

Memoria
Anual
2016



elecda

GRUPO CGE

IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD

Razón Social

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.

Nombre de Fantasía
ELECDA

Tipo de Sociedad
Sociedad Anónima Abierta

RUT
96.541.920-9

Domicilio Legal
Ciudad de Antofagasta

Dirección
Av. Pedro Aguirre Cerda 5558,
Antofagasta

Teléfono
(55) 264 9102

Sitio Web
www.elecda.cl

Audidores Externos
EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías SpA. (*)

Relación con Inversionistas
Gonzalo Ojeda Peñaloza
inversionistas@elecda.cl
(56-2) 2680 7435

(*) Corresponde a Sociedad Denominada anteriormente como Ernst & Young Ltda.

Documentos Constitutivos

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. se constituyó en la ciudad de Antofagasta, con fecha 9 de noviembre de 1988, según consta en escritura pública otorgada en la notaría de esa ciudad, de Don Vicente Castillo Fernández. Un extracto de la escritura de constitución fue debidamente inscrito a fojas 972 vuelto número 367 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Antofagasta y publicado en el Diario Oficial número 33.222 de 16 de noviembre del año 1988.

Inscripción de la sociedad en el Registro de Valores
N° 333 del 10 de enero del año 1989.

Objeto Social
El objeto de la Sociedad es:

a) Explotar la generación, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, pudiendo para tales efectos obtener, adquirir y gozar las concesiones y autorizaciones respectivas.

b) Comprar, vender, distribuir, representar, importar, exportar y en general comercializar por cuenta propia o ajena todo tipo de productos, artefactos y equipos eléctricos.

c) Realizar por sí o a través de sociedades filiales o relacionadas inversiones de toda clase de bienes corporales e incorporeales, muebles, e inmuebles, acciones, bonos, debentures, derechos personales, títulos de obligaciones, efectos de comercio, valores mobiliarios, documentos mercantiles en general y cualquier otro título de crédito, pudiendo adquirirlos, administrarlos, darlos en garantía y enajenarlos

d) Prestar servicios o asesorías técnicas ya sea en forma directa o a través de terceros respecto a los rubros indicados en a) y b) de este Artículo y además prestar servicios o asesorías en los rubros administrativos, financiero e informático.

e) Organizar, constituir, incorporarse o formar parte de sociedades cuyo objetos sociales sean similares o complementarios de los indicados en las letras anteriores, pudiendo suscribir lo que sea necesario de sus respectivos capitales sociales, adquirir y enajenar acciones de las mismas, efectuar los aportes de dineros, especies y o servicios.

Memoria Anual 2016



Carta del Presidente
El Presidente de ELECDA da cuenta del desempeño de la Compañía y sus objetivos. **Pág. 04**



Información para el Accionista
Presentación y evaluación de los resultados generales de la Sociedad para el ejercicio reportado. **Pág. 24**



Gestión 2016
La forma en que se gestiona el negocio y cómo diferencia a la Compañía dentro de la cadena de valor. **Pág. 36**



Estados Financieros
Informe de la situación económica y financiera para la presente cuenta anual. **Pág. 72**



Contenido

Carta del Presidente Pág. 04

Directorio Pág. 06

Ejecutivos Principales Pág. 07

Reseña Histórica Pág. 08

Hechos Destacados 2016 Pág. 12

Marcha de la Empresa Pág. 16

Marcha de la Empresa Pág. 18

Ámbito de Negocios Pág. 19

Política y Plan de Inversión Pág. 20

Factores de Riesgo Pág. 20

Participación en Asociación Gremial Pág. 22

Propiedad y Control Pág. 23

Información para el Accionista Pág. 24

Información General Pág. 30

Remuneración del Directorio y Ejecutivos

Principales Pág. 32

Información sobre Empresas Subsidiarias
y Coligadas Pág. 32

Relaciones Comerciales habidas con las

Subsidiarias o Asociadas Pág. 33

Hechos Relevantes o Esenciales Pág. 35

Gestión 2016 Pág. 36

Gestión Regulatoria Pág. 38

Gestión Comercial Pág. 49

Gestión de Operaciones Pág. 53

Gestión Administrativa y Financiera Pág. 58

Información de la Sociedad Pág. 60

Innovación, Investigación y Desarrollo Pág. 62

Personas, Organización y Cultura Pág. 64

RSE y Medio Ambiente Pág. 67

Estructura de Propiedad Pág. 70

Declaración de Responsabilidad Pág. 71

Estados Financieros Pág. 72

Informe de Auditores Independientes Pág. 74

Estado de Situación Financiera Clasificado Pág. 76

Estado de Resultados por Función Pág. 78

Estado de Resultados por Integral Pág. 79

Estado de Cambios en el Patrimonio Pág. 80

Estado de Flujo de Efectivo Directo Pág. 81

Información Financiera Resumida

Subsidiaria directas o Coligadas Pág. 82

Oficinas Pág. 84



Carta del Presidente

Estimados Señores Accionistas:

A nombre del directorio de ELECDA, me es grato presentarles la memoria anual 2016 de nuestra compañía.

Durante 2016, ELECDA, empresa distribuidora de energía eléctrica en la Región de Antofagasta que abastece a los clientes de las comunas de Antofagasta, Calama, Tocopilla, Taltal y Mejillones, continuó trabajando para mejorar la calidad del suministro y del servicio que entrega a sus clientes, junto con contribuir al bienestar y desarrollo de las comunidades con las que se relaciona.

En 2016, ELECDA potenció su relación con las autoridades y comunidades en las ciudades y localidades donde opera, para generar lazos de valor en distintos ámbitos de sus operaciones.

Durante el año se invirtieron \$10.186 millones, estas inversiones están destinadas a la construcción de obras de infraestructura y para abastecer el crecimiento de los consumos y clientes, mejorar la calidad y continuidad de suministro, control de pérdidas eléctricas, y renovación de las actuales instalaciones.

Al 31 de diciembre de 2016, ELECDA contaba con 176.753 clientes y 908 GWh de ventas. Lo anterior representa una variación de 2,8% y 0,1% respectivamente, en comparación con el año anterior. Durante este período se obtuvo una utilidad de 2.470 millones, lo que significó una variación de -58,1% respecto del año 2015. Esta variación se debe fundamentalmente a menores ventas de energía y servicios a terceros producto de la baja en la actividad económica, mayores pérdidas de energía, provisiones de morosidad, junto a mayores costos operacionales, así como a efectos positivos no operacionales y no recurrentes registrados en el año 2015 producto de reliquidaciones de años anteriores.

Para el ejercicio 2016 se plantearon importantes desafíos en los 5 ejes de trabajo permanente de la empresa: seguridad y salud, calidad de servicio, productividad, crecimiento y desarrollo profesional. Gracias al trabajo comprometido de nuestros colaboradores podemos decir con satisfacción que las metas fueron logradas en cada uno de estos ámbitos.

Luego de 12 meses de implementación del Plan SAIDI, tendiente a fortalecer la disponibilidad de suministro para nuestros clientes, la compañía muestra mejoras sustanciales en su desempeño. Este positivo balance es el resultado del trabajo en equipo, permanente y coordinado que se vio reflejado en distintas iniciativas desarrolladas, las cuales han impactado en la velocidad de recuperación del servicio frente a contingencias climáticas severas y agentes externos.

Entre las iniciativas desarrolladas durante el 2016 destacan la incorporación de generación distribuida para respaldo de localidades aisladas y suministro de servicios esenciales; la construcción de interconexiones de red de distribución; la incorporación de sistemas de operación y monitoreo remoto de las redes para facilitar los procesos de detección de interrupciones; y la incorporación de equipos de protecciones eléctricas de última generación.

Estos trabajos permitieron a la compañía mejorar en 32% el índice total de duración promedio de las interrupciones (SAIDI), pasando de 22,8 horas en 2015 a 15,6 horas en 2016, pudiendo llevar con esto importantes avances tanto a los clientes, comunidades y autoridades, alineado con los desafíos planteados por el Gobierno en la Agenda de Energía tendientes a brindar un mayor y mejor acceso a los servicios energéticos, con altos estándares de continuidad, seguridad y eficiencia.

Todo este trabajo se vio destacado por el buen desempeño en materia de seguridad y salud, durante 2016, ELECDA fue distinguida por parte Consejo Nacional de Seguridad

en la categoría "Consejo Nacional de Seguridad", por lograr la más baja tasa de frecuencia de accidentes en su categoría.

Durante el período, ELECDA desarrolló 32 reuniones con agrupaciones y organizaciones comunitarias, además de 51 reuniones con diversas autoridades de la región, las que permitieron el desarrollo de proyectos e iniciativas conjuntas. Además, la empresa realizó capacitaciones comunitarias junto con autoridades, organismos gubernamentales, la comunidad y sus representantes.

Mirando en retrospectiva, el 2016 nos permitió avanzar a paso firme en la senda de crecimiento que nos hemos trazado, para acompañar a nuestros clientes y al país en el logro de una mayor calidad de vida y progreso.

Queremos finalmente agradecer a todos nuestros colaboradores, porque gracias a su permanente esfuerzo hicieron posible esta labor de servicio a nuestros clientes, e invitarlos a seguir trabajando con el mismo entusiasmo para energizar Chile.



Rafael Salas Cox
Presidente

Directorio

La Sociedad es administrada por un Directorio compuesto de cinco miembros, quienes se mantienen en el cargo por períodos de dos años. La administración no contempla directores suplentes.

El Directorio de la Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. está constituido de la siguiente manera:



Presidente

Rafael Salas Cox
Abogado
RUT 9.609.399-3



Vicepresidente

Gonzalo Soto Serdio
Ingeniero Civil Industrial
RUT 10.033.471-2



Director

Matías Hepp Valenzuela
Ingeniero Civil Industrial
RUT 9.908.037-K



Director

Gonzalo Palacios Vásquez
Ingeniero Civil de Industrias
RUT 5.545.086-2



Director

Francisco Sánchez Hormazábal
Ingeniero Civil Industrial
RUT 10.768.919-2

A continuación, se presenta la identificación de los integrantes del Directorio que han formado parte de éste durante los últimos dos años:

Nombre	Cargo	Profesión	RUT	Fecha Nombramiento	Fecha Término
Rafael Salas Cox	Presidente	Abogado	9.609.399-3	15-04-2016	
Gonzalo Soto Serdio	Vicepresidente	Ingeniero Civil Industrial	10.033.471-2	15-04-2016	
Matías Hepp Valenzuela	Director	Ingeniero Civil Industrial	9.908.037-K	15-04-2016	
Gonzalo Palacios Vásquez	Director	Ingeniero Civil de Industrias	5.545.086-2	15-04-2016	
Francisco Sánchez Hormazábal	Director	Ingeniero Civil Industrial	10.768.919-2	15-04-2016	
Pablo Sobarzo Mierzo	Presidente	Ingeniero Comercial	9.006.201-8	27-03-2015	15-04-2016
Rafael Salas Cox	Presidente	Abogado	9.609.399-3	16-03-2012	27-03-2015
Antonio Gallart Gabás	Vicepresidente	Ingeniero Industrial	24.961.865-9	27-03-2015	15-04-2016
Eduardo Morandé Montt	Vicepresidente	Ingeniero Comercial	7.024.596-5	16-03-2012	27-03-2015
Gonzalo Palacios Vásquez	Director	Ingeniero Civil de Industrias	5.545.086-2	20-11-2014	15-04-2016
Mauricio Russo Camhi	Director	Ingeniero Civil Industrial	7.774.599-8	20-11-2014	15-04-2016
Pablo Sobarzo Mierzo	Director	Ingeniero Comercial	9.006.201-8	20-11-2014	27-03-2015
Wilhelm Went Gléna	Director	Ingeniero Civil	6.323.400-1	27-03-2015	15-04-2016

