la autoridad competente, por orden del Presidente de la República, con el carácter de indefinidas.

Al 31 de diciembre de 2016, las sociedades del Grupo Sae-sa tienen las siguientes superficies asociadas a sus zonas de concesión, conferidas mediante la cantidad de decretos de concesión que se indican:

● CONCESIONES

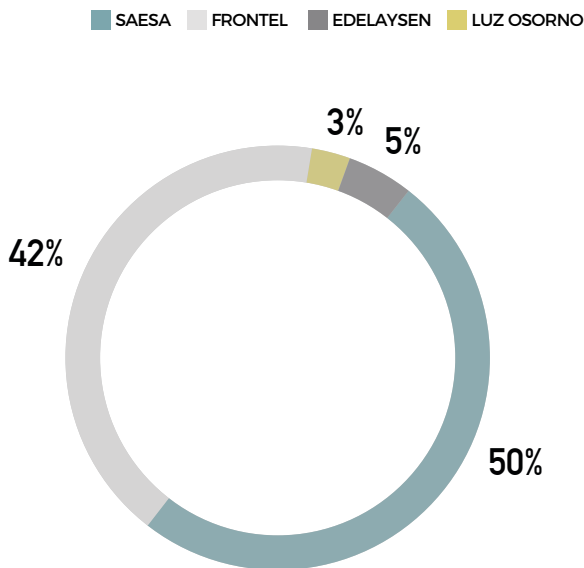
	SUPERFICIE (KM2)	Nº DECRETOS
SAESA	15.065	121
FRONTEL	24.545	125
EDELAYSEN	598	4
LUZ OSORNO	4.360	11
GRUPO SAESA	44.567	261

CRECIMIENTO SOSTENIDO DE LA DEMANDA

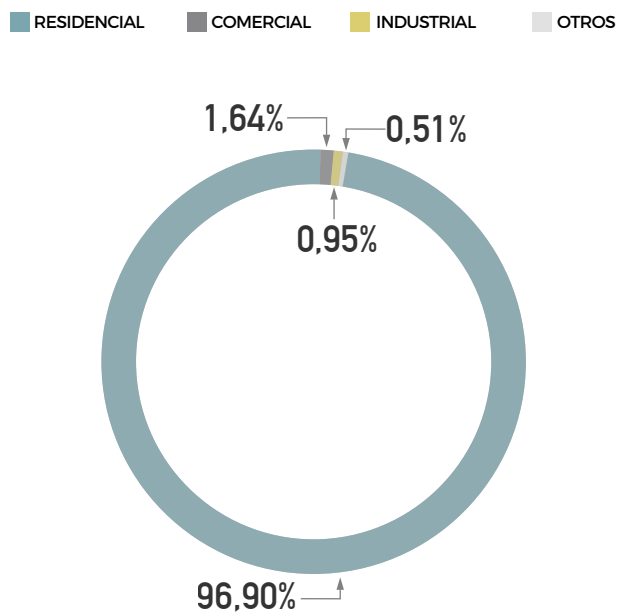
Las zonas de concesión en donde operan las empresas del Grupo Saesa presentan un gran dinamismo. El desarrollo económico experimentado por la zona sur del país, impulsado principalmente por las industrias forestales y salmoneras, junto con el desarrollo urbano en la zona, se han visto reflejados en el crecimiento en las operaciones en los últimos años, tanto en ventas de electricidad como en número de clientes atendidos.

Desde el año 2001 a la fecha, las ventas de energía eléctrica crecieron a una tasa anual promedio de 4,51%, mientras que los clientes atendidos lo hicieron a una tasa de 3,33%. Lo anterior ha sido posible gracias al constante esfuerzo de suministrar energía eléctrica a todos los sectores de su zona de influencia. Las ventas de energía eléctrica presentan una alta correlación con el crecimiento económico, la actividad industrial y comercial.

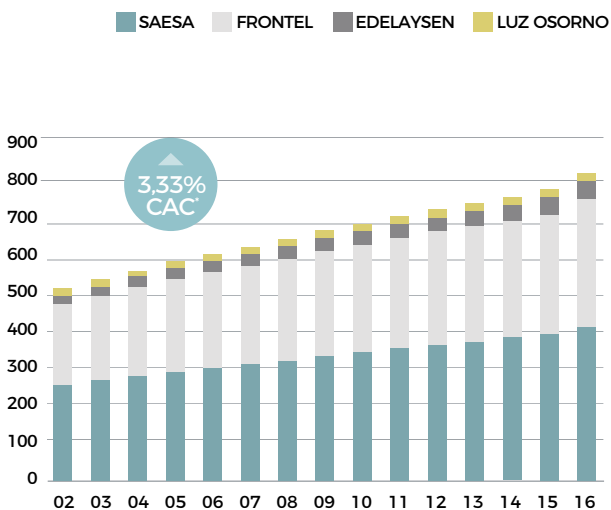
● CLIENTES (por empresa)



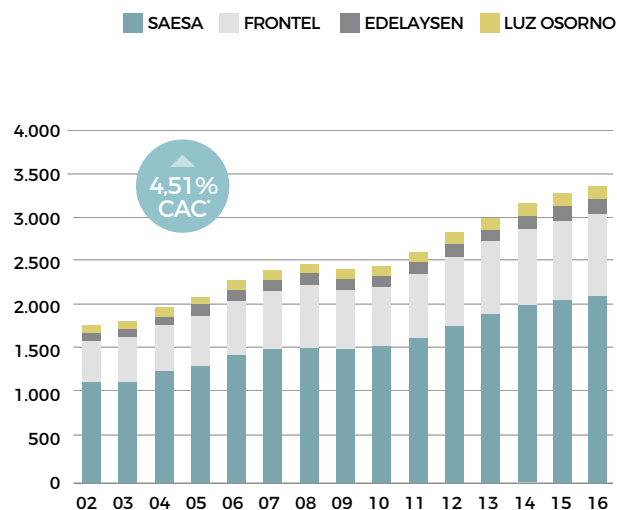
● COMPOSICIÓN DE CLIENTES (composición)



● EVOLUCIÓN CLIENTES (miles)



● EVOLUCIÓN DE VENTAS (en GWh)



* Crecimiento Anual Compuesto

* Crecimiento Anual Compuesto

PROVEEDORES Y CLIENTES PRINCIPALES

Durante el ejercicio 2016, los proveedores ENDESA y COLBUN constituyen prácticamente el 100% del suministro distribuido (compras de energía y peaje de subtransmisión), cada uno con más del 10% de representatividad en las distribuidoras SAESA, FRONTEL y LUZ OSORNO. En SAGESA y EDELAYSEN, empresas principalmente generadoras, COPEC, constituye el 85% de la compra de petróleo. En el caso de SGA, COLBUN constituye el 14,9% de la venta de energía de SGA al sistema.

Por otro lado, ningún cliente concentra por sí solo, al menos el 10% total de los ingresos de las empresas distribuidoras de la Compañía. En STS, empresa dedicada principalmente a la transmisión, el 94,7% de los ingresos los concentra ENDESA y COLBUN, aproximadamente con un 56,7% y 38,0 %, respectivamente. En el caso de SGA, empresa comercializadora, el 61,6% de sus ingresos provienen de ENDESA y COLBUN, con un 54,3% y 7,3%, respectivamente.

CALIDAD DEL SERVICIO

El Grupo SAESA en el espíritu de su visión que es entregar energía confiable contribuyendo al bienestar y desarrollo del país, a través de un trabajo fundamentado en el compromiso con nuestros clientes es que en el año 2016, alcanzó un resultado histórico, logrando que el 100% de nuestros clientes y alimentadores finalizaran el año dentro del estándar definido en la normativa vigente, al igual que el año anterior este resultado incluye los efectos que las contingencias climáticas generan en su extensa zona de concesión.

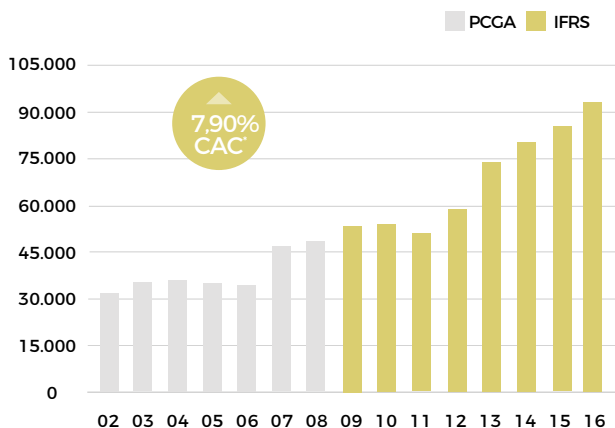
Lo anterior se traduce en avances significativos en mejora de la calidad de servicio, considerando que solo el 49% de nuestros clientes estaban dentro del estándar en el año 2010 al 100% obtenido en 2016, resultado que refleja el esfuerzo y compromiso del equipo de trabajo que conforma el Grupo SAESA, obteniendo históricamente en materia de calidad de servicio índices que van a la par con las exigencias ente regulador. Lo cual evidencia el compromiso del Grupo Saesa de alcanzar el objetivo estratégico de convertirse en “La Mejor Empresa del Sur de Chile”.

GENERACIÓN DE FLUJO

La generación de flujo de la Sociedad y sus filiales es altamente estable, considerando que participa en una industria regulada como es la distribución eléctrica. En el futuro, se espera que la generación de caja se mantenga estable y creciente.

● EVOLUCIÓN GENERACIÓN CONSOLIDADA DE FLUJOS ⁽¹⁾

(en MM\$)



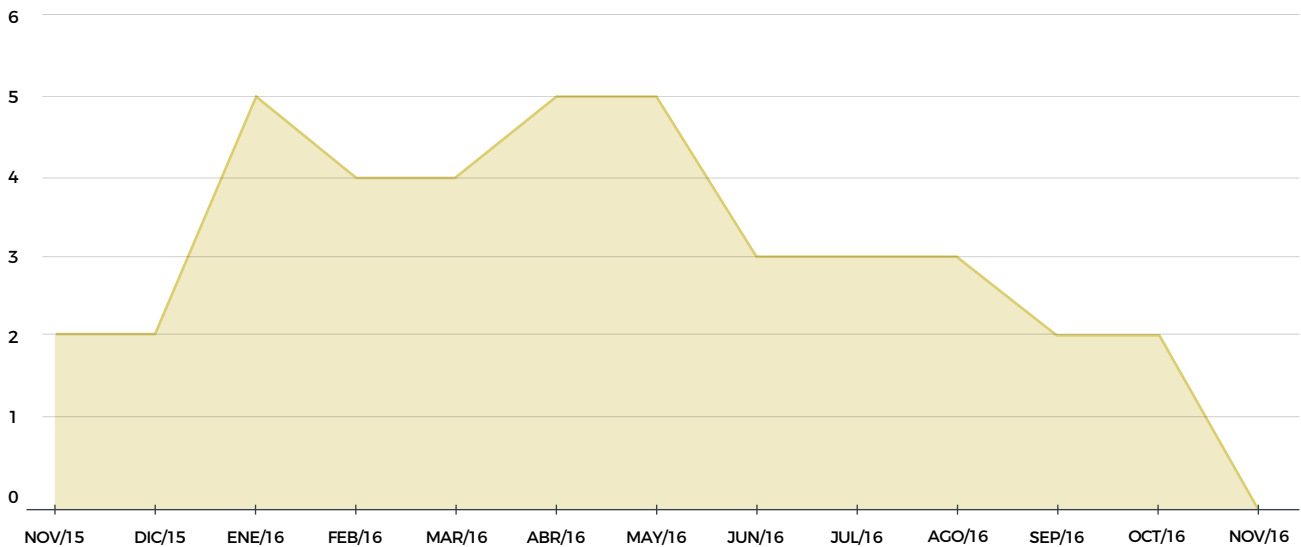
(1) EBITDA (PCGA): Resultado operacional + depreciación + amortización + ingresos no operacionales recurrentes.

EBITDA (IFRS): Ingresos de Actividades Ordinarias + Otros Ingresos, por Naturaleza – Materias Primas y Consumibles Utilizados-Gastos por Beneficios a los Empleados – Otros Gastos por Naturaleza

* Crecimiento Anual Compuesto

● ALIMENTADORES FUERA DE ESTANDAR 12 MESES MÓVILES

■ ALIM. Fs 12 MESES MÓVILES



INVERSIONES

El Grupo Saesa realiza un plan quinquenal de inversiones, participando en Distribución, Transmisión, Generación y Otros, por medio de sus filiales: Edelayen, Frontel, Luz Osorno, Saesa, Sagesa, STS, STN, STC, SATT y Cabo Leones.

El plan contempla por una parte, “inversiones base”, que

consideran los proyectos necesarios para satisfacer la demanda y crecimiento normal del negocio y por otra, proyectos de rentabilidad. El monto anual aproximado del plan base de inversiones bordea los MM\$ 40.000.

Durante el 2016, se destaca la puesta en servicio de los proyectos de aumento de potencia en las subestaciones Lota, Puerto Varas y Quellón, que buscan satisfacer la demanda proyectada en el mediano y largo plazo, además de mejorar la confiabilidad del sistema, flexibilidad operacional y la calidad del servicio, que a la fecha han significado una inversión en obras de subtransmisión por aproximadamente MM\$4.000.

Otra obra relevante en ejecución, es el proyecto Puyehue-Rupanco, que contempla la construcción de líneas y subestaciones para evacuación de centrales hidroeléctricas de pasada en el sector. A la fecha se han desembolsado aproximadamente MM\$ 34.000 y se estima finalice el 2017 con un saldo por invertir de aproximadamente MM\$1.000.

