

E L É C T R I C A S D E L S U R S . A .



grupo
SAESA

REPORTE ANUAL **2018**



REALIDAD AUMENTADA

A través del uso de realidad aumentada hemos incluido una serie de elementos virtuales que interactúan con nuestro reporte anual 2018.

Para visualizar este contenido instale la aplicación "Grupo Saesa AR" en su dispositivo móvil.

Una vez instalada, abra la app y dirija la cámara de su smartphone o tablet hacia la memoria cada vez que encuentre el ícono de realidad aumentada.



GUÍA DE CONTENIDOS

CARTA DEL PRESIDENTE ... 08

CAPÍTULO UNO

NUESTRA EMPRESA	...	14
MISIÓN Y VISIÓN CORPORATIVA	...	15
VALORES CORPORATIVOS	...	15
ANTECEDENTES DE LA SOCIEDAD	...	18
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD	...	19
RELACIÓN DE LA PROPIEDAD	...	20
GOBIERNO CORPORATIVO	...	21

RESPONSABILIDAD SOCIAL Y DESARROLLO SOSTENIBLE	...	22
DIRECTORIO	...	24
COMPOSICIÓN DEL DIRECTORIO	...	25
ADMINISTRACIÓN	...	26
COMITÉ EJECUTIVO	...	27
ESTRUCTURA ORGANIZATIVA	...	28
RESEÑA HISTÓRICA	...	29

CAPÍTULO DOS

ANTECEDENTES RELEVANTES	...	34
FACTORES DE RIESGO	...	37
MARCHA DE LA EMPRESA	...	42
HECHOS RELEVANTES	...	51
GESTIÓN FINANCIERA	...	52
REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO Y EJECUTIVOS PRINCIPALES	...	53

CAPÍTULO TRES

SECTOR DE LA INDUSTRIA	...	58
ACTIVIDADES Y NEGOCIOS	...	62
EMPRESAS FILIALES	...	75
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	...	107





Tenemos claro el
compromiso
con nuestra comunidad,
su calidad de vida
y oportunidades.

CARTA DEL PRESIDENTE

Parte de un nuevo mundo

Los últimos años han sido de enormes desafíos para el Grupo Saesa. Nuevas exigencias sociales, regulatorias y tecnológicas nos han obligado a redoblar nuestros esfuerzos por entregar, cada día, un mejor y más estable servicio a nuestros clientes. Si bien aún falta camino por recorrer, podemos decir con satisfacción, que lo estamos superando con éxito.

El año que recién pasó trajo importantes retos para la industria eléctrica del país. En diciembre de 2017, se publicó la nueva norma técnica que regula la distribución de energía eléctrica, la que tiene por finalidad mejorar la calidad en el servicio, llevándolo a estándares de clase

mundial. Se definieron nuevos y muy exigentes parámetros para el suministro, productos y servicios que entregamos a nuestros clientes. Este desafío va en sintonía con nuestro compromiso permanente por mejorar día a día, y lo alcanzaremos a través de importantes inversiones, incorporando nuevas tecnologías e infraestructura y de la mano de nuestro creciente número de colaboradores.

Estamos comprometidos con el desarrollo eléctrico del país y cada vez somos más conscientes que la única manera de lograrlo es haciéndolo de manera sustentable. En un mundo de constantes cambios, entendemos que es nuestra

obligación ser pioneros en las nuevas tecnologías que nos permitan no sólo mejorar la calidad de vida de las personas, sino que respetar el medio ambiente. Las energías limpias, soluciones de eficiencia energética y electromovilidad, entre otros, nos permitirán aportar a esta cruzada, de la que todos debemos hacernos parte.

Nos llena de orgullo participar, por ejemplo, en los proyectos de electrificación fotovoltaica impulsados por la autoridad, que permiten llevar energía eléctrica limpia y eficiente a lugares aislados de nuestro territorio nacional. Estos no sólo emplean energías renovables, sino que mejoran de manera significativa la calidad de vida de muchas comunidades de nuestro país.

En esta misma línea están nuestros proyectos de calefacción eléctrica, que pretendemos lanzar en un corto plazo, en base a los cambios regulatorios que los sustentan, con el objeto de

ayudar a descontaminar las grandes ciudades del sur del país.

Mejoras y proyectos

Manteniendo siempre la finalidad de prestar un mejor servicio a nuestros más de 860 mil clientes, durante el año 2018 pusimos en operación 3 nuevas subestaciones y más de 1.500 kilómetros de líneas, todo lo cual permitió robustecer nuestras redes eléctricas y alcanzar nuevas localidades y clientes.

Destaca entre nuestros proyectos la denominada Subestación Kimal que, ubicada en pleno desierto de Atacama, permite descongestionar el sistema de transmisión nacional en el norte del país, mejorando así de manera integral la estabilidad eléctrica de dicho sistema. Esta obra, de gran relevancia en la configuración

actual del sistema de transmisión nacional, requirió una inversión de US\$27 millones. Adicionalmente, el Ministerio de Energía decretó una ampliación para este proyecto por un monto de inversión de US\$14 millones y cuya puesta en servicio está proyectada para el segundo trimestre de 2019.

Resultados financieros

El Ebitda del Grupo Saesa alcanzó los \$108.231 millones, lo que representa un crecimiento de 9,1% respecto al año anterior, reflejando un aumento en la eficiencia de la compañía. A lo anterior, se suman los nuevos ingresos provenientes de la entrada en servicio de nuevos proyectos, inversiones que en el año 2018 alcanzaron los \$121.740 millones, un 14% más de lo invertido durante el año 2017, como consecuencia de la confianza y compromiso de nuestros accionistas en respaldar el desarrollo sustentable de nuestro sector.

Compromiso permanente

En nuestra empresa tenemos claro el compromiso que tenemos con nuestra comunidad, su calidad de vida y oportunidades. Es así como día a día desarrollamos programas de responsabilidad social – muchos de los cuales por su trayectoria nuestra gente ya siente como propios – los que entendemos son tanto o más importantes que las demás actividades de nuestro negocio. De este modo, contribuimos al desarrollo de nuestro país, desde nuestra zona, don-

de su geografía y clima imponen aún mayores desafíos a su gente.

Claros ejemplos de esto lo constituyen programas como "Somos Vecinos", "A la Escuela con Energía", "Conexión de Sedes Sociales" o "Liceos Eléctricos", los cuales contemplan aportes a la educación, creación de mesas de trabajo, generación de herramientas para la obtención de empleo, relaciones amigables con la comunidad y soluciones energéticas, entre otros.

Nuestros colaboradores

Para nuestra empresa el principal activo son sus colaboradores y ellos son nuestro pilar fundamental. Es por ello que su bienestar e integridad son el prisma a través del cual desarrollamos todas nuestras actividades.

La seguridad de ellos es un intransable y ningún crecimiento sería posible sin que sea nuestra prioridad. Estamos y seguiremos trabajando en herramientas, programas de formación, campañas y fiscalización que nos permitan seguir siendo un referente en la industria a nivel nacional, reduciendo cada vez más las tasas de accidentabilidad de nuestros trabajadores y contratistas.

Nos interesa ser un lugar donde los trabajadores quieran crecer y permanecer. Valores como la innovación, colaboración, agilidad y flexibilidad forman parte ahora de nuestro lenguaje cotidiano, entendiendo que existen nuevas y más eficientes formas de trabajar, las que permitan hacer de nuestra labor una experiencia gratificante

y compatibilizar la vida personal con la laboral. Esta preocupación ha hecho posible alcanzar con orgullo el 4° lugar en el ranking de las mejores empresas para trabajar en Chile, Great Place to Work.

Nos queremos caracterizar por ser una empresa que hace las cosas de manera ética y correcta. Es por ello que, a las normas de integridad y políticas internas ya existentes, los últimos años hemos sumado un modelo de prevención de delitos y un programa de compliance, los cuales buscan asegurar que el comportamiento de todos nuestros colaboradores refleje nuestros principios y valores.

Agradecimientos

Durante los últimos años hemos logrado un crecimiento sostenido que ha permitido posicionarnos como un referente de la industria eléctrica en el país. Lo anterior, ha sido posible gracias al importante esfuerzo de cada uno de nuestros colaboradores, accionistas y directores, apoyados en una cultura de colaboración, valores y principios preocupados por nuestra gente, la comunidad y el desarrollo de la industria eléctrica en Chile.



Jorge Lesser García Huidobro
Presidente

CAPÍTULO UNO

NUESTRA EMPRESA

VISIÓN Y MISIÓN CORPORATIVA

VALORES CORPORATIVOS

ANTECEDENTES DE LA SOCIEDAD

ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD

RELACIÓN DE LA PROPIEDAD

GOBIERNO CORPORATIVO

RESPONSABILIDAD SOCIAL Y DESARROLLO SOSTENIBLE

DIRECTORIO

ADMINISTRACIÓN

COMITÉ EJECUTIVO

ESTRUCTURA ORGANIZATIVA

RESEÑA HISTÓRICA



Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (la "Sociedad" o la "Empresa") es el vehículo a través del cual los fondos canadienses de inversión Ontario Teachers' Pension Plan Board (OTPPB) y Alberta Investment Management Corp. (AIMCo) controlan las empresas que integran el 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 Aisén S.A. (Edelaysen), empresas ligadas a transmisión de energía eléctrica como Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS), Sistema de Transmisión del Centro S.A. (STC), Sistema de Transmisión del Norte S.A. (STN), Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SATT) y Línea de Transmisión Cabo Leones S.A., una empresa comercializadora de energía eléctrica como Sociedad Generadora Austral S.A. (SGA) y una empresa generadora de energía eléctrica Sagesa S.A. Adicionalmente, Saesa participa conjuntamente con Chilquinta Energía S.A. por partes iguales en las em-

presas Eletrans S.A., Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A., las que desarrollan proyectos de transmisión nacional. Integran también el Grupo Saesa las sociedades de responsabilidad limitada Inversiones Grupo Saesa, Inversiones Los Ríos e Inversiones Los Lagos IV.

El Grupo Saesa está organizado bajo una estructura operacional descentralizada y gestión centralizada, que 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 Y MISIÓN CORPORATIVA

VISIÓN

Mejorar la calidad de vida de las personas y contribuir al desarrollo sustentable del país, entregando energía confiable y segura. Nuestro trabajo se fundamenta en un profundo compromiso con nuestros clientes, el cuidado y desarrollo de nuestros trabajadores y la modernización de la industria eléctrica en Chile. Nuestra visión tiene una perspectiva de largo plazo, que busca crear valor para nuestros accionistas.

MISIÓN

En los siguientes cuatro años el Grupo Saesa deberá implementar un cambio disruptivo en su negocio, alcanzando un nuevo estándar en calidad de servicio y fortaleciendo significativamente su relación con los clientes. La compañía deberá implementar con éxito los proyectos de Nueva Norma Técnica y Medición Inteligente, asegurando además consolidar su liderazgo en seguridad laboral en la industria. La empresa deberá ser un actor relevante en el desarrollo del marco regulatorio y nuevas tecnologías de la industria en Chile, promoviendo un trabajo cercano con reguladores y comunidades.

Al año 2022, el Grupo Saesa deberá redefinir la relación con sus clientes, potenciando nuevos sistemas digitales que mejoren la experiencia y desarrollando una cultura verdaderamente centrada en los clientes.

Para construir el futuro, el Grupo Saesa deberá promover la innovación en todos los ámbitos de su negocio y explorar las oportunidades que ofrecen las nuevas tecnologías en bienes y servicios eléctricos de uso diario de los clientes.

CRECIMIENTO Y VISIÓN 2022

Durante los próximos años, el Grupo Saesa experimentará un cambio disruptivo en todos los ámbitos de su negocio. Deberá implementar exitosamente sus proyectos de inversión y redefinir su relación con el cliente junto con contar con un equipo de personas con una cultura de excelencia y ser percibida como la mejor opción para trabajar en la industria. Además, deberá asegurar su liderazgo en seguridad laboral y crecer creando valor económico real para sus accionistas.

VALORES CORPORATIVOS

Para alcanzar sus objetivos, la empresa deberá buscar y cultivar altos estándares de trabajo en todos sus colaboradores e internalizar en su quehacer diario estos siete valores fundamentales:

Integridad:

Hacemos lo correcto.

Transparencia:

Vamos con verdad y honestidad.

Seguridad:

Un intransable.

Excelencia:

Hacemos las cosas de manera impecable.

Foco en el cliente:

El centro de nuestra gestión.

Eficiencia:

Clave en nuestra industria.

Sustentabilidad:

Somos responsables con el futuro.

Estamos comprometidos con el desarrollo eléctrico del país y cada vez somos más conscientes que la única manera de lograrlo es haciéndolo de manera sustentable



En un mundo de constantes cambios, entendemos que es nuestra obligación ser pioneros en las nuevas tecnologías.



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

Fono Atención Inversionistas
(64) 2385450

DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS

La Sociedad fue constituida como una sociedad por acciones mediante escritura pública de fecha 10 de junio de 2008, otorgada en la notaría de Santiago de don Raúl Undurraga Laso, cuyo 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 Raúl Undurraga Laso, se modificó y transformó la Sociedad en una sociedad anónima cerrada, Inversiones Eléctricas del Sur S.A., cuyo 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.

De acuerdo con lo definido en el Título XV de la Ley N°18.045, el controlador de la compañía es la sociedad Inversiones Grupo Saesa Limitada, que posee un 99,99% de participación en su capital accionario de forma directa.

Al 31 de diciembre de 2018, se registran dos accionistas en la Sociedad:

	ACCIONES SERIE A	ACCIONES SERIE B	TOTAL DE ACCIONES	TOTAL DE PARTICIPACIÓN
INVERSIONES GRUPO SAESA	60	79.573.672	79.573.732	99,999950 %
CÓNDOR HOLDING SpA	40	-	40	0,000050 %
	100	79.573.672	79.573.772	100 %

En Junta Extraordinaria de Accionistas realizada en febrero de 2018 se acordó realizar un aumento de capital social de la compañía a través de la emisión de 7.992.672 acciones correspondientes a la Serie B, dichas acciones quedarán suscritas y pagadas en el plazo de tres años contados de la realización de dicha Junta.

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.

Por último, 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.

RESPONSABILIDAD SOCIAL Y DESARROLLO SOSTENIBLE

DIVERSIDAD DEL DIRECTORIO

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menores a 30 años	-	-	-
Entre 30 y 40 años	-	-	-
Entre 41 y 50 años	3	1	4
Entre 51 y 60 años	2	-	2
Entre 61 y 70 años	1	-	1
Mayor a 70 años	1	-	1

ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3 años	1	-	1
Entre 3 y 6 años	2	-	2
Entre 6 y 9 años	4	-	4
Entre 9 y 12 años	-	1	1
Mayor a 12 años	-	-	-

NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	3	-	3
EXTRANJERA	4	1	5

DIVERSIDAD EN LA GERENCIA GENERAL Y DEMÁS GERENCIAS

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menores a 30 años	-	-	-
Entre 30 y 40 años	8	-	8
Entre 41 y 50 años	27	7	34
Entre 51 y 60 años	6	-	6
Entre 61 y 70 años	4	-	4
Mayor a 70 años	-	-	-

ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3 años	4	1	5
Entre 3 y 6 años	10	-	10
Entre 6 y 9 años	4	1	5
Entre 9 y 12 años	6	-	6
Mayor a 12 años	21	5	26

NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	43	7	50
EXTRANJERA	2	-	2

DIVERSIDAD DE LA ORGANIZACIÓN

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menores a 30 años	180	39	219
Entre 30 y 40 años	414	118	532
Entre 41 y 50 años	266	71	337
Entre 51 y 60 años	81	15	96
Entre 61 y 70 años	23	3	26
Mayor a 70 años	-	1	1

ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3 años	356	93	449
Entre 3 y 6 años	116	32	148
Entre 6 y 9 años	130	27	157
Entre 9 y 12 años	77	34	111
Mayor a 12 años	285	61	346

NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	955	244	1.199
EXTRANJERA	9	3	12

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)										
Menores a 30 años	-	-	-	-	180	39	180	39	14,2%	3,1%
Entre 30 y 40 años	-	-	8	-	414	118	422	118	33,2%	9,3%
Entre 41 y 50 años	3	1	27	7	266	71	296	79	23,3%	6,2%
Entre 51 y 60 años	2	-	6	-	81	15	89	15	7,0%	1,2%
Entre 61 y 70 años	1	-	4	-	23	3	28	3	2,2%	0,2%
Mayor a 70 años	1	-	-	-	-	1	1	1	0,1%	0,1%
ANTIGÜEDAD (AÑOS)										
Menor a 3 años	1	-	4	1	356	93	361	94	28,4%	7,4%
Entre 3 y 6 años	2	-	10	-	116	32	128	32	10,1%	2,5%
Entre 6 y 9 años	4	-	4	1	130	27	138	28	10,9%	2,2%
Entre 9 y 12 años	-	1	6	-	77	34	83	35	6,5%	2,8%
Mayor a 12 años	-	-	21	5	285	61	306	66	24,1%	5,2%
NACIONALIDAD										
CHILENA	3	-	43	7	955	244	1.001	251	78,8%	19,7%
EXTRANJERA	4	1	2	-	9	3	15	4	1,2%	0,3%
							79,9%	20,1%		
							1.271			

(*) Incluye Directorio

BRECHA SALARIAL POR GÉNERO

FAMILIA DE CARGO	FEMENINO	MASCULINO	DIFERENCIA
ADMINISTRATIVOS	109%	100%	9%
ENC. UNIDAD	87%	100%	-13%
JEFES DE ÁREA	95%	100%	-5%
LINIERS	N.A.	100%	N.A.
PROFESIONALES	81%	100%	-19%
SUPERVISORES	100%	100%	0%
TÉCNICOS	85%	100%	-15%

DIRECTORIO ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y EMPRESAS FILIALES

En el año 2018 el Directorio de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y sus empresas filiales se compone de ocho integrantes, sin contemplar la existencia de miembros suplentes. La duración en sus cargos corresponde a un periodo de dos años, pudiendo ser reelegidos.