Ejecutivos Principales

Gerente General

Eduardo Apablaza Dau
Ingeniero Civil Eléctrico
RUT 9.048.258-0
(En el cargo desde 27-01-2015)

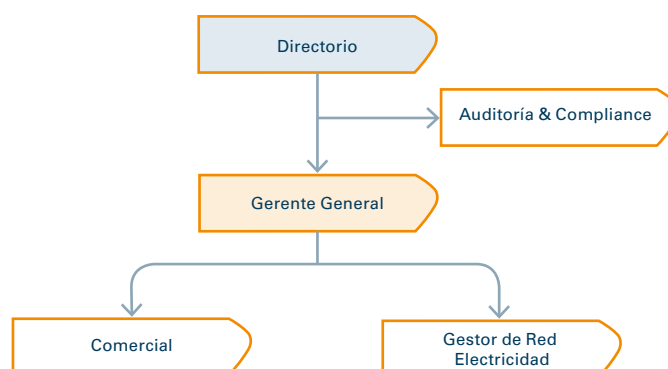
Director Comercial

Alfredo Ingelmo Torres
Ingeniero Comercial
RUT 25.575.048-8
(En el cargo desde 01-06-2016)

Director Gestor de Red Eléctrica

Iván Quezada Escobar
Ingeniero Civil Eléctrico
RUT 10.051.615-2
(En el cargo desde 01-06-2016)

Organigrama Gerencial





Reseña Histórica

- > Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A., ELECDA, nace de la división de Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A., EDELNOR. En la Undécima Junta Extraordinaria de Accionistas de EDELNOR, celebrada en Antofagasta, el 25 de octubre de 1988, se aprobó la división de la compañía en cuatro nuevas sociedades, facilitando con ello la futura privatización de las empresas de distribución.
- > Es así como la sociedad Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. se constituyó por Escritura Pública el 9 de noviembre de 1988, ante el Notario Público de Antofagasta Don Vicente E. Castillo Fernández. Su extracto se publicó en el Diario Oficial N° 33.222 el 16 de noviembre de 1988 y se inscribió en el Registro de Comercio de Antofagasta, a fojas 972 vuelta N° 367, el 09 de noviembre de 1988.
- > A partir del año 1990, ELECDA forma parte del Grupo de Empresas EMEL, siendo controlada por su matriz Empresas EMEL S.A.

- > En la Tercera Junta Extraordinaria de Accionistas de ELECDA, celebrada con fecha 7 de abril de 1990, se modificaron sus Estatutos, con el fin de ampliar su objeto social.
- > En la Quinta Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el día 25 abril de 2000, se acordó modificar los Estatutos de la sociedad, reduciéndose el número de Directores que la administran de siete a cinco y estableciéndose que éstos no serán remunerados por sus funciones.
- > El 12 de septiembre de 2007, Compañía General de Electricidad S.A., RUT 90.042.000-5, y PPL Chile Energía Ltda., controladora de Empresas EMEL S.A., suscribieron un contrato de compraventa por el cual PPL Chile Energía Ltda., sujeto a los términos y condiciones pactados para el cierre, se obligó a vender a Compañía General de Electricidad S.A., en el marco de un proceso de Oferta Pública de Adquisición de Acciones (OPA), el total de las acciones de su propiedad en Empresas EMEL S.A., que correspondían a 13.890.715 acciones y que representaban el 95,4% del capital accionario.
- > El 6 de noviembre de 2007, Compañía General de Electricidad S.A. declaró exitosa la OPA formulada para la adquisición del 100% de las acciones de Empresas EMEL S.A. En virtud de dicha OPA y en la misma fecha, Compañía General de Electricidad S.A. adquirió el control de dicha sociedad y sus empresas filiales, adquiriendo 14.261.090 acciones de Empresas EMEL S.A., que representaban el 97,94% de su capital accionario. A partir de esa fecha, ELECDA forma parte del Grupo de Empresas CGE.
- > EMEL NORTE S.A. (EMEL NORTE) es una sociedad anónima cerrada que nació el 31 de marzo de 2011, a partir de la división de la sociedad Empresas EMEL S.A. Dicha división se enmarcó en el plan de reestructuración societaria del Grupo CGE, iniciado el 2010. Dicho plan permitió ordenar las participaciones accionarias de Empresas EMEL S.A. en sus filiales y, al mismo tiempo, focalizar estas últimas en sus propias actividades, es decir, en la distribución y transmisión de energía eléctrica e inversiones en esas mismas actividades.
- > Es así como, en virtud de la división mencionada, se asignó patrimonialmente a EMEL NORTE la totalidad de la participación accionaria que poseía la sociedad Empresas EMEL S.A., directa e indirectamente, en Empresa Eléctrica de Arica S.A. (EMELARI), Empresa Eléctrica de Iquique S.A. (ELIQSA), Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. (ELECDA) y Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A. (TRANSEMEL).



- > A fines de 2014, mediante de una OPA, la multinacional española GAS NATURAL FENOSA INTERNACIONAL, antes Unión Fenosa internacional, S.A. a través de la sociedad Gas Natural Fenosa Chile SpA, RUT 76.411.321-7, de la cual era su única accionista y controladora, ingresó a la propiedad de Compañía General de Electricidad S.A., RUT 90.042.000-5, sociedad matriz de EMEL NORTE, quedando como controladora de esta última y de las demás filiales de electricidad, gas y servicios del Grupo CGE. El número de acciones adquiridas ascendió a 402.122.728 acciones, representativas del 96,50% del capital accionario de Compañía General de Electricidad S.A., RUT 90.042.000-5. A partir de esa fecha ELECDA pasa a formar parte del Grupo Gas Natural Fenosa.

-
- > Con fecha 15 de julio de 2016, GAS NATURAL FENOSA INTERNACIONAL, S.A. estableció una agencia en Chile, que denominó GAS NATURAL FENOSA INTERNACIONAL, S.A. AGENCIA EN CHILE, asignándole como capital la totalidad de su participación accionaria en la sociedad Gas Natural Fenosa Chile S.A., antes Gas Natural Fenosa Chile SpA., RUT 76.411.321-7.
 - > Con fecha 9 de agosto de 2016, Gas Natural Fenosa Chile S.A., RUT 76.411.321-7, se fusionó con Compañía General de Electricidad S.A., RUT 90.042.000-5, tomando la razón social de esta última y constituyéndose en su continuadora legal.
 - > De esta manera, Compañía General de Electricidad S.A., RUT 76.411.321-7, es la actual controladora de la matriz de ELECDA, EMEL NORTE, en la que posee una participación ascendente al 98,22% de sus acciones emitidas. A su vez, EMEL NORTE posee en la actualidad una participación accionaria en ELECDA ascendente al 61,1025% de sus acciones emitidas, más una participación indirecta ascendente al 31,5767%, a través de las sociedades Empresa Eléctrica de Arica S.A. (13,1220%), Emelat Inversiones S.A. (10,7116% y Empresa Eléctrica de Iquique S.A. (7,7431%).
-

Hechos Destacados 2016

> **ENERO**
Implementación
MAT (Modelo
Atención
Telefónica)

Inicio de Operaciones de proveedores externos de Contact Center CGS y Konecta, traspasando el 30% del tráfico global.

> **FEBRERO**
Tarificación de
los Sistemas
Troncales

El 3 de febrero de 2016 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto 23T-2015 del Ministerio de Energía (MINENERGÍA), que Fija Instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal, el Área de Influencia Común, el Valor Anual de Transmisión por Tramo y sus Componentes con sus Fórmulas de Indexación para el Cuadrenio 2016-2019.

Fijación del
Valor Nuevo de
Reemplazo

Mediante Resolución Exenta N° 12240 del 4 de febrero de 2016, SEC fijó el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de distribución de las empresas concesionarias de distribución eléctrica correspondiente al año 2015, tras incorporar los dictámenes del Panel de Expertos emitidos el 30 de diciembre de 2015.

> **MARZO**
IVR

Habilitación en el IVR, de la creación automática de Reclamos de Emergencia las 24 horas.
 Queda disponible en el IVR información Comercial relacionada con fecha de vencimiento, fecha de corte, saldo que genera corte y deuda total durante las 24 horas.

> **ABRIL**
MAT (Modelo
Atención
Telefónica)

Traspaso del 100% de los tráficos a los proveedores externos de Contact Center.

Twitter Reformulación modelo de atención.

> **MAYO**
Cambio de
Nombre

Modificación de la política y procedimiento para que los clientes puedan efectuar de manera expedita el cambio de nombre de su cuenta.

> **JUNIO**
Ley de Equidad
Tarifaria
Residencial y
Reconocimiento
a la Generación
Local

El 22 de junio de 2016 fue publicada en el Diario Oficial la Ley 20.928, que Establece Mecanismos de Equidad en las Tarifas de Servicios Eléctricos, con el fin de, por una parte, disminuir las tarifas de los clientes regulados en aquellas comunas en que existan centrales de generación de energía eléctrica y, por la otra, acotar las diferencias de tarifas eléctricas residenciales entre distintas zonas del país.

Reglamento de
Licitaciones de
Suministro

El 16 de junio fue publicado en el Diario Oficial el Decreto 106-2015 del MINENERGÍA, que Aprueba el Reglamento sobre Licitaciones de Suministro de Energía para Satisfacer el Consumo de los Clientes Regulados de las Empresas Concesionarias del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica y Deroga el Decreto 4, de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Habilitación de equipo centralizado para resolución de solicitudes

Implementación del proyecto de despacho electrónico de documentos tributarios, mediante el cual el cliente que así lo solicite, deja de recibir su boleta o factura en soporte papel migrando a la recepción en una casilla de correo electrónico. El proyecto se implementa mediante una suscripción en modalidad web y en base a las indicaciones efectuadas por SEC en sus Oficios Circulares N° 6.886 y N° 11.646.

> **JULIO**
Habilitación de equipo para apoyo en la resolución de reclamos - Anillo Reparación EPA

En Atención Telefónica, comienza el Anillo de Reparación de la EPA (Encuesta Post Atención), enfocándose en los clientes que evaluaron con nota Triple 1. Proyecto de centros de recaudación, que amplía la red de centros de pago, acercando a la empresa a los clientes.

Ley de Transmisión

El 20 de julio fue publicada en el Diario Oficial la Ley 20.936, Ley de Transmisión, que Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.

> **AGOSTO**
Licitaciones de Suministro

Adjudicación a un conjunto de empresas del 100% de la energía requerida en el proceso LICITACIÓN 2015/01, realizado en forma conjunta por las empresas concesionarias de servicio público de distribución que operan en los sistemas SIC y SING, a un precio medio de 47,594 US\$/MWh.

Speech Analytics

Se adjudica al proveedor Digitex, de la implementación de la herramienta del mismo nombre, que permite transcribir de voz a texto, las atenciones realizadas por los ejecutivos del Contact Center detectando brechas y análisis causa-raíz.

> **SEPTIEMBRE**
Nuevo Marco Normativo para la Distribución de Energía Eléctrica

El 29 de septiembre se dio inicio a un proceso participativo para analizar la nueva regulación del segmento de la distribución, realizándose el seminario denominado "El Futuro de la Distribución de Energía Eléctrica", organizado por MINENERGÍA, la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Asociación Gremial de Empresas Eléctricas (EEAG).

Twitter

Habilitación de la atención comercial en este canal.

Anillo Calidad

En Reclamos, comienza el Anillo de Calidad para los clientes que han reiterado sus reclamos. Proceso de revisión de cartas de respuesta con feedback in situ a los analistas del área.

Proyecto Telemedida - CDEC

En conformidad con lo dispuesto por MINENERGÍA en la NTSyCS de enero 2016, comienza la instalación de medidores conectados a un sistema de telemedida, que tendrán por objeto disponer de equipamiento y comunicaciones para los sistemas de medidas que registran en línea las transferencias de energía entre los sistemas eléctricos.