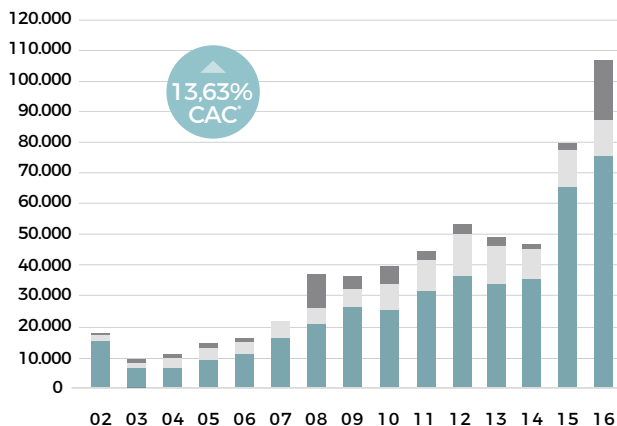
Se destacan nuevos proyectos en ejecución en la zona norte y centro del país, como son los proyectos Paranal- Armazones, SitraMel, Ñuble, Kimal, Cabo Leones y San Andrés.

La inversión total del año 2016 fue de aproximadamente \$105.200 millones, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa.

● INVERSIONES

(en MM\$)

■ SAESA Y FILIALES ■ FRONTEL ■ SAGESA Y FILIAL



* Crecimiento Anual Compuesto

PROPIEDADES E INSTALACIONES

Las filiales de la Sociedad son propietarias de las siguientes principales propiedades e instalaciones que se detallan a continuación.

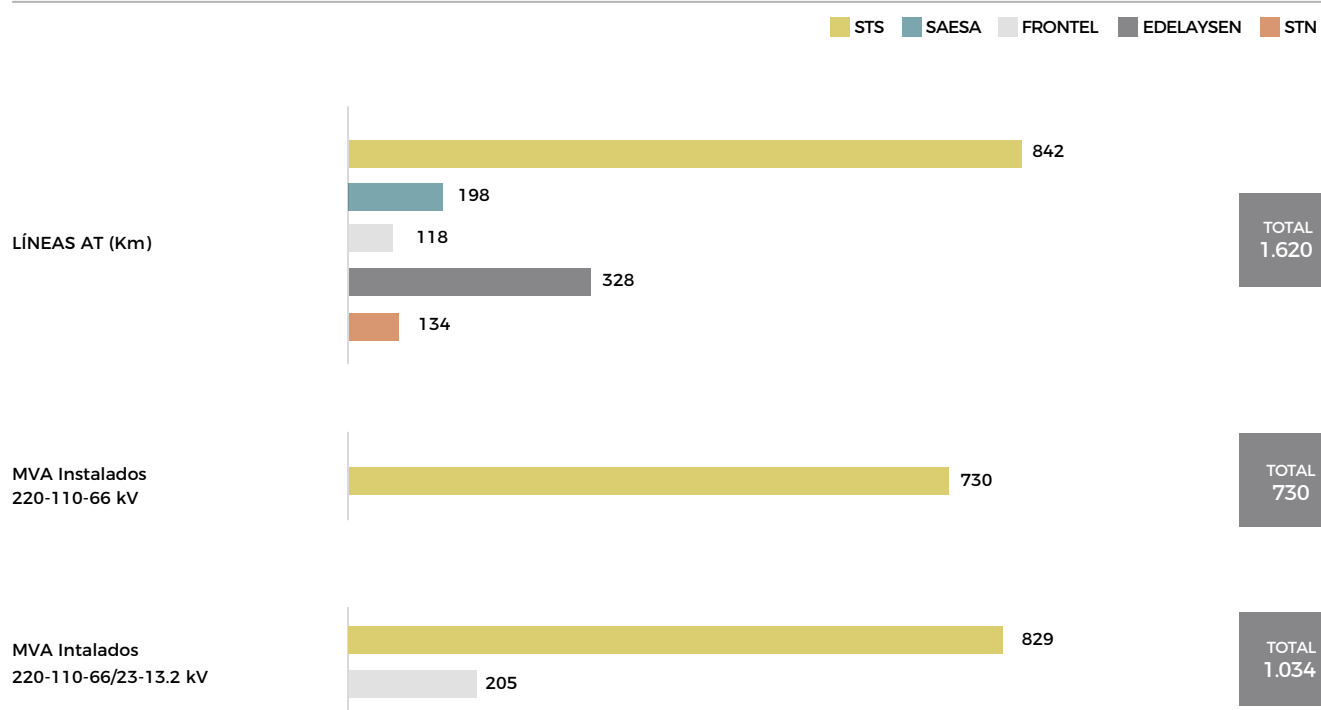
EMPRESA	PRINCIPALES PROPIEDADES	UBICACIÓN	CAPACIDAD INSTALADA
SAESA	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores.	Localidades de las Provincias de Cautín, Valdivia, Ranco, Osorno, Llanquihue, Palena y Chiloé.	198 Líneas AT (km) 12.118 Líneas MT (km) 9.477 Líneas BT (km) 523 MVA (MT/BT)
FRONTEL	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores.	Localidades de las Provincias de Arauco, Concepción, Bío Bío, Ñuble, Cautín y Malleco.	118 Líneas AT (km) 16.719 Líneas MT (Km) 13.647 Líneas BT (Km) 329 MVA (MT/BT)
LUZ OSORNO	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores.	Distintas localidades de la Provincia de Osorno principalmente.	3.746 Líneas MT (km) 689 Líneas BT (km) 61 MVA (MT/BT)
STS	Subestación Melipulli Subestación Osorno Subestación Picarte Subestación Valdivia Subestación Cholguán Subestación La Unión Subestación Degan Subestación Barro Blanco Subestación Los Lagos Otras Subestaciones	Puerto Montt Osorno Valdivia Valdivia Cholguán La Unión Cruce Dalcahue, Chiloé Osorno Los Lagos Distintas localidades entre las provincias de Ñuble y Chiloé	240 MVA 70 MVA 60 MVA 120 MVA 50 MVA 42 MVA 40 MVA 0 MVA (TF solo de respaldo) 16 MVA 1.154 MVA
EDELAYSEN	Central Tehuelche Central Lago Atravesado Central Chacabuco Central Hidroeléctrica Aysén Otras Centrales	Coyhaique Coyhaique Chacabuco Aysén Distintas localidades de la Región de Aysén	17,58 MW 10,5 MW 9,3 MW 10,2 MW 19,03 MW
SAGESA	Central Coronel Central Chuyaca Central Calle Calle Central Quellón Central Cañete Otras Centrales	Coronel Osorno Valdivia Quellón Cañete Distintas localidades entre las provincias de Concepción y Chiloé	45 MW 9 MW 8 MW 7,2 MW 4,8 MW 75,47 MW
STN	Subestación Kapatur	Atacama	800 MVA

TRANSMISIÓN

Las actividades desarrolladas en el negocio de transmisión corresponden principalmente a transporte a las generadoras con contrato de suministro con empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos, además de prestación de servicios en todas las especialida-

des relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

● CIFRAS OPERACIONALES



Adicionalmente, la filial STS opera instalaciones de terceros correspondientes a 11 km de líneas AT.

GENERACIÓN

La filial Edelaysen genera energía en las regiones de los Lagos y Aysén y posee una central eólica de 3,78 MW, además de grupos de generadores diésel e hidráulicas.

La filial Sagesa es una empresa generadora que opera desde la región del Bío Bío a la región de los Lagos. Básicamente, posee una central gas/diésel de 45, MW y grupos de generadores diésel con una potencia instalada total de 105 MW. Parte de la

energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del CDEC-SIC a través de la filial SGA, y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado, la otra parte se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel, y Luz Osorno).

SISTEMAS AISLADOS

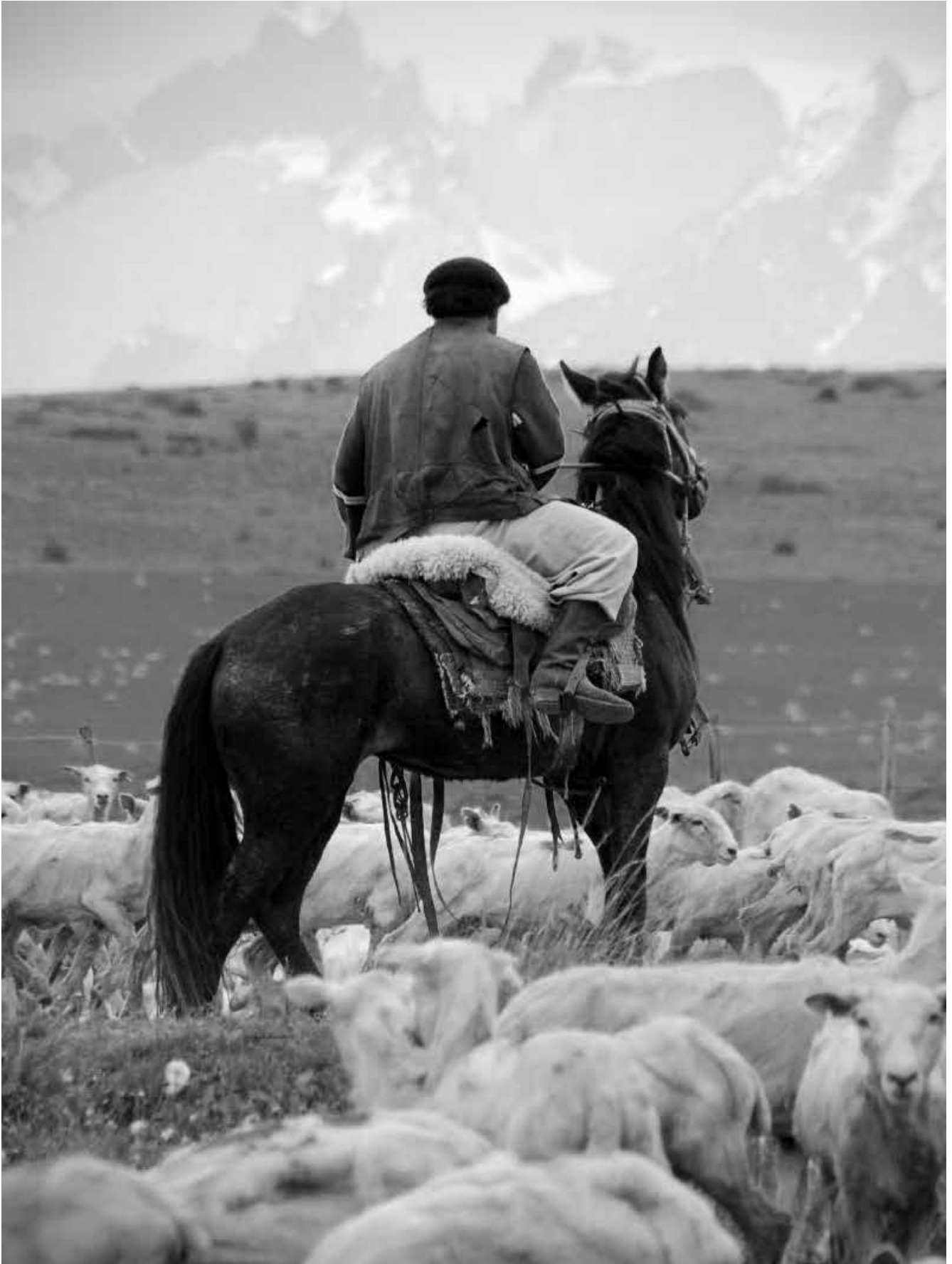
Las empresas del Grupo han desarrollado proyectos de generación y distribución, orientados a satisfacer las exigencias de sectores aislados que no cuentan con una conexión al SIC y que requieren disponer de fuentes de electricidad las 24 horas al día para su desarrollo sustentable.

Un hecho relevante es que durante 2015 se inició la generación de forma paulatina del proyecto de las 11 islas en la provincia de Chiloé.