Durante el último año, 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
Stephen Best
Contador Público
Extranjero

COMPOSICIÓN DEL DIRECTORIO

Durante los últimos cuatro 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	16-05-2018	-
IVÁN DÍAZ-MOLINA	14.655.033-9	INGENIERO CIVIL	VICEPRESIDENTE	16-05-2018	-
JUAN IGNACIO PAROT B.	7.011.905-6	INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL	DIRECTOR TITULAR	26-04-2018	-
WALDO FORTÍN C.	4.556.889-K	ABOGADO	DIRECTOR TITULAR	26-04-2018	-
BEN HAWKINS	EXTRANJERO	MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS	DIRECTOR TITULAR	26-04-2018	-
STACEY PURCELL	EXTRANJERA	INGENIERO COMERCIAL	DIRECTOR TITULAR	26-04-2018	-
CHRISTOPHER POWELL	EXTRANJERO	INGENIERO BACHILLER EN CIENCIAS	DIRECTOR TITULAR	26-04-2018	-
DALE BURGESS	EXTRANJERO	CONTADOR AUDITOR	DIRECTOR TITULAR	26-04-2018	22-08-2018
STEPHEN BEST	EXTRANJERO	CONTADOR PÚBLICO	DIRECTOR TITULAR	22-08-2018	-

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 de Proyecto SAP 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 de Proyectos de Distribución

Paolo Rodríguez Pinochet / Ingeniero Eléctrico
RUT 13.199.851-1 / Fecha nombramiento 01/10/2017

Gerente de Regulación

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

Gerente de Personas

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

Gerente de Desarrollo de Negocios

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

Gerente de Planificación Estratégica, Gestión y Riesgos

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

Gerente de Transmisión

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

Gerente de Desarrollo Operacional

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

Subgerente de Prevención de Riesgos

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

Director de Auditoría Interna

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

Subgerente de Regulación

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

Gerente de Clientes

Bárbara Boekemeyer Slater / Ingeniero Civil Industrial
RUT 12.747.160-6 / Fecha nombramiento 01/04/2018

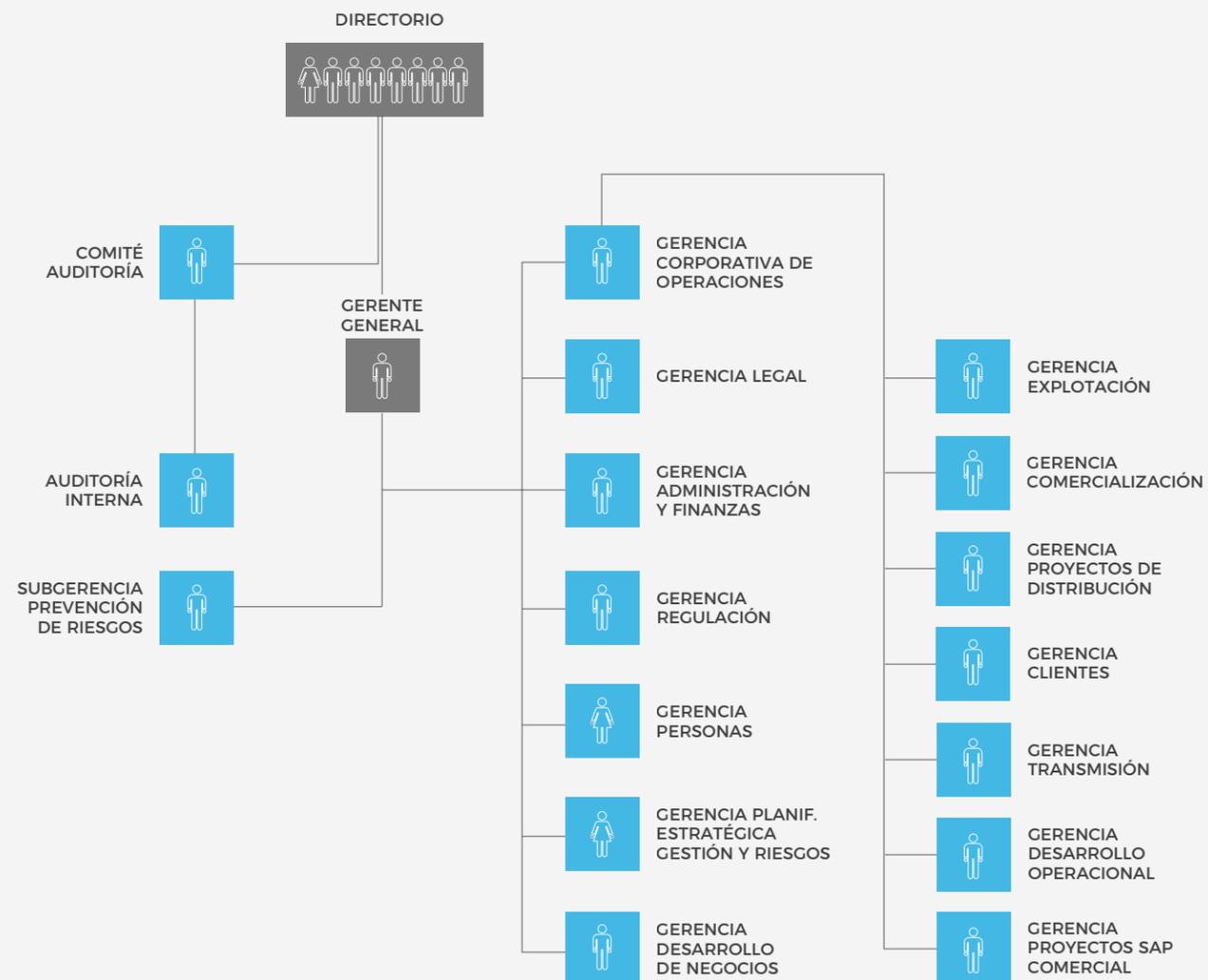
Gerente de Explotación

Diego Moenne-Loccoz / Contador Público y Auditor
RUT 12.708.537-4 / Fecha nombramiento 01/01/2018

COMITÉ EJECUTIVO



Marcelo Bobadilla, Raúl González, Sebastián Sáez, Marcelo Matus, Patricio Velásquez, María Dolores Labbé, Víctor Vidal, Marcela Ellwanger, Francisco Alliende, Bárbara Boekemeyer, Leonel Martínez, Paolo Rodríguez, Charles Naylor y Diego Moenne-Loccoz
Ausentes: Jorge Muñoz / Rodrigo Miranda



MAYO En el ámbito de las licitaciones públicas internacionales el coordinador eléctrico nacional adjudica a Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. el proyecto de la Nueva Subestación seccionadora Río Toltén del sistema de transmisión nacional, que consiste en la construcción de una subestación para seccionar la línea Ciruelos-Cautín, en la ciudad de Freire, Región de la Araucanía.

AGOSTO STC concluye la construcción de la línea de transmisión San Fabián-Ancoa 2x220 kV, destinada a evacuar la energía generada por la Central Hidroeléctrica Ñuble. El proyecto consistió en la construcción de una línea de transmisión de 220 kV de doble circuito de 121 km de longitud, una subestación de maniobras en 220 kV denominada San Fabián y la construcción de dos paños de línea 220 kV en la subestación existente Ancoa de propiedad de Transelec. La construcción tuvo una duración de aproximadamente 4 años.

OCTUBRE SATT, filial del Grupo Saesa, se adjudica mediante licitación pública internacional dos proyectos de transmisión zonal: El proyecto Subestación Guardiamarina ubicado en Antofagasta, que consiste en el seccionamiento de las líneas 1x110 kV Mejillones-Antofagasta y 1x110 kV Esmeralda-La Portada y la línea de transmisión Valdivia-Picarte, ubicada en Valdivia y la cuál conectará la Subestación Picarte con la Subestación Valdivia a través de una línea de transmisión de 66 kV.

NOVIEMBRE La Nueva Subestación Kimal, propiedad de SATT, ubicada en medio del desierto de Atacama, inicia su operación en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el proyecto tuvo una duración de 18 meses y consideró la construcción de las líneas Kimal-Encuentro y Kimal-Crucero además del patio de 220 kV. Se consideró además espacio para cuatro nuevas diagonales que conectarán las líneas provenientes del seccionamiento de las líneas Laberinto-Crucero, Crucero-Chuquicamata-Salar, y dos diagonales adicionales para conectar el patio de 500 kV donde se conectará la línea de interconexión nacional Changos-Kimal. En el mismo mes de noviembre, a través de la filial Sageasa S.A., se adquieren las subestaciones Masisa y Mapal ubicadas en la VIII Región, suscribiendo contratos de peaje por 20 y 10 años respectivamente.

RESEÑA HISTÓRICA

1920

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

[1940]

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

[1950]

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

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.

1980

1980 Copec se convierte en accionista mayoritario de Saesa y Frontel. **1981** Se crea Edelayen 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, Edelayen y Endesa inician la construcción de minicentrales hidroeléctricas y líneas de transmisión por la Carretera Austral. **1988** Corfo traspasa sus instalaciones a Edelayen, transformándose en accionista mayoritario. **1989** Saesa y Frontel inician actividades de transmisión, con líneas de 66 kV y subestaciones de 66/23 kV. **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 Edelayen licitadas por Corfo, extendiendo sus actividades a 1.500 km entre la VIII y XI región. **1999** Saesa y Frontel adquieren Creo Ltda. **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 Edelayen que pertenecían a Corfo, aumentando así su participación al 91,67%. **2009**: Finaliza la construcción del primer proyecto de electrificación rural conectado al SIC mediante el cruce aéreo entre islas. Retail alcanza 58 puntos de venta en la

[2000]

zona de concesión. **2001** Copec vende a PSEG Chile Holding S.A. su participación en Saesa y Frontel. Comienza a operar Alto Baguales, la primera central eólica a escala industrial. **2002** Se constituye SGA. **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 las ventas en el área de retail. **2008** Ontario Teachers' Pension Plan y Morgan Stanley Investment Funds adquieren la totalidad del Grupo Saesa. **2009** Finaliza la construcción del primer proyecto de electrificación rural conectado al SIC mediante el cruce aéreo entre islas. Retail alcanza 58 puntos de venta en la zona de concesión. **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 Bío-Bío 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.

[2010]

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. 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, Eletrans, empresa filial del Grupo, pone en operación la línea de transmisión Cardones -Diego de Almagro que une las localidades de Copiapó y Diego de Almagro en la Región de Atacama. Esta obra, a cargo del consorcio conformado por Saesa y

2017

Chilquinta tuvo una inversión total de US\$94 millones. **2016** En el mes de junio se puso en servicio un nuevo sistema de transmisión que comprende una nueva subestación, la "Subestación Kapatur 220 kV", que secciona la Línea Angamos Laberinto existente y una nueva línea 2x220 kV entre la mencionada "Subestación Kapatur" y la "Subestación O'Higgins", esta última de propiedad de Minera Escondida (filial BHP Billiton). Este nuevo sistema de transmisión permite las conexiones al sistema eléctrico existente (SING) tanto de las faenas de Minera Escondida en la Subestación O'Higgins como de la nueva central Kelar de 517 MW, que se conecta a la Subestación Kapatur. Esta obra estuvo a cargo de la sociedad "Sistema de Transmisión del Norte S.A." (STN) y significó una inversión de US\$70 millones. 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 HMV Ingenieros la ejecución en modalidad de EPC de las obras de ampliación de la parte troncal de la S/E San Andrés.

CAPÍTULO DOS

ANTECEDENTES RELEVANTES

FACTORES DE RIESGO

MARCHA DE LA EMPRESA

HECHOS RELEVANTES

GESTIÓN FINANCIERA

REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO Y EJECUTIVOS PRINCIPALES



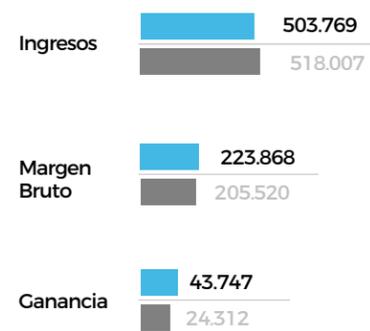
ANTECEDENTES RELEVANTES ELÉCTRICAS DEL SUR



ANTECEDENTES FINANCIEROS

CONSOLIDADO (MM\$)

■ 2018 ■ 2017



ANTECEDENTES OPERACIONALES

CONSOLIDADO

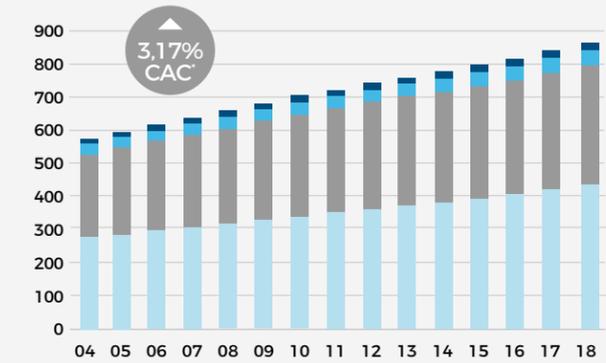
■ 2018 ■ 2017



CLIENTES

(en miles)

■ SAESA ■ FRONTEL ■ EDELAYSEN ■ LUZ OSORNO

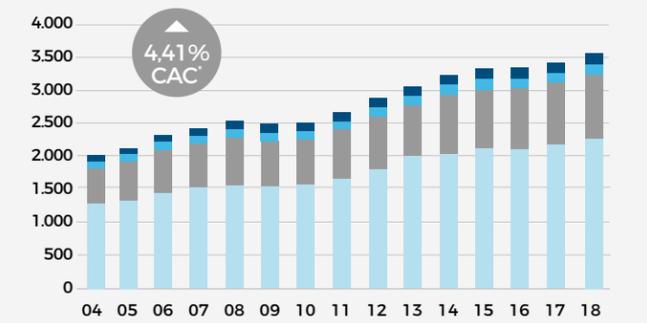


* Crecimiento Anual Compuesto

VENTAS DE ENERGÍA

(en GWh)

■ SAESA ■ FRONTEL ■ EDELAYSEN ■ LUZ OSORNO



* Crecimiento Anual Compuesto

INVERSIONES

(en MM\$)

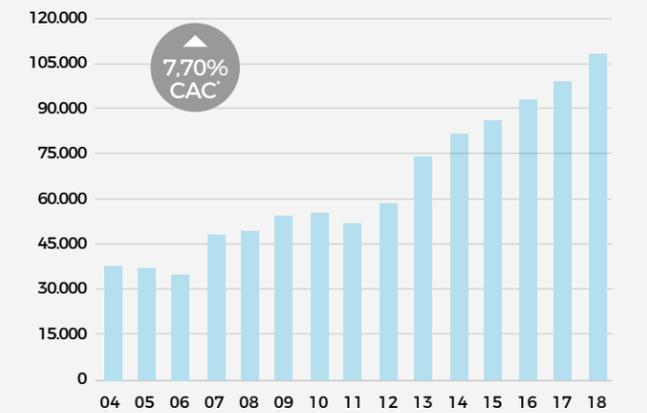
■ SAESA Y FILIALES ■ FRONTEL ■ SAGESA Y FILIAL



* Crecimiento Anual Compuesto

EBITDA

(en MM\$)



* Crecimiento Anual Compuesto

FACTORES DE RIESGO

CLASIFICACIONES DE RIESGO

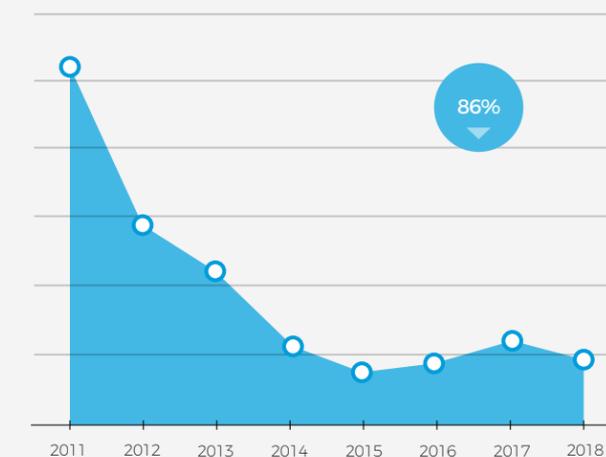
	BONOS	CLASIFICADORA
ELÉCTRICAS DEL SUR	AA-	ICR / FELLER RATE
SAESA	AA+	ICR / FELLER RATE
FRONTEL	AA+	ICR / FELLER RATE
STS	AA+	ICR / FELLER RATE

GENERACIÓN

	MW	CANTIDAD DE CENTRALES
SAGESA		
Gas / Diésel	45,7	1
Diésel	108,7	72
EDELAYSEN		
Eólica	3,8	1
Hidroeléctrica	24,3	7
Diésel	32,27	18
TOTAL	214,77	99

ÍNDICES DE SEGURIDAD

○ FRECUENCIA



● GRAVEDAD



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 (la Nota 4. Política de Riesgo de los Estados Financieros y el punto V del Análisis de Riesgo de la Sociedad son complementarios a este punto):

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.

En los procesos de fijación tarifaria, la autoridad fija las tarifas en base a normas dictadas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios. Ésta busca la optimización económica de operación e inversión en cada sistema cuya tarifa permita la recuperación de la inversión inicial, además de 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.

El riesgo de este ítem está asociado principalmente a los cambios que puede impulsar la autoridad en

aspectos regulatorios, así como en cada fijación tarifaria que podrían afectar los ingresos actuales de la Sociedad.

De este modo, 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 desde 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.

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 requieran. Actualmente la Sociedad participa en los comités consultivos y en las consultas públicas de aquellos reglamentos con impacto en el negocio.

En este sentido, se avizoran como principales fuentes de cambios regulatorios del último tiempo lo siguiente:

- Proceso de revisión, discusión y consulta pública de modificaciones a la LGSE, que gestione el Ministerio de Energía. En este sentido, la autoridad ya ha manifestado su interés por introducir perfeccionamientos

a la reciente Ley de Transmisión, una nueva regulación para la distribución eléctrica y también para los Sistemas Medianos.

Proceso de elaboración y consulta pública respecto de la reglamentación de la Ley 20.936, que defina el Ministerio de Energía.

Proceso de elaboración o revisión, discusión y consulta pública de diversos cuerpos normativos (Sistemas Medianos, NetBilling, Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), Servicios Complementarios (SSCC), entre otros), según el plan anual que defina oportunamente la CNE.

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, ya sea al establecer contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación de precios o participando de licitaciones de suministro de electricidad para clientes regulados 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", la 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, éste debe comprar al mercado marginal la energía necesaria para poder satisfacer sus contratos de suministro con el comercializador, 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 compraventa.

Para los sistemas medianos, la fijación de tarifas de generación es realizada cada cuatro años, reflejando los costos medios de generación eficiente en la zona correspondiente y estableciendo un plan de obras de expansión de carácter obligatorio. Los precios determinados son incorporados a la tarifa total del cliente final. En 2015 se publicaron tarifas para los sistemas medianos que rigen desde noviembre 2014 hasta la fecha y mientras no sean publicadas las nuevas tarifas resultantes del último proceso realizado durante el año 2018, cuya vigencia estará comprendida para el período noviembre 2018 y octubre de 2022.

C) FIJACIÓN DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 24 de agosto de 2017, el Ministerio de Energía publicó un nuevo Decreto Supremo de fórmulas de tarifas (DS N°11T-2017), que regiría desde noviembre de 2016 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2020. Sin embargo, producto de la publicación de la Norma Técnica de Calidad de Servicio en Distribución a fines del 2017, se estableció estándares más exigentes de duración y frecuencia de las interrupciones de suministro, niveles de calidad comercial, de calidad de producto y sistemas de medición y monitoreo, cuya exigencia se haría una vez que su costo de implementación se refleje en las tarifas de distribución, permitiendo a las empresas costear estas nuevas exigencias. Así, a fines de septiembre de 2018, se publicaron las nuevas tarifas (DS N°5T-2018), acorde a los nuevos estándares, que se encontrarán vigentes hasta octubre de 2020.

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 (IPC), inflación de Estados Unidos (CPI) y el tipo de cambio.

Respecto de la fijación de tarifa de Servicios Asociados al Suministro Eléctrico (SSAA), que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, se publicaron nuevas tarifas en julio de 2018, mediante la publicación del DS N°13T-2017.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de distribución 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 sus filiales, y la rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la reglamentación vigente, esto es, envío de observaciones a la CNE, discrepancias ante el Honorable Panel de Expertos o presentaciones ante la Contraloría General de la República, según sea el caso.

D) FIJACIÓN DE TARIFAS DE TRANSMISIÓN

De acuerdo con la legislación vigente corresponde determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de Transmisión existentes. Se define por activos existentes aquellos cuyo valor de inversión no fue el resultado de una licitación competitiva, o de aquellos que fueron adjudicados por licitación hace más de 20 años. El próximo proceso de tarificación está en curso y corresponde al período 2020-2023.

Mediante la Ley N°20.805 publicada el año 2015, se extendió la aplicación del DS N°14 que fijaba las tarifas de transmisión zonal para el período 2011-2014 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 el servicio de Transmisión Zonal. Se estableció un régimen tarifario para el período 2018-2019, que permite establecer la valorización del catastro de instalaciones existentes y cuyo proceso de cálculo se inició hacia fines del 2016 y respecto del cual el respectivo decreto tarifario fue publicado en octubre de 2018 para las instalaciones que entraron en servicio hasta diciembre de 2015. Respecto a instalaciones posteriores a ese año, a fines del 2018 la CNE comunicó el criterio de homologación para ser remuneradas desde su fecha de entrada en operación comercial. La misma Ley establece un régimen de revisión cuatrienal para establecer la valorización conjunta de instalaciones de transmisión nacional, zonal y dedicada de uso regulado, aplicable desde el año 2020 en adelante. A fines del 2018, se está llevando a cabo el proceso de calificación de instalaciones, el cual, una vez concluido, dará inicio al proceso de valorización correspondiente al período 2020-2023.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de la Transmisión, tanto nacional como zonal, 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, ante la CNE, el Honorable Panel de Expertos o la Contraloría General de la República, según sea el caso.

RIESGO CONTRATO DE SUMINISTRO Y ABASTECIMIENTO

A) CONTRATOS DE SUMINISTRO A CLIENTES REGULADOS

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 5 años.

Actualmente, el abastecimiento está respaldado por estos contratos como resultado de las últimas licitaciones de suministro realizadas coordinadamente entre todas las distribuidoras, según las Bases Técnicas publicadas por la CNE.

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 que permiten el traspaso de excedentes entre distribuidoras.

Producto de la entrada en vigor 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 estos antecedentes, más ajustes de la proyección por parte de la Comisión, esta autoridad emite un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó el proceso de licitación 2017/01 (suministro enero 2024 – diciembre 2043), cuya adjudicación se realizó en octubre 2017, por el 100% de la energía licitada, firmándose los respectivos contratos hacia principios del 2018. Adicionalmente, de acuerdo al último proceso de proyección de demanda de la CNE del 2018, ha constatado una reducción de demanda de consumo regulado producto de una importante migración de clientes regulados a régimen libre de suministro, la proyección de eficiencia energética y una creciente conexión de generación distribuida.

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

B) ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA

La seguridad de abastecimiento de energía para todo el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) 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 o retraso de construcción de proyectos de generación.

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

- Los cambios legislativos mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.
- A través de las licitaciones de suministro y licitaciones de obras de transmisión el regulador aumentó la matriz energética disponible.

Aun así, la empresa realiza estimaciones ante 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

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 detalle de la administración de los riesgos financieros relacionados con el financiamiento, los activos financieros, los plazos de recuperación de estos, así como el costo y la variabilidad de los fondos, es decir, riesgo de crédito, de liquidez y de mercado, se encuentra en la Nota 4. Política de Riesgo de los Estados Financieros.