> **OCTUBRE**
Convenio de Pago

Implementación de la solicitud de convenio de pago a través del Contact Center para clientes con deuda de energía, menor o igual a \$250 mil.

Módulos Fono Atención y Buzones en Oficinas Comerciales

Implementación del nuevo layout en las principales oficinas comerciales, poniendo a disposición de los clientes mayores prestaciones.

> **NOVIEMBRE**
Normalización de instalaciones en campamentos

La empresa suscribió un convenio con autoridades de la región de Antofagasta, para beneficiar a las familias que habitan en sectores vulnerables, con el objetivo de normalizar las instalaciones que permiten la entrega del suministro eléctrico.

Plan de Trabajo Anual para la Elaboración y Desarrollo de la Normativa Técnica

Mediante Resolución Exenta N° 754-2016, publicada en el Diario Oficial del 10 de noviembre de 2016, CNE aprobó el "Plan de Trabajo Anual para la Elaboración y Desarrollo de la Normativa Técnica Correspondiente al Año 2016", en conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos, introducido por la Ley de Transmisión.

Autoconsulta

Habilitación de nuevas prestaciones en los terminales de autoconsulta ofreciendo a los clientes autoatención tales como: impresión de cupones de pago con mayor información, convenios de pago, emisión de certificados de deuda y dotación.

> **DICIEMBRE**
Proyecto IVR


Modificación de las opciones del IVR con el objeto de mejorar la información que éste entrega y, a su vez, para hacer más eficiente el proceso de atención a través de este canal hacia los clientes.

Boleta de Servicios

Implementación del nuevo diseño de boleta de suministro instruida por SEC, con el propósito de uniformar los criterios utilizados y mejorar las características de transparencia, simpleza y claridad del documento.







Memoria Anual 2016

Marcha de la Empresa

Marcha de la Empresa [Pág. 18](#)

Ámbito de Negocios [Pág. 19](#)

Política y Plan de Inversión [Pág. 20](#)

Factores de Riesgo [Pág. 20](#)

Participación en Asociación Gremial [Pág. 22](#)

Propiedad y Control [Pág. 23](#)

Marcha de la Empresa

La utilidad de ELECDA al 31 de diciembre de 2016 alcanzó a \$2.470 millones registrando una disminución de \$3.429 millones con respecto al ejercicio anterior.

El EBITDA ascendió a \$7.741 millones, con una disminución de \$2.423 millones, cifra 23,8% inferior a la del ejercicio 2015. Adicional a la disminución en el EBITDA, la utilidad se vio disminuida, en comparación con el año anterior, por efectos positivos no recurrentes registrados en el mismo período del año anterior, a consecuencia de las reliquidaciones de los decretos de precio de nudo promedio de años anteriores.

Como ya se indicó, el EBITDA disminuyó en \$2.423 millones, debido a un menor margen de energía por \$661 millones, explicado principalmente por mayores pérdidas de energía y menores recargos, compensado parcialmente por un mayor margen de clientes libres, mayores ingresos por recuperación de energía e ingresos de subtransmisión, por un menor margen de servicios complementarios por \$623 millones por un menor margen en servicios a la minería, debido fundamentalmente a la baja inversión de las mineras durante el año 2016 (escenario económico adverso) y un menor margen en obras, explicado por una menor actividad en proyectos inmobiliarios. Adicionalmente, existió un aumento en los costos



operacionales por \$1.139 millones, explicados por mayores gastos asociados a la mejora en calidad de servicio al cliente, operación en terreno e indemnizaciones a terceros, así como el correspondiente reajuste en las tarifas de los contratos indexados a inflación y una mayor provisión de incobrables, lo que fue parcialmente compensado por los planes de eficiencia que está desarrollando la Compañía.

Además del menor crecimiento de las ventas de energía, hubo un aumento de las pérdidas físicas de energía que pasaron de 7,84% en 2015 a 9,20% en el año 2016.

Durante 2016, ELECDA abasteció a un total de 176.753 clientes, en la Región de Antofagasta, siendo parte del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), con foco en el negocio de distribución de electricidad, con ventas físicas por 908 GWh.

Ámbito de Negocios

ELECDA distribuye, transmite y comercializa energía eléctrica en la Región de Antofagasta, en las comunas de Antofagasta, Taltal, Sierra Gorda, Mejillones, Calama y Tocopilla, entre otras.

Los principales proveedores de ELECDA, están asociados al abastecimiento del suministro eléctrico, la provisión de materiales y equipos eléctricos, a la prestación de servicios informáticos y de comunicaciones y a la prestación de servicios en la construcción, mantenimiento de redes eléctricas y verificación y calibración de equipos de medida.

En efecto, durante 2016 el principal proveedor de ELECDA fue Engie Energía Chile S.A., que otorgó suministros de energía y potencia para el abastecimiento de los clientes regulados, los que representan el 67,40% de las compras totales.

Para abastecer el consumo de los clientes regulados se cuenta con contratos suscritos en el marco de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas a contar del año 2006, en cumplimiento de lo dispuesto en la Ley General de Servicios Eléctricos.

En 2016, la Sociedad no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios.

En el siguiente cuadro se ilustran las cifras más relevantes a diciembre de 2016:

	Total
Líneas de media tensión (km)	832
Líneas de baja tensión (km)	1.457
Capacidad instalada en transformadores de distribución propios (MVA)	229
Capacidad instalada en transformadores particulares (MVA)	299
Energía vendida (GWh)	908
Clientes	176.753



Política y Plan de Inversión

Durante 2016, se materializaron inversiones en la región por \$10.186 millones destinadas principalmente al sistema de distribución con foco en satisfacer el permanente crecimiento del mercado como así también en la mantención de las actuales instalaciones, con el objeto de cumplir con las normas de calidad de servicio necesarias para un buen desempeño de la empresa.

Para el ejercicio 2017, la Sociedad ha aprobado un plan de inversiones de \$8.618 millones destinados fundamentalmente a la construcción de obras de infraestructura y la adquisición de equipamiento requeridos para abastecer el crecimiento de los consumos y clientes, mejorar la calidad y continuidad de suministro, reducir las pérdidas, modernizar y renovar las actuales instalaciones, en cumplimiento de la normativa vigente.

Factores de Riesgo

ELECDA se dedica a la actividad de distribución y transmisión de energía eléctrica en Chile. Su ámbito de operación se circunscribe a la Región de Antofagasta.

El crecimiento de la demanda se relaciona directamente con el mejoramiento del ingreso per cápita, el desarrollo tecnológico y el incremento de la población y viviendas. Asimismo, por tratarse de un bien de primera necesidad, su demanda no es afectada significativamente por los ciclos económicos.

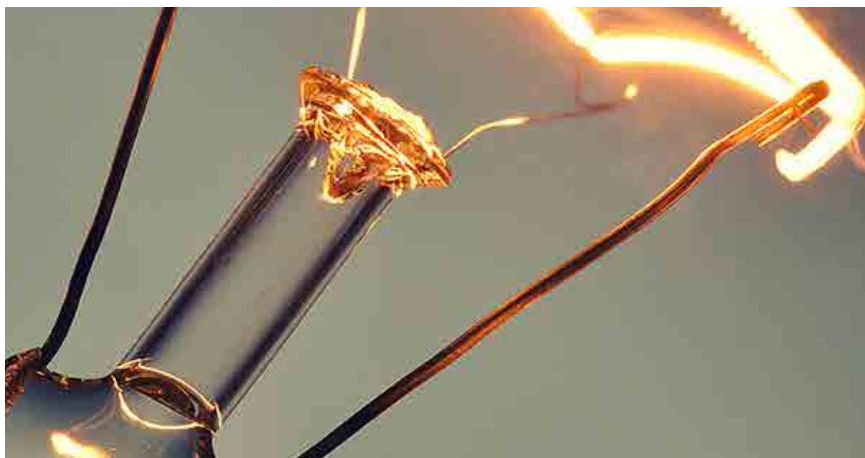
Como nación en desarrollo, el consumo per cápita aún es bajo en comparación a países desarrollados, por lo tanto, las perspectivas de crecimiento del consumo de energía eléctrica son altas, lo que se traduce en que el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es reducido.

El segmento de distribución de energía eléctrica en Chile se encuentra regulado por el Estado, debido a que presenta las características propias de monopolio natural.

Consecuentemente, establece un régimen de concesiones para la operación y explotación de redes de distribución de servicio público, donde se delimita territorialmente la zona de operación de las empresas distribuidoras. Asimismo, se regulan las condiciones de explotación de este negocio, los precios que se pueden cobrar a clientes regulados y la calidad de servicio que debe prestar.

En este sentido, la presencia de un marco regulatorio estable ha sido un importante factor de desarrollo para la industria. Para abastecer el consumo de los clientes regulados y libres, se cuenta con contratos de largo plazo con las principales empresas generadoras del país, asegurando de esta manera la diversificación del riesgo y el suministro de los clientes sometidos a regulación de precios.

Dicho lo anterior, se puede concluir que el negocio de distribución de electricidad en Chile posee un bajo nivel de riesgo desde el punto de vista tarifario ya que los precios son determinados por la legislación vigente, mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable para los activos invertidos en este sector. Además, no presenta competencia debido a sus características de monopolio natural antes descritas.



En el segmento de la subtransmisión, la demanda física corresponde principalmente a la energía retirada del sistema de subtransmisión, equivalente a la demanda requerida por ELECDA, otras distribuidoras y clientes libres, y a las inyecciones al sistema de subtransmisión por empresas de generación. En este sentido, el comportamiento de la demanda se encuentra muy correlacionado con el crecimiento del consumo per cápita, el desarrollo urbano y el crecimiento económico en las zonas atendidas, por lo tanto, el riesgo asociado a la volatilidad y evolución de la demanda es bastante reducido.

Debido a que la subtransmisión eléctrica presenta las características de un monopolio natural, su operación está regulada por el Estado. Los precios son determinados por la legislación vigente mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable para los activos invertidos en este sector, otorgando certidumbre regulatoria a este segmento.

Riesgos Financieros

El negocio en el que participa ELECDA corresponde a inversiones con un perfil de retornos de largo plazo, en mercados regulados y con una estructura de ingresos y costos fundamentalmente en pesos y/o Unidades de Fomento. En este sentido, los pasivos financieros de ELECDA se han denominado en su totalidad en pesos chilenos y a largo plazo.

Riesgo de Tipo de Cambio y Tasa de Interés

En este ámbito, se ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus pasivos financieros, con el objetivo de minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio. Como se indicó anteriormente, la actividad de ELECDA es fundamentalmente en pesos, en consecuencia, la denominación de la deuda financiera está 100% en pesos chilenos, de este modo no hay riesgo de variación de Unidad de Fomento ni de tipo de cambio.

Por otra parte, ELECDA está expuesta al riesgo asociado a las fluctuaciones de las tasas de interés en el mercado ya que el 100% de la deuda se encuentra estructurada a tasa variable.

Riesgo de Liquidez y Estructura de Pasivos Financieros

La deuda financiera de ELECDA se encuentra en su totalidad a largo plazo mediante créditos bancarios. Continuamente se efectúan proyecciones de flujos de caja, análisis de la situación financiera, entorno económico y análisis del mercado de deuda con el objeto de, en caso de requerirlo, contratar nuevos financiamientos o reestructurar los créditos existentes a plazos que sean coherentes con la capacidad de generación de flujos de la empresa. Además, se cuenta con líneas bancarias de corto plazo

aprobadas, que permiten reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez de la Sociedad, junto con el respaldo de pertenecer a CGE.