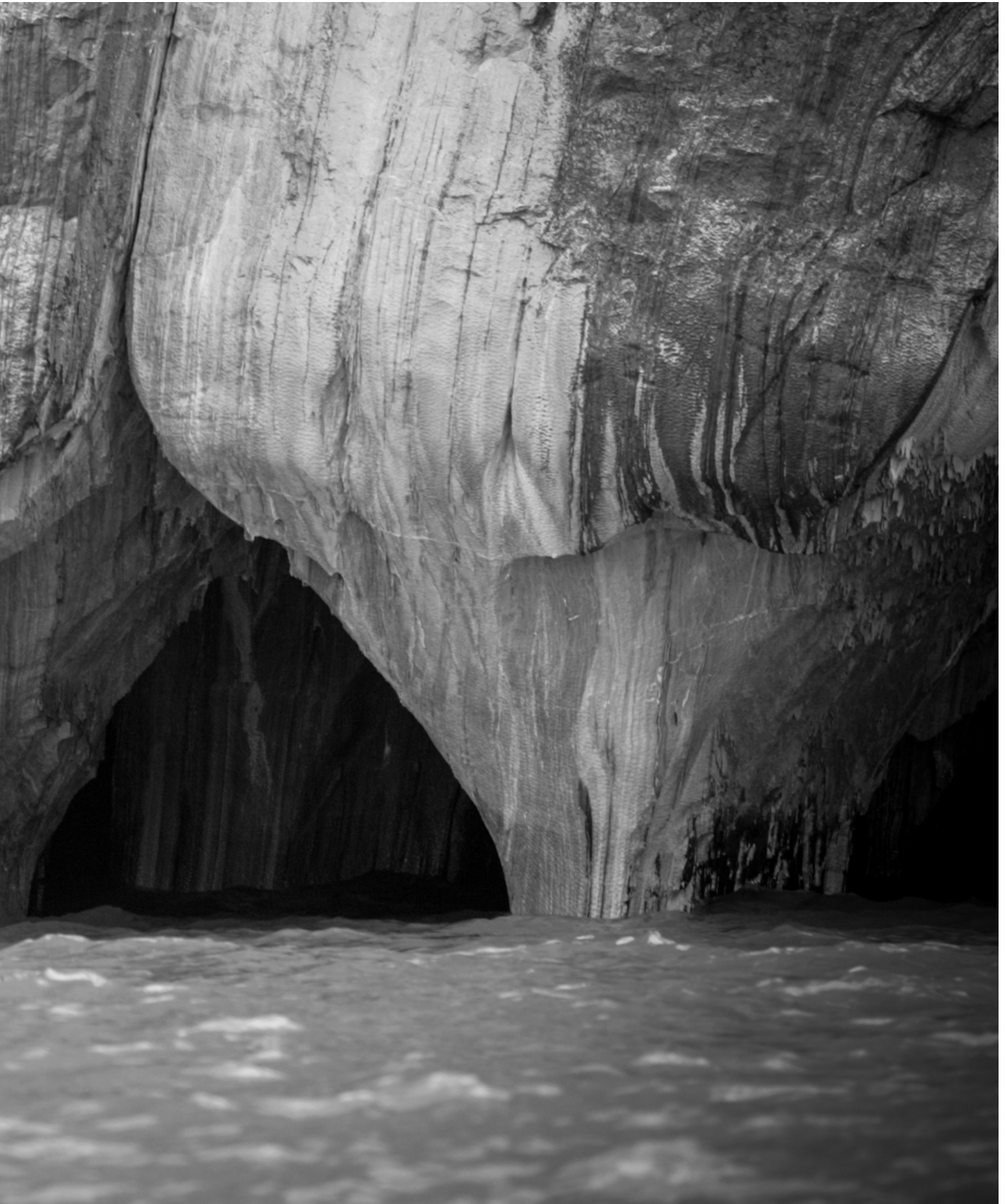
Actualmente, los sistemas aislados administrados por las filiales Saesa, Frontel y Edelayesen son los siguientes:

● CIFRAS OPERACIONALES

	SISTEMAS AISLADOS	VENTAS ENERGÍA (MWh)	CLIENTES
SAESA	AYACARA	821	529
	ISLA TAC	81	78
	ISLA QUEHUI	232	323
	ISLA CAGUACH	94	139
	ISLA MEULIN	151	246
	ISLA QUENAC	116	155
	ISLA LLINGUA	96	114
	ISLA ALAO	77	140
	ISLA CHAULINEC	138	190
	ISLA APIAO	139	215
	ISLA LAITEC	77	140
	ISLA CAILIN 1	42	-
	ISLA CAILIN 2	30	152
FRONTEL	SANTA MARÍA	970	646
EDELAYESEN	CISNES	3.523	1.181
	HUICHAS	915	475
	VILLA O'HIGGINS	838	301
	AMENGUAL-LA	422	270
	TAPERA		
	TOTAL	8.762	5.294





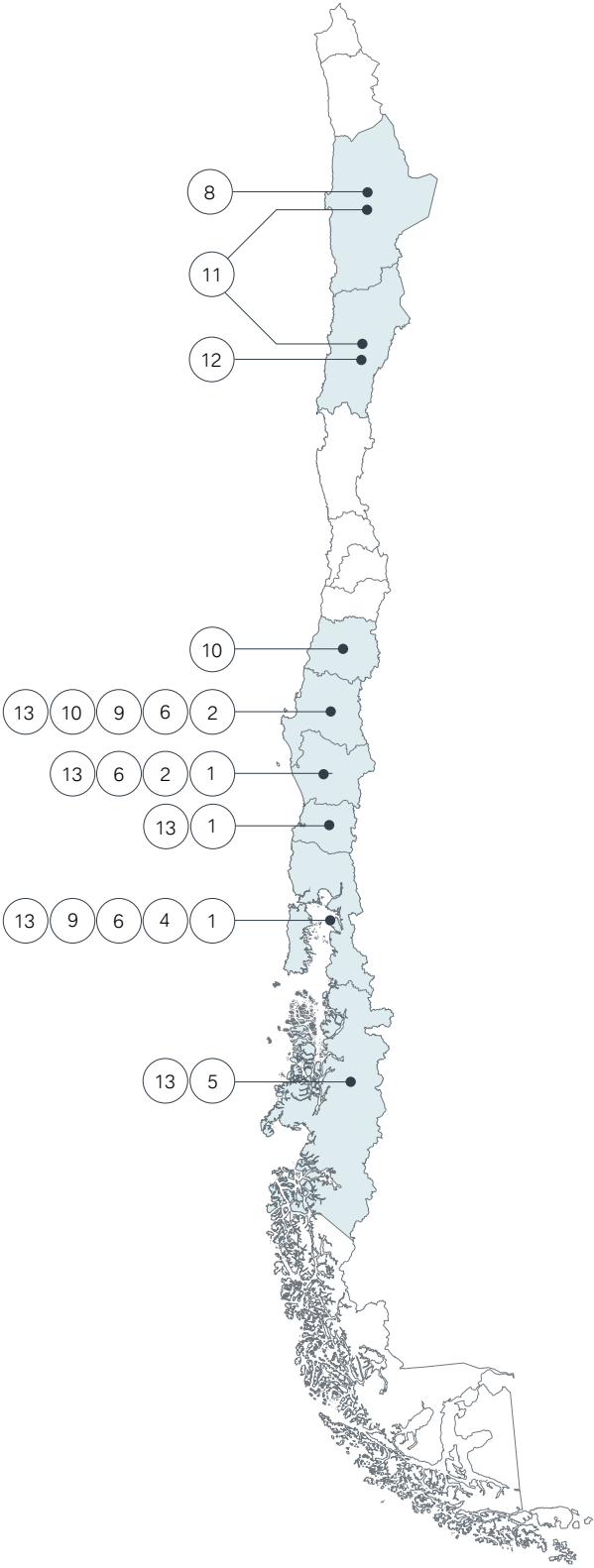


Empresas Filiales

MARCAS DE LA COMPAÑÍA

El Grupo Saesa cuenta en la actualidad con 13 marcas, a través de las cuales desarrolla distintas actividades relacionadas con el negocio eléctrico a lo largo de su zona de operaciones.

- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9
- 10
- 11
- 12 **L.T. CABO LEONES**
- 13



ZONA DE OPERACIONES

La presencia del Grupo Saesa se extiende a través de 8 regiones del país. Si bien su operación se ha concentrado históricamente en la zona sur, a partir de 2014 la compañía ha extendido sus actividades hacia la zona centro y norte del país.

FRONTEL

Zona de Operaciones: VIII y IX Región
Clientes: 340 mil
Ventas: 931 Gwh

SAESA

Zona de Operaciones: IX, X y XIV Región
Clientes: 412 mil
Ventas: 2.128 Gwh

LUZ OSORNO

Zona de Operaciones: X Región
Clientes: 21 mil
Ventas: 148 Gwh

EDELAYSEN

Zona de Operaciones: XI Región
Clientes: 45 mil
Ventas: 141 Gwh
Capacidad Instalada: 69,1 MVA

STS

Zona de Operaciones: VIII, IX y X Región
Líneas: 110-66 kV 831 kms.

SGA

Actividad: Desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos propios y de terceros.

STN

Zona de Operaciones: II Región
Actividad: Proyectos de Transmisión.

SAGESA

Zona de Operaciones: VIII y X Región
Actividad: Venta de energía mercado spot a través de SGA y empresas relacionadas.

STC

Zona de Operaciones: VII y VIII Región
Actividad: Proyectos de transmisión.

SATT S.A.

Zona de Operaciones: II y III Región
Actividad: Proyectos de transmisión.

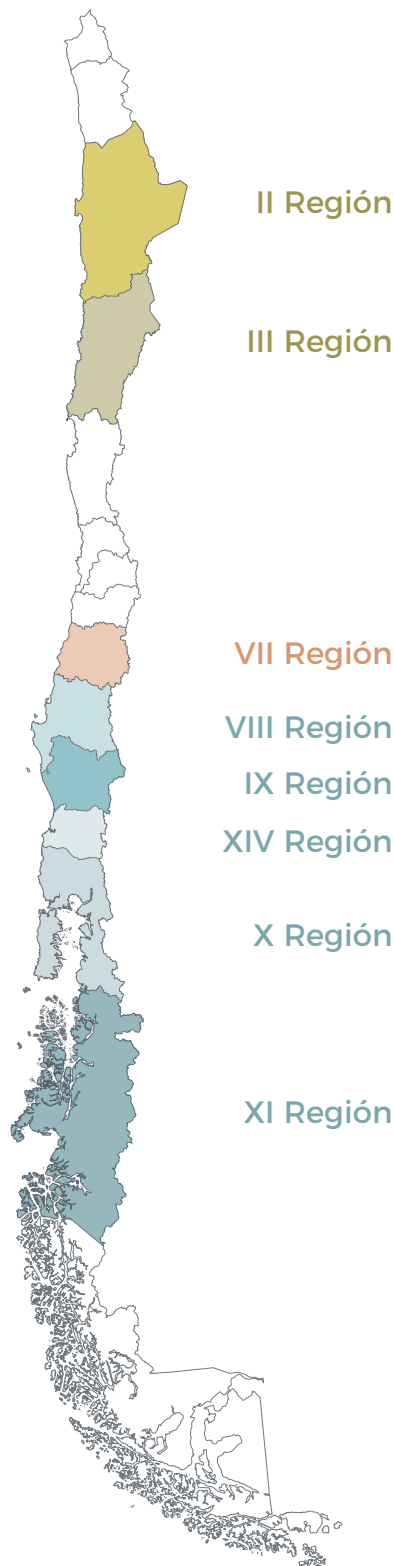
L.T. CABO LEONES

Zona de Operaciones: III Región
Actividad: Proyectos de transmisión.

MÁS CERCA

Zona de Operaciones: VIII, IX, X, XI y XIV Regiones
Actividad: Retail.

PRESENCIA DE LA EMPRESA



Centros de Atención

El Grupo Saesa cuenta con presencia en 88 localidades a lo largo de cinco regiones de la zona sur.

FRONTEL

Angol	Julio Sepúlveda N° 358	Nueva Imperial	O'Higgins N° 535
Antuco	O'Higgins N° 61	Nueva Toltén	Holanda N° 405
Arauco	Covadonga N° 160	Pto. Saavedra	Ejército N° 886
Bulnes	Anibal Pinto N° 560	Purén	Gamboa N° 461
Cabrero	Membrillar N° 55-A	Quilleco	Barros Arana N° 297
Cañete	Villagrán N° 850	Quillón	Diego Portales N° 161
Carahue	Ercilla N° 587	San Ignacio	Manuel Rodríguez N° 549
Collipulli	Bulnes N° 228	Santa Bárbara	Las Heras N° 160
Concepción	Manuel Rodríguez N° 1161	Santa Juana	Lautaro N° 350-A
Cunco	La Concepción N° 579	Temuco	Andrés Bello N° 631
Curacautín	Manuel Rodríguez N° 656	Teodoro Schmidt	Bdo. O'Higgins N° 385
Curanilahue	Av. O'Higgins N° 289	Tirúa	Arturo Prat N° 156
El Carmen	Esmeralda N° 415	Traiguén	Saavedra N° 488
Florida	Eleuterio Ramírez N° 546	Victoria	Pisagua N° 1070
Galvarino	Freire N° 99	Vilcún	Camilo Henríquez N° 180
Gorbea	Andrés Bello N° 546	Yumbel	P. Valdivia N° 407-A
Huepil	Av. Ecuador N° 50	Yungay	Esmeralda N° 468
Laja	Balmaceda N° 152, Local N° 6		
Lautaro	José Miguel Carrera N° 217		
Lebu	J.J. Pérez N° 350		
Lonquimay	O'Higgins N° 1102		
Los Alamos	Luis N. Sáez Mora N° 420		
Lota	Carlos Cousiño N° 206		
Monte Aguila	Ahumada N° 251		
Mulchén	Gana N° 1095		
Nacimiento	San Martín N° 595		
Negrete	Emilio Serrano N° 3		

SAESA / LUZ OSORNO

Achao	Progreso N° 33
Ancud	Pedro Montt N° 482
Calbuco	Arturo Prat N° 111
Castro	O'Higgins N° 494
Corral	Miraflores N° 17
Entre Lagos	Manuel Rodríguez N° 31
Fresia	San Carlos N° 379
Frutillar	Carlos Richter N° 155
Futrono	Balmaceda N° 880
Hornopirén	Diego Portales N° 55
La Unión	Serrano N° 760
Lago Ranco	Concepción N° 631
Lanco	Yungay N° 293
Licanray	Gabriela Mistral N° 398
Loncoche	Arturo Prat N° 268
Los Lagos	Patricio Lynch N° 138
Los Muermos	Balmaceda N° 202
Mauñín	Bernardo O'Higgins N° 196
Osorno	Ramírez N° 705
Osorno / Rahue	Victoria N° 380 Local 6
Paillaco	Camilo Henríquez N° 64
Panguipulli	Bernardo O'Higgins N° 462-A
Puerto Montt	Concepción N° 110
Puerto Octay	Germán Wulf N° 598
Puerto Varas	San Francisco N° 641
Purranque	21 de Mayo N° 148

Quellón
Río Bueno
Río Negro
Sn. José de la Mariquina
San Pablo
Valdivia

Ladrilleros N° 236
Comercio N° 296
Pedro Montt N° 687
A. Carrillo N° 103
Paglieta N° 497
Yungay N° 630

EDELAYSEN

Chile Chico
Cochrane
Coyhaique
Futaleufú
Huichas
La Junta
Lago Verde
Mañihuales
Palena
Pto. Aysén
Puerto Cisnes
Villa O'Higgins

Lautaro N° 191
Los Colonos N° 610
Francisco Bilbao N° 412
Manuel Rodríguez N° 237-D
Poblador Caleta A. S/N
Esmeralda N° 14
Cacique Blanco N° 117-A
Caupolicán N° 136
Vicente Pérez Rosales N° 529
Serrano Montaner N° 538
Juan José La Torre S/N
Río Los Ñadis S/N



Empresas Filiales

Saesa

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A., SAESA

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: M\$ 304.501.634

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,92%
(Indirecta)

Saesa es la principal filial del Grupo Saesa, su principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país. Saesa distribuye energía eléctrica entre las provincias de Cautín, Región de La Araucanía, y Palena, Región de Los Lagos. En forma individual atiende a más 411 mil clientes. Participa, además, en el segmento de transmisión y sub-transmisión, contando con 198 km de líneas de 110 kV, cuyo mantenimiento y operación están a cargo de su filial STS.