El Ministerio de Energía, a través de la nueva Norma Técnica de Calidad de Servicio, define mayores exigencias comerciales y técnicas para todas las distribuidoras del país, entre las que incluye a la Medición Inteligente.



EXCELENCIA OPERACIONAL

El año 2018 fue positivo para el Grupo Saesa desde el punto de vista de calidad de servicio, ya que se lograron mejorar los indicadores respecto al año 2017. Así es como destaca la disminución del tiempo promedio de interrupciones por cliente, evaluada por el indicador SAIDI impuesto por el regulador y la frecuencia media de éstas, medida por el indicador SAIFI.

Con respecto al primer indicador, el año 2018 se cerró con un SAIDI de 26,9 lo que representó un 31,1% inferior al año anterior, lo que en la práctica significó 13 horas menos de interrupciones promedio para la totalidad de los clientes respecto al 2017.

En relación a la frecuencia de interrupciones promedio por cliente, que registra el indicador SAIFI, las distribuidoras del Grupo Saesa alcanzaron un promedio de 9,9 disminuyendo un 8,9% respecto al año anterior.

SUSTENTABILIDAD

La visión de la Sociedad es mejorar la calidad de vida de las personas y contribuir al desarrollo sostenible del país, entregando energía confiable y segura. El trabajo se fundamenta en un profundo compromiso con los clientes.

En este desafío, la sustentabilidad es central y es por eso que constituye uno de los valores que guían el quehacer de la empresa. Esto implica, trabajar en un relacionamiento responsable y consciente con el

presente y el futuro de las comunidades en las que opera y también su medio ambiente.

En este marco, la sustentabilidad se desarrolla materializando un compromiso a través de acciones en el día a día, que potencien un servicio desde la búsqueda por contribuir al desarrollo del país a escala regional. Para ello, desde 2017 la compañía cuenta con una Política de Sustentabilidad que se basa en 3 focos estratégicos: diálogo, consciencia y valor compartido.

En 2018 se formó el primer Comité de Sustentabilidad integrado por los líderes de diversas áreas de la sociedad, cuyo objetivo es identificar, desarrollar, medir y reportar las principales acciones, procesos o programas que contribuyan al desarrollo de la sustentabilidad, a partir de la satisfacción de necesidades de la empresa y sus públicos de interés (inversionistas, comunidad, clientes, colaboradores, proveedores, etc.) y haciendo uso consciente y responsable de los recursos naturales.

Para ello se creó un plan de indicadores claves y metas para el 2018. Con esos resultados se realizará el primer reporte del Plan de Sustentabilidad Corporativa del Grupo Saesa a comienzos del año 2019.

Además, durante el 2018 se realizaron diferentes iniciativas que han promovido y permitido un acercamiento a las comunidades presentes en las regiones en las que el Grupo Saesa opera.

Programa Somos Vecinos: Desde que comenzó a implementarse este programa a mediados del año 2015, se ha llegado a todas las comunas donde la

empresa opera en distribución de energía eléctrica, mediante la formación de mesas de trabajo con dirigentes vecinales, para efectos de brindar a la comunidad espacios de formación, información, eficiencia energética y la solución a problemáticas como las autorizaciones para ejecutar poda de árboles cercanos al tendido eléctrico o la necesidad de aumento de potencia en algún sector.

En 2018 se realizaron 463 reuniones, lo que significó un aumento de un 116%, respecto a 2017. Se vinculó presencialmente con más de 5 mil personas. Esto se ha convertido en un gran espacio de reunión y diálogo con la comunidad que ha permitido lograr avances y beneficios para ambas partes.

Durante el 2018 se realizaron reuniones no sólo con Juntas de Vecinos, sino también con diversas organizaciones sociales, entre las que destacan Bomberos, Carabineros, PDI, gremios como la Cámara de Comercio, Concejos Municipales, clubes deportivos, instituciones educativas, entre otros.

Una de las innovaciones que se realizó bajo el alero de esta iniciativa es el programa **"Somos Vecinos Radio"**, que es una instancia donde a través de este medio de comunicación se replican los contenidos de las reuniones, llegando a un número mayor de personas. Se realizaron 50 programas radiales, distribuidos en las 7 zonales, con lo que se logró llegar a comunidades lejanas geográficamente y dar respuesta a muchas de sus inquietudes.

Programa de Conexión de Sedes Sociales: Este programa consiste en la conexión gratuita de una sede social al sistema eléctrico lo que es financiado ínte-

gramente por la empresa. Lo anterior incluye tanto la instalación interior como la del empalme.

Desde sus inicios en el 2013, más de 109 sedes de organizaciones locales han logrado conectarse a la red de abastecimiento eléctrico en el marco de este programa. Hoy más de 6.500 familias pueden usar con mayor comodidad y diversidad de estos espacios para su desarrollo, esparcimiento y vida en comunidad. Durante el año 2018 se conectaron 28 nuevas sedes en 22 comunas de la zona de operación de la compañía.

Programa "A la Escuela con Energía": Este programa consiste en la entrega de útiles escolares y equipamiento audiovisual en escuelas de sectores alejados, fundamentalmente rurales.

El año 2018 se beneficiaron 32 establecimientos, alrededor de 200 alumnos, completándose así más de 300 establecimientos beneficiados desde los inicios de esta campaña en el año 2011. Este año además se realizó el segundo Concurso de Eficiencia Energética, consistente en impulsar el ahorro energético en las escuelas beneficiadas, por un periodo de 4 meses, en los que cada establecimiento compitió para disminuir su consumo eléctrico en relación al año anterior. Durante esos meses se entregaron consejos de ahorro de energía.

En 2018 participaron 30 escuelas, resultando 5 ganadoras: El primer lugar fue para la Escuela Rural Cristo Rey de Ralún, en Puerto Varas, con un 46% de ahorro; Las demás ganadoras fueron Escuela de Purrehuín, en San Juan de la Costa; Escuela Rural la Península del Río Rollizo, en Cochamó; Escuela Rural Pumol de



Futrono; Escuela Héroes de Chile de Yumbel.

Programa Liceos Eléctricos: Este programa, con foco en la educación, apoya el proceso formativo de estudiantes de electricidad de tercer y cuarto año de enseñanza media de liceos técnico-profesionales dentro de la zona de operación del Grupo Saesa. Lo anterior, se traduce en clases prácticas y teóricas, entrega de elementos de protección personal y la instalación de un patio de entrenamiento en el establecimiento, así como la visita a subestaciones, desarrollo de habilidades y destrezas, observación de trabajo en terreno, y finalmente la posibilidad de prácticas profesionales para los alumnos destacados.

Durante el año 2018, fueron beneficiados 11 establecimientos que participaron en este programa con un total de 416 alumnos.

MEDIOAMBIENTE

El Grupo Saesa ha ido desarrollando y fomentando proyectos vinculados con energías renovables. Es así como al 2018, la capacidad de generación a través de este tipo de energías alcanzó los 681 kW a través de 11 proyectos fotovoltaicos y eólicos. Para el año 2019, se proyecta la incorporación de 5 nuevos proyectos que aumentaran a 925 kW dicho tipo de generación.

El programa "RecoPila" busca dar un adecuado manejo y disposición final de pilas en desuso, por medio de la recolección de estos residuos peligrosos, a través de actividades que se desarrollan 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 Bío Bío hasta la Región de Los Lagos. Durante las actividades realizadas en el año 2018, se lograron recolectar y efectuar disposición final de 16,6 toneladas

de estos desechos desde escuelas, liceos y distintos lugares habilitados para la recolección de pilas, como centros de pago de la compañía, municipios o bibliotecas municipales, incrementando en un 37% el manejo de estos residuos respecto del año 2017.

Durante el año 2018, de manera inédita Edelayen realizó en conjunto a Corporación Patagonia Viva una campaña de recolección de baterías en la Región de Aysén, trasladando a disposición final 68 toneladas de baterías en desuso.

En aspectos medioambientales, las labores de roce y poda de árboles cercanos al tendido eléctrico, que buscan 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 intervenidas para el desarrollo de estos proyectos. Fue así como en el año 2018, se reforestaron 21 hectáreas de árboles nativos, lo que consideró la plantación de 32.867 especies arbóreas.

PERSONAS, EL VALOR DE LA EMPRESA

Grupo Saesa ha iniciado un nuevo camino lleno de desafíos en donde las personas tienen un rol fundamental que requiere hacer las cosas de una manera distinta, por eso a los 7 valores que determinan su cultura, durante el año 2018 se incorporaron nuevos comportamientos que permitirán a la compañía sumarse a la era de la Disrupción: Innovación, Colaboración, Flexibilidad y Agilidad.

Programa Somos Formadores

· Durante el año 2018 se desarrollaron 173.380 horas

del **Plan de Capacitación Corporativa**, orientadas al desarrollo profesional de los más de 2.800 trabajadores que participaron, tanto de empresa como de contratistas.

· En el programa **Crece** se realizaron más de 64 mil horas, a través del cual actualmente se encuentran estudiando 88 trabajadores.

· 56 jóvenes egresaron de la **Escuela de Linieros**, formando parte de 139 alumnos pertenecientes a las 9 Escuelas de Linieros que ya se han realizado exitosamente.

· Acorde a las nuevas exigencias de la industria se realizó la primera escuela de Medición Inteligente, de la cual egresaron 22 estudiantes que asumirán este importante desafío tecnológico.

· En el 2018 finalizó por segundo año consecutivo el **Programa de Desarrollo de Proveedores (PDP)** que busca mejorar los estándares de gestión empresarial y de calidad. En esta oportunidad participaron 8 empresas contratistas, 5 de Temuco y 3 de Concepción, con un promedio de 26 alumnos por sesión.

· El Sistema de Evaluación de Desempeño y Recompensa (**SEDR**), ya en su tercer año de implementación en la empresa, ha permitido incorporar una nueva forma de hacer las cosas, de evaluar y retroali-

mentar, sumando una mirada integral del colaborador al poder contar con una evaluación por parte de su jefatura además de un segundo evaluador. Durante estos tres años, el trabajo ha sido continuo con el fin de generar una cultura de retroalimentación que potencie la excelencia en la gestión.

· A principios de 2018 entró en vigencia la nueva Ley de **Inclusión Laboral**, que promueve la inclusión eficaz de trabajadores con discapacidad en instituciones públicas y privadas. Bajo este escenario, la compañía comenzó a trabajar en un plan, tomando el contexto de la nueva legislación como una oportunidad para potenciar una cultura inclusiva, es por ello que se abrieron las puertas para ser una empresa más diversa, valorando los talentos de las personas, generando así oportunidades laborales a través de cargos inclusivos.

Un gran lugar para trabajar

· Mantener un buen **Clima Laboral** es uno de los objetivos más importantes del Grupo Saesa, obteniendo un porcentaje promedio de satisfacción de un 85% durante los últimos 4 años en la Encuesta de Clima. Compromiso Organizacional, Condiciones de Trabajo y Ambiente Laboral fueron las dimensiones con los porcentajes más altos.

· En 2018 la compañía llegó al **N° 4** en Great Place to Work, encuesta que mide las mejores empresas para trabajar en Chile. Un gran motivo de orgullo, un merecido reconocimiento a las prácticas que dan vida a su cultura.

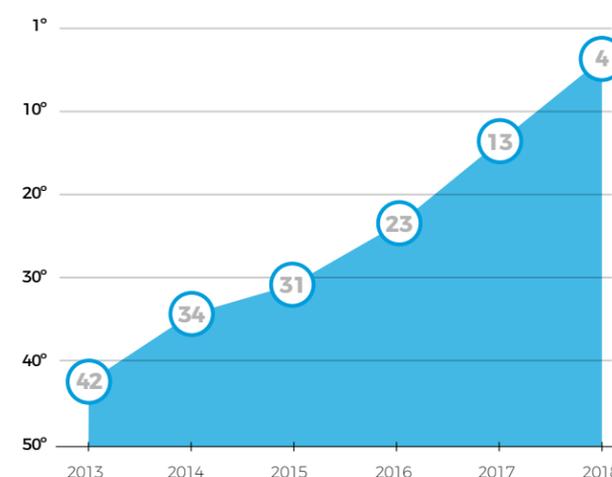
· Se realizó el lanzamiento del **Trampolín de los Sueños**, una iniciativa única y pionera que permitirá a 9 beneficiados poner una pausa en su vida laboral para poder llevar a cabo un sueño que muchas veces por tiempo no pudieron realizar.

· Más de 1.000 trabajadores hicieron uso de sus **Puntos Sonrisas**, reflejando un 92% de tasa de uso de 2 días de experiencias positivas (2.000 puntos), además 47 trabajadores fueron beneficiados con **Trabajo Flexible** 2 medias jornadas lo hicieron desde su hogar.

· Vida Sana nace como programa piloto el año 2017 basándose en 3 pilares, **Salud, Deporte y Tiempo libre**. Durante el 2018 se llevó exitosamente por segunda vez, en donde más de 400 trabajadores fueron evaluados por una nutricionista y más de 150 fueron vacunados. Además, se realizaron iniciativas como el Carrito de la Fruta y Gimnasia de Pausa, todo en dirección a incentivar hábitos saludables dentro de la compañía.

EVOLUCIÓN RANKING GREAT PLACE TO WORK

50 MEJORES EMPRESAS PARA TRABAJAR EN CHILE



- EL 2018 se realizó la campaña de **Refuerzos PEC**, iniciativa para incrementar el número de colaboradores a disposición de la compañía en caso de emergencia climática. Un total de 182 trabajadores se inscribieron voluntariamente en los 6 roles que se definieron, Look Up, 3er Hombre, Verificador Telefónico, Contact Center, Asistente de logística materiales y Asistente de logística de alimentación.

SEGURIDAD, UN INTRANSABLE

Compromiso constante por cuidar a las personas.

La seguridad es un intransable, es una convicción que mueve al Grupo Saesa a seguir desarrollando acciones para cuidar a sus trabajadores, buscando que los conceptos de seguridad y la valoración de cuidarse se transfieran fuera del ámbito laboral, extendiendo de esta forma la cultura y hábitos de cuidado hasta lo más íntimo de sus familias.

Lo anterior, guarda relación directa con las declaraciones del grupo, donde importa la seguridad de su gente mientras desarrolla actividades para la compañía, pero también que se cuida en su tiempo libre.

La cultura en seguridad de Grupo Saesa no se ha logrado de la noche a la mañana, se ha necesitado mucho esfuerzo, así como también, de un equipo multidisciplinario, un potente apoyo gerencial y el compromiso permanente de cada trabajador. Para lograr este cambio cultural, existe la constante preocupación de generar instancias que movilicen a las personas a adoptar prácticas tendientes a realizar su trabajo de manera segura, lo que se ve reflejado en los resultados en seguridad.

Durante el año 2018, se desarrollaron actividades enfocadas en reforzar estas conductas, tales como:

Cultura Seguridad Saesa

- Inducción Seguridad Saesa.
- Taller Focos Críticos.
- Lanzamiento Modo Seguro.

Formación Técnica y Seguridad

- Cumplimiento planes de capacitación.
- Control de planes de capacitación contratistas.
- Ejecución Escuelas Linieros y Escuela de Medición Inteligente.
- Plan de Capacitación para Transmisión.

Compromiso

- Caminata por la seguridad.
- Jornadas revisión de resultados, planes y programas

zonales.

- Actividad lúdica "PA' LA FOTO".
- Programas de acompañamiento en terreno para proyectos de construcción en Transmisión.

Difusión y acercamiento

- Feria de la Seguridad.
- Organización de Ampliado Comités Paritarios Industria Eléctrica.

Los resultados obtenidos en 2018, tienen relación con los esfuerzos desarrollados por cada integrante del Grupo Saesa y sus empresas colaboradoras, para lograr mejorar los desempeños de años anteriores. Para cada trabajador, la seguridad no es una obligación es un compromiso personal, por este motivo, el Grupo Saesa está comprometido con los más de 6.000 trabajadores para que la seguridad sea siempre un valor intransable en la compañía.

El Modo Seguro invita a estar conscientes de los riesgos, concentrados en las tareas que se realizan y por sobre todo motivados con los objetivos y desafíos que se deben seguir consiguiendo en materias de seguridad laboral, es por ello que este año 2018 se transformó en el mejor resultado histórico en materia de seguridad en el Grupo Saesa, hito que la compañía debe proyectar en el largo plazo y transformarse en un referente nacional e internacional en la industria.

GRANDES OBRAS

SUBESTACIÓN GUARDIAMARINA (II REGIÓN DE ANTOFAGASTA):

El proyecto Subestación Guardiamarina 110/23 - 13 kV, ubicado en la ciudad de Antofagasta, Región de Antofagasta, fue adjudicado durante el mes de octubre de 2018 a Grupo Saesa.

Consiste en la construcción de una nueva subestación, en configuración doble barra más transferencia en su patio de 110 kV, conformada por cuatro paños para seccionar las líneas 1x110 kV Mejillones - Antofagasta y 1x110 kV Esmeralda - La Portada, un paño acoplador de barra, dos paños de transformación y al menos tres paños disponibles.

Entrará en operación, a más tardar, dentro de los 28 meses siguientes a la fecha de adjudicación formal de la licitación respectiva.

PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN KIMAL 220 kV (II REGIÓN DE ANTOFAGASTA)

Ubicada en medio del desierto Atacama, en la comuna de María Elena, Región de Antofagasta, inició su operación en el Sistema Eléctrico Nacional a fines de



Subestación Kimal, Región de Antofagasta

noviembre de 2018.

La subestación seccionadora Kimal, se conecta a las actuales subestaciones Crucero y Encuentro mediante dos líneas independientes de 2x220 kV de 10 km de longitud cada una, con una capacidad de transporte de 590 MVA a 75°C. Estas nuevas líneas seccionan la Línea LAT 2x220 kV Crucero-Encuentro.

El proyecto, consideró la construcción de ambas líneas Kimal-Encuentro y Kimal-Crucero, además del patio de 220 kV, que incluye dos barras de 220 kV completas, dos diagonales completas en configuración interruptor y medio, a las que se conectan los cuatro circuitos provenientes de las subestaciones Crucero y Encuentro. Además, considera espacio para cuatro nuevas diagonales que conectará las líneas provenientes del seccionamiento de las líneas LAT 2x220 kV Laberinto - Crucero, LAT2x220 kV Crucero-Chuquicamata - Salar y dos diagonales adicionales para conectar el patio de 500 kV, donde se conectará la línea de interconexión nacional LAT2x500 kV Changos-Kimal. La construcción tuvo una duración de 18 meses.

PROYECTO LÍNEA DE TRANSMISIÓN SAN FABIÁN ANCOA Y OBRAS ASOCIADAS 2x220 kV (VII REGIÓN DEL MAULE- XVI REGIÓN DE ÑUBLE)

En el mes de agosto del año 2018 se concluyó la construcción de la línea de transmisión San Fabián - Ancoa 2x220 kV, que evacuará la energía generada por la Central Hidroeléctrica Ñuble. El proyecto consiste en la construcción de una línea de transmisión de 220 kV de doble circuito de 121 km de longitud, una subestación de maniobras en 220 kV denominada San Fabián y la construcción de dos paños de línea 220 kV en la subestación existente Ancoa de propiedad de Transelec. La construcción tuvo una duración de alrededor de 4 años.

SUBESTACIÓN MAPAL (VIII REGIÓN DEL BÍO BÍO)

La subestación Mapal fue adquirida por SAGESA durante noviembre de 2018, junto con la suscripción de un contrato de peaje dedicado por 10 años con la parte vendedora, Masisa. Está ubicada en la comuna de San Pedro de la Paz, Región del Bío Bío y está compuesta por un transformador de 24 MVA y tensión de 154/54 kV.

SUBESTACIÓN MASISA (VIII REGIÓN DEL BÍO BÍO)
La subestación Masisa fue adquirida por SAGESA durante noviembre de 2018, junto con la suscripción de un contrato de peaje dedicado por 20 años con la parte vendedora, Masisa. La subestación está ubicada en la comuna de Cabrero, Región del Bío Bío y está compuesta por un transformador de 30 MVA y tensión de 66/13,2 kV.

SUBESTACIÓN SANTA BÁRBARA INSTALACIÓN INTERRUPTOR BT1 (VIII REGIÓN DEL BÍO BÍO)
El 29 de enero entró en servicio el Interruptor de poder 52BT1, de la Subestación Santa Bárbara. El proyecto consistió en realizar el reemplazo de un desconectador fusible (89BT1-F) por un interruptor de poder (52BT1) en lado de A.T. De esta forma, se logró cumplir con los tiempos máximos de recuperación de suministro en subestación Faenas Panguel, estipulados en el marco regulatorio vigente.