Riesgo de Crédito Deudores Comerciales

En la actividad de distribución de electricidad, el riesgo de crédito es históricamente muy bajo. El reducido plazo de cobro a los clientes y la relevancia que tiene el suministro de electricidad en el diario vivir, hace que éstos no acumulen montos significativos de deudas antes que pueda producirse la suspensión del suministro, conforme a las herramientas de cobranza definidas en la ley.

Adicionalmente, la regulación vigente prevé la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico, reduciendo la probabilidad de incobrabilidad. Otro factor que permite reducir el riesgo de crédito es la elevada atomización de la cartera de clientes, cuyos montos adeudados individualmente no son significativos en relación al total de ingresos operacionales.

En el segmento de subtransmisión, el valor de los pagos mensuales es determinado por una entidad independiente que es el CDEC-SIC, teniendo estos montos título ejecutivo para el prestador del servicio, limitando de esta forma la probabilidad de incobrabilidad de los créditos.

Participación en Asociación Gremial

Durante 2016, ELECDA continuó participando activamente en las actividades desarrolladas por Empresas Eléctricas AG (EEAG), asociación que reúne a las principales empresas de distribución y transmisión del país, en los siguientes temas:

- Discusión y análisis del Proyecto de Ley que modificó el marco normativo en transmisión y que creó un Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (Ley 20.936).
- Mesas de trabajo para la elaboración de los reglamentos de la Ley de Transmisión.
- Discusión y análisis de la Norma Técnica de Calidad en Distribución.
- Mesas de trabajo con la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) para la discusión de criterios de causales y probatorios, relativos a la aplicación del concepto de Fuerza Mayor.
- Coordinación de procesos de licitación conjuntos efectuados por las empresas distribuidoras y participación en *road show* internacionales.
- Presentación de observaciones a los mecanismos que establece la Ley de Equidad Tarifaria.
- Grupos de trabajo convocados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Pontificia Universidad Católica de Chile para la elaboración de un nuevo marco regulatorio para la distribución de energía eléctrica.
- Presentación de observaciones al Anteproyecto de Reglamento y 18 pliegos técnicos que modifican la NCH Elec. 4/2003, los que fueron puestos en consulta pública por SEC mediante el Oficio Circular N° 17.673, el día 30 de diciembre de 2015.
- Presentación de observaciones al borrador de modificaciones al reglamento que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales (Netbilling).
- En abril se realizó el lanzamiento de la campaña "Viva la Numeración", que tiene por objetivo promover la recordación del Número de Cliente que cada usuario tiene con su empresa proveedora de electricidad, para facilitar y mejorar los procesos de atención y calidad de servicio, en diversos canales: Contact Center, redes sociales y sitio web.
- En agosto se llevó a cabo la cuarta versión del taller de prevención de riesgos, cuyo objetivo es fomentar la promoción y difusión de la prevención de riesgos, como principal herramienta para velar por la seguridad de los trabajadores.
- En octubre se realizó el Taller Técnico, cuyo objetivo fue promover el intercambio de experiencias entre los integrantes del Comité Técnico de EEAG.
- En noviembre, se realizó el Taller de Medidores en el que se revisaron aspectos relativos a los proyectos de Smart Metering y problemáticas actuales del parque de medidores.
- Trabajo conjunto con SEC en el perfeccionamiento de la Encuesta de Calidad de Servicio Eléctrico que se efectúa presencialmente una vez al año, como también en el desarrollo de un esquema para monitorear el pulso mensual de la percepción de calidad de servicio por parte de los clientes.
- Constitución de una mesa de trabajo con SEC y las empresas Cooperativas para establecer un acuerdo de los canales y funcionalidades que mejoren la atención a clientes en períodos de contingencia.
- Trabajo conjunto con SEC, el Servicio Nacional del Consumidor (SERNAC) y el Laboratorio de Gobierno (LABGOB) en la simplificación de la boleta de suministro eléctrico, de modo de incorporar información útil y relevante, que facilite al cliente su entendimiento.

Propiedad y Control

El capital de ELECDA al 31 de diciembre de 2016 se compone en 180.804.998 acciones, distribuidas en 1.018 accionistas, siendo las 12 mayores participaciones las que se detallan a continuación:

N°	Nombre de los 12 Mayores Accionistas	RUT	N° Acciones	Participación
1	Emel Norte S.A.	76.144.275-9	110.476.352	61,1025%
2	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	96.542.120-3	23.725.188	13,1220%
3	Emelat Inversiones S.A.	76.122.825-0	19.367.019	10,7116%
4	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	96.541.870-9	14.000.000	7,7431%
5	Inversiones Oro Limitada	96.611.120-8	2.000.000	1,1062%
6	Inversiones Tacora Ltda.	78.241.260-4	612.241	0,3386%
7	José Humberto Mena Díaz	3.633.277-8	610.347	0,3376%
8	Banchile Corredores de Bolsa S.A.	96.571.220-8	578.202	0,3198%
9	Inversiones Unión Española S.A.	96.513.200-7	474.786	0,2626%
10	Inversiones Unespa S.A.	99.010.000-4	368.897	0,2040%
11	Inversiones Guallatiri Ltda.	77.153.180-6	364.328	0,2015%
12	Minera El Carmen S.A.	96.535.340-2	316.180	0,1749%

En conformidad a lo establecido en el artículo 97 y siguientes de la Ley 18.045, Compañía General de Electricidad S.A., RUT 76.411.321-7, es el controlador de Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. con una participación accionaria indirecta de 88,79%, a través de las sociedades Emel Norte S.A. Empresa Eléctrica de Arica S.A., Emelat Inversiones S.A. y Empresa Eléctrica de Iquique S.A.

Accionistas que poseen el 10% o más del capital de CGE

	RUT	Participación
Gas Natural Fenosa Internacional, S.A. Agencia en Chile	59.220.550-5	97,2266%

Al cierre de diciembre de 2016 no hay pactos de control conjunto entre miembros del controlador.







Memoria Anual
2016

Información
para el Accionista

Política de Dividendos

Para el ejercicio 2017, el Directorio tiene la intención de distribuir a lo menos un dividendo provisorio pagadero en el mes de noviembre de 2017, el que junto con el dividendo definitivo, que apruebe la Junta Ordinaria de Accionistas a celebrarse en 2018, no podrá ser inferior al 30% de la utilidad distribuíble del ejercicio.

El cumplimiento del programa antes señalado, quedará condicionado a las utilidades que realmente se obtengan, así como también a los resultados que señalen las proyecciones que periódicamente efectúa la empresa, o a la existencia de determinadas condiciones, según corresponda, cuya concurrencia será determinada por el Directorio.

Transacciones de Acciones

En conformidad con lo dispuesto en la Norma de Carácter General N°30 de la SVS, se informa que durante el período 2016, no se efectuaron transacciones de acciones por parte de: Presidente, Directores, Gerente General, Gerentes ni Ejecutivos Principales.

Propiedad Ejecutivos Principales y Directores

En referencia al porcentaje en la propiedad del emisor que poseía cada uno de los ejecutivos principales y directores de la Sociedad al 31 de diciembre de 2016, ninguno posee propiedad en el período que se informa.

Estadísticas trimestrales de transacciones bursátiles

La estadística trimestral de transacciones bursátiles para los últimos tres años, considerando las transacciones efectuadas en la Bolsa de Comercio de Santiago, Bolsa Electrónica y Bolsa de Valparaíso, es la siguiente:

Trimestre	N° Acciones Transadas	Monto Total Transado (M\$)	Precio Promedio (\$)	Presencia Bursátil* (%)
Primer Trimestre 2014	273.938	110.255	402,48	1,11
Segundo Trimestre 2014	125.823	51.587	410,00	1,11
Tercer Trimestre 2014	65.000	26.650	410,00	1,11
Cuarto Trimestre 2014	12.809	5.252	410,00	-
Primer Trimestre 2015	99.094	40.629	410,00	-
Segundo Trimestre 2015	27.512	11.280	410,00	-
Tercer Trimestre 2015	110.000	45.100	410,00	0,56
Cuarto Trimestre 2015	11.072	4.540	410,00	0,56
Primer Trimestre 2016	-	-	-	-
Segundo Trimestre 2016	1.100	451	410,00	-
Tercer Trimestre 2016	-	-	-	-
Cuarto Trimestre 2016	-	-	-	-

* Presencia Bursátil calculada de acuerdo a la Norma de Carácter General N°327 de la Superintendencia de Valores y Seguros. Considera las transacciones realizadas en la Bolsa de Comercio de Santiago, Bolsa Electrónica y Bolsa de Valparaíso.



Utilidad Distribuible

Al depurar la utilidad del ejercicio en conformidad a lo dispuesto por la Superintendencia de Valores y Seguros se determina la utilidad distribuible, de la siguiente forma:

	M\$
Ganancia (pérdida)	2.470.275
Pérdidas acumuladas	-
Utilidad Líquida Distribuible	2.470.275

Dividendos

Durante el ejercicio 2016, la Compañía pagó y/o acordó efectuar el pago de los siguientes dividendos, expresados en moneda de cada mes:

Nº	Fecha Acuerdo	Fecha Pago	Monto por Acción (\$)	Monto Total (M\$)	Cargo
105	15-04-16	28-04-16	9,0	1.627.246	Definitivo 2015
106	24-10-16	22-11-16	5,0	904.025	Provisorio 2016

El Directorio ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas a celebrarse en abril de 2017, el reparto de un dividendo definitivo de \$3,0 por acción, con cargo a la utilidad líquida distribuible del ejercicio 2016.

De ser aprobado por la Junta Ordinaria de Accionistas el dividendo definitivo propuesto, los dividendos repartidos con cargo al ejercicio 2016 representarían el 58,6% de la utilidad líquida distribuible. Los montos correspondientes al dividendo provisorio y al dividendo definitivo se detallan más adelante en el cuadro de Distribución de Utilidades.



Dividendos Pagados

El siguiente cuadro muestra los dividendos repartidos por acción en cada año calendario.

Año	Dividendos Pagados por Acción Valor Histórico (\$)
2014	23,9
2015	14,7
2016	14,0

Utilidad Repartida con cargo al ejercicio de cada año

A continuación, se muestra la utilidad repartida con cargo al ejercicio respectivo, considerando que para el caso del año 2016, supone la aprobación por parte de la Junta Ordinaria de Accionistas del dividendo definitivo a proponer.

Año	Utilidad Repartida con Cargo al Ejercicio de cada año Valor Histórico (M\$)	Porcentaje de la Utilidad del Ejercicio
2014	4.321.239	69,7%
2015	3.616.100	61,3%
2016	1.446.440	58,6%

Distribución de Utilidades

El directorio propone distribuir la “Ganancia atribuible a los propietarios de la Controladora”, ascendente a \$ 2.470 millones, en la siguiente forma:

	M\$
A cubrir dividendo provisorio N° 106 del 22 de noviembre de 2016	904.025
A pagar dividendo definitivo N° 107	542.415
Al pago de dividendos eventuales en ejercicios futuros, Art. 80 Ley 18.046	1.023.835
Ganancia (Pérdida) atribuible a los Propietarios de la Controladora	2.470.275

Capital y Reservas


Al 31 de diciembre de 2016 la cantidad de acciones suscritas y pagadas de Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. asciende a 180.804.998 y el “Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora” alcanza a \$57.202 millones, lo que corresponde a un valor libro de \$316,38 por acción a igual fecha. El precio de cierre de la acción de ELECDA en la Bolsa de Comercio de Santiago al 31 de diciembre de 2016 fue de \$410, es decir 1,30 veces el valor libro. Asimismo, la capitalización bursátil de ELECDA ascendió a \$74.130 millones, equivalente a US\$110 millones.