A través de su filial Edelayesen, empresa que desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución, abastece de energía eléctrica principalmente a la Región de Aysén.

Con fecha 11 de septiembre de 2014, Saesa junto con Alusa Ingeniería Limitada (Actual Alumini Ingeniería Limitada) constituyeron Sistema de Transmisión del Norte S.A., "STN", con una participación del 90% y 10% respectivamente. El giro principal de esta nueva filial de Saesa es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía.

Con fecha 15 de octubre de 2015, Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Saesa) y su filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS) con un 0,1%, constituyeron Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A., "SATT", cuyo giro principal es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos,

de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica.

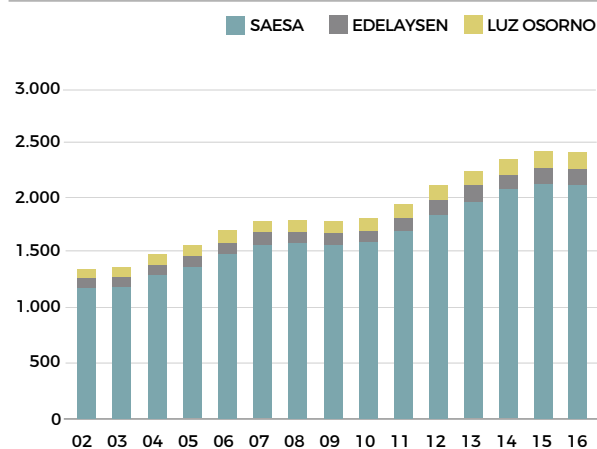
En los últimos 10 años, Saesa, ha presentado una tasa media de crecimiento en ventas de energía cercana al 3,4%. Factor clave en este crecimiento ha sido el importante desarrollo que ha experimentado la industria salmonera y sectores afines, especialmente en las provincias de Llanquihue y Chiloé, así como el sector forestal en la Provincia de Valdivia, además del sostenido crecimiento del consumo residencial.

Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro con Endesa, Colbún y Empresa Eléctrica Panquipulli. Sin embargo, en el corto plazo, se incorporarán los últimos actores que se adjudicaron la última licitación de suministro.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC. Es así como producto de uno de los procesos, en diciembre 2014 se adjudicó el 91% de las energías licitadas quedando un 9% sin adjudicar, la cual se considerará en futuras licitaciones.

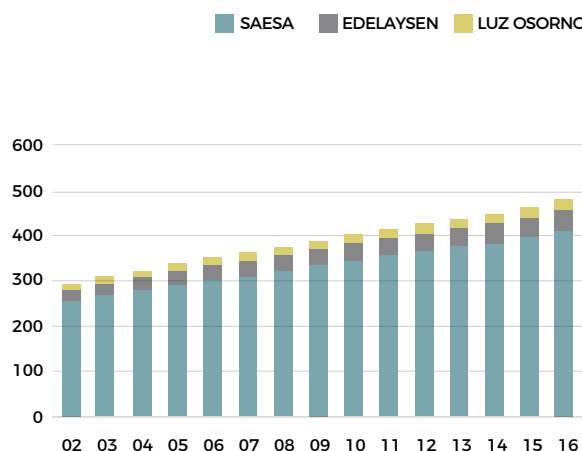
Producto de la entrada en vigencia de la Ley N°20.085, el 2015 es el primer año en que los procesos de licitaciones de suministro son gestionados por la CNE. Durante el primer trimestre de 2015, la CNE solicitó a todas las Distribuidoras

● VENTAS DE ENERGÍA (en GWh)



Las ventas de energía durante el 2016, de Saesa y sus filiales, alcanzaron a 2.417 GWh.

● CLIENTES ATENDIDOS (miles)



Saesa y sus filiales al cierre del ejercicio atendían a 477 mil clientes, lo que representa un aumento de un 3.27% respecto del año 2015.

el envío de las proyecciones de demanda de clientes regulados. Con esa información, más ajustes de la proyección por parte de la Comisión, la CNE emitió un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó 2 procesos de Licitación:

- Proceso 2015/01 (Enero 2021- Diciembre 2041), cuya adjudicación se realizará en mayo 2016.

- Proceso 2015/02 (Enero 2017 – Diciembre 2036), cuya adjudicación se realizó en octubre 2015, el cual se adjudicó la energía licitada en un 100%.

Cabe mencionar, que la Superintendencia de Electricidad y Combustible, SEC, en su Resolución Exenta N°2288 (RE 2288), de fecha 26 de agosto de 2011, dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debía ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por la Dirección de Peajes del CDEC – SIC a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada. Sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso

término anticipadamente.

Para satisfacer adecuada y oportunamente el crecimiento en su zona de influencia, extender ésta hacia las zonas más aisladas y entregar un servicio cada vez mejor, Saesa realizó inversiones por un monto de MM\$14.685 durante el año 2016.

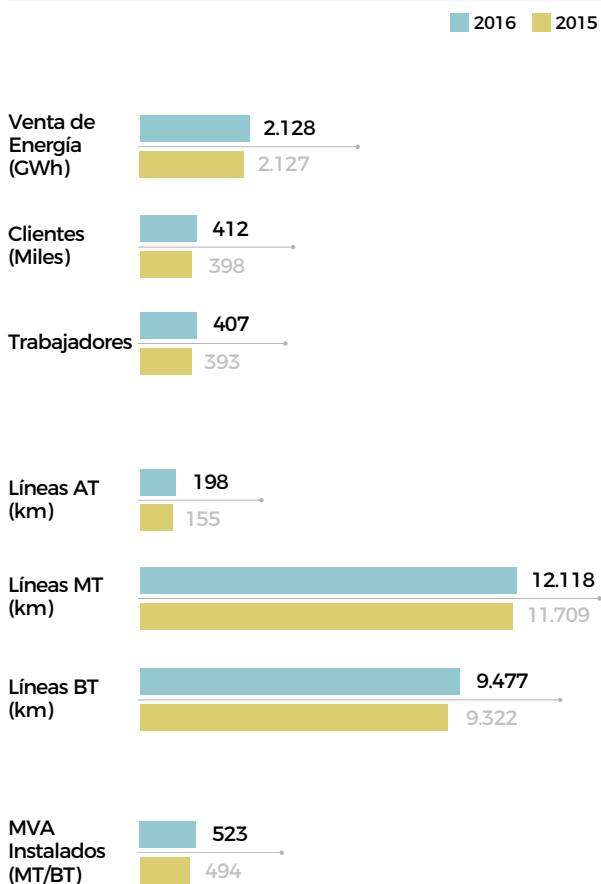
Saesa representa un 67,33% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña indirecta).

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

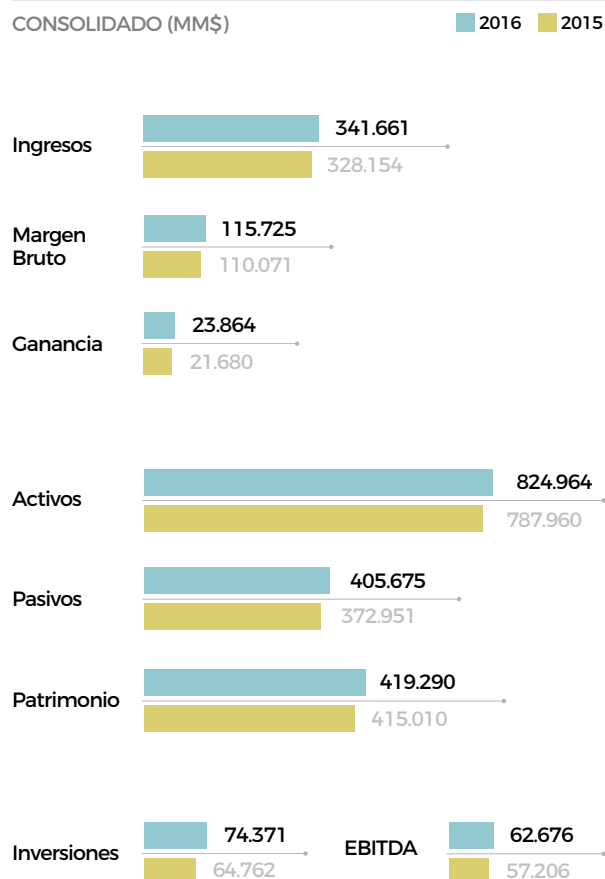
Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están, la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos entre compañías relacionadas que se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan por el periodo que dure la operación, y tienen límites de monto entre las compañías relacionadas, según lo indicado en los contratos de bonos vigentes.

ANTECEDENTES OPERACIONALES INDIVIDUALES



ANTECEDENTES FINANCIEROS CONSOLIDADOS



Frontel

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A., FRONTEL

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: M\$ 133.737.399

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,31%
(Indirecta)

Frontel es una empresa cuya principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país, en un área comprendida entre las provincias de Concepción, región del Bío Bío, y Cautín, región de la Araucanía.

Participa, además, en el segmento de transmisión y subtransmisión, contando con 118 km de líneas de 110 kV y 205 MVA instalados en subestaciones de regulación de tensión, cuyo mantenimiento y operación están a cargo de STS. Por último, participa en generación para un sistema aislado.

Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro con Endesa, Colbún y Empresa Eléctrica Panguipulli. Sin embargo, en el corto plazo, se incorporarán los últimos actores que se adjudicaron la última licitación de suministro.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC. Es así como producto de uno de los procesos, en diciembre 2014 se adjudicó el 91% de las energías licitadas quedando un 9% sin adjudicar, la cual se considerará en futuras licitaciones.

Producto de la entrada en vigencia de la Ley N°20.085, el 2015 es el primer año en que los procesos de licitaciones de suministro son gestionados por la CNE. Durante el primer trimestre de 2015, la CNE solicitó a todas las Distribuidoras el envío de las proyecciones de demanda de clientes regulados. Con esa información, más ajustes de la proyección por parte de la de la Comisión, la CNE emitió un Informe de Licitaciones, deter-

minando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó 2 procesos de Licitación:

- Proceso 2015/01 (Enero 2021 - Diciembre 2041), cuya adjudicación se realizará en mayo 2016.

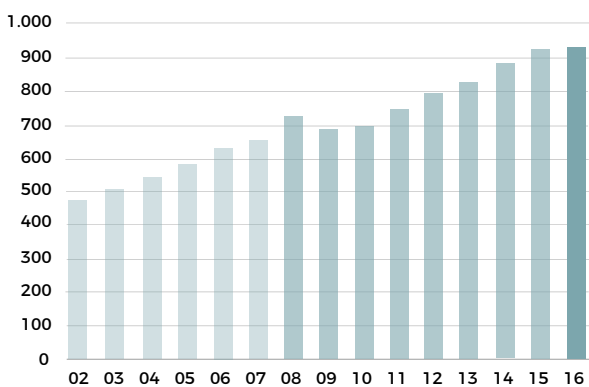
- Proceso 2015/02 (Enero 2017 - Diciembre 2036), cuya adjudicación se realizó en octubre 2015, el cual se adjudicó la energía licitada en un 100%.

Cabe mencionar, que la Superintendencia de Electricidad y Combustible, SEC, en su Resolución Exenta N°2288 (RE 2288), de fecha 26 de agosto de 2011, dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debía ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por la Dirección de Peajes del CDEC – SIC a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada. Sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente.

Las inversiones realizadas por Frontel durante el año 2016 ascienden a MM\$ 11.769.

● VENTAS DE ENERGÍA

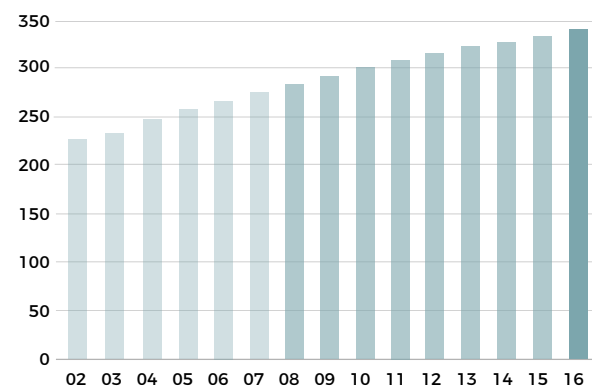
(en GWh)



Las ventas de energía durante 2016 alcanzaron a 931 GWh.