NUEVA SUBESTACIÓN CUNCO 110/23 kV 16 MVA (IX REGIÓN DE LA ARAUCANÍA)
El 17 de agosto entró en operación la subestación Cunco. El proyecto consideró la construcción de una nueva subestación tipo GIS denominada Cunco, la cual se conectó mediante el seccionamiento de la línea 1x110 kV Pitrufoquén - Melipeuco. El proyecto incluyó la instalación de un nuevo equipo de transformación 110/23 kV de 16 MVA, la construcción de los respectivos patios y la construcción de los paños A.T. y M.T. para la conexión del transformador. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del proyecto.

NUEVA SUBESTACIÓN DEUCO 66/13,2 kV 16 MVA (IX REGIÓN DE LA ARAUCANÍA)
En el mes de noviembre entró en servicio la subestación Deuco. El proyecto consideró la construcción de una nueva subestación denominada Deuco, la cual se conectó mediante el seccionamiento de la línea 1x66 kV Angol - Picoiquén. El proyecto incluyó la instalación de un nuevo equipo de transformación 66/13,2 kV de 16 MVA, la construcción de los respectivos patios y la construcción de los paños A.T. y M.T. para la conexión del transformador. Adicionalmente, el proyecto incorporó todas las obras civiles y tareas necesarias para su ejecución y puesta en servicio.

SUBESTACIÓN RÍO TOLTÉN (IX REGIÓN DE LA ARAUCANÍA)
El proyecto Subestación Río Toltén, ubicado en la ciudad de Freire, Región de La Araucanía, consiste en la construcción de una subestación seccionadora con la finalidad de normalizar la conexión en derivación existente en la línea Ciruelos - Cautín 2x220 kV. El proyecto fue adjudicado durante el mes de mayo de 2018 a Grupo Saesa.

Entrará en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación formal

de la licitación respectiva.

LÍNEA DE TRANSMISIÓN VALDIVIA - PICARTE (XIV REGIÓN DE LOS RÍOS)
El proyecto línea de transmisión Valdivia - Picarte, ubicado en la ciudad de Valdivia, Región de los Ríos, consiste en la construcción de una nueva línea soterrada de 2x66 kV, con un circuito instalado de aproximadamente 3,7 km de extensión, entre la nueva subestación Nueva Valdivia y la subestación Picarte, con una capacidad de 60 MVA por circuito. El proyecto fue adjudicado durante el mes de octubre de 2018 a Grupo Saesa.

Entrará en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de adjudicación formal de la licitación respectiva.

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, ubicados en diversas localidades y comunas desde el norte al sur de Chile.

Durante el año 2018 se finalizaron obras de distribución e instalaciones interiores para 52 Proyectos de Electrificación Rural ubicados en sectores rurales pertenecientes a 27 comunas dentro de las regiones del Bío Bío, La Araucanía, Los Ríos y Los Lagos, y se firmaron 49 nuevos proyectos para 27 comunas ubicadas en las regiones mencionadas anteriormente, actualmente en etapas de permisos e ingeniería.

La finalización y puesta en servicio de estos proyectos cumplen con el objetivo de brindar suministro eléctrico a 1.865 familias de sectores rurales, considerando obras que abarcan una extensión de redes de 249 km de línea de media tensión, 170 km de línea de baja tensión en postación individual, 43 km de línea de baja tensión en postación común y 540 transformadores de distribución entre 5 y 15 kVA.

Además, Grupo Saesa se adjudicó el proyecto "Construcción Sistema Fotovoltaico Domiciliario Isla Huapi" iniciativa que se enmarca dentro del programa de acceso y equidad energética del Ministerio de Energía, que tiene como fin proveer de energía a todas las familias de dicha isla a través de Energías Renovables No Convencionales (ERNOC). Los beneficiados son 151 en total.

GESTIÓN COMERCIAL

La actividad del año 2018 se orientó con gran énfasis a continuar mejorando la cultura de Foco en el Cliente tratando de priorizar este valor corporativo al mismo nivel que la seguridad. Así es como se crea el "Modo Cliente -Modo Seguro" que ha permitido incorporar con mayor facilidad la pasión por el cliente que se ha trazado como compañía. Este concepto fue acompañado de un plan de distintas iniciativas alineadas con la planificación estratégica y comunicadas al personal.

Dentro de los proyectos relevantes destacan:

Gestión de información de fallas: Mecanismo que permite mantener informados a todos los clientes a través de comunicación directa del estatus de las fallas, al que se le ha ido incorporando gradualmente inteligencia artificial. Este proyecto seguirá evolucionando en el 2019 y se alinea con otras iniciativas relevantes como la captura de los datos del cliente.

Árbol de experiencia: Esta herramienta es la evolución de los indicadores de satisfacción y experiencia. Consiste en relacionar indicadores de procesos con indicadores de percepción, intentando encontrar la causalidad de los resultados para actuar proactivamente. Esto está permitiendo generar una cultura de foco en el cliente en distintos niveles de la organización en un ambiente altamente participativo de equipos comerciales y técnicos.

Mayor disponibilidad y promoción de canales remotos: Entre ellos se ha potenciado la migración de los clientes a la boleta digital y el uso del botón Estoy sin Luz en la página web.

Segmentación de clientes empresa: Se ha instaurado una nueva forma de mirar a los clientes empresa, abordando nuevas funcionalidades a nivel de atención técnica de terreno. Se implementaron visualizaciones en los sistemas del segmento, subsegmento y sensibilidad de los clientes tanto en el "front" como en los centros de control, esto nos permite gestionar de manera sistémica la atención de terreno de los clientes de mayor criticidad. Se ha cambiado la forma de relacionarse en cuanto a información, en la facturación y otros procesos a partir de los segmentos. Se destaca también el desarrollo de tarifas libres no solamente para los clientes mayores a 500 kW, sino para clientes estacionales como los de riego, lo cual ha sido altamente valorado por este tramo de clientes.

Electrodependientes: Entendiendo la situación crítica que enfrentan, se ha creado un modelo de atención específico para los clientes electrodependientes llegando en muchos casos a entregar un grupo eléctrico para la vivienda, lo cual ha sido muy valorado

por las familias. Asimismo, en un trabajo conjunto con la autoridad, se logró establecer con mayor claridad la condición de electrodependencia, con el fin de priorizar la atención a las personas que realmente lo necesitan.

En relación a iniciativas de otras áreas de la compañía que también han orientado su trabajo en mejorar la relación con los clientes, destaca la comunicación que se ha logrado establecer con estos a través de publicaciones de prensa en medios de comunicación tradicionales y digitales como twitter, logrando tener un aumento de 100% en la publicación de noticias positivas, respecto del año 2017.

PROCESOS COMERCIALES

En cuanto a procesos comerciales, se comenzó el 2018 con la digitalización, donde se realizaron diversas campañas incentivando a los clientes a sumarse a la Boleta Digital, también se desarrolló la impresión local en algunas comunas de Edelayesen.

Junto a lo anterior, se incorporó la puesta en marcha de la automatización de nóminas de corte, y el uso de smartphones, con una aplicación móvil para el personal de terreno que permitió mejorar la trazabilidad en el proceso de corte y reposición, ya que permite trabajar en línea y asegurar que a los clientes que pagan su deuda no se les aplique el corte de suministro.

En esta área también se puso foco en el cliente con una nueva visión que se agregó en el proceso de reparto de boletas. Se trata del empleo de una mejor tecnología, a través de un smartphone industrial más robusto y con el desarrollo de la aplicación que lo sustenta, para de ese modo asegurar de la trazabilidad y registro de esta actividad.

GESTIÓN DE NUEVOS SERVICIOS Y PROYECTOS

El año 2018 destacó por la exitosa gestión de proyectos, adjudicación y ejecución de obras y servicios no regulados que se relacionan al ámbito de la energía, gracias a la venta de proyectos y materiales a clientes particulares, con negocios diferenciadores, como la adecuación de postes para la instalación de antenas de empresas de telecomunicaciones. A esto se suma la gestión comercial centralizada que continuó ejecutando proyectos de eficiencia energética y desarrollando nuevas propuestas de valor para los clientes, con iniciativas de climatización eléctrica y la estandarización de un kit fotovoltaico para conexión "on grid".

De la misma forma, en 2018 se continuó con la ejecución de proyectos de alumbrado público con tecnología led en comunas como Purranque y Codegua, está última fuera de nuestra zona de concesión; y llevando energía a zonas de difícil acceso como el proyecto fotovoltaico implementado en la Comunidad Indígena Ancapi Ñancuqueo de la comuna de Ercilla en la Región de La Araucanía, y en el sector de San Luis en la comuna de Cochamó.

PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDOS (PMGD)

Durante el año 2018, se incorporaron al sistema de distribución del Grupo Saesa dos nuevas plantas de generación aportando 3,2 MW adicionales, haciendo un total de 48 centrales conectadas inyectando un total de 125,4 MW.

Actualmente la compañía cuenta con 48 PMGD propiedad de terceros (pequeños medios de generación distribuida) conectados a su sistema de distribución, con un total de 125,4 MW de potencia. Entre los medios de generación no convencionales utilizados se encuentran hidroeléctricas de pasada, cogeneración y parques eólicos.

Durante el 2018, fue posible conectar 2 centrales, Central El Brinco, hidroeléctrica con 0,2 MW, ubicada en la comuna de Mulchén y Central Almendrado con 3,0 MW en la comuna de Chonchi.

Los proyectos que formaron parte de este período son:

EL BRINCO:

Esta central de pasada de 0,2 MW se conectó a la red de media tensión del alimentador Mulchén que nace de la subestación Picoltué, en la localidad de Mulchén en el Fundo Quitralman, sin número, Mulchén. Recoge las aguas del canal de regantes del Biobío, fue calificado según la nueva NTCO como de Impacto No Significativo (INS), lo que quiere decir que no requiere de obras adicionales para su conexión. El propietario es la empresa Hidro Munilque Spa y su puesta en servicio fue el 23 de marzo de 2018.

EL ALMENDRADO:

Este PMGD de 3 MW de característica térmica, se conectó al alimentador denominado Notuco que nace desde la Subestación Chonchi en la isla de Chiloé. El propietario de esta instalación es la empresa IMELSA S.A.

Esta central, a diferencia de otras, posee la cualidad de trabajar en isla, lo que significa que puede respaldar los consumos de la zona de forma autónoma en caso de fallas ocurridas en la red.

EL ARREBOL:

En particular, los esfuerzos estuvieron ligados a desarrollar las obras necesarias en la localidad de Lebu para la conexión del Parque Eólico El Arrebol de 9 MW, cuya inversión en la red de media tensión del alimentador La Fortuna asciende a US\$ 1.940.000 aproximadamente.

Este proyecto se emplaza al norte de la Subestación Lebu y se estima su puesta en servicio para enero de 2019.

EL NOGAL:

Este proyecto se emplaza en la localidad de Negrete, y con la firma del contrato de obras adicionales el 22 de junio de 2018, se marcó el inicio de las obras asociadas al proyecto del Parque Eólico El Nogal, cuya inversión asciende a US\$ 330.000 en obras de mejoramiento de la red de MT de la zona. Se estima su puesta en servicio para marzo de 2019.

HECHOS RELEVANTES

1. En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 20 de febrero de 2018, se aprobó un aumento en el capital estatutario de la Sociedad de la suma de \$348.613.120.764 dividido en 71.581.100 acciones nominativas y sin valor nominal, de las cuales 100 acciones corresponden a la Serie A y 71.581.000 acciones corresponden a la Serie B; a la suma de \$394.413.120.764, lo que implica un aumento de capital de la Sociedad de \$45.800.000.000, el que se efectuará mediante la emisión de 7.992.672 acciones nominativas y sin valor nominal, todas correspondientes acciones de la Serie B.

2. En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 26 de abril de 2018, se efectuó la renovación del Directorio, eligiéndose a los señores Iván Díaz-Molina, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parrot Becker, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Dale Burgess, Ben Hawkins y Christopher Powell.

3. En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 26 de abril de 2018, se acordó el pago de un dividendo final de \$178,955271154 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017.

El dividendo se pagó en dinero efectivo y el número de acciones con derecho a recibirlo ascendió a 79.573.772, lo que significó un pago total de M\$14.240.146 por este concepto.

4. En sesión celebrada con fecha 16 de mayo de 2018, 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.

5. En sesión celebrada con fecha 22 de agosto de 2018, el Directorio de la Sociedad, tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director de la Sociedad del señor Dale Burgess y designó, en su reemplazo, al señor Stephen Best.

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 distributable 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°1.945 de fecha 29 de septiembre de 2009 de la Superintendencia de Valores y Seguros.

En razón a lo anterior la utilidad líquida distributable por el ejercicio 2018 quedó determinada por los siguientes montos:

UTILIDAD LÍQUIDA DISTRIBUIBLE

	M\$
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	43.957.153
Ganancias acumuladas	33.095.220
Transferencias y otros cambios (NIIF9)	34.364
Dividendos distribuidos con cargo al ejercicio 2018	-
Utilidad líquida distributable ejercicio 2018	77.086.737

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
Provisorio N°3	09-06-2014	26.16367705	2014
Final N°10	23-06-2015	125.73151290	2014
Final N°11	23-06-2016	63.27341829	2015
Final N°12	27-05-2017	186.53061508	2016
Final N°13	26-05-2018	178.95527115	2017

DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES

El Directorio propone distribuir las utilidades de la siguiente forma:

DIVIDENDO PROPUESTO

	M\$
De utilidad líquida distributable ejercicio 2018 A pagar dividendo final N°14	26.374.292
UTILIDAD A DISTRIBUIR	26.374.292

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo final N°14 de \$ 331.444.538.462 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018. Este dividendo representa un 60% de la utilidad.

CAPITAL SOCIAL

El capital suscrito y pagado de la sociedad al 31 de diciembre de 2018 ascendía a M\$385.906.755 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 2018 sería la siguiente:

PATRIMONIO DESPUÉS DE DIVIDENDOS

	M\$
Capital emitido	385.906.755
Ganancias acumuladas	43.965.408
Otras reservas	38.138.130
PATRIMONIO ATRIBUIBLE A LOS PROPIETARIOS DE LA CONTROLADORA	468.010.293

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 Stephen Best 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 2018				TOTAL	AÑO 2017
	ELÉCTRICAS	SAESA Y FILIALES	FRONTEL	SAGESA		
Jorge Lesser García-Huidobro	1.762	36.300	29.252	1.762	69.076	62.444
Iván Díaz-Molina	1.762	36.300	29.252	1.762	69.076	62.446
TOTAL	3.524	72.600	58.504	3.524	138.152	124.890

Durante el año 2017 y 2018, la Sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores. La filial STC pagó remuneraciones al Director independiente Señor Mario Donoso Aracena por M\$32.563 al 31 de diciembre de 2018. Del mismo modo, en el año 2017 recibió M\$31.881 por el mismo concepto. En el año 2018 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 2018:

DOTACIÓN DE PERSONAL

Al 31 de diciembre de 2018, la Sociedad y sus filiales cuentan con la siguiente dotación de personal:

DOTACIÓN DE PERSONAL

	SAESA Y FILIALES	FRONTEL	SAGESA	TOTAL
GERENCIA Y EJECUTIVOS PRINCIPALES	43	8	1	52
PROFESIONALES Y TÉCNICOS	595	256	8	859
ADMINISTRATIVOS Y ELECTRICISTAS	206	138	8	352
TOTAL	844	402	17	1.263

REMUNERACIONES COMITÉ EJECUTIVO

MM\$	2018	2017
REMUNERACIONES FIJAS	4.235	3.535
INCENTIVOS VARIABLES	1.958	1.634
TOTAL	6.193	5.169

En el año 2018 las indemnizaciones por años de servicio percibidas por gerentes y principales ejecutivos de la sociedad y sus filiales ascendieron a MM\$12. Durante 2017 estas ascendieron a MM\$188.

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 generadoras 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 de clientes 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, endeuda-

miento 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 Sociedad, 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. Las principales coberturas contratadas son de Responsabilidad Civil para las operaciones, que resguarda los daños y perjuicios causados a terceros y de Todo Riesgo incluido perjuicio por paralización para bienes físicos como construcciones, centrales, subestaciones, contenido y existencias. Por lo general la vigencia de los seguros contratados es de al menos 12 meses.

CAPÍTULO TRES

SECTOR DE LA INDUSTRIA

ACTIVIDADES Y NEGOCIOS

EMPRESAS FILIALES

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD





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 Capitán Prat (Región de Aisén del General Carlos Ibáñez del Campo).

Al mismo tiempo, con ventas en 2018 por 3.572 GWh y 867 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. En el cuadro siguiente se presenta el detalle por cada una de sus respectivas empresas distribuidoras:

DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

	ZONA DE DISTRIBUCIÓN	CLIENTES (miles)	VENTAS (GWh)
SAESA	IX, X y XIV Región	440	2.288
FRONTEL	III y IX Región	357	982
EDELAYESEN	X y XI Región	47	154
LUZ OSORNO	X y XIV Región	23	148

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 del Coordinador Eléctrico Nacional (Coordinador o CEN), con las siguientes funciones:

- Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.
- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.
- Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad con la Ley.

Desde noviembre de 2017 operan interconectados los 2 principales sistemas eléctricos de Chile, 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; constituyéndose de esta manera el nuevo Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Adicionalmente, existen varios sistemas medianos

(SSMM), cuya capacidad instalada de generación es superior a los 1.500 kW e inferior a los 200 MW, que atienden el consumo en regiones como las de Los Lagos, Aisén del General Carlos Ibáñez del Campo, Magallanes y Antártica Chilena, y que son operados generalmente por empresas integradas verticalmente, es decir, son responsables de la generación, transporte y distribución de electricidad (entre ellas la filial Edelayesen).

GENERACIÓN ELÉCTRICA

La generación eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es una actividad caracterizada por la libre participación y no obligatoriedad de obtener concesiones, salvo para la construcción y operación de centrales hidroeléctricas.

En el SEN 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 mayorista: Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.
- B) Mercado de clientes libres: Corresponde a aquellos clientes con potencia instalada superior a 5 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Además, aquellos clientes con potencia entre 0,5 MW y 5 MW pueden optar por ser tratados como clientes libres. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos 4 años.
- C) Mercado de clientes regulados: Pertenecen a este segmento todas las transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de tarifas (en adelante los "clientes regulados"). De esta manera, las distribui-

doras 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 habitualmente por un período de 20 años. Cabe señalar que los precios de compraventa de electricidad de las licitaciones se establecen a nivel de barras nacionales (transmisión nacional). En forma posterior, los cargos por el uso de los sistemas zonales se incorporan como un cargo adicional del generador a la distribuidora.

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

En cuanto a los Sistemas Medianos, existen una serie de condiciones que los diferencia de los anteriores, razón por la cual en estos sistemas eléctricos los costos de generación y transmisión son determinados en base a un estudio tarifario específico realizado cada 4 años.

En el caso de los SSMM de Aysén, Palena y General Carrera, ellos son operados por una misma empresa que administra tanto las instalaciones de generación como las de transmisión y distribución (integradas verticalmente como es el caso de la filial Edelayesen) y que tiene la función de coordinar la operación del sistema de la forma más eficiente y segura posible. Diferente es el caso del sistema Cochamó, en el cual los activos de generación y transmisión son de propiedad de una empresa (Sagesa) distinta a la empresa distribuidora que entrega el suministro al cliente final (Saesa). Misma situación se presenta en el sistema Hornopirén, donde los activos de generación y transmisión son de propiedad de las empresas Cuchildeo y Sagesa, mientras que la distribución al cliente final es realizada por la empresa distribuidora Saesa.

TRANSMISIÓN

A partir de la publicación de la Ley N°20.936 en el año 2016, los sistemas de transmisión se clasifican en tres grupos: Transmisión Nacional, Zonal y Dedicada, 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 implica 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 migrará en el tiempo para que sea todo 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. 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 o a valores resultantes de procesos de licitación de obras nuevas.
ZONAL	Peajes fijados por la 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.

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 debido a las fuertes economías de densidad, las empresas distribuidoras operan con características de monopolio natural regulado. 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, 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 enero y julio de cada año.
- Pago de la Transmisión: Corresponde al pago de los sistemas de transmisión nacional, zonal y dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios.
- Cargo por Servicio Público: Componente que financia 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 y 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 especial, 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

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 las pérdidas tarifarias de energía y potencia. Las tarifas por este servicio son fijadas cada 4 años, y se determinan con ocasión de cada nuevo proceso tarifario de VAD.

C) OTROS SERVICIOS ASOCIADOS A LA DISTRIBUCIÓN

Adicionalmente, las empresas distribuidoras reciben ingresos por los servicios asociados (SSAA) al suministro de electricidad o que se presten en mérito de la calidad de concesionario de servicio público, 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, las empresas del Grupo Saesa cuentan 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 que se ubiquen dentro de la citada zona, o bien, a aquellos 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, las empresas tienen el derecho a utilizar y cruzar los bienes nacionales de uso público, así como a ocupar y hacer uso del suelo ajeno, mediante servidumbres voluntarias o 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 regla-

mento 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 son titulares las empresas pertenecientes al Grupo Saesa, han sido otorgadas por la autoridad competente, con el carácter de indefinidas.