Aceptada por la Junta Ordinaria de Accionistas, la distribución de la “Ganancia Atribuible a los Propietarios de la Controladora” que se propone, el capital y fondo de reserva de la compañía al 31 de diciembre de 2016, quedarían constituidos como sigue:

	M\$
Capital emitido	16.771.834
Ganancias (pérdidas) acumuladas	23.690.952
Primas de emisión	138.628
Otras reservas	16.058.378
Patrimonio atribuible a los Propietarios de la Controladora	56.659.792







Memoria Anual 2016

Información General

Remuneración del Directorio y Ejecutivos

Principales [Pág. 32](#)

Información sobre Empresas Subsidiarias
y Coligadas [Pág. 32](#)

Relaciones Comerciales habidas con las
Subsidiarias o Asociadas [Pág. 33](#)

Hechos Relevantes o Esenciales [Pág. 35](#)

Remuneración del Directorio y Ejecutivos Principales

Remuneración y Gastos del Directorio

De acuerdo a los estatutos sociales, los Directores no percibieron remuneración por el ejercicio de su cargo en los años 2016 y 2015.

Gastos en Asesorías del Directorio

Durante el ejercicio 2016, el Directorio de la Sociedad no contrató servicios con la firma auditora a cargo de la auditoría de los estados financieros, ni con ninguna otra entidad.

Remuneración Ejecutivos Principales

Al 31 de diciembre de 2016, la Compañía no pagó remuneraciones a sus Ejecutivos Principales.

Información sobre Empresas Subsidiarias y Coligadas

Nombre	Naturales Jurídica	Capital Suscrito y Pagado (M\$)	Objetivo Social Resumido	Directores Titulares	Gerente General	Participación al 31/12/2015	Participación al 31/12/2014	Inversión Directa
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A. (TRANSEMEL)	Sociedad Anónima Cerrada	6.921.846	Transporte y Transformación de energía eléctrica	Presidente: Gonzalo Soto Serdio (*) Vicepresidente: Matías Hepp Valenzuela (*) Director: Francisco Sanchez Hormazábal (*)	Eduardo Apablaza Dau (**)	Directa: 11,0%	Directa: 11,0%	M\$ 3.106.362, que representa 2,53% del activo de la Coligante

(*) Director de la coligante

(**) Gerente General de la coligante

Relaciones Comerciales habidas con las Subsidiarias o Asociadas

A continuación se describen las operaciones comerciales habidas con las subsidiarias o asociadas durante el ejercicio 2016:

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	2016		2015	
						Operación M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$	Operación M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Matriz	Servicio contrato gerencial	CL \$	-	-	1.014.890	(1.014.890)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de contabilidad, RRRH y cuentas por pagar	CL \$	298.480	(298.480)	266.920	(266.920)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios Técnicos de Electrificación	CL \$	102.651	(50.144)	59.695	(59.695)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de materiales	CL \$	-	-	34.589	(19.633)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos	CL \$	41.769	(41.769)	145.762	(145.762)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de materiales	CL \$	2.338.661	(206.588)	1.755.768	(288.347)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz Común	Arriendo de equipos	CL \$	94.919	(94.919)	182.117	(182.117)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía	CL \$	142	142	713	713
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	CL \$	261.733.369	-	-	-
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Intereses cobrados	CL \$	120.866	120.866	-	-
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	CL \$	265.785.597	-	-	-
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Intereses pagados	CL \$	10.491	(10.491)	-	-
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Servicio legal y tesorería	CL \$	683.336	(683.336)	-	-
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Construcción de redes eléctricas	CL \$	141.561	-	-	-
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Compras de equipos eléctricos	CL \$	178.276	-	-	-
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	CL \$	-	-	138.355.973	-
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	CL \$	-	-	157.305.328	-
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Intereses pagados	CL \$	-	-	926.798	(926.798)
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Servicio legal y tesorería	CL \$	-	-	356.907	(356.907)
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de energía y potencia	CL \$	-	-	57	(57)
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía y Subtransmisión	CL \$	253.673	253.673	488.353	488.353
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de recaudación	CL \$	-	-	5.709.141	-

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	2016		2015	
						Operación M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$	Operación M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios informáticos	CL \$	1.504.886	(1.504.886)	1.130.095	(1.130.095)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz Común	Arriendo de equipos	CL \$	92.520	(92.520)	80.028	(80.028)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz Común	Servicio de impresión	CL \$	4.631	(4.631)	-	-
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz Común	Servicio de comunicación	CL \$	29.634	(29.634)	-	-
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía	CL \$	-	-	19.751	19.751
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos	CL \$	-	-	5.801	(5.801)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de materiales	CL \$	72.809	-	193.609	(8.185)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de calibración	CL \$	433.849	(433.849)	550.099	(550.099)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía	CL \$	1.037	1.037	5.615	5.615
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz Común	Arriendo de propiedades	CL \$	8.237	8.237	-	-
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Peaje por líneas de Subtransmisión	CL \$	793	793	102	(102)
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía	CL \$	7.455	7.455	-	-
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Coligada	Servicios de operación y mantenimiento	CL \$	249.717	249.717	305.942	305.942
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Coligada	Venta de energía	CL \$	5.278	5.278	2.658	2.658
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de cálculos tarifarios	CL \$	444.203	(444.203)	45.174	(45.174)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes y arriendos	CL \$	-	-	708	(708)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz Común	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CL \$	103.983	(103.983)	-	-
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz Común	Construcción de redes eléctricas	CL \$	65.297	(13.567)	-	-
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía	CL \$	685.702	685.702	258.286	258.286
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos	CL \$	413.357	(413.357)	306.542	(306.542)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de call center	CL \$	55.193	(55.193)	255.113	(255.113)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz Común	Arriendos de oficinas	CL \$	-	-	7.102	7.102
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de administración	CL \$	-	-	4.023	4.023
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de recaudación	CL \$	2.114	996	126.285	-
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía	CL \$	361	361	-	-

Las relaciones comerciales antes descritas corresponden a aquellas operaciones habituales con partes relacionadas de aquellas señaladas en el inciso final del artículo 147 de la Ley 18.046 e incluyen las operaciones ordinarias en consideración al giro social que la Sociedad habitualmente realiza con partes relacionadas, conforme se indica en el hecho esencial publicado el 29 de enero de 2010. Los Estados Financieros de las mismas, se encuentran a disposición del público en las oficinas de la entidad informante y de la Superintendencia de Valores y Seguros, así como en el CD adjunto.

Hechos Relevantes o Esenciales

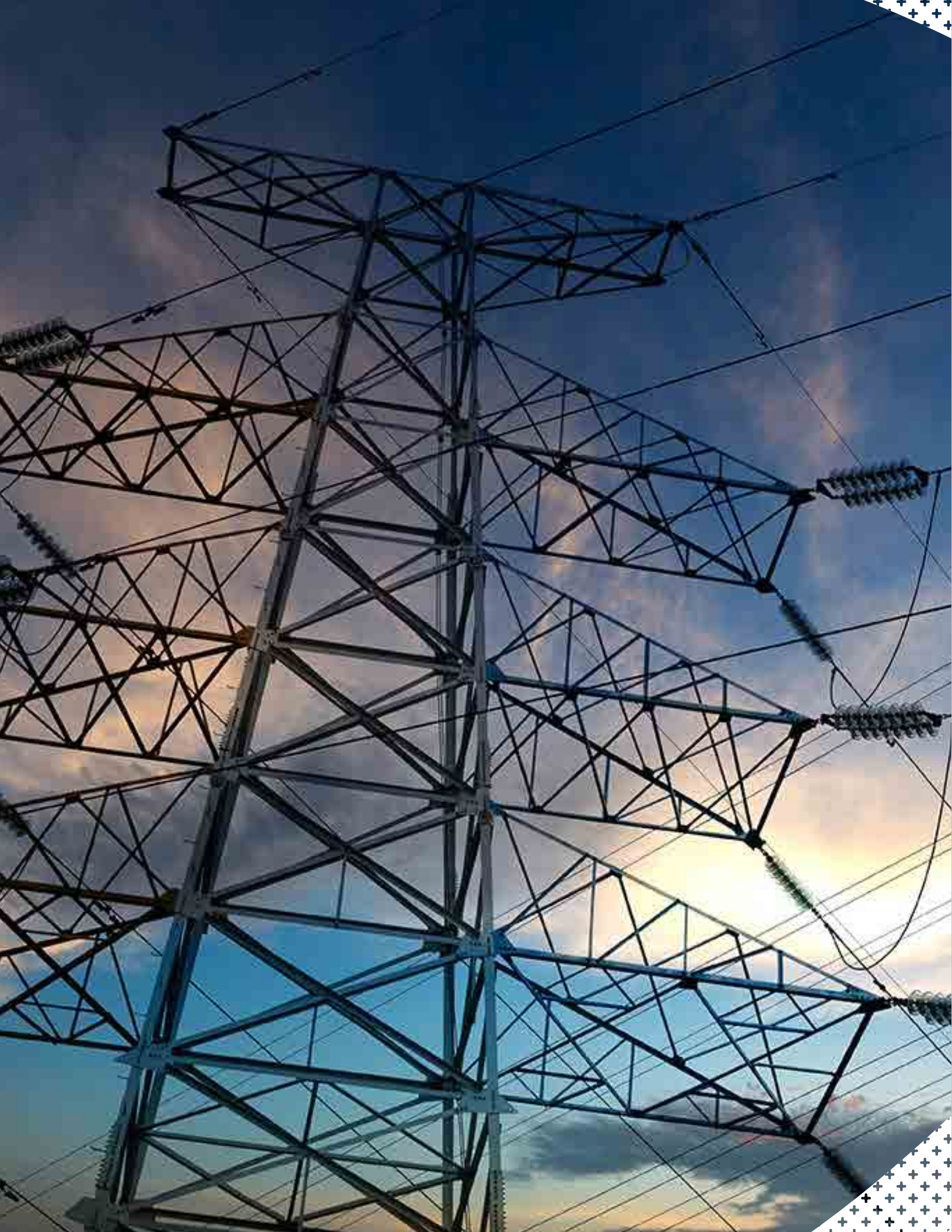
El hecho relevante y esencial comunicado a la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS) y a las Bolsas aparece detallado y puede ser leído en la página web de la Sociedad y de la SVS. A continuación se entrega una información resumida del mismo, complementando lo indicado en otras secciones de la presente Memoria:

- Con fecha 17 de marzo de 2016, ELECDA informó que el Directorio, en sesión realizada el día 16 de marzo de 2016, acordó proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas a realizarse el día 15 de abril de 2016, el reparto del dividendo definitivo N°105 de \$9,0 por acción, que se propuso pagar el día 28 de abril de 2016, con cargo a las utilidades del ejercicio 2015.

Síntesis de Comentarios y Proposiciones de Accionistas

La Sociedad informa que al 31 de diciembre de 2016, los accionistas no formularon comentarios ni proposiciones relativos a la marcha de los negocios sociales, de acuerdo y para los efectos de los prescrito en el inciso 3° del Artículo 74° de la Ley 18.046.







Memoria Anual 2016

Gestión 2016

Gestión Regulatoria [Pág. 38](#)

Gestión Comercial [Pág. 49](#)

Gestión de Operaciones [Pág. 53](#)

Gestión Administrativa y Financiera [Pág. 58](#)

Gestión Regulatoria

El marco regulatorio que norma la actividad principal de ELECDA se encuentra definido en el DFL N°4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción —Ley General de Servicios Eléctricos—, el Decreto Supremo N° 327-1997 del Ministerio de Minería —Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos—, los decretos tarifarios y demás normas técnicas y reglamentarias emanadas del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (MINECON), del Ministerio de Energía (MINENERGIA), de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y de la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC).

Aumento y Retiro de Instalaciones

El 29 de enero de 2016, ELECDA presentó a SEC la información del proceso de Aumentos y Retiros de sus instalaciones de distribución correspondientes al año 2015.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 13.363 del 29 de abril de 2016, la SEC rechazó una parte de las instalaciones presentadas por las empresas concesionarias de servicio público de distribución de energía eléctrica, por considerarlas innecesarias o excesivas, y otra parte, por no haberse ajustado al plan de cuentas establecido por ella o por otras causales no tipificadas en la ley.