● CLIENTES ATENDIDOS

(miles)



Frontel al cierre del ejercicio atendía a 340 mil clientes, lo que representa un aumento de un 2,2% respecto del año 2015.

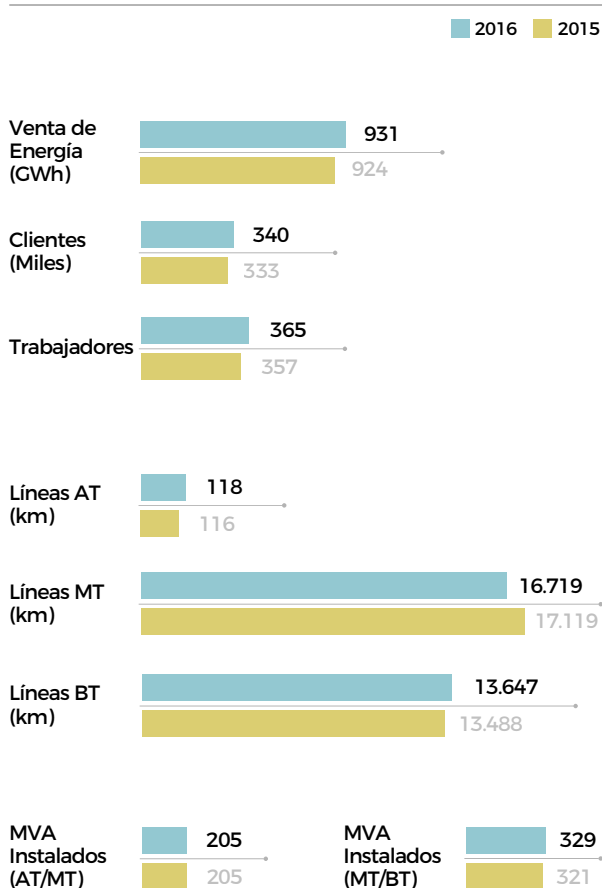
Frontel representa un 26,11% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña indirecta).

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

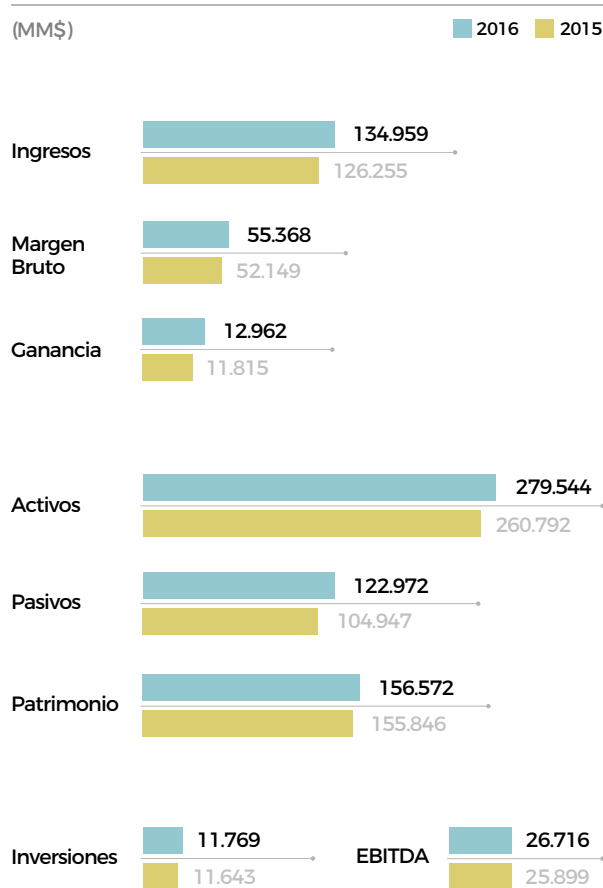
Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas, están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos entre compañías relacionadas que se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación, y tienen límites de monto entre las compañías relacionadas, según lo indicado en los contratos de bonos vigentes.

CIFRAS OPERACIONALES



ANTECEDENTES FINANCIEROS



Sagesa

SAGESA S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada
Capital Suscrito y Pagado: M\$ 25.587.086
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,90%
 (Directa e Indirecta)

La filial Sagesa es una empresa generadora que opera desde la región del Bío Bío a la región de Los Lagos. Actualmente, posee una central gas/diésel de 45 MW y un grupo de mini centrales diésel; en total, suman una capacidad de 105 MW.

Parte de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del CDEC-SIC, a través de su relacionada Sociedad Generadora Austral S.A. (SGA) y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado, la otra parte se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel y Luz Osorno).

Con fecha 30 de diciembre de 2011, la Sociedad se constituyó producto de una reestructuración societaria que implicó una división de Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. (Antigua SAGESA o Continuidora Legal), en la Continuidora Legal y la Sociedad. A SAGESA S.A. se le asignaron la mayor parte de los activos y pasivos de la

Antigua SAGESA, quedando la Sociedad con el giro de generación de energía eléctrica.

Durante el mes de junio de 2016, Sagesa en conjunto con Inversiones Eléctricas del Sur adquieren la sociedad “Línea de Transmisión Cabo Leones S.A., titular del proyecto adicional “Línea de Transmisión Cabo Leones Maitencillo 2x220kV” de 110 km con participaciones de un 99,99% y 0,01 respectivamente.

Las inversiones realizadas por SAGESA S.A. durante el año 2016 ascienden a MM\$ 3.239.

Sagesa representa un 0,004% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña indirecta).

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector. Por otro lado, están los préstamos en cuenta corriente, los cuales pagan intereses de mercado y se calculan por el periodo que dure la operación.

● ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015)

M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
ACTIVOS		
Activos Corrientes	5.193.718	4.429.163
Activos No Corrientes	67.874.293	57.684.305
TOTAL ACTIVOS	73.068.011	62.113.468
M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	37.838.916	23.162.699
Pasivos No Corrientes	7.563.310	8.531.220
TOTAL PASIVOS	45.402.226	31.693.819
TOTAL PATRIMONIO NETO	27.665.785	30.419.549
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	73.068.011	62.113.468

● ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015)

M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
Margen Bruto	6.723.991	6.146.281
(PÉRDIDA) GANANCIA ANTES DE IMPUESTO	(2.096.225)	1.611.115
Impuesto a las Ganancias	1.203.114	(1.258.608)
(PÉRDIDA) GANANCIA	(893.111)	352.507

● ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVOS DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015)

M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	3.219.383	192.582
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(18.084.419)	(4.042.359)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	15.400.180	3.704.701
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	221.912	12.363
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	757.056	(132.713)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Saldo Inicial	220.138	352.851
EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	977.194	220.138

● ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015)

M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
Saldo Inicial Reexpresado	30.419.549	26.013.368
Cambios en Patrimonio	(2.753.764)	4.406.181
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	27.665.785	30.419.549

OTROS ANTECEDENTES FINANCIEROS

(MM\$)

■ 2016 ■ 2015



STS

SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL SUR S.A., STS

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada
Capital Suscrito y Pagado: M\$ 32.135.483
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,46%
(Directa e Indirecta)

La actividad principal de STS consiste en prestar servicios de transporte y transformación de energía a empresas generadoras, que tienen contratos de suministros con empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos, entre las cuales se encuentran Saesa, Frontel y cooperativas eléctricas. Las principales generadoras atendidas por STS son Puyehue y Capullo. STS presta servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

Estos servicios son remunerados mediante el pago de peajes por parte de los usuarios de dichas instalaciones de transmisión, cuyos valores, condiciones de aplicación y fórmulas de indexación están estipulados en el Decreto Supremo N°14 del Ministerio de Energía, que fija las tarifas de subtransmisión, publicado en el Diario Oficial del 09 de Abril de 2013. Con fecha 31 de mayo de 2012, se acordó la fusión por incorporación de Sistema de Transmisión del Sur S.A. ("antigua STS"), en la Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. (actual STS), manteniéndose esta últi-

ma como continuadora legal. Con motivo de lo anterior se incorporaron a Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. todos los activos y pasivos de la antigua STS, y la sociedad fusionada pasó a denominarse también Sistema de Transmisión del Sur S.A., STS.

Con fecha 4 de marzo de 2015, Sistema de Transmisión del Sur S.A. y Eléctrica Puntilla S.A. constituyeron la sociedad Sistema de Transmisión del Centro S.A., "STC", cuyo giro principal es la construcción, operación, mantenimiento y administración de instalaciones de transmisión o transporte de energía eléctrica; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros.

Durante el año 2016, STS realizó inversiones por MM\$15.818, destinadas a nuevos proyectos y a optimizar sus actuales instalaciones.

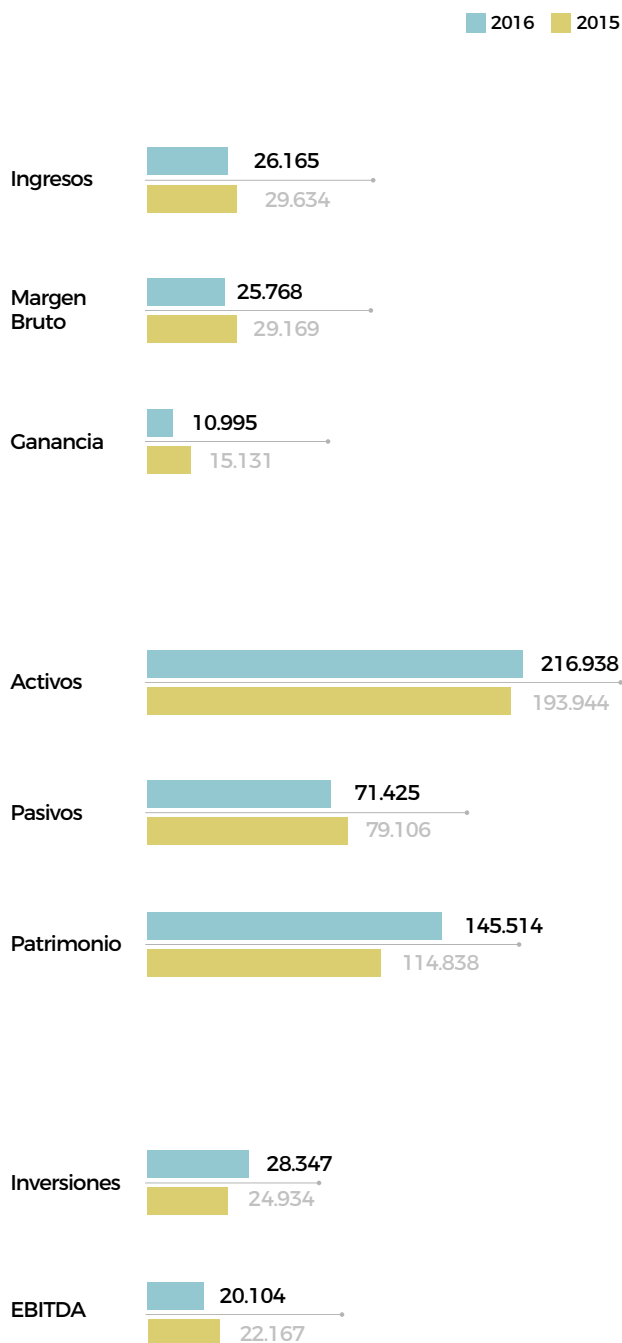
STS representa un 21,45% del activo de Saesa.

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

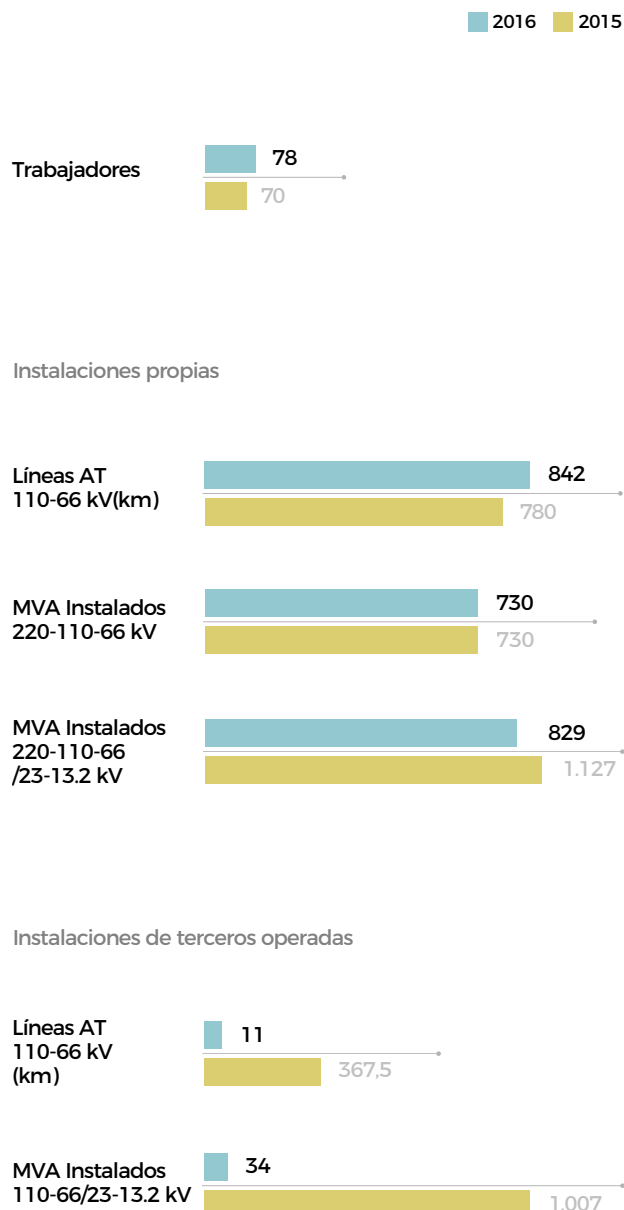
Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos en cuenta corriente que pagan intereses de mercado y se calculan por el período que dure la operación.