Al 31 de diciembre de 2018, las sociedades del Grupo Saesa tienen las siguientes superficies asociadas a sus zonas de concesión, conferidas mediante la cantidad de decretos de concesión que se indican:

CONCESIONES

	SUPERFICIE (km ²)	CANTIDAD DE DECRETOS
SAESA	15.118	134
FRONTEL	24.625	129
EDELAYSEN	616	5
LUZ OSORNO	4.360	12
TOTAL	44.719	280

CRECIMIENTO SOSTENIDO DE LA DEMANDA

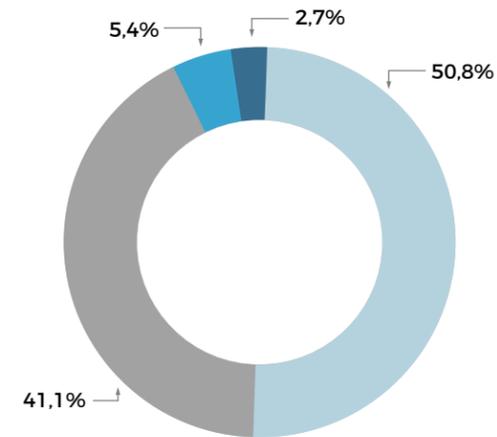
Las zonas de concesión en donde operan las empresas del Grupo Saesa presentan un gran dinamismo. El desarrollo económico experimentado por la zona sur del país, impulsado principalmente por las industrias forestales y salmoneras, junto con el desarrollo urbano en la zona, se han visto reflejados en el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

Desde hace 15 años atrás, las ventas de energía eléctrica crecieron a una tasa anual promedio de 4,41%, mientras que los clientes atendidos lo hicieron a una tasa de 3,17%. 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)

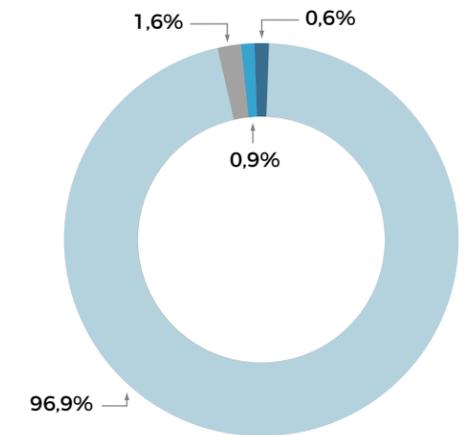
SAESA FRONTEL EDELAYSEN LUZ OSORNO



COMPOSICIÓN DE CLIENTES

(composición)

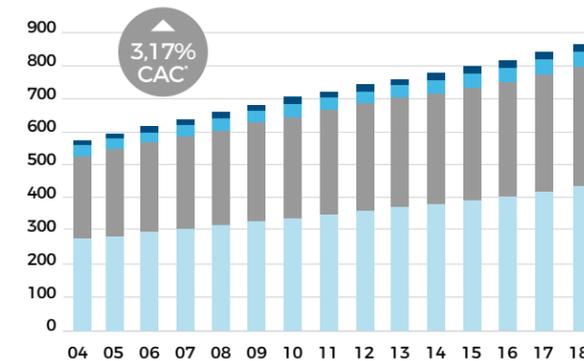
RESIDENCIAL COMERCIAL INDUSTRIAL OTROS



EVOLUCIÓN CLIENTES

(en miles)

SAESA FRONTEL EDELAYSEN LUZ OSORNO

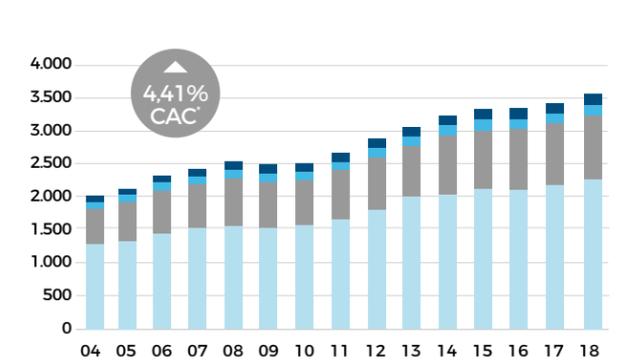


* Crecimiento Anual Compuesto

EVOLUCIÓN DE VENTAS

(en GWh)

SAESA FRONTEL EDELAYSEN LUZ OSORNO



* Crecimiento Anual Compuesto

PROVEEDORES Y CLIENTES PRINCIPALES

Durante el ejercicio 2018, los proveedores Enel y Colbún constituyen el 88% del suministro distribuido (compras de energía y peaje de transmisión zonal).

En el caso de las empresas distribuidoras de la compañía, ninguno de sus clientes concentra por sí solo más del 10% del total de los ingresos de éstas.

En Sagesa y Edelayen, empresas principalmente generadoras, Copec constituye cerca del 70% de la compra de petróleo. En STS, empresa dedicada principalmente a la transmisión, un 65% de sus ingresos están concentrados en SAESA, 8% en Enel Generación y un 6% en CGE.

En el caso de las comercializadoras SGA, SAESA, FRONTEL y LUZ OSORNO, sus ingresos provienen de un grupo de aproximadamente 130 clientes libres, de los cuales, ninguno concentra más de un 10% del total de ingresos. Y en el caso de las compras de energía para éstas, Enel Generación constituye el 80%.

CALIDAD DEL SERVICIO

El 2018, Grupo Saesa tuvo una mejora en calidad de suministro respecto del año anterior, es decir, en relación a alimentadores fuera de estándar, se logró disminuir de 107 a 55.

Lo anterior se traduce en una mejora significativa,

puesto que solo un 26,7% de los clientes y un 23,6% de los alimentadores quedaron fuera del estándar el 2018.

Por su lado, el ente regulador, continúa siendo muy estricto con la revisión de todos los elementos probatorios para aquellas interrupciones postuladas como eventos de fuerza mayor, recalificando estas como internas en caso de rechazo. A pesar de ello, durante el año 2018 los eventos postulados ante la autoridad fueron aceptados sobre un 90% en promedio.

En diciembre 2017 fue publicada la nueva norma técnica, normativa aplicable a los sistemas de distribución de energía eléctrica y que norma la calidad del servicio de los mismos, cubriendo los siguientes ejes:

- Calidad de suministro: Calificar el suministro eléctrico entregado por la empresa. Se mide con indicadores globales SAIFI y SAIDI, indicadores individuales TIC y FIC.
- Calidad de producto: Calidad del producto eléctrico entregado por la empresa y se caracteriza, entre otros, por la magnitud, la frecuencia y la contaminación de la tensión instantánea del suministro.
- Calidad comercial: Permite calificar el servicio comercial y la calidad de atención prestada por la empresa distribuidora.
- Sistemas de medición, monitoreo y control: Conjunto de instalaciones y equipos que forman parte del sistema de distribución que permiten medir, registrar

y almacenar distintas variables relevantes del sistema.

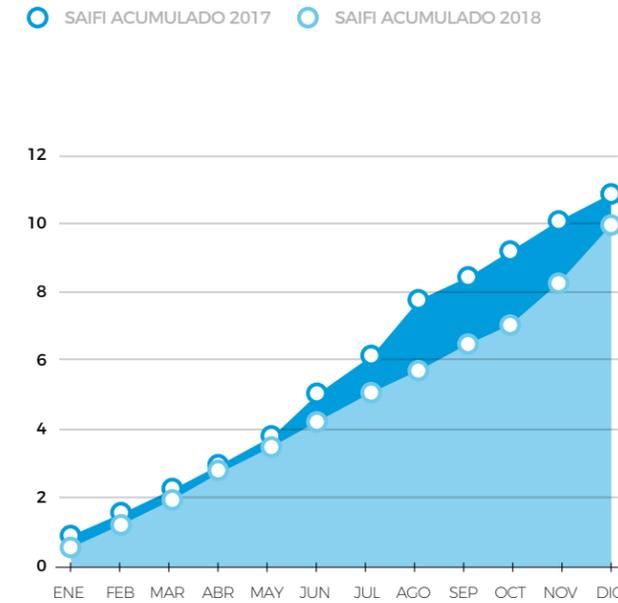
Cabe destacar que de acuerdo a la Norma Técnica vigente para el año 2019 los indicadores a nivel de alimentador no se miden, ya que los nuevos estándares a cumplir son *SAIFI y *SAIDI para cada par empresa-comuna de cada empresa distribuidora.

Comparativa de SAIFI y SAIDI a nivel de Grupo Saesa:

Disminución de SAIFI, de 10.93 a 9.95, es decir, un 9% de mejora.

Disminución de SAIDI, de 39.13 a 26.93, es decir, un 31% de mejora.

SAIFI GRUPO SAESA 2017 VS 2018 (cantidad)



*SAIFI: Índice de frecuencia de interrupción promedio.

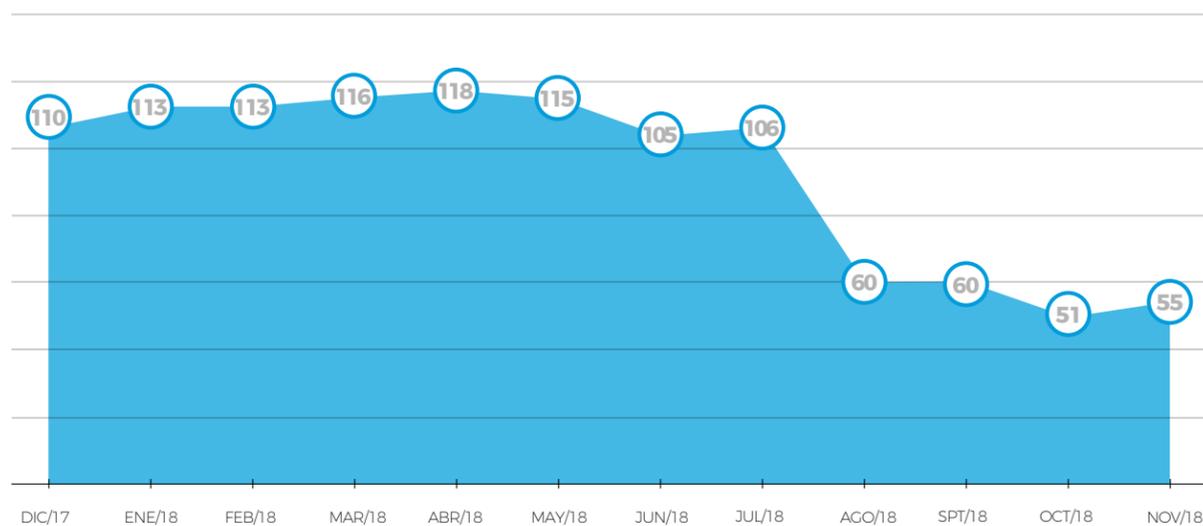
SAIDI GRUPO SAESA 2017 VS 2018 (horas)



*SAIDI: Índice de duración de interrupción promedio.

ALIMENTADORES FUERA DE ESTANDAR 12 MESES MÓVILES

ALIM. FS 12 MESES MÓVILES



GENERACIÓN DE FLUJO

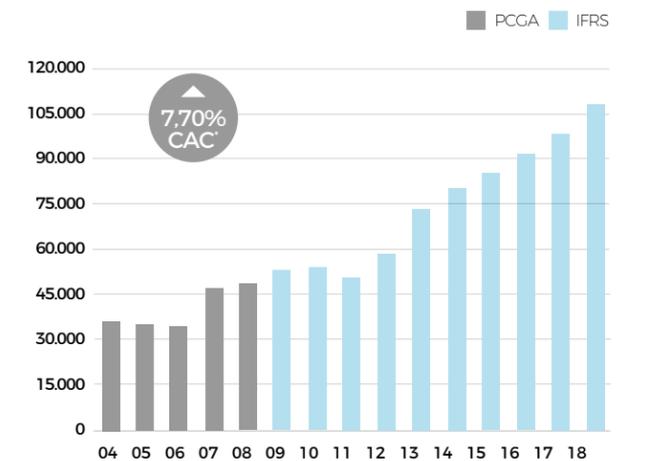
La generación de flujo de la Sociedad y sus filiales es altamente estable, considerando que participa en una industria regulada como es la distribución eléctrica. En el futuro se espera que la generación de caja se mantenga estable y creciente.

(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.

EVOLUCIÓN GENERACIÓN CONSOLIDADA DE FLUJOS (en MM\$)



INVERSIONES

El Grupo Saesa realiza un plan quinquenal de inversiones, participando en distribución, transmisión, generación y otros, por medio de sus filiales: Edelaysen, Frontel, Luz Osorno, Saesa, Sagesa, STS, STN, STC, SATT y Cabo Leones.



* Crecimiento Anual Compuesto

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 de inversiones bordea los MM\$ 40.000, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa.

Durante el 2018, se destaca la puesta en servicio del proyecto Subestación Kimal, parte del plan de expansión del Sistema de Transmisión Nacional decretado por el Ministerio de Energía, el propósito del proyecto es poder satisfacer la creciente demanda energética del país, y en particular, de la zona centro - norte, así también la calidad de servicio de transmisión que se presenta en la zona, implicando una inversión aproximada de MM\$18.000.

Se destacan los nuevos proyectos en ejecución en la zona norte, como son las ampliaciones de las subestaciones San Andrés y María Elena.

La inversión total del año 2018 fue de aproximadamente \$121.740 millones.

PROPIEDADES E INSTALACIONES

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

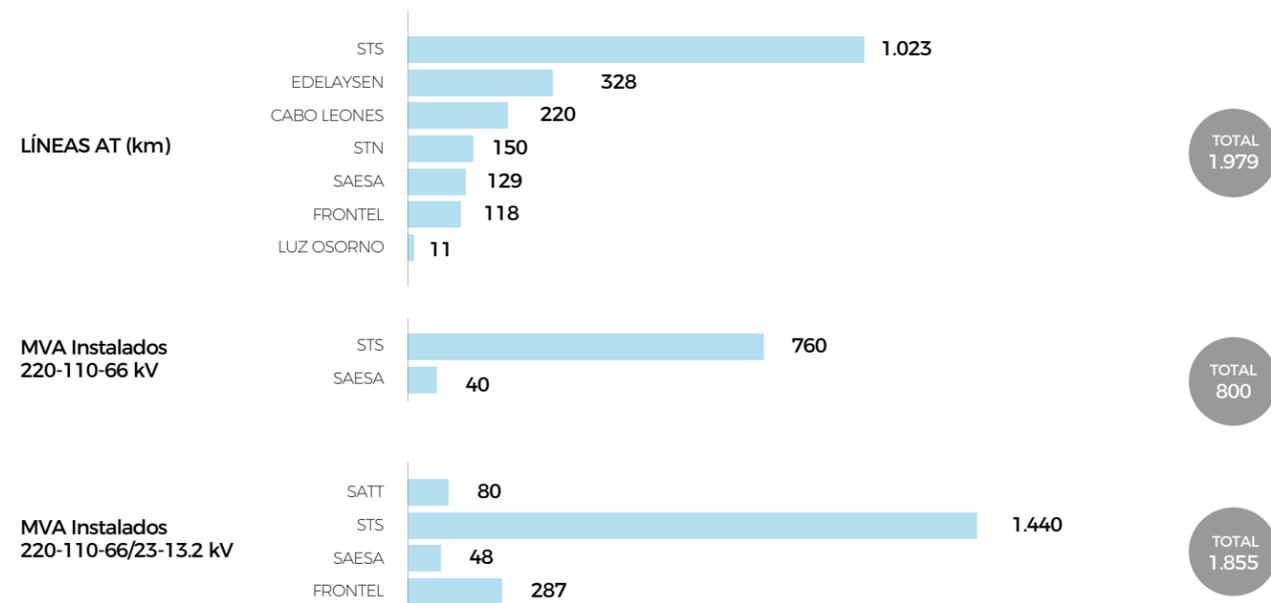
EMPRESA	PRINCIPALES PROPIEDADES	UBICACIÓN	CAPACIDAD INSTALADA
SAESA	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores.	Localidades de las provincias de Cautín, Valdivia, Ranco, Osorno, Llanquihue, Palena y Chiloé.	129 Líneas AT (km) 15.801 Líneas MT (km) 12.779 Líneas BT (km) 88 MVA (AT/MT) 552 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) 20.709 Líneas MT (km) 16.418 Líneas BT (km) 287 MVA (AT/MT) 308 MVA (MT/BT)
LUZ OSORNO	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores.	Distintas localidades de la provincia de Osorno principalmente.	3.806 Líneas MT (km) 938 Líneas BT (km) 60 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 Subestación Paranal Subestación Armazones Otras Subestaciones	Puerto Montt Osorno Valdivia Valdivia Cholguán La Unión Cruce Dalcahue, Chiloé Osorno Los Lagos Paposo Paranal-Armazones Distintas localidades entre las provincias de Ñuble y Chiloé	330 MVA 96 MVA 90 MVA 180 MVA 106 MVA 54 MVA 40 MVA 139 MVA (*) 16 MVA 30 MVA 10 MVA 1.109 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	12,7 MW 10,5 MW 6,8 MW 8,6 MW 21,7 MW
SAGESA	Central Coronel Central Chuyaca Central Calle Calle Central Cañete Otras Centrales	Coronel Osorno Valdivia Cañete Distintas localidades entre las provincias de Concepción y Chiloé	45,7 MW 14,4 MW 7,2 MW 4,4 MW 82,7 MW
STN	Subestación Kapatur	Atacama	800 MVA

TRANSMISIÓN

Las actividades desarrolladas en el negocio de transmisión corresponden principalmente a transporte hacia las generadoras con contrato de suministro con empresas distribuidoras de las regiones de Bío Bío, La Araucanía, Los Ríos y Los Lagos, además de pres-

tación de 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.

CIFRAS OPERACIONALES



Adicionalmente, la filial STS opera instalaciones de terceros correspondientes a 11 km de líneas AT, y existen 24 MVA de terceros correspondientes a la clasificación 220-110-66/23-13.2 kV (AT/MT).

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 hidráulicos. La filial Sagesa es una empresa generadora que opera desde la Región del Bío Bío a la Región de Los Lagos.

Posee una central gas/diésel de 45,70 MW y grupos de generadores diésel con una potencia instalada total de

108,66 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 parte restante se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel y Luz Osorno).

SISTEMAS AISLADOS

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

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

CIFRAS OPERACIONALES

	SISTEMAS AISLADOS	VENTAS ENERGÍA (MWh)	CLIENTES
SAESA	AYACARA	676	589
	ISLA TAC	140	208
	ISLA QUEHUI	423	418
	ISLA CAGUACH	119	282
	ISLA MEULÍN	237	498
	ISLA QUENAC	207	316
	ISLA LLINGUA	111	240
	ISLA ALAO	113	280
	ISLA CHAULINEC	162	380
	ISLA APIAO	206	428
	ISLA LAITEC	209	288
	ISLA CAILÍN 1	152	316
	ISLA CAILÍN 2	152	316
FRONTEL	ISLA COLDITA	32	172
EDELAYSEN	SANTA MARÍA	853	569
	CISNES	3.846	1.226
	HUICHAS	939	501
	VILLA O'HIGGINS	1.060	330
	AMENCUAL-LA TAPERA	472	284
TOTAL		9.957	7.325

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.