Si bien existen fundadas razones para estimar que el rechazo efectuado por SEC no tiene efectos materiales, dado que la tasa de rentabilidad económica de la industria se encuentra por debajo del límite superior establecido en la ley, el 12 de mayo ELECDA presentó un recurso de reposición en contra de la referida resolución debido a que se rechazaron instalaciones como consecuencia de la modificación de sus identificadores y a la existencia de rechazos de instalaciones, por motivos no fundados.

Al respecto, mediante Oficio 16308-2016 del 25 de noviembre de 2016, SEC resolvió el referido recurso de reposición, acogiéndolo parcialmente.



Costos de Explotación

Mediante Resolución Exenta N° 15.514 del 5 de octubre de 2016, SEC fijó los Costos de Explotación de las distribuidoras correspondientes al año 2015, los cuales deben ser empleados para la determinación de la Tasa de Rentabilidad Económica de la Industria, en el marco del proceso de fijación del Valor Agregado de Distribución.

La reducción efectuada para las distribuidoras del Negocio Eléctrico alcanzó a 2,2%, valor inferior al del promedio de la industria que fue de 2,8%.

Debido a que existen fundadas razones para estimar que las cifras fijadas no tendrían efecto material en el proceso de chequeo de rentabilidad de la industria, ELECDA no presentó discrepancias ante el Panel de Expertos.

Fijación del Valor Agregado de Distribución

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que cada cuatro años se debe efectuar el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución (VAD), basado en el dimensionamiento de empresas de distribución modelo, las cuales deben ser eficientes y satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio determinada en la normativa vigente.

En 2016 correspondía efectuar la fijación de las fórmulas tarifarias del cuatrienio noviembre 2016 - noviembre 2020. Así, durante 2016

se realizaron los estudios relativos al proceso de determinación de las nuevas fórmulas.

De este modo, en conformidad con lo establecido en los artículos 183° y 188° de la Ley General de Servicios Eléctricos, mediante Resolución Exenta N° 699 del 29 de diciembre de 2015, CNE puso en conocimiento de las empresas concesionarias de servicio público de distribución, las bases para la realización de los estudios para establecer las nuevas fórmulas tarifarias aplicables durante el cuatrienio noviembre 2016 - noviembre 2020. Asimismo, en dicha resolución la CNE informó la definición, número de áreas típicas de distribución y empresas de referencia para dicho procedimiento tarifario.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 79, de fecha 10 de febrero de 2016, y después de considerar las observaciones realizadas por las empresas concesionarias de servicio público de distribución, la CNE aprobó la definición de Áreas Típicas y los documentos técnicos con bases del "Estudio para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución; Cuatrienio noviembre 2016-noviembre 2020". En la definición de las áreas típicas de distribución se clasificaron en el área típica 2 a las empresas ELECDA, EMELAT y CGE DISTRIBUCIÓN, designándose esta última como empresa de referencia; en el área típica 3 a las empresas ELIQSA, CONAFE y EDELMAG, designándose a la empresa SAESA como empresa de referencia; y en el área típica 4 a la empresa EMELARI,



siendo también designada como empresa de referencia en dicha área típica.

CGE DISTRIBUCIÓN y EMELARI decidieron adjudicar los estudios correspondientes a las áreas típicas 2 y 4, respectivamente, al consorcio formado por las empresas BA ENERGY SOLUTIONS CHILE S.A. y ANA LUISA VIVANCO Y ASOCIADOS LTDA. Por su parte, la CNE adjudicó el estudio de costos del Valor Agregado de Distribución a la empresa consultora INECON, Ingenieros y Economistas Consultores S.A.

El 5 de septiembre de 2016, las empresas distribuidoras hicieron entrega de los estudios contratados por ellas.

Luego, en conformidad con lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, mediante Carta N° 636 del 20 de octubre de 2016, la CNE comunicó los resultados de los estudios contratados por ella, así como los Valores Agregados de Distribución que resultan de ponderarlos con los resultados de los estudios contratados por las distribuidoras, en la proporción 2/3 - 1/3, respectivamente, según lo dispuesto en el artículo 183° del mismo cuerpo legal.

Al cierre del ejercicio, el decreto de fijación correspondiente no ha sido publicado, sin perjuicio de lo cual la aplicación de las tarifas de distribución que resulten de este proceso regirá en forma retroactiva desde el 4 de noviembre de 2016.

Fijación de Precios de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución

En virtud de lo dispuesto en el artículo 184° de la Ley General de Servicios Eléctricos, en el artículo 5° del Decreto N° 341-2007 de MINECON, que Aprueba el Reglamento para la Fijación de Precios de los Servicios No Consistentes en Suministro de Energía, y en las bases que regulan el estudio de costos para establecer las nuevas fórmulas tarifarias de distribución, mediante Resoluciones Exentas N° 699 del 29 de diciembre de 2015 y N° 79 del 10 de febrero de 2016, la CNE comunicó a las empresas distribuidoras las bases para el cálculo de las componentes de costos de dichos servicios.

Con fecha 20 de enero de 2017, la CNE comunicó el "Estudio de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución", respecto del cual, dentro del plazo establecido, las empresas distribuidoras efectuaron observaciones.

En un plazo de dos meses contados desde la referida comunicación, CNE deberá elaborar y publicar un Informe Técnico, considerando las observaciones que se han realizado. En caso de existir discrepancias en relación con este Informe Técnico, las empresas distribuidoras podrán presentarlas al Panel de Expertos, el que resolverá mediante dictámenes.

Déficit de Energía Contratada de las Empresas EMEL-SIC

En el marco de los déficits de energía contratada registrados en las empresas EMEL-SIC (ELECDA, EMELAT, EMELECTRIC y EMETAL) en diciembre de 2012, mediante diversas resoluciones de fechas 9 y 13 de septiembre de 2016, CNE aprobó con alcance los distintos convenios de traspasos de excedentes suscritos entre las deficitarias ELECDA, EMELAT y CGE DISTRIBUCIÓN -esta última en su calidad de continuadora de EMELECTRIC y EMETAL- y las empresas excedentarias CHILECTRA, LUZOSORNO, FRONTEL, SAESA, CHILQUINTA, LITORAL, ENERGÍA DE CASABLANCA, LUZLINARES, LUZPARRAL, CGE DISTRIBUCIÓN y CONAFE.





Contingencia Reliquidación Decreto 14-2012 instruida mediante Oficio Circular SEC N° 13442-2013

Sobre esta materia, continúa vigente el juicio iniciado por AES GENER en contra de ELECDA, EMELAT, EMELECTRIC y EMETAL.

Reglamento de Licitaciones de Suministro

El 16 de junio fue publicado en el Diario Oficial el Decreto 106-2015 de MINENERGÍA, que Aprueba el Reglamento sobre Licitaciones de Suministro de Energía para satisfacer el Consumo de los Clientes Regulados de las Empresas Concesionarias del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica y Deroga el Decreto 4, de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Licitación de Suministro 2015/01

Mediante Resolución Exenta N° 268/2015 del 19 de mayo de 2015, y sus posteriores modificaciones, CNE aprobó las "Bases de Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Potencia y Energía Eléctrica para Abastecer los Consumos de Clientes Sometidos a Regulación de Precios, Licitación de Suministro 2015/01", siendo CGE DISTRIBUCIÓN designada empresa mandataria por el resto de las Empresas Licitantes. El objeto de la licitación fue adjudicar el suministro de electricidad para los clientes sometidos a regulación de precios de las empresas concesionarias de distribución, que operan en el Sistema Interconectado del Norte Grande y en el Sistema Interconectado Central, por un total de energía de 12.430 GWh/año, por 20 años y con inicio el año 2021.

El 17 de agosto de 2016 se realizó el Acto de Adjudicación, resultando adjudicadas las empresas Acciona Energía Chile Holdings S.A., Aela Generación S.A., Besalco Energía Renovable S.A., Caman Eólica SpA, Cerro Tigre Eólica SpA, Ckani Eólica SpA, Coihue Eólica SpA, Cox Energy Chile SpA, Empresa Nacional de Electricidad S.A., Esperanza Eólica SpA, Ibereólica Cabo Leones II S.A., Ibereólica Cabo Leones III S.A., María Elena Solar S.A., Opde Chile SpA, Parque Eólico Cabo Leones I S.A., Puelche Sur Eólica SpA, Tchamma Eólica SpA, Wpd Duqueco SpA, Wpd Malleco II SpA, Wpd Malleco SpA, Wpd Negrete SpA y Wpd Santa Fe SpA. Con ello, el nivel de cobertura alcanzó al 100% y el precio medio de adjudicación a US\$ 47,6 / MWh.

Licitación de Suministro 2017/01

Mediante Resolución Exenta N° 849-2016 del 12 de diciembre 2016, CNE aprobó las “Bases Preliminares de Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Potencia y Energía para Abastecer los Consumos de Clientes Sometidos a Regulación de Precios, Licitación de Suministros 2017/01”. Posteriormente, el 24 de enero 2017, mediante Resolución Exenta N° 42-2017, CNE aprobó las bases de licitación definitivas.

Este proceso contempla un total de 4.200 GWh/año, por 20 años desde 2023.

Las principales etapas contempladas en el proceso son las que se señalan a continuación:

- Llamado a licitación: 30 de enero de 2017
- Presentación de ofertas: 11 de octubre de 2017
- Acto público de adjudicación: 3 de noviembre de 2017

Ley de Equidad Tarifaria Residencial y Compensación a la Generación Local

El 22 de junio de 2016 fue publicada en el Diario Oficial la Ley 20.928 que Establece Mecanismos de Equidad en las Tarifas de Servicios Eléctricos, cuyo objetivos son, por una parte, disminuir las tarifas de los clientes regulados en aquellas

comunales en que existan centrales de generación de energía eléctrica y, por la otra, acotar las diferencias de tarifas eléctricas residenciales entre distintas zonas del país.

Así, la Ley establece las siguientes medidas:

- **Equidad Tarifaria Residencial:** Atenúa las diferencias existentes en las cuentas de los clientes residenciales, de modo que la cuenta tipo promedio de una empresa (BT1 - 200 kWh/mes) no supere en más de 10% la cuenta tipo promedio de la industria. Las reducciones de precio son financiadas por los clientes regulados de las empresas que presentan las menores cuentas tipo (no contribuyen los clientes BT1 que consumen menos de 200 kWh/mes).
- **Reconocimiento de Generación Local:** Establece un descuento en las tarifas de las comunales intensivas en generación eléctrica, el cual es financiado por los clientes de aquellas comunales no intensivas.

Adicionalmente, mediante esta Ley se establece que, con ocasión del proceso de fijación de tarifas de distribución, éstas podrán considerar dentro del Valor Agregado de Distribución algunos de los servicios asociados al suministro que hayan sido objeto previamente de fijación de precios.

Ley de Transmisión

El 20 de julio de 2016 fue publicada en el Diario Oficial la Ley 20.936 que Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.

Entre otras cosas, dicha Ley establece lo siguiente:

- Definiciones de los sistemas de: Transmisión Nacional (actualmente Troncal), Transmisión Zonal (actualmente Subtransmisión), Dedicados (actualmente transmisión adicional), para Polos de Desarrollo y de Interconexión Internacional.
- Un nuevo procedimiento de estudio de franja, para determinados trazados de transmisión eléctrica, que será sometido a evaluación ambiental estratégica y a la aprobación del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad.
- En Transmisión Nacional y Transmisión Zonal, las obras nuevas se adjudicarán mediante procesos de licitación y se pagarán por 20 años. Transcurrido dicho período, su valorización quedará sometida al régimen de las obras existentes.
- En el caso de ampliaciones, el Valor Anual de Inversión se remunerará por 20 años (Valor de Inversión resultante de una licitación y tasa vigente al momento de la adjudicación).