ANTECEDENTES FINANCIEROS CONSOLIDADOS (MM\$)



ANTECEDENTES OPERACIONALES INDIVIDUALES



Edelaysen

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A., EDELAYSEN

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada
Capital Suscrito y Pagado: M\$ 37.005.894
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.:93,21%
(Indirecta)

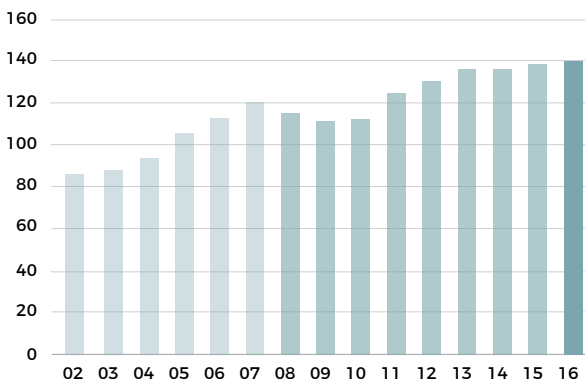
Edelaysen es una sociedad que desarrolla actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en la provincia de Palena, Región de Los Lagos, y en la Región de Aysén, a través de cinco sistemas aislados: Cisnes, Hui-chas, Villa O'Higgins, Amengual-La Tapera y Santa Bárbara (Nueva Chaitén); y tres sistemas medianos: Aysén, Palena y General Carrera.

Esencialmente, Edelaysen es una empresa verticalmente integrada que genera energía eléctrica en un 100% y la dis-

tribuye en las zonas que le fueron otorgadas en concesión y en las que posee permisos municipales. Además, realiza ventas de energía en media tensión a Saesa, en Palena. Con el fin de satisfacer la demanda y crecimiento normal del servicio, mejorando la confiabilidad del sistema, la sociedad efectuó inversiones por MM \$5.156 durante el año 2016.

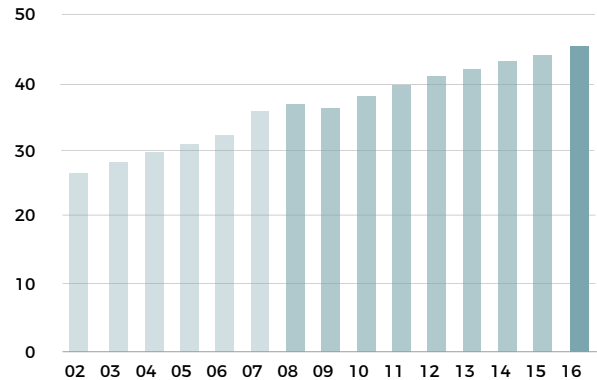
Edelaysen representa un 9,88 % del activo de Saesa.

● VENTAS DE ENERGÍA (en GWh)



Las ventas de energía durante el 2016 alcanzaron 141 GWh.

● CLIENTES ATENDIDOS (miles)



Edelaysen al cierre del ejercicio atendía a 45 mil clientes.

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos en cuentas corrientes que pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación.

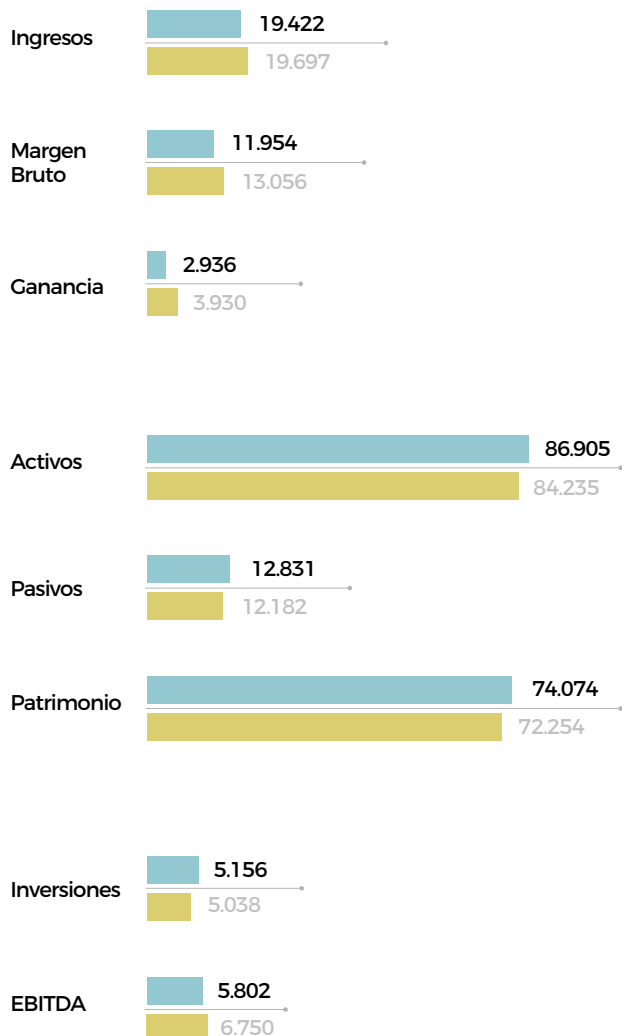
● CAPACIDAD DE CENTRALES

	CANTIDAD CENTRALES	MW
EÓLICA	1	3,78
HIDROELÉCTRICA	7	26,20
DIÉSEL	18	36,60
TOTAL	26	66,6

ANTECEDENTES FINANCIEROS

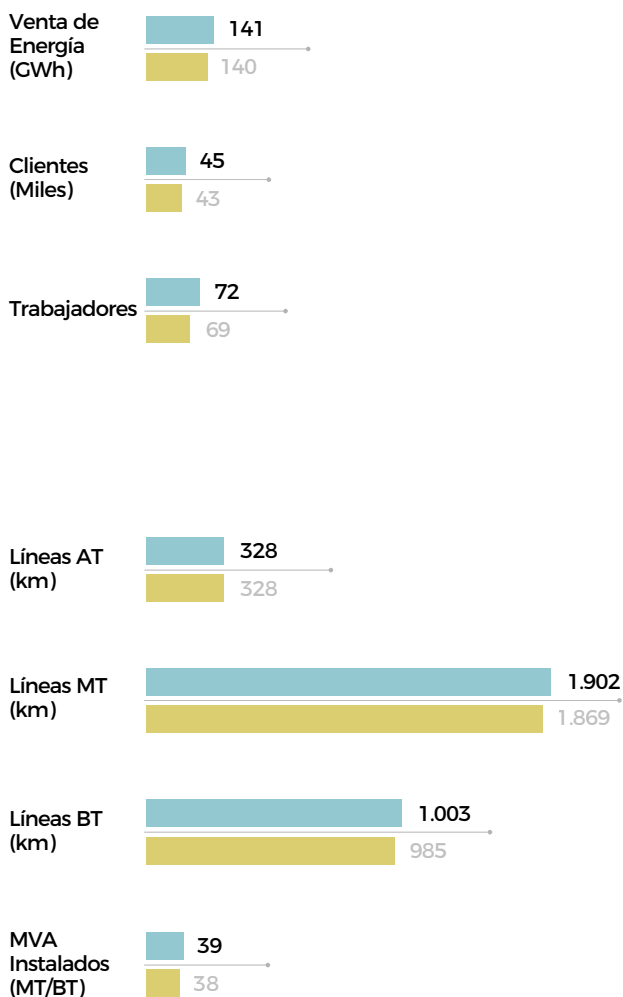
(MM\$)

■ 2016 ■ 2015



CIFRAS OPERACIONALES

■ 2016 ■ 2015



Luz Osorno

COMPAÑÍA ELÉCTRICA OSORNO S.A., LUZ OSORNO

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada
Capital Suscrito y Pagado: M\$ 10.557.505
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,9%
(Indirecta)

Luz Osorno tiene por objeto la distribución y venta de energía eléctrica en sectores rurales de la provincia de Osorno y en algunas localidades de las provincias de Valdivia y Llanquihue.

Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro con Endesa, Colbún y Empresa Eléctrica Panguipulli. Sin embargo, en el corto plazo, se incorporarán los últimos actores que se adjudicaron la última licitación de suministro. La Comisión Nacional de Energía (CNE) ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC. Es así como producto de uno de los procesos, en diciembre 2014 se adjudicó el 91% de las energías licitadas quedando un 9% sin adjudicar, la cual se considerará en futuras licitaciones.

Producto de la entrada en vigencia de la Ley N°20.085, el 2015 es el primer año en que los procesos de licitaciones de suministro son gestionados por la CNE. Durante el primer trimestre de 2015, la CNE solicitó a todas las Distribuidoras el envío de las proyecciones de demanda de clientes regulados. Con esa información, más ajustes de la proyección por parte de la Comisión, la CNE emitió un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó dos procesos de Licitación:

- Proceso 2015/01 (Enero 2021 - Diciembre 2041), cuya adju-

dicación se realizará en mayo 2016.

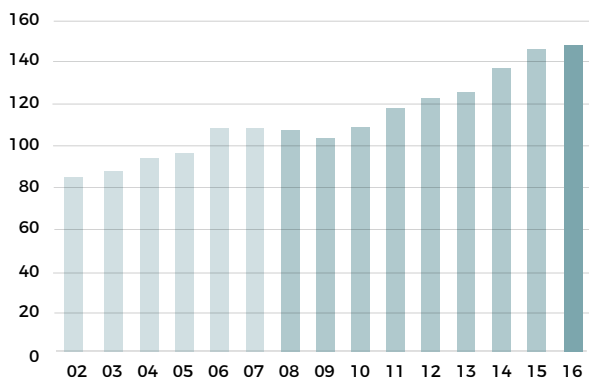
- Proceso 2015/02 (Enero 2017 - Diciembre 2036), cuya adjudicación se realizó en octubre 2015, el cual se adjudicó la energía licitada en un 100%.

Cabe mencionar que la Superintendencia de Electricidad y Combustible, SEC, en su Resolución Exenta N°2288 (RE 2288), de fecha 26 de agosto de 2011, dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debía ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por la Dirección de Peajes del CDEC – SIC a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada. Sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente. En el ejercicio 2016 se efectuaron inversiones por \$ 1.266 millones, principalmente con el fin de atender el crecimiento de la demanda de energía y extender la cobertura geográfica.

Luz Osorno representa un 2,27% del activo de Saesa.

● VENTAS DE ENERGÍA

(en GWh)

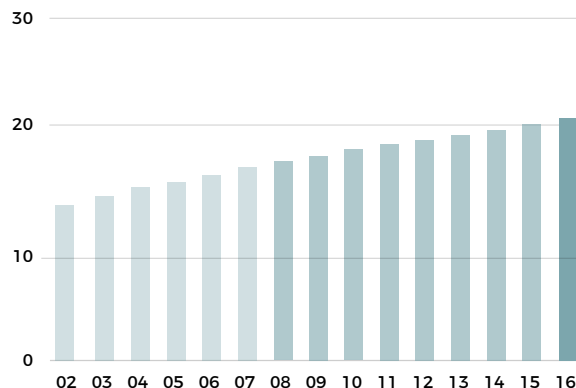


Las ventas de energía durante el 2016 alcanzaron a 148 GWh.