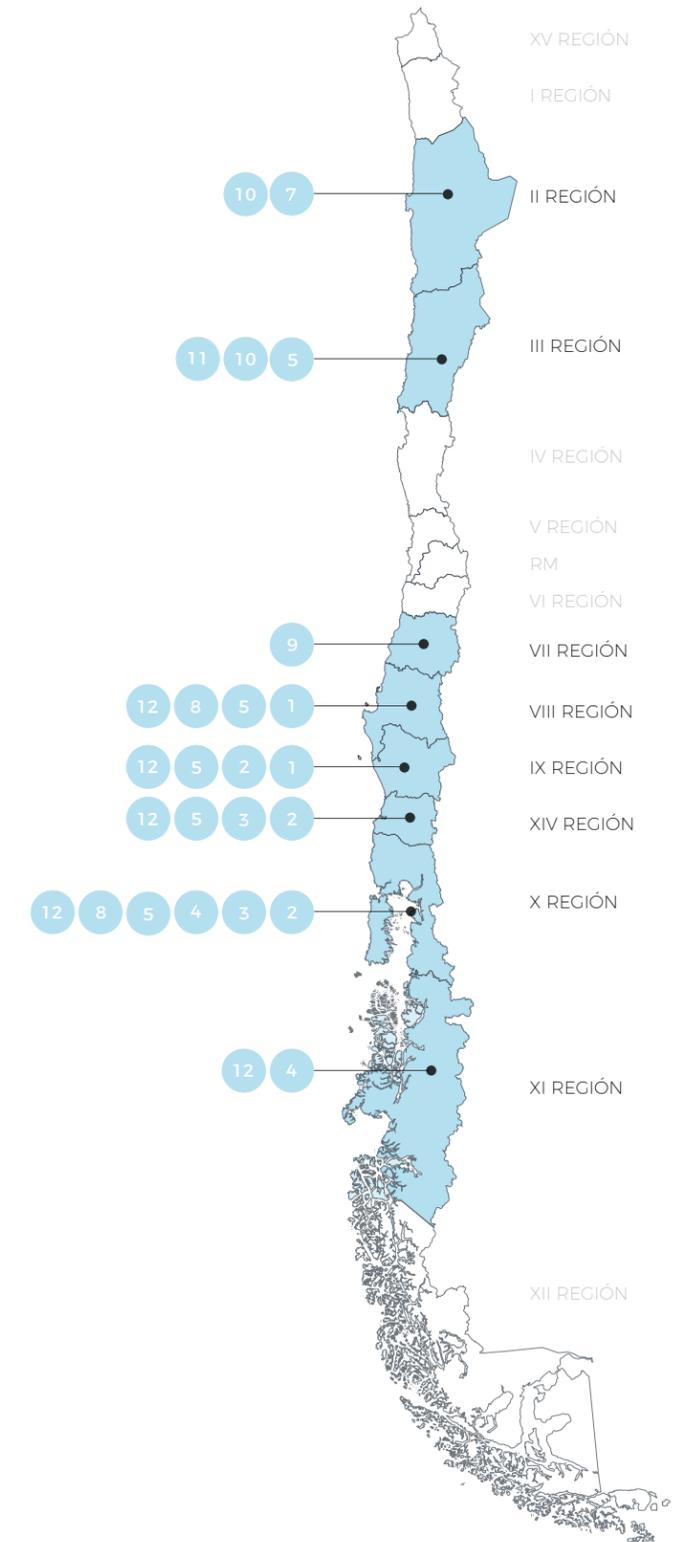
L.T. CABO LEONES



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.

- 1 **FRONTEL**
Zona de Operaciones: VIII y IX Región
Clientes: 357 mil / Ventas: 982 Gwh
- 2 **SAESA**
Zona de Operaciones: IX, X y XIV Región
Clientes: 440 mil / Ventas: 2.288 Gwh
- 3 **LUZ OSORNO**
Zona de Operaciones: X y XIV Región
Clientes: 23 mil / Ventas: 148 Gwh
- 4 **EDELAYSEN**
Zona de Operaciones: X y XI Región
Clientes: 47 mil / Ventas: 154 Gwh
- 5 **STS**
Zona de Operaciones: III, VIII, IX, X y XIV Región
(incluye Paranal y Armazones)
Líneas: 220-110-66 kV / 760 km y 220-110-66/23-13.2kV / 1.440 km
- 6 **SGA**
Actividad: Desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos propios y de terceros.
- 7 **STN**
Zona de Operaciones: II Región (Kapatpur)
Actividad: Proyectos de Transmisión.
- 8 **SAGESA**
Zona de Operaciones: VIII y X Región (Chuyaca y Quellón)
Actividad: Venta de energía mercado spot a través de SGA y empresas relacionadas.
- 9 **STC**
Zona de Operaciones: VII Región (San Fabián, no está en servicio)
Actividad: Proyectos de transmisión.
- 10 **SATT SA.**
Zona de Operaciones: II y III Región (María Elena, Kimal, Seccionadora San Andrés)
Actividad: Proyectos de transmisión.
- 11 **L.T. CABO LEONES**
Zona de Operaciones: III Región (Maitencillo, Cabo leones)
Actividad: Proyectos de transmisión.
- 12 **MÁS CERCA**
Zona de Operaciones: VIII, IX, X, XI y XIV Regiones
Actividad: Retail.



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
Antuco	O'Higgins N° 61	Nueva Toltén
Arauco	Covadonga N° 160	Pto. Saavedra
Bulnes	Anibal Pinto N° 560	Purén
Cabrero	Membrillar N° 55	Quilleco
Cañete	Villagrán N° 850	Quillón
Carahue	Ercilla N° 587	San Ignacio
Collipulli	Bulnes N° 350	Santa Bárbara
Concepción	Manuel Rodríguez N° 1161	Santa Juana
Cunco	La Concepción N° 579	Temuco
Curacautín	Manuel Rodríguez N° 656	Teodoro Schmidt
Curanilahue	Av. O'Higgins N° 289	Tirúa
El Carmen	Esmeralda N° 415	Traiguén
Florida	Eleuterio Ramírez N° 546	Victoria
Galvarino	Freire N° 99	Vilcún
Gorbea	Andrés Bello N° 546	Yumbel
Huepil	Av. Ecuador N° 50	Yungay
Laja	Balmaceda N° 668	
Lautaro	José Miguel Carrera N° 217	
Lebu	J.J. Pérez N° 350	
Lonquimay	O'Higgins N° 1102	
Los Alamos	Luis N. Sáez Mora N° 440	
Lota	Carlos Cousiño N° 206	
Monte Aguila	Ahumada N° 251	
Mulchén	Gana N° 1095	
Nacimiento	San Martín N° 595	
Negrete	Emilio Serrano N° 3	

O'Higgins N° 535
Holanda N° 405
Ejército N° 1248
Gamboa N° 461
Barros Arana N° 297
Diego Portales N° 161
Manuel Rodríguez N° 740
Las Heras N° 160
Lautaro N° 350
Andrés Bello N° 631
Diego Portales N° 346
Arturo Prat N° 156
Saavedra N° 488
Pisagua N° 1070
Camilo Henríquez N° 180
P. Valdivia N° 407-B
Esmeralda N° 468

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° 150
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 / Rahue	Victoria N° 380 Local 6.7.8
Osorno	Ramírez N° 705
Paillaco	Camilo Henríquez N° 64
Panguipulli	Bernardo O'Higgins N° 462
Puerto Montt	Concepción N° 110
Puerto Octay	Germán Wulf N° 598
Puerto Varas	San Francisco N° 641
Purranque	21 de Mayo N° 148

Quellón	Ladrilleros N° 236
Río Bueno	Comercio N° 296
Río Negro	Pedro Montt N° 687
Sn. José de la Mariquina	A. Carrillo N° 103
San Pablo	Paglieta N° 497
Valdivia	Yungay N° 630

EDELAYSEN

Chile Chico	Lautaro N° 191
Cochrane	San Valentín N° 648
Coyhaique	Francisco Bilbao N° 412
Futaleufú	Manuel Rodríguez S/N
Huichas	Poblador Caleta A. S/N
La Junta	Esmeralda N° 14
Lago Verde	Camino Cacique Blanco
Mañihuales	Km 1
Palena	Caupolicán N° 197
Pto. Aysén	Vicente Pérez Rosales N° 529
Puerto Cisnes	Serrano Montaner N° 538
Villa O'Higgins	Juan José La Torre S/N
	Río Los Ñadis S/N



EMPRESAS FILIALES

Saesa

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada
Capital Suscrito y Pagado: M\$ 304.501.634
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,92%

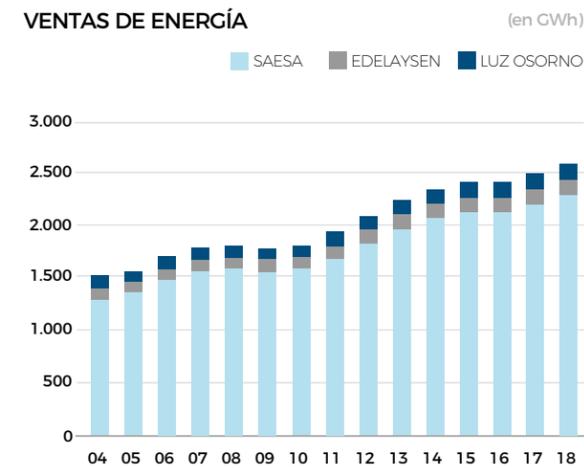
Saesa es la principal compañía operativa del Grupo Saesa, su principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país. Distribuye energía eléctrica entre las provincias de Cautín, Región de La Araucanía, y Palena, Región de Los Lagos. En forma individual atiende aproximadamente a más de 440 mil clientes.

Participa, además, en el segmento de transmisión y subtransmisión, contando con 129 km de líneas de alta tensión, 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) 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 comer-



Las ventas de energía durante el año 2018, de Saesa y sus filiales alcanzaron los 2.590 GWh.

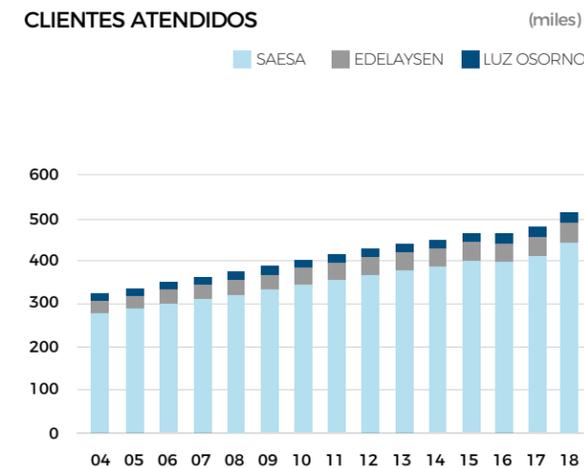
cialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica.

En los últimos 10 años, Saesa, ha presentado una tasa media de crecimiento en ventas de energía cercana al 3,67% crecimiento anual compuesto en base a 10 años. 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, Enel, Caren, ERNC, El Morado, Chungungo, SPV P4, San Juan, Pelum-pen, Santiago Solar, Aela, Abengoa, Ibereolica, SCBII y Amunche Solar. 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 SEN. 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.



Saesa y sus filiales al cierre del ejercicio 2018 atendían a más de 510 mil clientes, lo que representa un aumento de un 3,44% respecto al año 2017.

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, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE ha generado 3 procesos de licitación:

- Proceso 2015/02 (enero 2017 - diciembre 2036) firmado durante el primer semestre del 2016. Adjudicado el 2015, el 100% de lo licitado.

- Proceso 2015/01 (enero 2021 - diciembre 2041) firmado durante el primer semestre del 2017. Adjudicado el 2016, el 100% de lo licitado.

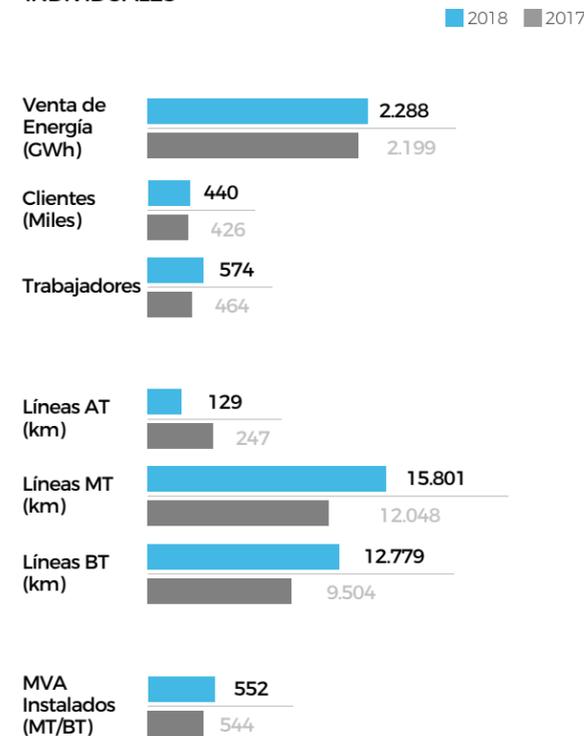
- Proceso 2017/01 (enero 2023 - diciembre 2042) firmado durante el primer semestre del 2018. Adjudicado el 2017, el 100% de lo licitado.

El año 2019 parte una nueva licitación para demanda regulada, que actualmente se encuentra en proceso de observación a las bases:

- Proceso 2019/01 (enero 2025 - diciembre 2040) será firmado durante el año 2020.

Cabe mencionar, que la Superintendencia de Electricidad y Combustible, SEC, en su Resolución Exenta N°239 (RE 239), de fecha 09 de febrero de 2012, 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 el Coordinador Eléctrico Nacional a prorrata de sus inyecciones físicas reales del mes y a los mismos precios acordados en

ANTECEDENTES OPERACIONALES INDIVIDUALES



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 que ascendieron a MM\$26.116 durante el año 2018.

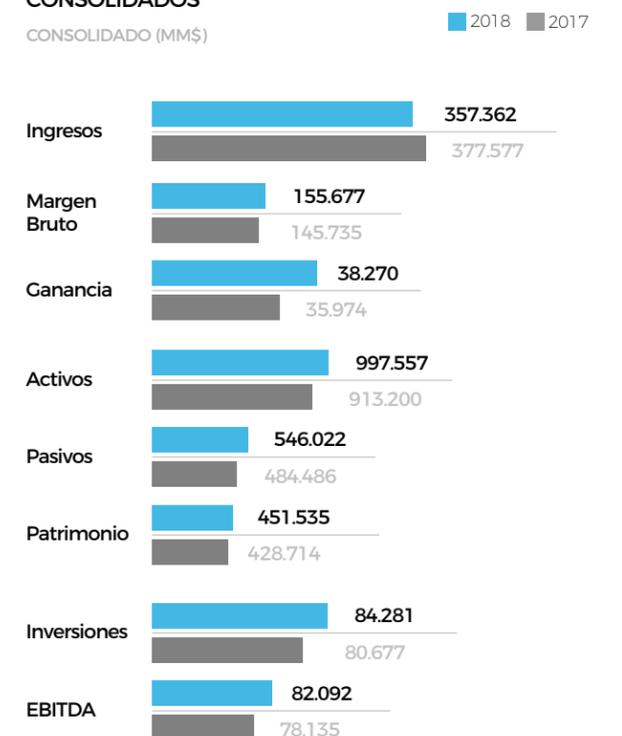
Saesa representa un 67,20% del activo de Inversiones Los Ríos Ltda. (dueña directa).

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 FINANCIEROS CONSOLIDADOS



Frontel

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada
 Capital Suscrito y Pagado: M\$ 133.737.399
 Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,31%
 (Indirecta)

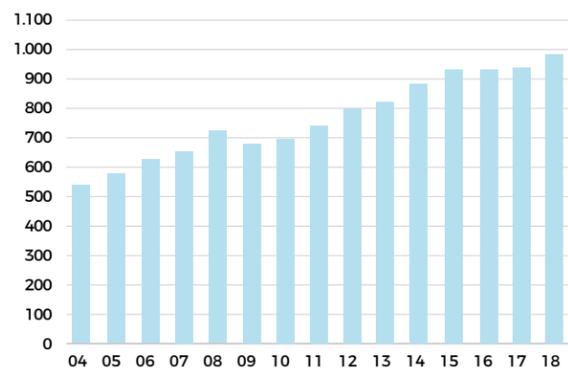
Frontel es una empresa cuya principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país, en el área comprendida entre las provincias de Concepción, Región del Bío Bío y Cautín, Región de la Araucanía. Participa, además, en el segmento de transmisión y subtransmisión, contando con 118 km de líneas de 66 kV y 220 kV, 287 MVA AT/MT y 308 MVA MT/BT 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, Enel, Caren, ERNC, El Morado, Chungungo, SPV P4, San Juan, Pelumpen, Santiago Solar, Aela, Abengoa, Ibereolica, SCBI y Amunche Solar. 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 SEN. 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.

VENTAS DE ENERGÍA (en GWh)



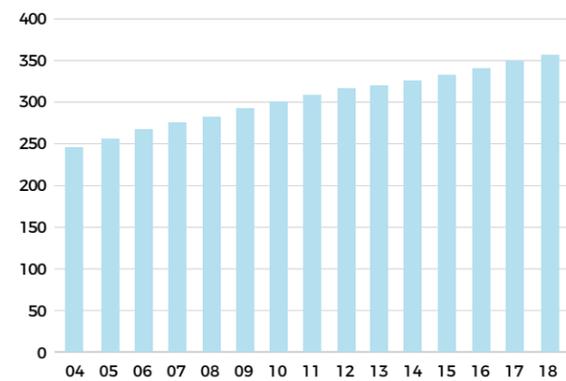
Las ventas de energía durante 2018 alcanzaron los 982 GWh.

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, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE ha generado 3 procesos de licitación:

- Proceso 2015/02 (enero 2017 – diciembre 2036) firmado durante el primer semestre del 2016. Adjudicado el 2015, el 100% de lo licitado.
 - Proceso 2015/01 (enero 2021 – diciembre 2041) firmado durante el primer semestre del 2017. Adjudicado el 2016, el 100% de lo licitado.
 - Proceso 2017/01 (enero 2023 – diciembre 2042) firmado durante el primer semestre del 2018. Adjudicado el 2017, el 100% de lo licitado.
- El año 2019 parte una nueva licitación para demanda regulada, que actualmente se encuentra en proceso de observación a las bases:
- Proceso 2019/01 (enero 2025 – diciembre 2040) será firmado durante el año 2020.

Cabe mencionar, que la Superintendencia de Electricidad y Combustible, SEC, en su Resolución

CLIENTES ATENDIDOS (miles)



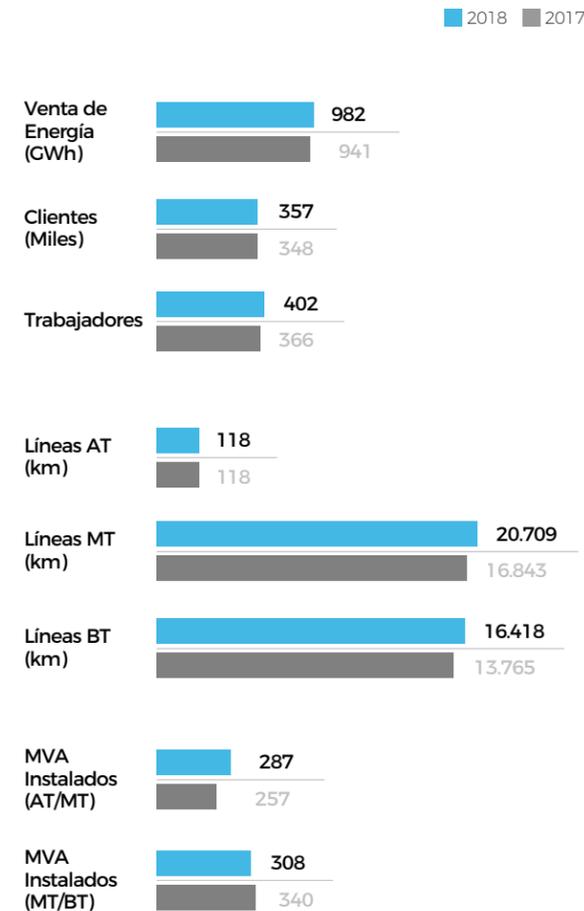
Frontel al cierre del ejercicio 2018 atendía a más de 356 mil clientes, lo que representa un aumento de 2,38% respecto al cierre del 2017.

Exenta N°239 (RE 239), de fecha 09 de febrero de 2012, 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 el Coordinador Eléctrico Nacional a prorrata de sus inyecciones físicas reales del mes 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 2018 alcanzaron los M\$28.243.

Frontel representa un 25,82% del activo de Inversiones Los Ríos Ltda. (dueña directa).

CIFRAS OPERACIONALES

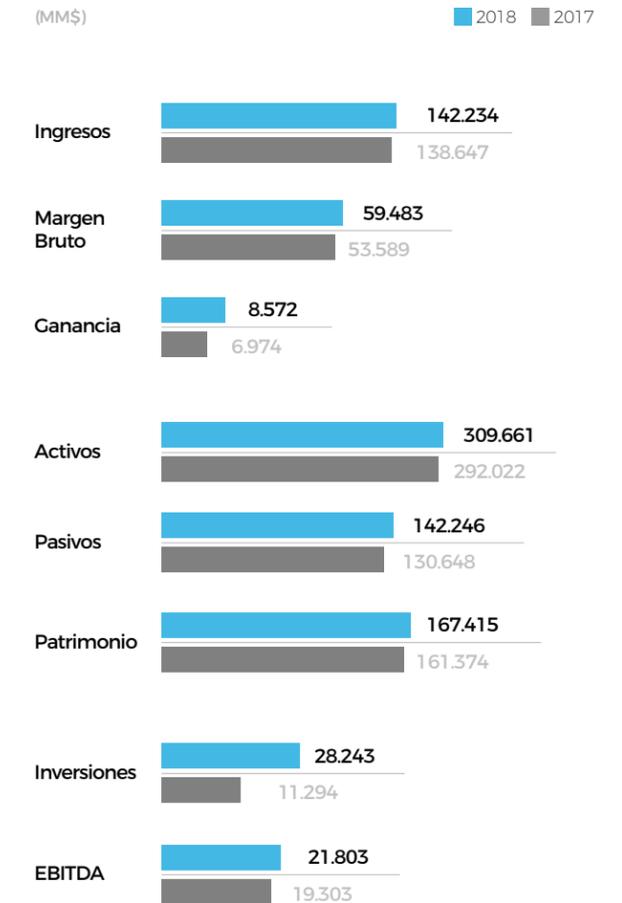


TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

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 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.: 99,9%
(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 45,70 MW, una central diésel de 108,66 MW y también generación eólica y solar.