- Las obras existentes se revalorizarán cada cuatro años mediante estudios dirigidos por un Comité. La anualidad de dichos costos se determinará considerando una vida útil determinada cada 12 años y una tasa de descuento variable, con un piso.
- Los pagos serán realizados exclusivamente por la demanda.
- “Libre acceso” a todas las instalaciones.
- Un nuevo esquema de compensaciones para los usuarios afectados, el que estará a cargo de la SEC.
- El nuevo coordinador del sistema será una corporación autónoma de derecho público, sin fines de lucro, con patrimonio propio y de duración indefinida, que no forma parte de la administración del Estado. Su dirección y administración estará a cargo de un Consejo Directivo, compuesto por cinco consejeros elegidos por el Comité Especial de Nominaciones (un representante de MINENERGÍA, uno de la CNE, uno del Consejo de Alta Dirección Pública, uno del Panel de Expertos, un decano de una facultad de ciencias o ingeniería de una Universidad del Consejo de Rectores y uno del TDLC).
- Se extiende la vigencia del Decreto 14-2012 hasta diciembre de 2017, con excepción de aquellas disposiciones, factores y condiciones relativas al pago por uso de sistemas de subtransmisión por parte de las generadoras, quienes quedarán excluidos de dicho pago.
- Durante el período que dure la vigencia extendida del Decreto 14-2012, se dará continuidad y término al proceso de determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional en curso, incorporando las instalaciones al 31 de diciembre de 2015. La vigencia del

correspondiente decreto tendrá una vigencia que se extenderá desde enero de 2018 hasta diciembre de 2019.

Proceso Tarifario de Transmisión Troncal

El 3 de febrero de 2016 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto 23T-2015 de MINENERGÍA, que se Fija Instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal, el Área de Influencia Común, el Valor Anual de Transmisión por Tramo y sus Componentes con sus Fórmulas de Indexación para el Cuadrienio 2016-2019.



Proceso Tarifario de Transmisión Zonal (Subtransmisión)

En conformidad con lo establecido en el artículo duodécimo transitorio de la Ley 20.936, Ley de Transmisión, el 30 de septiembre de 2016 las empresas de transmisión zonal presentaron a CNE la información de instalaciones de subtransmisión y de transmisión adicional destinadas a atender consumos regulados, actualizadas al 31 de diciembre de 2015, considerando el formato y las condiciones señaladas en la Resolución Exenta N° 93-2014 de la Comisión Nacional de Energía (Bases Definitivas de los Estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión realizado en el mismo año).

Posteriormente, mediante la Resolución Exenta N° 83 del 10 de febrero de 2017, CNE aprobó el Informe Técnico Preliminar que determina la valorización de las instalaciones de transmisión zonal y de transmisión dedicada utilizadas por usuarios sometidos a regulación de precios, que servirá de base a la dictación del decreto supremo que fije las nuevas tarifas de los referidos sistemas y sus fórmulas de indexación. Luego, en un plazo de diez días desde dicha resolución, las empresas podrán formular sus observaciones al informe técnico, tras lo cual CNE emitirá el Informe Técnico Definitivo respecto del cual se podrán presentar discrepancias ante el Panel de Expertos.

Finalmente, una vez resueltas las discrepancias del Panel de Expertos, si las hubiere, CNE deberá publicar el Informe Técnico Final, que servirá de base para el decreto mediante el cual el Ministerio de Energía fijará el valor anual por tramo de las instalaciones y las tarifas de transmisión zonal y de transmisión dedicada utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios y sus respectivas fórmulas de indexación, el que tendrá vigencia para el período comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2019, ambas fechas inclusive.

Plan de Trabajo Anual para la Elaboración y Desarrollo de la Normativa Técnica

Mediante Resolución Exenta N° 754-2016, publicada en el Diario Oficial del 10 de noviembre de 2016, la CNE aprobó el "Plan de Trabajo Anual para la Elaboración y Desarrollo de la Normativa Técnica" correspondiente al año 2016, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos, introducido por la Ley de Transmisión.

En dicho Plan de Trabajo se considera la elaboración de las siguientes normas técnicas o modificaciones de normas técnicas vigentes:

- Anexo Técnico de la NTSyCS: "Definición de parámetros técnicos y operativo para el envío de datos al SITR".

- Elaboración del Anexo Técnico de la NTSyCS: "Determinación de consumos específicos de Unidades Generadoras".
- Anexo Técnico de la NTSyCS: "Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto".
- Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.
- Norma Técnica sobre Servicios Complementarios a los que se refiere el Decreto N° 130-2011.
- Norma Técnica de Sistemas Medianos, a la que se refiere el Reglamento de Operación y Administración de los Sistemas Medianos.

Procedimiento para la Dictación de Normas Técnicas

Mediante Resolución Exenta N° 792 del 23 de noviembre de 2016, CNE fijó el procedimiento para la dictación de normas que rijan los aspectos técnicos, de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos del funcionamiento del sector eléctrico, junto con las normas para la elaboración del plan de trabajo anual que le permitan proponer, facilitar y coordinar el desarrollo de estas.

Dicho procedimiento contempla principalmente que:

- Cualquier interesado podrá presentar, hasta el 15 de diciembre de cada año, propuestas de procedimientos normativos del Coordinador para ser consideradas en el plan de trabajo del año siguiente.
- A más tardar el 15 de enero de cada año, CNE formalizará el plan de trabajo con las normas técnicas a desarrollarse o continuar su tramitación durante el año calendario.
- Para cada Procedimiento Normativo se deberá constituir un Comité Consultivo, con el objeto de discutir, analizar, proponer y dar su opinión a CNE.
- CNE someterá a consulta pública el proyecto elaborado.

Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución

Mediante Resolución Exenta N° 773 del 10 de noviembre de 2016, CNE dio inicio formal al proceso de elaboración de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, en conformidad a lo dispuesto en la citada Resolución Exenta N° 754/2016.

Dicha resolución se establece que los contenidos mínimos que deben ser abordados son:

- Exigencias y estándares relativos a la calidad de servicio comercial.
- Exigencias y estándares relativos a la calidad de suministro y calidad de producto.
- Exigencias y estándares para equipos e instalaciones pertenecientes a clientes conectados a un sistema de distribución eléctrica.
- Exigencias y estándares para la instalación, mantenimiento, retiro y traslado de apoyos en postes de empresas de distribución.
- Los procedimientos de evaluación de la calidad de suministro y de calificación de la calidad de servicio.
- Las condiciones de aplicación y plazos de las nuevas exigencias que requieran implementación gradual, según corresponda.

Asimismo, se define un cronograma que considera la publicación de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, en el mes de mayo de 2017.

En este contexto, mediante Resolución N° 826 del 24 de noviembre de 2016, CNE designó los integrantes del Comité Consultivo, estableciendo un plazo de máximo de 15 días hábiles para su constitución.

Plan de Expansión del Sistema Troncal Período 2015-2016

El 23 de mayo de 2016 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto 373-2016 del MINENERGÍA, que fija el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los Doce Meses Siguietes.

Al respecto, en el caso de las obras de ampliación del SIC, se incluye la "Normalización en S/E Duqueco 220 kV", de construcción inmediata, cuyo responsable es CGE.

Asimismo, en el caso del SING, se incluyen las obras de construcción inmediata "Ampliación y cambio de configuración en S/E Parinacota 220 kV" y "Ampliación y cambio de configuración en S/E Cóndores 220 kV", cuyo responsable es TRANSEMEL.

Plan de Expansión de Ejecución Inmediata

Mediante Resolución Exenta N° 668 del 14 de septiembre de 2016, modificada por la Resolución Exenta N° 734 del 26 de octubre de 2016, CNE estableció el procedimiento especial para la implementación del proceso ad-hoc de determinación de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, al cual se refiere el artículo 13° transitorio de la Ley 20.936.

Así, el 2 de noviembre de 2016 las empresas de CGE propietarias de instalaciones de Transmisión Zonal presentaron a CNE una nómina de las obras que se encuentran en construcción y una propuesta de expansión con las obras consideradas necesarias para el abastecimiento de la demanda y cuyo inicio de construcción se encuentra previsto hasta el 31 de diciembre del 2018.

Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos

Mediante consulta ciudadana, MINENERGÍA puso a disposición la modificación del Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, como resultado de las recomendaciones normativas formuladas por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, con el objeto de fomentar la competencia en los mercados de los servicios asociados al suministro de energía eléctrica.

El 24 de agosto, las empresas distribuidoras de CGE presentaron sus observaciones a la referida modificación.

Procedimiento para Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo

Mediante Resolución Exenta N° 641 del 30 de agosto de 2016, publicada en el Diario Oficial el 3 de septiembre de 2016, CNE estableció los plazos, requisitos y condiciones a los que deberá sujetarse el proceso de fijación de precios de nudo de corto plazo regulado en los artículos 155° y siguientes de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Particularmente, se establece que:

- Los precios de nudo de corto plazo de energía y potencia de punta serán fijados semestralmente en los meses de febrero y agosto.
- Los precios de nudo de corto plazo entrarán en vigencia a contar del 1 de abril y 1 de octubre, según corresponda.
- Para los efectos de cada fijación semestral, CNE comunicará un informe técnico definitivo los días 31 de enero y 31 de julio de cada año, según corresponda.
- Dentro de los primeros 15 días del mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico definitivo, CNE deberá dar a conocer un informe técnico preliminar.

- Las empresas y el Coordinador comunicarán a CNE, a más tardar el segundo día hábil del mes de enero o julio, según corresponda, sus observaciones al informe técnico preliminar.
- Los decretos tarifarios que fijen precios de nudo de corto plazo y sus fórmulas de indexación, deberán dictarse a más tardar el 10 de febrero y el 10 de agosto de cada año, según corresponda.
- El informe técnico de CNE al que se refiere el artículo 7° del Reglamento de Licitaciones para la Provisión de Bloques Anuales de Energía Provenientes de Medios de Generación de Energía Renovable No Convencional, deberá ser emitido dentro de los 5 primeros días hábiles del mes de noviembre de 2016.

Procedimiento para Fijación de Precios de Nudo Promedio

Mediante Resolución Exenta N° 778 del 15 de noviembre de 2016, publicada en el Diario Oficial del 18 de noviembre de 2016, CNE estableció los plazos, requisitos y condiciones para la Fijación de Precios de Nudo Promedio.

Al respecto, en términos generales se establece que:

- Los nuevos precios de nudo promedio de cada empresa concesionaria de distribución entrarán en vigencia a contar del 1 de julio y 1 de enero, según la fijación semestral que corresponda.

- Dentro de los 10 primeros días de abril y octubre, CNE enviará a MINENERGÍA y a las empresas eléctricas un informe técnico preliminar. Las empresas eléctricas podrán enviar sus observaciones en un plazo no superior a 5 días hábiles.
- A más tardar los días 1 de mayo y 1 de noviembre de cada año, CNE comunicará a MINENERGÍA y a las empresas eléctricas un informe técnico definitivo.
- Los decretos tarifarios que fijen precios de nudo promedio deberán dictarse a más tardar el 15 de mayo y el 15 de noviembre de cada año y tendrán una vigencia semestral.
- Para efectos de la primera implementación de las modificaciones introducidas por la Ley de Transmisión respecto del proceso de fijación de precios de nudo promedio, los nuevos precios de nudo promedio entrarán en vigencia a contar del 1 de enero de 2017.