100

● CLIENTES ATENDIDOS

(miles)



Luz Osorno al cierre del ejercicio atendía a 21 mil clientes

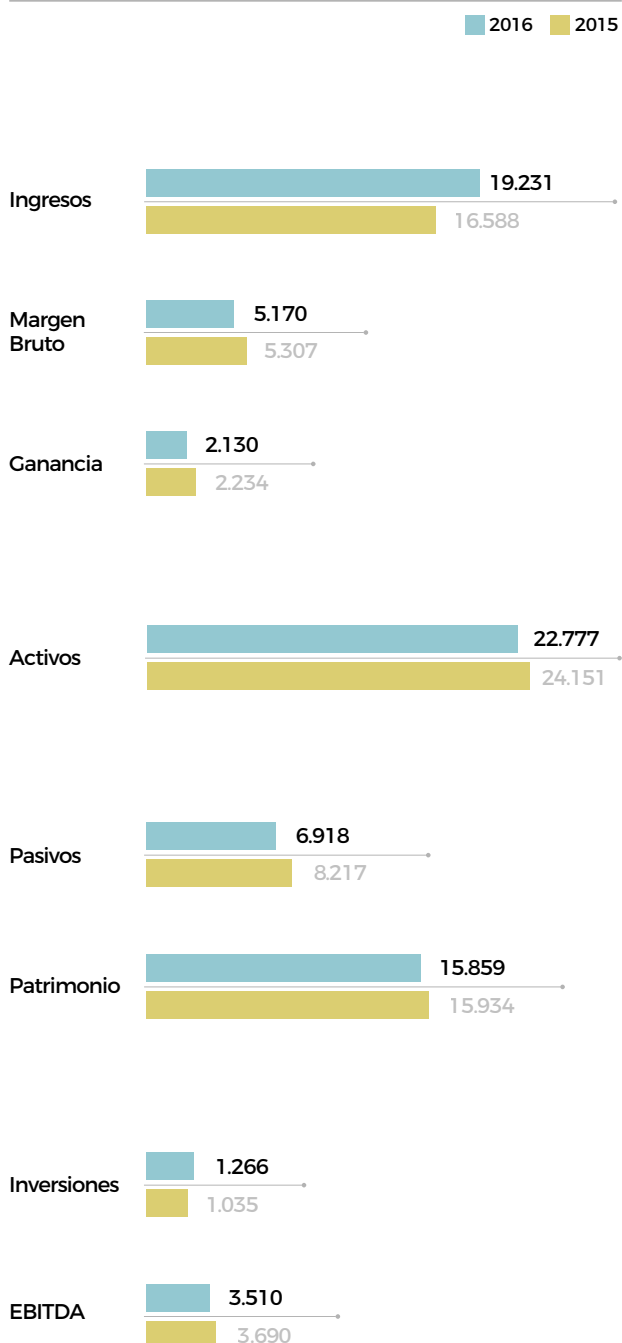
TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

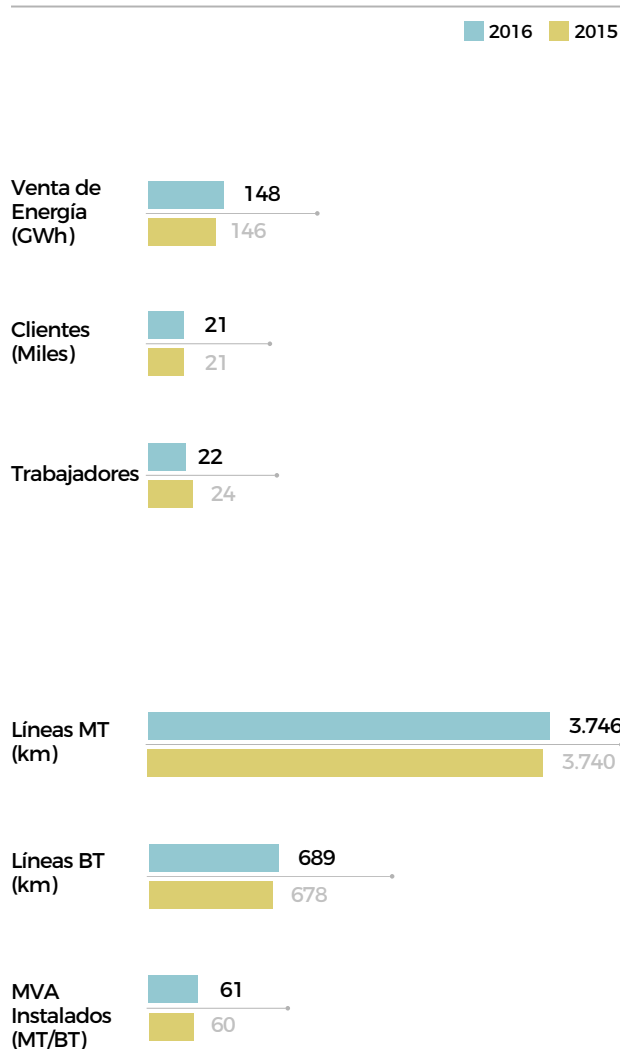
Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos en cuentas corrientes, que pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación.

ANTECEDENTES FINANCIEROS

(MM\$)



CIFRAS OPERACIONALES



SGA

SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A., SGA

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada
 Capital Suscrito y Pagado: M\$ 3.160.921
 Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,9%
 (Indirecta)

El objeto de SGA es el desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica, y la adquisición de los mismos. Asimismo, prestar servicios y asesorías en todas las especialidades de la ingeniería y de diseño, construcción, mantención y operación de sistemas de transmisión para terceros, comercialización de energía y las demás actividades vinculadas con los objetos descritos, que acuerden sus organismos. SGA fue constituida como consecuencia de la división de STS, aprobada en

Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 25 de junio de 2003, donde se acordó la división de dicha sociedad a contar del 31 de marzo de 2003. En virtud de esta división, se le asignaron y traspasaron a SGA activos, pasivos y patrimonio a los valores contables determinados al 31 de marzo de 2003.

En el ejercicio 2016, la Sociedad obtuvo un EBITDA de MM\$ 664.

SGA representa un 0,80% del activo de Saesa.

● ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015)

M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
ACTIVOS		
Activos Corrientes	8.604.867	6.618.080
Activos No Corrientes	146.879	148.816
Total Activos	8.751.746	6.766.896
M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	3.154.364	1.592.630
Pasivos No Corrientes	-	-
Total Pasivos	3.154.364	1.592.630
Total Patrimonio Neto	5.597.382	5.174.266
Total Patrimonio Neto y Pasivos	8.751.746	6.766.896

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

Por otro lado, los préstamos en cuentas corrientes, pagan intereses de mercado y se calculan por el período que dure la operación.

● ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015)

M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
Margen Bruto	694.746	506.098
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTO	1.257.945	(499.827)
Impuesto a las Ganancias	(182.051)	(109.538)
GANANCIA (PÉRDIDA)	1.075.894	(609.365)

● ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVOS DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015)

M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	1.185.182	352.442
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(6.038.104)	5.275.737
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	-	(4.000.000)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	2	3
INCREMENTO (DECREMENTO) NETO EN EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	(4.852.920)	1.628.182
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	4.938.368	3.310.186
EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	85.448	4.938.368

● ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015)

M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
Saldo Inicial Reexpresado	5.174.266	8.391.295
Cambios en Patrimonio	423.116	(3.217.029)
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	5.597.382	5.174.266

STC

SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL CENTRO S.A., STC

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada
 Capital Suscrito y Pagado: M\$ 23.238.005
 Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 50,10%
 (Indirecta)

Con fecha 4 de marzo de 2015, Sistema de Transmisión del Sur S.A. y Eléctrica Puntilla S.A. constituyeron la sociedad Sistema de Transmisión del Centro S.A., "STC", cuyo giro principal es la construcción, operación, mantenimiento y administración de instalaciones de transmisión o transporte de energía eléctrica; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros.

La participación de Sistema de Transmisión del Sur S.A. en la Sociedad es de un 50,1% y de Eléctrica Puntilla S.A. es de un 49,9%. Actualmente STC se encuentra desarrollando el Proyecto Línea de Transmisión 2x220 kV San Fabián-Ancoa, la que será operada y administrada por STC una vez puesta en servicio (2017).

● ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015)

	31-DIC-2016	31-DIC-2015
ACTIVOS		
Activos Corrientes	3.205.051	1.241.647
Activos No Corrientes	33.644.359	22.608.947
TOTAL ACTIVOS	36.849.410	23.850.594
M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	12.822.190	12.002.828
Pasivos No Corrientes	9.907	3.606
TOTAL PASIVOS	12.832.097	12.006.434
TOTAL PATRIMONIO NETO	24.017.3013	11.844.160
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	36.849.410	23.850.594

● ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015)

	31-DIC-2016	31-DIC-2015
Margen Bruto	-	-
PÉRDIDA ANTES DE IMPUESTO	(27.040)	(69.873)
Impuesto a las Ganancias	39.753	14.355
GANANCIA (PÉRDIDA)	12.713	(55.518)

● ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVOS DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015)

M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	(79.324)	(82.792)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(13.787.506)	(9.121.521)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	13.814.313	9.272.551
Efecto de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalente al efectivo	14	-
INCREMENTO (DECREMENTO) NETO EN EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	(52.517)	68.238
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	68.238	-
EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERÍODO	15.735	68.238

● ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015)

M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
Saldo Inicial Reexpresado	11.844.160	11.090.769
Cambios en Patrimonio	12.173.153	753.391
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	24.017.313	11.844.160

STN

SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL NORTE S.A., STN

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada
Capital Suscrito y Pagado: M\$ 298.943
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 90 %
(Indirecta)

Con fecha 11 de septiembre de 2014, la filial Saesa y Alusa Ingeniería Limitada (Actual Alumini Ingeniería Limitada) constituyeron Sistema de Transmisión de Norte S.A., "STN", cuyo giro principal es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía.

La participación de Saesa en la Sociedad es de un 90%. Actualmente STN se encuentra desarrollando un sistema

de transmisión cuyo propósito será abastecer los nuevos requerimientos de energía y potencia de una empresa minera y permitir la conexión de una central generadora (517 MW) al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

La fecha de puesta en servicio del sistema de transmisión fue durante el primer semestre de 2016.

ESTADOS FINANCIEROS RESUMIDOS

● ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015)

M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
ACTIVOS		
Activos Corrientes	12.540.594	6.046.783
Activos No Corrientes	45.437.325	35.808.886
TOTAL ACTIVOS	57.977.919	41.855.669
M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	56.250.751	42.313.071
Pasivos No Corrientes	884.725	5.824
TOTAL PASIVOS	57.135.476	42.318.895
TOTAL PATRIMONIO NETO	842.443	(463.226)
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	57.977.919	41.855.669

● ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015)

M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
Margen Bruto	3.958.569	-
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTO	1.242.039	(162.756)
Gastos por Impuestos	(303.251)	33.918
GANACIA (PÉRDIDA)	938.788	(128.838)

● ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVOS DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015)

M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	(1.075.491)	(87.179)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(18.965.680)	(33.017.874)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	19654.238	30.823.615
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(14.740)	26.301
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO EN EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	(401.673)	(2.255.137)
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	403.554	2.658.691
EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO, AL FINAL DEL AÑO	1.881	403.554

● ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015)

M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
Saldo Inicial Reexpresado	(463.226)	(109.283)
Cambios en Patrimonio	1.305.669	(353.943)
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	842.443	(463.226)

SATT S.A.

SOCIEDAD AUSTRAL DE TRANSMISIÓN TRONCAL S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada
Capital Suscrito y Pagado: M\$ 354.377
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 100 %
(Indirecta)

Con fecha 15 de octubre de 2015, Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Saesa), con un 99,9% y su filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS) con un 0,1%, constituyeron Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A., "SATT", cuyo giro principal es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía; la

explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica.

SATT representa un 0,06% del activo de Saesa.

● ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015)

M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
ACTIVOS		
Activos Corrientes	2.357.390	355.790
Activos No Corrientes	12.045.190	-
TOTAL ACTIVOS	14.402.580	355.790
M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	13.964.955	318
Pasivos No Corrientes	23.034	-
TOTAL PASIVOS	13.987.989	318
TOTAL PATRIMONIO NETO	414.591	355.472
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	14.402.580	355.790

● ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015)

M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
Margen Bruto	109.564	-
GANANCIA ANTES DE IMPUESTO	53.048	-
Gastos por Impuestos, operaciones continuadas	(33.354)	(318)
GANANCIA (PÉRDIDA)	19.694	(318)

● ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVOS DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015)

M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	(27.635)	-
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(12.965.475)	-
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	12.652.122	354.377
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(11.854)	1.413
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO EN EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	(352.842)	355.790
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	355.790	-
EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO, AL FINAL DEL AÑO	2.948	355.790

● ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015)

M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
Saldo Inicial Reexpresado	355.472	354.377
Cambios en Patrimonio	59.119	1.095
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	414.591	355.472

Inversiones Los Ríos Ltda.

INVERSIONES LOS RÍOS LIMITADA

Naturaleza Jurídica: Responsabilidad Limitada
 Capital Suscrito y Pagado: M\$ 464.393.585
 Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,997%
 (Directa)

Con fecha 1 de julio de 2009, Inversiones Eléctricas del Sur S.A e Inversiones Grupo Saesa Ltda., constituyeron la sociedad Inversiones Los Ríos Ltda., con una participación actual de 99,997104% y 0,002896%, respectivamente. La Sociedad tiene por objeto, entre otros, las actividades de inversiones en toda clase de bienes corporales y/o negocios de cuenta propia o ajena.

Con fecha 1 de julio de 2009, Inversiones Eléctricas del Sur S.A. aportó, cedió y transfirió a Inversiones Los Ríos Ltda., sus derechos sociales en Inversiones Los Lagos Ltda.. Posteriormente, con fecha 5 de agosto de 2009, Inversiones Grupo Saesa Ltda. vendió, cedió y transfirió a Inversiones Los Ríos Ltda. la totalidad de los derechos sociales en Inversiones Los Lagos Ltda.. Como consecuencia de lo anterior, Inversiones Los Ríos Ltda. adquirió el 100% de los derechos sociales, produciéndose la disolución de pleno derecho de Inversiones Los Lagos Ltda., pasando Inversiones Los Ríos Ltda. a sucederla

en todos sus derechos y obligaciones.

En el ejercicio 2016, la Sociedad obtuvo un EBITDA consolidado de MM\$ 92.139. Los Ríos representa un 83,56 % del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A..

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector. Por otro lado, existen los préstamos en cuentas corrientes, que pagan intereses de mercado y se calculan por el período que dure la operación.