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 Continuada Legal), en la Continuada 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 julio de 2016, Sagesa en conjunto con Inversiones Eléctricas del Sur adquieren la Sociedad Línea de Transmisión Cabo Leones S.A. con participaciones de 99,99% y 0,01% respectivamente.

Las inversiones realizadas por Sagesa durante el año 2018 ascienden a MM\$ 4.457.

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

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017)

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
ACTIVOS		
Activos Corrientes	4.224.733	6.081.360
Activos No Corrientes	96.212.530	77.570.183
TOTAL ACTIVOS	100.437.263	83.651.543
PASIVOS Y PATRIMONIO NETO		
Pasivos Corrientes	60.276.261	53.352.776
Pasivos No Corrientes	9.962.120	7.259.695
TOTAL PASIVOS	70.238.381	60.612.471
TOTAL PATRIMONIO NETO	30.198.882	23.039.072
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	100.437.263	83.651.543

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017)

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
Margen Bruto	8.708.176	6.196.076
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTO	5.941.530	(4.309.094)
Impuesto a las Ganancias	(1.520.407)	1.824.894
GANANCIA (PÉRDIDA)	4.421.123	(2.484.200)

ESTADOS CONSOLIDADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO MÉTODO DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017)

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	2.850.514	2.378.696
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(7.018.829)	(16.977.539)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	4.201.573	13.644.617
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	5.736	(264)
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	38.994	(954.490)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Saldo Inicial	22.704	977.194
EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	61.698	22.704

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017)

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
Saldo Inicial Reexpresado	23.039.072	27.665.785
Cambios en Patrimonio	7.159.810	(4.626.713)
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	30.198.882	23.039.072

OTROS ANTECEDENTES FINANCIEROS



STS

SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL SUR S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada
 Capital Suscrito y Pagado: M\$ 32.135.483
 Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,9%
 (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.

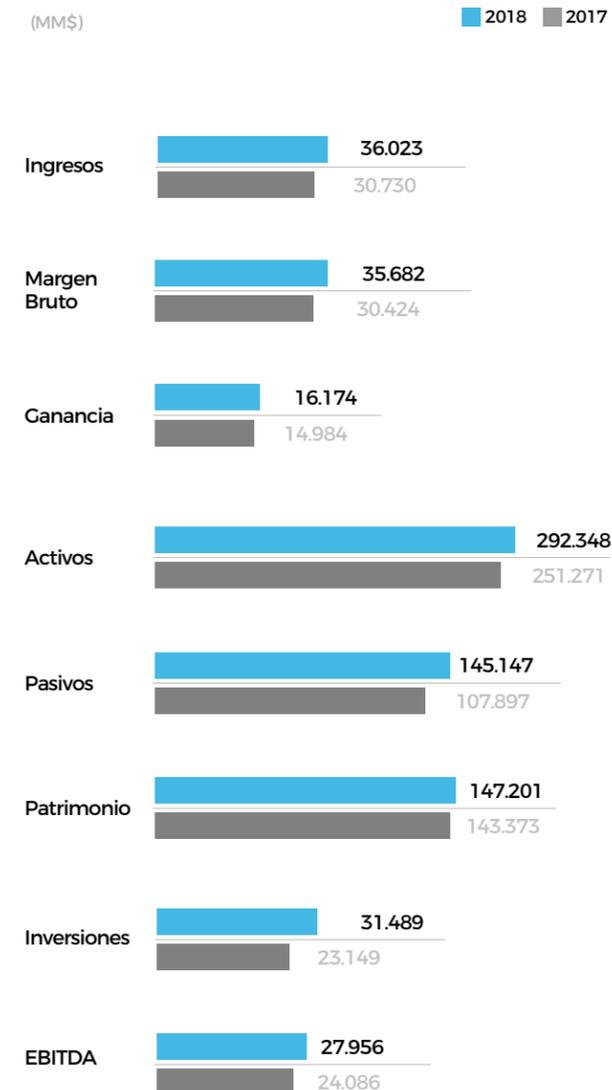
Con fecha 31 de mayo de 2012, se acordó la fusión por incorporación de Sistema de Transmisión del Sur S.A. ("antigua STS"), en la Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. (actual STS), manteniéndose esta última como continuadora legal. Con motivo de lo anterior se incorporaron a Sociedad Austral 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.

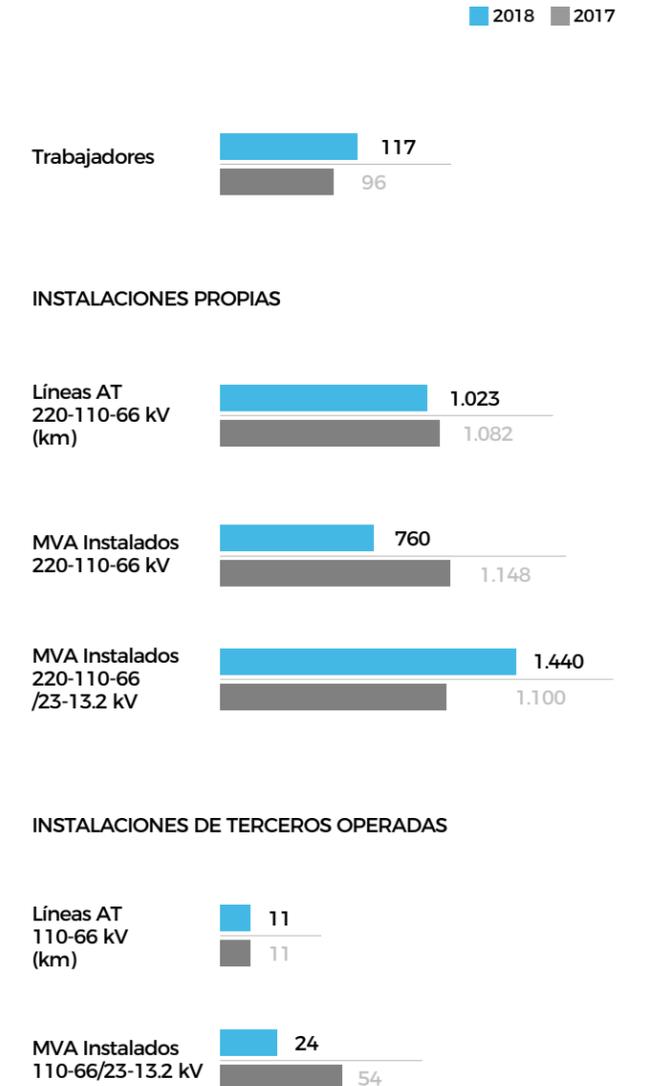
Durante el año 2018, STS realizó inversiones por MM\$31.489, destinadas a nuevos proyectos y a optimizar sus actuales instalaciones.

STS representa un 19,31% del activo de Saesa (dueña directa).

ANTECEDENTES FINANCIEROS CONSOLIDADOS



ANTECEDENTES OPERACIONALES INDIVIDUALES



Edelaysen

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

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 cuatro sistemas aislados: Cisnes, Huichas, Villa O'Higgins y Amengual-La Tapera; y tres sistemas medianos: Aysén, Palena y General Carrera.

Esencialmente es una empresa verticalmente integrada que genera energía eléctrica en un 100% y la distribuye en las zonas que le fueron otorgadas en

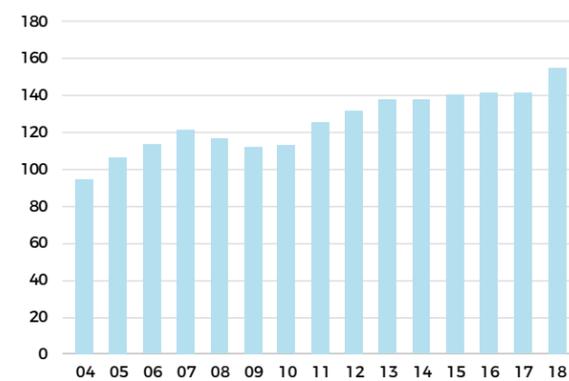
concesión y en las que posee permisos municipales. Además, realiza ventas de energía en media tensión a Saesa, en Palena.

Con el fin de satisfacer la demanda y crecimiento normal del servicio, mejorando la confiabilidad del sistema, la sociedad efectuó inversiones por MM \$5.463 durante el año 2018.

Edelaysen representa un 9,72% del activo de Saesa (dueña directa).

VENTAS DE ENERGÍA

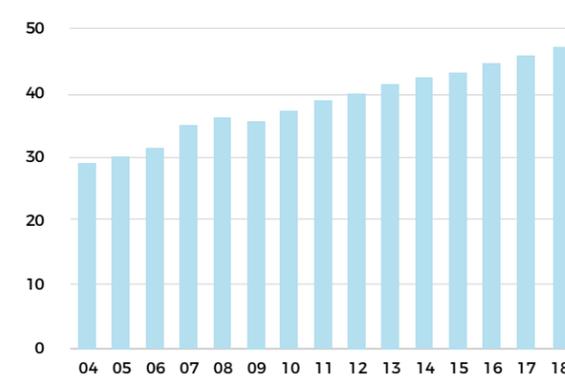
(en GWh)



Las ventas de energía durante el 2018 alcanzaron los 154 GWh.

CLIENTES ATENDIDOS

(miles)



Edelaysen al cierre del ejercicio 2018 atendía a más de 47 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 periodo que dure la operación.

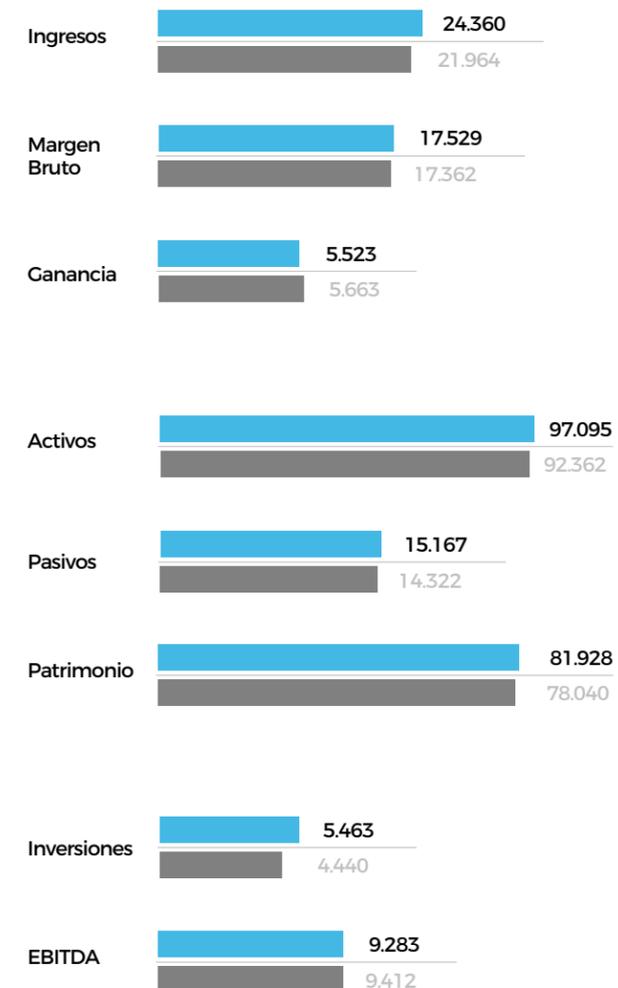
CAPACIDAD DE CENTRALES

	CANTIDAD DE CENTRALES	MW
EÓLICA	1	3,78
HIDROELÉCTRICA	7	24,29
DIÉSEL	18	32,27
TOTAL	26	60,34

ANTECEDENTES FINANCIEROS

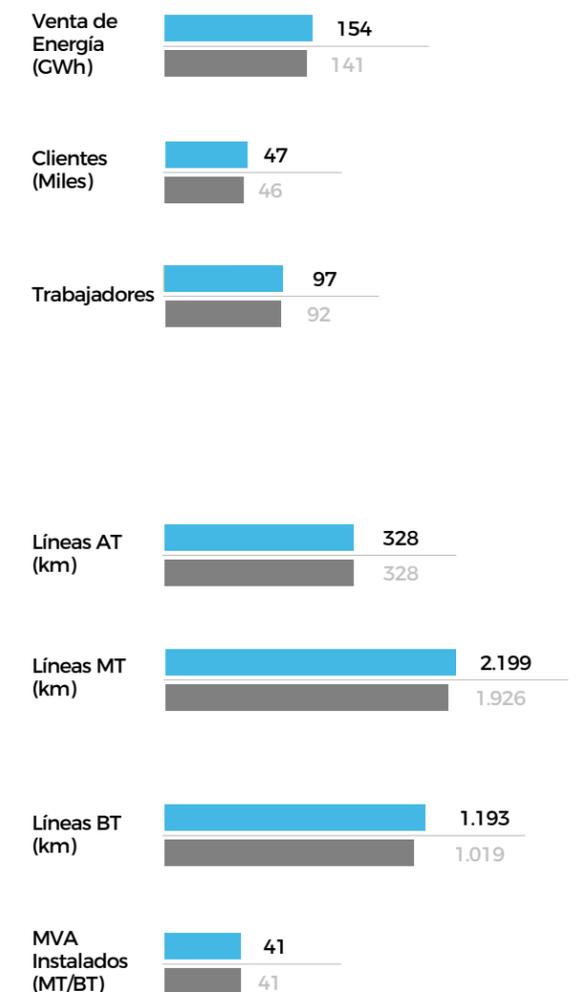
(MM\$)

■ 2018 ■ 2017



CIFRAS OPERACIONALES

■ 2018 ■ 2017



Luz Osorno

COMPAÑÍA ELÉCTRICA OSORNO S.A.

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.

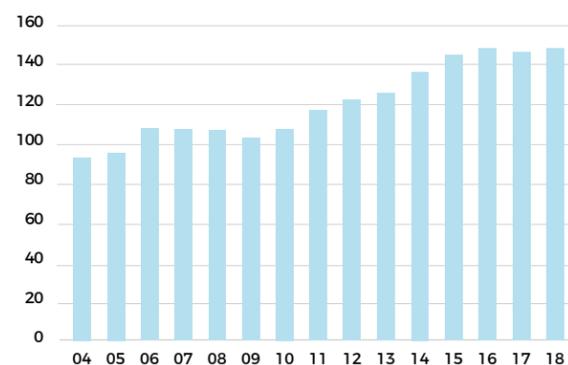
Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro con Endesa, Colbún, Enel, Carén, ERNC, El Morado, Chungungo, SPV P4, San Juan, Pelumpen, Santiago Solar, Aela, Abengoa, Ibereolica, SCBII y Amunche Solar. Sin embargo, en el corto plazo se incorporarán los últimos actores que se adjudicaron 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 SEN. 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.

VENTAS DE ENERGÍA

(en GWh)



Las ventas de energía durante el 2018 alcanzaron los 148 GWh.

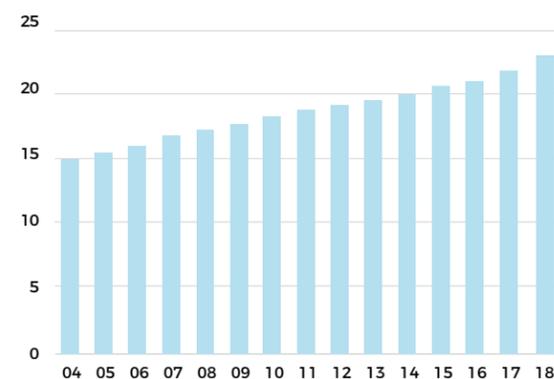
tro eléctrico. Con esta información, la CNE ha generado 3 procesos de licitación:

- Proceso 2015/02 (enero 2017 – diciembre 2036) firmado durante el primer semestre del 2016. Adjudicado el 2015, el 100% de lo licitado.
- Proceso 2015/01 (enero 2021 – diciembre 2041) firmado durante el primer semestre del 2017. Adjudicado el 2016, el 100% de lo licitado.
- Proceso 2017/01 (enero 2023 – diciembre 2042) firmado durante el primer semestre del 2018. Adjudicado el 2017, el 100% de lo licitado. El año 2019 parte una nueva licitación para demanda regulada, que actualmente se encuentra en proceso de observación a las bases.
- Proceso 2019/01 (enero 2025 – diciembre 2040) será firmado durante el año 2020.

Cabe mencionar, que la Superintendencia de Electricidad y Combustible, SEC, en su Resolución Exenta N°239 (RE 239), de fecha 09 de febrero de 2012, 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 el Coordinador Eléctrico Nacional a prorrata de sus

CLIENTES ATENDIDOS

(miles)



Luz Osorno al cierre del ejercicio 2018 atendía a más de 23 mil clientes.

inyecciones físicas reales del mes 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.

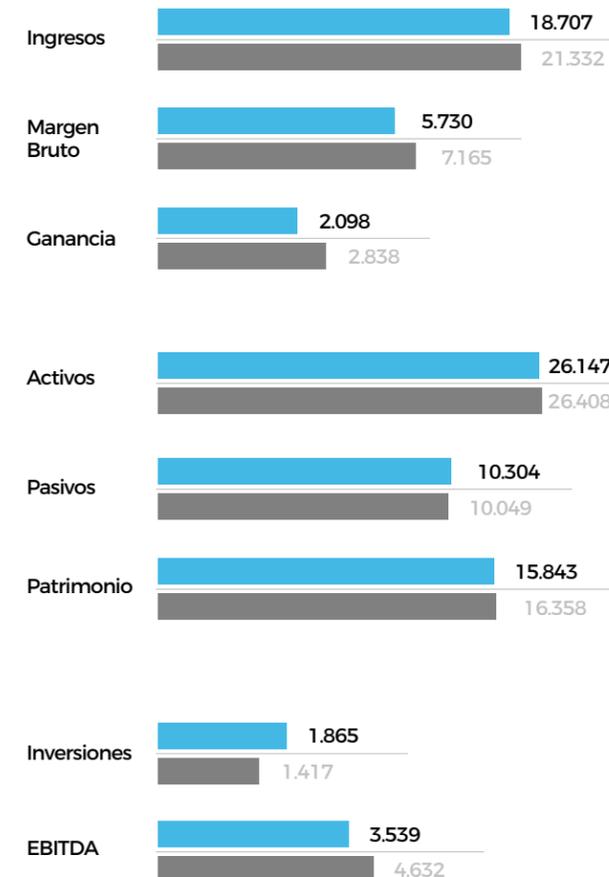
En el ejercicio 2018 se efectuaron inversiones por \$1.865 millones, principalmente con el fin de atender el crecimiento de la demanda de energía y extender la cobertura geográfica.

Luz Osorno representa un 2,01% del activo de Saesa.

ANTECEDENTES FINANCIEROS

(MM\$)

■ 2018 ■ 2017



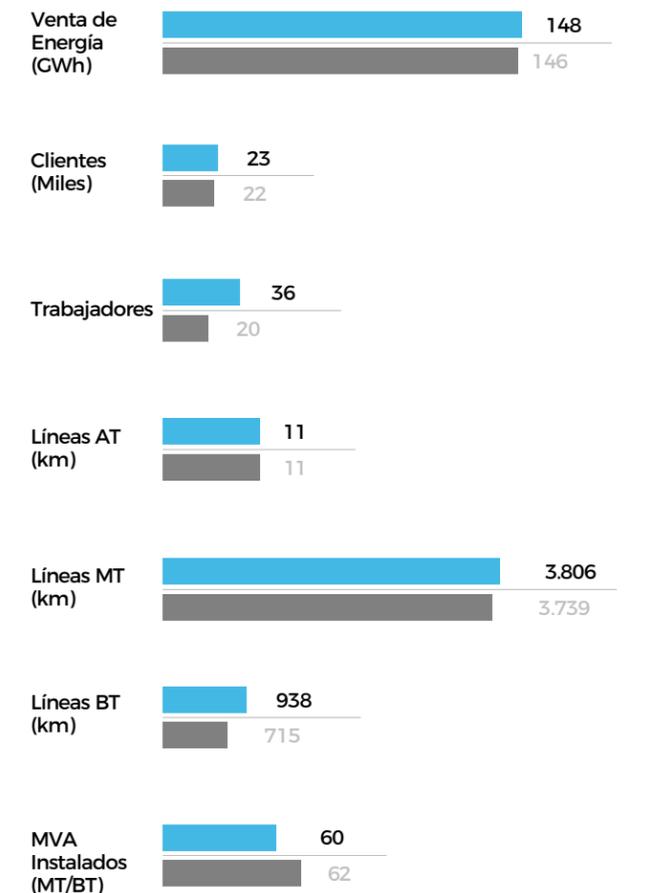
TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

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.