● ESTADOS CONSOLIDADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015)

M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
ACTIVOS		
Activos Corrientes	171.829.561	184.538.327
Activos No Corrientes	983.881.444	920.744.971
TOTAL ACTIVOS	1.155.711.005	1.105.283.298
M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	276.878.596	226.081.687
Pasivos No Corrientes	276.905.216	279.291.289
TOTAL PASIVOS	553.783.812	505.372.976
TOTAL PATRIMONIO NETO	601.927.193	599.910.322
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	1.155.711.005	1.105.283.298

● ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015)

M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
Margen Bruto	177.817.740	168.265.109
GANANCIA ANTES DE IMPUESTO	46.745.484	44.865.640
Impuestos a las Ganancias	(10.955.349)	(11.268.842)
GANANCIA	35.790.135	33.596.798

● ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVOS DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015)

M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	113.392.821	89.811.259
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(123.763.501)	(98.508.517)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(4.002.156)	(36.760.664)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	383.691	227.469
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	(13.989.145)	(45.230.453)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	33.622.375	78.852.828
EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO, ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO, SALDO FINAL	19.633.230	33.622.375

● ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015)

M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
Saldo Inicial Reexpresado	599.910.322	586.143.014
Cambios en Patrimonio	2.016.871	13.767.308
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	601.927.193	599.910.322

Inversiones Los Lagos IV Ltda.

INVERSIONES LOS LAGOS IV LIMITADA

Naturaleza Jurídica: Responsabilidad Limitada
 Capital Suscrito y Pagado: M\$ 25.061.634
 Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,92%
 (Indirecta)

Con fecha 5 de agosto de 2009, como consecuencia de la división en cuatro sociedades de Inversiones Los Lagos Ltda., nace Inversiones Los Lagos IV Ltda.

La Sociedad tiene por objeto, entre otros, las actividades de inversiones en toda clase de bienes corporales y/o negocios de cuenta propia o ajena.

El principal activo de la Sociedad, es la inversión que posee en la Sociedad Sagesa S.A..

En el ejercicio 2016, la Sociedad obtuvo un EBITDA consolidado de MM\$ 2.755.

Los Lagos IV representa un 4,72% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña indirecta).

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

Por otro lado, están los préstamos en cuentas corrientes, los cuales pagan intereses de mercado y se calculan por el período que dure la operación.

● ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015)

M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
ACTIVOS		
Activos Corrientes	5.208.353	4.389.641
Activos No Corrientes	68.547.716	56.115.378
TOTAL ACTIVOS	73.756.069	60.505.019
M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	38.038.428	21.118.552
Pasivos No Corrientes	7.563.310	8.531.220
TOTAL PASIVOS	45.601.738	29.649.772
TOTAL PATRIMONIO NETO	28.154.331	30.855.247
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	73.756.069	60.505.019

● ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015)

M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
Margen Bruto	6.723.991	6.146.281
(PÉRDIDA) GANANCIA ANTES DE IMPUESTO	(2.053.322)	1.673.582
Impuestos a las Ganancias	1.204.711	(1.257.750)
(PÉRDIDA) GANANCIA	(848.611)	415.832

● ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVOS DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015)

M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	3.219.383	192.582
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(18.166.286)	(4.042.359)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	15.482.047	3.704.701
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	221.912	12.363
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO EN EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	757.056	(132.713)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	220.138	352.851
EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO, AL FINAL DEL AÑO	977.194	220.138

● ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015)

M\$	31-DIC-2016	31-DIC-2015
Saldo Inicial Reexpresado	30.855.247	26.389.965
Cambios en Patrimonio	(2.700.916)	4.465.282
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	28.154.331	30.855.247





Información Resumida de Negocios Conjuntos

ELETRANS S.A. Y ELETRANS II S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada
Capital Suscrito y Pagado ELETRANS S.A.: MUSD 1.044
Capital Suscrito y Pagado ELETRANS II S.A.: MUSD 1.000
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 50%
(Indirecta)

DIRECTORIO

DIRECTORES TITULARES

Juan Ignacio Parot Becker
Presidente, Rut 7.011.905-6

Carlos Mauer Diaz Barriga
Vicepresidente, Extranjero

Waldo Fortín Cabezas
Rut 4.556.889-K

Francisco Mualim Tietz
Rut 6.139.056-1

Francisco Alliende Arriagada
Rut 6.379.874-6

Allan Hughes García
Rut 8.293.378-6

DIRECTORES SUPLENTE

Jorge Lesser García-Huidobro, Rut 6.443.633-3

Marcelo Luengo Amar, Rut 7.425.589-2

Víctor Vidal Villa, Rut 9.987.057-5

Ben Kawkins, Extranjero

Manuel Becerra, Extranjero

Alberto Abreu, Extranjero.

ADMINISTRACIÓN

Gerente General:

Fulvio Stacchetti Encalada, Rut 6.617.581-2
Ingeniero Civil Industrial

Subgerente General:

Julio Herrera Mahan, Rut 13.225.404-4
Ingeniero Civil Eléctrico

En el mes de junio de 2012, la filial Saesa y Chilquinta Energía S.A. (esta última no perteneciente al grupo empresarial de Saesa), constituyeron una sociedad denominada ELETRANS S.A. En el mes de junio de 2013 constituyeron una nueva sociedad denominada ELETRANS II S.A., con un 50% de participación cada una, con la finalidad de construir y explotar los proyectos de transmisión troncal que le fueron adjudicados a un consorcio constituido por ambas sociedades.

Eletrans S.A. y Eletrans II S.A. tienen como principal objeto social, exclusivamente, la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía eléctrica; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica. El segmento de mercado principal de la Sociedad es la Transmisión Troncal, prestando servicios de transmisión de energía a empresas generadores que mantienen contratos de suministro con empresas distribuidoras o clientes libres.

ELETRANS S.A. y ELETRANS II S.A., no representa un porcentaje del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña indirecta) por tener patrimonio negativo.

● ESTADO DE SITUACION FINANCIERA ELETRANS S.A. (MONEDA FUNCIONAL DÓLAR)

	MUSD		M\$	
ACTIVOS	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
ACTIVOS CORRIENTES	14.814,89	15.264,75	9.918.124	10.840.415
ACTIVOS NO CORRIENTES	123.630,40	92.067,10	82.766.844	65.382.372
TOTAL ACTIVOS	138.445,29	107.331,85	92.684.968	76.222.787
PATRIMONIO Y PASIVOS	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
PASIVOS CORRIENTES	4.710,37	3.761,88	3.153.451	2.671.537
PASIVOS NO CORRIENTES	145.336,05	119.758,78	97.298.126	85.047.895
PATRIMONIO	(11.601,13)	(16.188,81)	(7.766.609)	(11.496.645)
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	138.445,29	107.331,85	92.684.968	76.222.787
Estado de Resultados Integrales Ganancia (pérdida)	01/01/2016 al 31/12/2016	01/01/2015 al 31/12/2015	01/01/2016 al 31/12/2016	01/01/2015 al 31/12/2015
Ingresos actividades ordinarias	9.342,64	935,06	6.312.167	658.644
Otros ingresos	2,48	11,17	1.639	7.476
Otros gastos, por naturaleza	(2.732,04)	(544,07)	(1.841.976)	(362.303)
Ingresos financieros	203,11	37,55	137.412	25.564
Costos financieros	(154,92)	(4.399,14)	(68.105)	(2.832.879)
Diferencia de cambio	(3.425,05)	(8.443,67)	(2.341.663)	(5.558.784)
Resultado por unidades de reajuste	16,12	96,51	(23.202)	60.901
Pérdida, antes de impuestos	3.252,34	(12.306,59)	2.176.272	(8.001.381)
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	(1.034,21)	3.058,11	(694.305)	1.989.964
Pérdida, procedente de operaciones continuadas	2.218,13	(9.248,48)	1.481.967	(6.011.417)
Ganancia (pérdida), procedente de operaciones discontinuadas				
Pérdida	2.218,13	(9.248,48)	1.481.967	(6.011.417)
Estado del Resultado Integral	01/01/2016 al 31/12/2016	01/01/2015 al 31/12/2015	01/01/2016 al 31/12/2016	01/01/2015 al 31/12/2015
Pérdida	2.218,13	(9.248,48)	1.481.967	(6.011.417)
Otro resultado integral Coberturas del flujo de efectivo Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	3.245,98	6.382,04	2.400.115	3.295.323
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo	3.245,98	6.382,04	2.400.115	3.295.323
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	(876,41)	(1.723,15)	(648.031)	(889.737)
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo	(876,41)	(1.723,15)	(648.031)	(889.737)
Otro Resultado Integral	2.369,56	4.658,89	1.752.084	2.405.586
Resultado Integral Total	4.587,69	(4.589,59)	3.234.051	(3.605.831)

● ESTADO DE SITUACION FINANCIERA ELETRANS II S.A. (MONEDA FUNCIONAL DÓLAR)

	MUSD		M\$	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
ACTIVOS				
ACTIVOS CORRIENTES	11.512,54	4.919,30	7.707.300	3.493.490
ACTIVOS NO CORRIENTES	40.178,00	28.106,46	26.897.966	19.960.084
TOTAL ACTIVOS	51.690,54	33.025,76	34.605.266	23.453.574
PATRIMONIO Y PASIVOS				
PASIVOS CORRIENTES	2.579,59	580,60	1.726.958	412.319
PASIVOS NO CORRIENTES	54.015,79	39.380,20	36.161.951	27.966.243
PATRIMONIO	(4.904,84)	(6.935,04)	(3.283.643)	(4.924.988)
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	51.690,54	33.025,76	34.605.266	23.453.574
Estado de Resultados Integrales Ganancia (pérdida)	01/01/2016 al 31/12/2016	01/01/2015 al 31/12/2015	01/01/2016 al 31/12/2016	01/01/2015 al 31/12/2015
Otros ingresos	0,02	-	13	-
Otros gastos, por naturaleza	(21,21)	(190,83)	(14.380)	(120.492)
Ingresos financieros	49,82	207,94	33.894	132.563
Costos financieros	(418,95)	(465,94)	(288.115)	(302.254)
Diferencia de cambio	(793,73)	(943,25)	(530.453)	(636.308)
Resultado por unidades de reajuste	108,68	85,57	73.396	54.000
Pérdida, antes de impuestos	(1.075,37)	(1.306,51)	(725.645)	(872.491)
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	290,35	350,00	195.924	233.677
Pérdida, procedente de operaciones continuadas	(785,02)	(956,51)	(529.721)	(638.814)
Ganancia (pérdida), procedente de operaciones discontinuadas				
Pérdida	(785,02)	(956,51)	(529.721)	(638.814)
Estado del Resultado Integral	01/01/2015 al 31/12/2015	01/01/2014 al 31/12/2014	01/01/2015 al 31/12/2015	01/01/2014 al 31/12/2014
Pérdida	(785,02)	956,51	529.721	(638.814)
Otro resultado integral				
Coberturas del flujo de efectivo				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	3.856,47	(3.427,45)	2.869.224	(2.805.922)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo	3.856,47	(3.427,45)	2.869.224	(2.805.922)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	(1.041,25)	925,41	(774.691)	757.599
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo	(1.041,25)	925,41	(774.691)	757.599
Otro Resultado Integral	2.815,22	(2.502,04)	2.094.534	(2.048.323)
Resultado Integral Total	2.030,20	(3.458,55)	1.564.812	(2.687.137)





Declaración de Responsabilidad

Los firmantes, en su calidad de Gerente General y Directores de la Sociedad, respectivamente, dando cumplimiento a lo dispuesto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros y sus modificaciones, declaran bajo juramento que se hacen responsables de la veracidad de toda la información proporcionada en la presente Memoria Anual.



Jorge Lesser García-Huidobro / 6.443.633-3

PRESIDENTE



Iván Díaz - Molina / 14.655.033-9

VICEPRESIDENTE



Stacey Purcell / Extranjera

DIRECTOR TITULAR



Ben Hawkins / Extranjero

DIRECTOR TITULAR



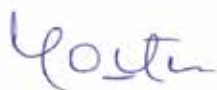
Juan Ignacio Parot B. / 7.011.905-6

DIRECTOR TITULAR



Christopher Powell / Extranjero

DIRECTOR TITULAR



Waldo Fortín Cabezas / 4.556.889-K

DIRECTOR TITULAR



Dale Burgess / Extranjero

DIRECTOR TITULAR



Río Baker. Región de Aysén.



El Reporte Anual 2016 nos permite reafirmar nuestro compromiso con el medioambiente. Esta publicación ha sido impresa en papel con certificación Ecolabel, fabricado con fibra 100% reciclada (PCW), libre de ácido y de cloro elemental (ECF). Esta versión ha disminuido el uso de tintas en un 20% con respecto al reporte 2015. Los Estados Financieros solo se incluyen en la versión digital del reporte, lo que nos permite disminuir el uso de papel.

Reporte Anual 2016



Descargue lectores QR gratis para su dispositivo en



Reporte Anual 2016

Desde su creación en 1926, nuestra Compañía asumió el compromiso de conectar al sur del país, a través de redes que no llevan únicamente electricidad; sino que bienestar, progreso, crecimiento y desarrollo a miles de familias. Nos sentimos responsables de llevar energía a las grandes ciudades y a los rincones más apartados. De cordillera a mar, atravesando ríos, lagos, extensos sectores rurales y archipiélagos, para conectar a las zonas más australes de Chile.

Hoy nos enorgullece ser respaldo del crecimiento sostenido de 8 regiones y de su pequeña, mediana y gran industria productiva.

Estos 90 años coinciden con la consolidación de nuestra presencia en el norte Chile. Hemos llegado a lugares inimaginados con nuevos y desafiantes proyectos, lo que nos llena de satisfacción y a la vez nos hace reflexionar sobre el impacto de nuestra labor.

Estamos cruzando gran parte del territorio nacional con nuestra operación, llegando a los extremos de este Chile tan diverso, con paisajes y climas tan opuestos como las costumbres de su gente.

Compartimos con ustedes este reporte, especial para nosotros. Esperamos que sea un testimonio, que se transforme en un pequeño retrato de nuestro país y de sus personas, cuyos destinos vamos compartiendo día tras día en nuestro desempeño.