CIFRAS OPERACIONALES

■ 2018 ■ 2017



Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada
Capital Suscrito y Pagado: M\$ 3.160.921
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 100% (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 y 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 2018 la Sociedad obtuvo un EBITDA de MM\$1.289.-

SGA representa un 0,61% del activo de Saesa (dueña directa).

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017)

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
ACTIVOS		
Activos Corrientes	9.554.538	7.664.307
Activos No Corrientes	1.554.900	489.093
TOTAL ACTIVOS	11.109.438	8.153.400
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	6.277.135	3.425.026
Pasivos No Corrientes	-	-
TOTAL PASIVOS	6.277.135	3.425.026
TOTAL PATRIMONIO NETO	4.832.303	4.728.374
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	11.109.438	8.153.400

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 2018 Y 2017)

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
Margen Bruto	1.317.932	1.094.452
GANANCIA ANTES DE IMPUESTO	917.212	1.739.411
Impuesto a las Ganancias	(285.586)	(284.938)
GANANCIA	631.626	1.454.473

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO MÉTODO DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017)

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	(551.915)	(296.400)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	1.508.893	2.303.622
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(1.291.269)	(1.740.419)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	2	2
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	(334.289)	266.805
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	352.253	85.448
EFFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	17.964	352.253

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017)

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
Saldo Inicial Reexpresado	4.728.374	5.597.382
Cambios en Patrimonio	103.929	(869.008)
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	4.832.303	4.728.374

STC

SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL CENTRO S.A.

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%, mientras que en

Eléctrica la Puntilla es de 49,9%.

En el mes de agosto 2018 se concluyó la construcción de la línea de transmisión San Fabian - Ancoa 2x220 kV, a cargo de STC, que evacuará la energía generada por la Central Hidroeléctrica Ñuble. La construcción tuvo una duración de alrededor de 4 años.

STC al cierre del ejercicio 2018 realizó inversiones por MM\$4.523.

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017)

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
ACTIVOS		
Activos Corrientes	5.656.326	5.011.947
Activos No Corrientes	53.814.446	42.993.522
TOTAL ACTIVOS	59.470.772	48.005.469

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	35.609.358	25.723.805
Pasivos No Corrientes	24.494	16.006
TOTAL PASIVOS	35.633.852	25.739.811
TOTAL PATRIMONIO NETO	23.836.920	22.265.658
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	59.470.772	48.005.469

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017)

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
Margen Bruto	-	-
(PÉRDIDA) GANANCIA ANTES DE IMPUESTO	(1.858.833)	296.078
Impuesto a las Ganancias	497.892	(58.051)
(PÉRDIDA) GANANCIA	(1.360.941)	238.027

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO MÉTODO DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017)

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	(411.712)	(48.293)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(4.700.293)	(13.873.093)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	5.113.000	13.910.943
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(33)	(4.062)
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	962	(14.505)
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	1.230	15.735
EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	2.192	1.230

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017)

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
Saldo Inicial Reexpresado	22.265.658	24.017.313
Cambios en Patrimonio	1.571.262	(1.751.655)
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	23.836.920	22.265.658

STN

SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL NORTE S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada
Capital Suscrito y Pagado: M\$ 16.630.018
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 100%
(Indirecta)

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

Posteriormente, en enero de 2017, Alumini Ingeniería

Ltda., vende su participación accionaria a Sistema de Transmisión del Sur S.A.

De esta forma la participación de Saesa en la sociedad es de un 90%, mientras que la participación de Sistema de Transmisión del Sur S.A es de un 10%.

STN al cierre del ejercicio 2018 realizó inversiones por MM\$1.105.-

ESTADOS FINANCIEROS RESUMIDOS

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017)

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
ACTIVOS		
Activos Corrientes	3.744.935	2.883.617
Activos No Corrientes	48.065.501	41.527.533
TOTAL ACTIVOS	51.810.436	44.411.150
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	25.175.394	24.247.186
Pasivos No Corrientes	6.147.951	3.126.445
TOTAL PASIVOS	31.323.345	27.373.631
TOTAL PATRIMONIO NETO	20.487.091	17.037.519
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	51.810.436	44.411.150

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017)

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
Margen Bruto	6.586.919	6.698.470
GANANCIA ANTES DE IMPUESTO	1.377.180	2.050.023
Impuesto a las Ganancias	(495.270)	(520.186)
GANANCIA	881.910	1.529.837

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO MÉTODO DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017)

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	4.662.422	15.345.601
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(1.301.190)	(71.978)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(3.551.006)	(14.939.014)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	1.492	(15.987)
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	(188.282)	318.622
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Saldo Inicial	320.503	1.881
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	132.221	320.503

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017)

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
Saldo Inicial Reexpresado	17.037.519	842.443
Cambios en Patrimonio	3.449.572	16.195.076
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	20.487.091	17.037.519

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 0,14% del activo de Saesa (dueña directa).

Durante el ejercicio 2018 SATT realizó inversiones por MM\$13.721.-

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017)

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
ACTIVOS		
Activos Corrientes	8.710.324	6.971.687
Activos No Corrientes	50.877.239	32.240.435
TOTAL ACTIVOS	59.587.563	39.212.122
PASIVOS		
Pasivos Corrientes	58.298.575	37.746.505
Pasivos No Corrientes	164.886	60.695
TOTAL PASIVOS	58.463.461	37.807.200
TOTAL PATRIMONIO NETO	1.124.102	1.404.922
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	59.587.563	39.212.122

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017)

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
Margen Bruto	1.469.582	980.842
(PÉRDIDA) GANANCIA ANTES DE IMPUESTO	(286.114)	1.091.803
Impuesto a las Ganancias	85.612	(255.940)
(PÉRDIDA) GANANCIA	(200.502)	835.863

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO MÉTODO DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017)

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	372.106	803.742
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(15.156.088)	(23.943.953)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	14.816.159	23.142.698
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	6.669	768
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	38.846	3.255
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	6.203	2.948
EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	45.049	6.203

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017)

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
Saldo Inicial Reexpresado	1.404.922	414.591
Cambios en Patrimonio	(280.820)	990.331
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	1.124.102	1.404.922

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.: 99,99%
(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 2018, la Sociedad obtuvo un EBITDA consolidado de MM\$108.296.- Inversiones Los Ríos Ltda. representa un 76,60% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña directa).

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 DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017)

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
ACTIVOS		
Activos Corrientes	199.414.512	197.639.825
Activos No Corrientes	1.190.455.006	1.061.292.673
TOTAL ACTIVOS	1.389.869.518	1.258.932.498
PASIVOS		
Pasivos Corrientes	460.228.637	373.877.095
Pasivos No Corrientes	280.902.363	272.311.106
TOTAL PASIVOS	741.131.000	646.188.201
TOTAL PATRIMONIO NETO	648.738.518	612.744.297
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	1.389.869.518	1.258.932.498

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017)

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
Margen Bruto	223.868.318	205.519.994
GANANCIA ANTES DE IMPUESTO	69.288.723	54.201.769
Impuesto a las Ganancias	(18.136.367)	(13.811.201)
GANANCIA	51.152.356	40.390.568

ESTADOS CONSOLIDADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO MÉTODO DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017)

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	126.847.680	133.023.409
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(141.611.815)	(126.972.189)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	10.332.258	(5.283.275)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	36.138	7.154
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	(4.395.739)	775.099
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	20.408.329	19.633.230
EFFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	16.012.590	20.408.329

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017)

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
Saldo Inicial Reexpresado	612.779.623	601.927.193
Cambios en Patrimonio	35.958.895	10.817.104
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	648.738.518	612.744.297

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, y su principal activo, es la inversión que posee en la Sociedad Sagesa S.A. En el ejercicio 2018, obtuvo un EBITDA consolidado de MM\$4.407.- Inversiones Los Lagos IV Ltda. representa un 4,77% del activo de Inversiones Los Ríos Ltda. (dueña directa).

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 periodo que dure la operación.

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017)

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
ACTIVOS		
Activos Corrientes	4.247.179	6.101.158
Activos No Corrientes	96.895.890	78.239.375
TOTAL ACTIVOS	101.143.069	84.340.533
PASIVOS Y PATRIMONIO NETO		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	60.429.134	53.564.719
Pasivos No Corrientes	9.962.118	7.259.694
TOTAL PASIVOS	70.391.252	60.824.413
TOTAL PATRIMONIO NETO	30.751.817	23.516.120
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	101.143.069	84.340.533

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017)

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
Margen Bruto	8.708.176	6.196.076
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTO	6.012.076	(4.250.370)
Impuesto a las Ganancias	(1.519.749)	1.826.285
GANANCIA (PÉRDIDA)	4.492.327	(2.424.085)

ESTADOS CONSOLIDADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO MÉTODO DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017)

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	2.850.514	2.378.696
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(7.018.829)	(16.977.539)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	4.201.573	13.644.617
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	5.736	(264)
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	38.994	(954.490)
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	22.704	977.194
EFFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	61.698	22.704

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017)

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
Saldo Inicial Reexpresado	23.516.120	28.154.331
Cambios en Patrimonio	7.235.697	(4.638.211)
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	30.751.817	23.516.120

L.T. Cabo Leones S.A.

LÍNEA DE TRANSMISIÓN CABO LEONES S.A.

Naturaleza jurídica: Sociedad Anónima Cerrada
Capital Suscrito y Pagado: M\$10.042
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,99%
(Directa e Indirecta)

Con fecha 19 de julio de 2016, Sagesa S.A 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 2x220 kV" de 110 km con participaciones de 99,9% y 0,01% respectivamente.

Su giro principal es la construcción, operación, mantenimiento y administración de instalaciones de transmisión o transporte de energía eléctrica; la ex-

plotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros.

L.T. Cabo Leones S.A. representa un 0,02% del activo de Sagesa S.A. (dueña directa).

Durante el ejercicio 2018 L.T. Cabo Leones S.A realizó inversiones por MM\$4.759.- y alcanzó un EBITDA de MM\$2.988.-

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017)

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
ACTIVOS		
Activos Corrientes	704.174	4.172.627
Activos No Corrientes	38.370.342	27.208.022
TOTAL ACTIVOS	39.074.516	31.380.649
PASIVOS		
Pasivos Corrientes	37.795.770	31.245.640
Pasivos No Corrientes	1.098.115	-
TOTAL PASIVOS	38.893.885	31.245.640
TOTAL PATRIMONIO NETO	180.631	135.009
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	39.074.516	31.380.649

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017)

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
Margen Bruto	3.209.643	208.810
GANANCIA ANTES DE IMPUESTO	95.188	312.921
Impuesto a las Ganancias	54.251	(113.676)
GANANCIA	149.439	199.245

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO MÉTODO DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017)

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	5.069.599	(13.764)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(5.712.217)	(14.651.952)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	639.425	14.666.165
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	9.875	2.831
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	6.682	3.280
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	4.009	729
EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	10.691	4.009

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017)

M\$	31-DIC-2018	31-DIC-2017
Saldo Inicial Reexpresado	135.009	(15.905)
Cambios en Patrimonio	45.622	150.914
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	180.631	135.009

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.: MUS\$39.044
 Capital Suscrito y Pagado ELETRANS II S.A.: MUS\$1.000
 Capital Suscrito y Pagado ELETRANS III S.A.: MUS\$2.000
 Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 50% (Indirecta)

DIRECTORIO

DIRECTORES TITULARES

Carlos Mauer Díaz Barriga
 Presidente, Extranjero

Juan Ignacio Parot Becker
 Vicepresidente, Rut 7.011.905-6

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 Hawkins, Extranjero

Alex Hernández, Extranjero

Rafael Allende, 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., y en junio de 2017 la sociedad denominada Eletrans III S.A., todas 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., Eletrans II S.A. y Eletrans III 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., representa un 1,65% del activo de Saesa mientras que Eletrans III S.A. representa un 0,09%. Eletrans II S.A., no representa un porcentaje del activo de Saesa por tener patrimonio negativo.

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

	MUS\$		M\$	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
ACTIVOS				
ACTIVOS CORRIENTES	44.425	22.294	30.865.157	13.705.237
ACTIVOS NO CORRIENTES	168.211	150.600	116.867.956	92.581.350
TOTAL ACTIVOS	212.636	172.894	147.733.114	106.286.587
PATRIMONIO Y PASIVOS				
PASIVOS CORRIENTES	8.524	140.439	5.922.219	86.334.875
PASIVOS NO CORRIENTES	166.894	-	115.952.944	-
PATRIMONIO	37.218	32.455	25.857.950	19.951.711
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	212.636	172.894	147.733.114	106.286.587
Estado de resultados integrales por naturaleza	01/01/2018 al 31/12/2018	01/01/2017 al 31/12/2017	01/01/2018 al 31/12/2018	01/01/2017 al 31/12/2017
Ingresos de actividades ordinarias	21.101	13.358	14.660.342	8.211.831
Costo de ventas	(4.226)	(2.992)	(2.936.098)	(1.839.332)
Gastos de administración	(1.032)	(766)	(717.003)	(470.899)
Otros gastos	(236)	-	(163.966)	-
Otros ingresos	260	6	180.640	3.689
Ingresos financieros	1	482	695	296.310
Costos financieros	(7.825)	(5.047)	(5.436.575)	(3.102.643)
Capitalización de intereses	-	2.169	-	1.333.393
Diferencias de cambio	(1.792)	(1.108)	(1.245.028)	(681.143)
Resultado por unidades de reajuste	272	5	188.977	3.074
GANANCIA ANTES DE IMPUESTOS	6.523	6.107	4.531.985	3.754.278
Gasto por impuesto a las ganancias	(1.760)	(1.755)	(1.222.795)	(1.078.886)
GANANCIA PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS	4.763	4.352	3.309.190	2.675.392
GANANCIA	4.763	4.352	3.309.190	2.675.392
Estado del resultado integral	01/01/2018 al 31/12/2018	01/01/2017 al 31/12/2017	01/01/2018 al 31/12/2018	01/01/2017 al 31/12/2017
GANANCIA	4.763	4.352	3.309.190	2.675.392
Componentes de otros resultados integrales que se reclasificarán al resultado del año, antes de impuestos				
Ganancias relativas a derivados de cobertura	-	2.189	-	1.345.688
Total otros resultados integrales que se reclasificarán al resultado del año, antes de impuestos	-	2.189	-	1.345.688
Impuestos a las ganancias relativos con resultados por cobertura de flujos de efectivo	-	(485)	-	(298.154)
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otros resultados integrales que se reclasificarán al resultado del año	-	(485)	-	(298.154)
Otros resultados integrales	-	1.704	-	1.047.534
TOTAL RESULTADO INTEGRAL	4.763	6.056	3.309.190	3.722.926

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

ACTIVOS	MUS\$		M\$	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
ACTIVOS CORRIENTES	14.835	18.286	10.306.913	11.241.319
ACTIVOS NO CORRIENTES	60.001	49.341	41.686.895	30.332.380
TOTAL ACTIVOS	74.836	67.627	51.993.808	41.573.698
PATRIMONIO Y PASIVOS	MUS\$		M\$	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
PASIVOS CORRIENTES	79.526	70.744	55.252.279	43.489.874
PASIVOS NO CORRIENTES	-	87	-	53.483
PATRIMONIO	(4.690)	(3.204)	(3.258.471)	(1.969.659)
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	74.836	67.627	51.993.808	41.573.698
Estado de resultados integrales Ganancia (pérdida)	01/01/2018 al 31/12/2018	01/01/2017 al 31/12/2017	01/01/2018 al 31/12/2018	01/01/2017 al 31/12/2017
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	-	-
Costo de ventas	-	-	-	-
Gastos de administración	(53)	(27)	(36.823)	(16.598)
Otros gastos	(204)	-	(141.733)	-
Otros ingresos	223	73	154.934	44.877
Ingresos financieros	341	184	236.917	113.114
Costos financieros	(2.928)	(2.489)	(2.034.287)	(1.530.113)
Capitalización de intereses	2.418	1.740	1.679.954	1.069.665
Diferencias de cambio	(1.922)	(204)	(1.335.348)	(125.409)
PÉRDIDA ANTES DE IMPUESTOS	(2.125)	(723)	(1.476.386)	(444.464)
Ingresos por impuesto a las ganancias	573	196	398.103	120.491
PÉRDIDA PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS	(1.552)	(527)	(1.078.283)	(323.973)
PÉRDIDA	(1.552)	(527)	(1.078.283)	(323.973)
Estado del resultado integral	01/01/2018 al 31/12/2018	01/01/2017 al 31/12/2017	01/01/2018 al 31/12/2018	01/01/2017 al 31/12/2017
PÉRDIDA	(1.552)	(527)	(1.078.283)	(323.973)
Componentes de otros resultados integrales que se reclasificarán al resultado del año, antes de impuestos				
Ganancias relativas a derivados de cobertura	115	3.049	79.899	1.874.373
Total otros resultados integrales que se reclasificarán al resultado del año, antes de impuestos	115	3.049	79.899	1.874.373
Impuestos a las ganancias relativos con resultados por cobertura de flujos de efectivo	-	(824)	-	(506.554)
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otros resultados integrales que se clasificarán al resultado del año	-	(824)	-	(506.554)
Otros resultados integrales	115	2.225	79.899	1.367.819
TOTAL RESULTADO INTEGRAL	(1.437)	1.698	(998.384)	1.043.846

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA ELETRANS III S.A. (MONEDA FUNCIONAL DÓLAR)

ACTIVOS	MUS\$		M\$	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
ACTIVOS CORRIENTES	963	1.222	669.064	751.225
ACTIVOS NO CORRIENTES	10.155	835	7.055.389	513.316
TOTAL ACTIVOS	11.118	2.057	7.724.453	1.264.541
PATRIMONIO Y PASIVOS	MUS\$		M\$	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
PASIVOS CORRIENTES	9.191	27	6.385.631	16.598
PASIVOS NO CORRIENTES	-	-	-	-
PATRIMONIO	1.927	2.030	1.338.822	1.247.943
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	11.118	2.057	7.724.453	1.264.541
Estado de resultados integrales Ganancia (pérdida)	01/01/2018 al 31/12/2018	01/01/2017 al 31/12/2017	01/01/2018 al 31/12/2018	01/01/2017 al 31/12/2017
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	-	-
Costo de ventas	-	-	-	-
Gastos de administración	(80)	(5)	(55.582)	(3.074)
Otros gastos	-	-	-	-
Otros ingresos	-	-	-	-
Ingresos financieros	5	5	3.474	3.074
Costos financieros	(158)	-	(109.774)	-
Capitalización de intereses	92	-	63.919	-
Diferencias de cambio	(3)	41	(2.084)	25.205
Resultado por unidades de reajuste	3	-	2.084	-
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	(141)	41	(97.963)	25.205
Ingresos (gastos) por impuesto a las ganancias	38	(11)	26.401	(6.762)
GANANCIA (PÉRDIDA) PROC. DE OPERACIONES CONTINUADAS	(103)	30	(71.561)	18.443
GANANCIA (PÉRDIDA)	(103)	30	(71.561)	18.443
Estado del resultado integral	01/01/2018 al 31/12/2018	01/01/2017 al 31/12/2017	01/01/2018 al 31/12/2018	01/01/2017 al 31/12/2017
GANANCIA PÉRDIDA	(103)	30	(71.561)	18.443
Componentes de otros resultados integrales que se reclasificarán al resultado del año, antes de impuestos				
Ganancias relativas a derivados de cobertura	-	-	-	-
Total otros resultados integrales que se reclasificarán al resultado del año, antes de impuestos	-	-	-	-
Impuestos a las ganancias relativos con resultados por cobertura de flujos de efectivo	-	-	-	-
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otros resultados integrales que se clasificarán al resultado del año	-	-	-	-
Otros resultados integrales	-	-	-	-
TOTAL RESULTADO INTEGRAL	(103)	30	(71.561)	18.443

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 Comisión para el Mercado Financiero (ex 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

Juan Ignacio Parot B. / 7.011.905-6
DIRECTOR TITULAR

Waldo Fortín Cabezas / 4.556.889-K
DIRECTOR TITULAR

Ben Hawkins / Extranjero
DIRECTOR TITULAR

Stacey Purcell / Extranjera
DIRECTOR TITULAR

Christopher Powell / Extranjero
DIRECTOR TITULAR

Stephen Best / Extranjero
DIRECTOR TITULAR

Francisco Alliende Arriagada / 6.379.874-6
GERENTE GENERAL



REPORTE ANUAL **2018**
ELÉCTRICAS DEL SUR S.A.