Nuevo Marco Normativo para la Distribución de Energía Eléctrica

El 29 de septiembre de 2016 se dio inicio a un proceso participativo para analizar la nueva regulación para el segmento de la distribución, realizándose el seminario denominado “El Futuro de la Distribución de Energía Eléctrica”, organizado por MINENERGÍA, CNE y EMPRESAS ELÉCTRICAS AG.

En dicho seminario participó como expositor Antoni Peris, Director General de Negocios Regulados de Gas Natural Fenosa.

En este marco, se han constituido cuatro grupos de trabajo temáticos que se dedicarán a realizar un diagnóstico compartido de la normativa del sector de distribución, los que se reunirán hasta enero de 2017:

- Grupo 1: El desarrollo de la red de distribución.
- Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación.
- Grupo 3: Los modelos de negocio de la distribución.
- Grupo 4: Los servicios de la red del futuro.

Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional

En conformidad con lo dispuesto en la Ley N°20.936, Ley de Transmisión, el 30 de septiembre el Comité Especial de Nominaciones seleccionó por acuerdo unánime a los 5 Consejeros que integrarán el Consejo Directivo del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, quienes asumieron sus cargos a partir del 11 de octubre de 2016.

En el marco de la elaboración de los reglamentos originados por la referida Ley, el Ministerio de Energía sometió a consulta pública el Reglamento del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional. El 23 de noviembre, a través de EEAG, se presentaron las observaciones a dicho reglamento.

Gestión Comercial

La empresa opera en el sector de distribución y transmisión de electricidad y para sus proveedores y clientes es reconocida con la marca de "ELECDA".

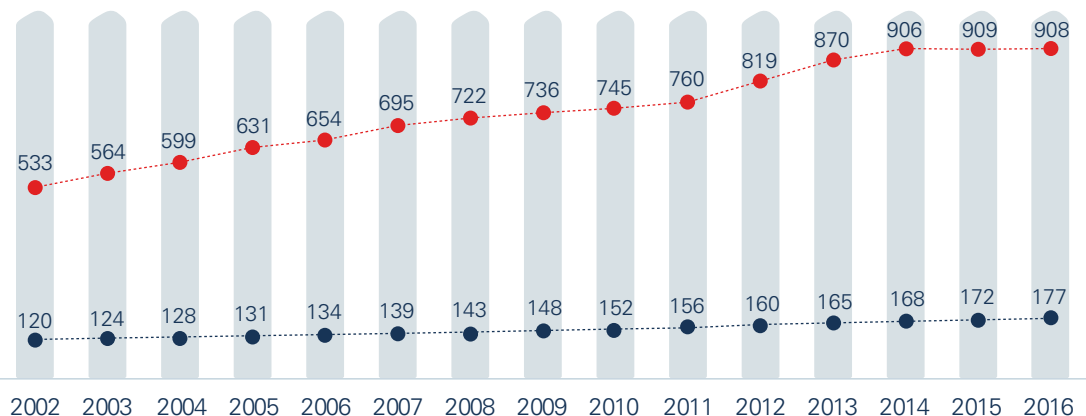
Ventas y Crecimiento

En el año 2016 la energía vendida fue 908 GWh lo que representa una disminución de 0,04% respecto a la registrada el año 2015 en base comparable.

Mercado y Principales Clientes

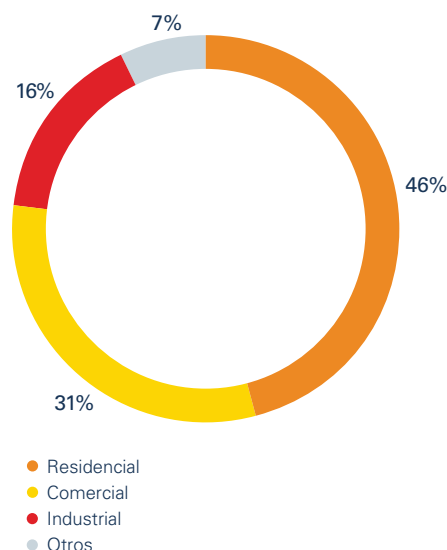
El mercado actualmente atendido por ELECDA presenta un incremento sostenido en el tiempo, respecto al número de clientes, lo que se explica en gran medida por el crecimiento demográfico y económico de su zona de concesión. Como muestra el gráfico que a continuación se observa, mientras en el año 2002 la energía vendida fue de 533 GWh, en diciembre de 2016 ésta alcanzó los 908 GWh.

Cantidad de Clientes y Energía Vendida



● Energía Vendida (GWh) ● Cantidad de clientes al 31 de diciembre (miles)

Energía Física Vendida por Actividad Año 2016 (%)



Por otra parte, la energía comprada en el nivel de media tensión alcanzó los 1.011 GWh, con un incremento de 1,6% respecto del año 2015.

Servicios a Clientes Empresas Inmobiliarias, Comerciales e Industriales

A través de la Unidad Comercial Inmobiliaria y Soluciones Energéticas se gestiona y atiende este importante segmento de clientes para el desarrollo de sus proyectos y servicios asociados. Con relación comercial permanente se definen acuerdos, niveles de servicio, e implementación de distintas soluciones energéticas bajo el concepto de socio estratégico.

Productos y Servicios Inmobiliarios

El segmento inmobiliario mantuvo como foco principal el relacionamiento con constructoras, logrando importantes contratos entre los cuales se destaca la construcción de alimentadores verticales y urbanización de conjuntos habitacionales. Sumado a lo anterior se destaca el rol como miembro activo del comité inmobiliario de la CChC regional de Antofagasta.

Además, se llevó a cabo un plan de relacionamiento con empresas inmobiliarias que consideró acuerdos a nivel nacional, y la implementación de distintas iniciativas asociados al modelo de experiencia cliente, destacando la redefinición de plazos de atención y la implementación de un canal de reclamos, permitiendo la mejora del "Net Promoter Score" en 13 puntos porcentuales.

Soluciones Energéticas

En lo relacionado a nuevos productos durante el año 2016, el diagnóstico y mantenimiento de instalaciones fue el foco de relación con los clientes del segmento industrial y comercial principalmente a través de lavados de aislación en líneas en media tensión, provocando un crecimiento financiero del 44%.

Generación Distribuida

Durante el año 2016 se recibieron 9 solicitudes de conexión a la red de la distribuidora por parte de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), emitiéndose 3 Informes de Criterios de Conexión (ICC) por una potencia estimada de 12 MW.

Obras a Clientes

En enero de 2016 se conforma esta nueva Unidad, orientada a la satisfacción del Cliente y al resultado financiero, la que gestiona el cumplimiento de plazos de construcción de obras a terceros, como también los márgenes comprometidos. La cartera de obras gestionadas por ELECDA asciende a 200, representando un presupuesto por un monto total de \$3.575 millones.

Servicios a la Minería

En el segmento de Servicios a la Minería, ELECDA ejecuta servicios eléctricos de mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo y proyectos eléctricos especiales de construcción de líneas aéreas en los niveles de distribución y transmisión, construcción de subestaciones de poder, estudio y diseño de proyectos eléctricos, como también diagnóstico de equipos e instalaciones. Estos servicios son administrados por la Gerencia de Servicios a la Minería, creada para desarrollar una gestión estratégica de estos servicios y para potenciar las relaciones con la minería en el norte grande, de manera de convertir a ELECDA en socio estratégico de esta área y agregar valor a la empresa.

Durante 2016 ELECDA ejecutó servicios de mantenimiento eléctrico de transmisión y distribución para Minera Escondida, Lavado y Limpieza de Aislación línea 2x220 kV para el Grupo SAESA y lavados de aislación para minera El Abra.

Durante 2016, ELECDA mantuvo vigente su certificación para el Sistema Integrado de Gestión por su gestión de calidad, salud ocupacional, seguridad y medio ambiente bajo estándares internacionales ISO 9001, ISO14001 y OHSAS 18001. Con ello, ELECDA potenció sus capacidades para participar en la prestación de servicios de mantenimiento a la industria minera. En su conjunto, los contratos de servicio a la minería presentan numerosas proyecciones para ELECDA, le otorgan una gran experiencia en los servicios de

mantenimiento y construcción y la posicionan en un lugar destacado dentro de los servicios a la gran minería en el norte grande.

Calidad de Servicio y Orientación al Cliente

Durante 2016, se desarrollaron importantes proyectos en los distintos puntos de contacto con el objeto de consolidar las mejoras obtenidas en la satisfacción de los clientes.

Se lleva a cabo el proceso de implementación del MAT (Modelo de Atención Telefónica), externalizando la atención en dos proveedores de Contact Center, CGS en Valparaíso y Konecta en Santiago, a través de un modelo de ruteo que mejora la atención distribuyendo de manera inteligente los tráficos. De este modo, la gestión fue asumida por el proveedor que presenta el mejor desempeño. Este cambio en el modelo de Contact Center generó importantes ahorros, pasando de un modelo de facturación por minuto conversado a uno en el cual se facturan las llamadas atendidas.

La retención del IVR el año 2016 llegó a 22%, subiendo 15 puntos con respecto al 2015 (7%). Esta mejora quedó reflejada principalmente en la creación automatizada de reclamos de Emergencia y a una mayor cantidad de información Comercial disponible.

En las oficinas de atención a clientes se incorporaron nuevas prestaciones a los dispositivos de atención virtual aumentando significativamente las

tipologías de requerimientos factibles de resolver por esta vía. Por otra parte se mejoró el layout de los módulos de atención telefónica en las principales oficinas comerciales y a su vez, se implementó en cada uno de los módulos un buzón de atención. Esto tuvo por objeto dar una respuesta más expedita y resolutive, de tal forma de disponer de menores tiempos de espera promedio, mejorar la experiencia del cliente y migrar atenciones de fácil resolución a canales automatizados. Como resultado de dichas mejoras, las atenciones presenciales disminuyeron en un 28% en comparación al año 2015 permitiendo mejorar la resolución en primer contacto sin afectar los tiempos de espera de los clientes.

Se implementó un equipo exclusivo y centralizado para el tratamiento de solicitudes en tipologías de fácil resolución, con el objetivo de apoyar la gestión en oficinas comerciales. Esto permitió a los ejecutivos de oficinas gestionar atenciones más complejas y de mayor valor añadido para el cliente.

En atención Twitter, se reformuló el modelo buscando generar una mayor cercanía con nuestros clientes. Esto permitió un crecimiento exponencial de seguidores, los que llegaron a 7.889, aumentando un 208% en comparación a 2015. A su vez, se incorporó la atención comercial disponibilizando información relevante para satisfacer requerimientos de este tipo.

Gestión de Reclamos

En ELECDA, la homologación de procedimientos realizada el año anterior, permitió estandarizar la atención a los clientes y mejorar el tiempo promedio de respuesta, el que bajó a 14 días al cierre de 2016.

En relación con la calidad, se ha llevado a cabo un proceso de mejora continua, auditoría y análisis de respuestas entregadas por el área, con el fin de asegurar el cumplimiento de plazos y protocolos. Adicionalmente, se ha adoptado la política de efectuar contactos telefónicamente a todos los clientes una vez resuelto su reclamo, para informar su resolución.

Gestión de Cobranza

Durante 2016 la gestión de cobranza centró sus actividades en potenciar la cobranza extrajudicial, a través de las de empresas de cobranzas y ejecutivos internos de cobro. Lo anterior se desarrolla bajo metodologías que permiten mantener un seguimiento especial a la gestión de cobranza, midiendo la actividad en forma periódica en cada región y monitorear los indicadores para el cumplimiento de las metas y objetivos.

Además, para este período se reactivó la actividad de cobranza judicial en conjunto con área de Fiscalía y empresas de cobranzas. Adicionalmente, se realizaron castigos tributarios de deuda energética y no energética.

Tarifas de Suministro

El Valor Agregado de Distribución (VAD) incluido en las tarifas de suministro de energía eléctrica aplicables a los clientes sujetos a fijación de precios continuó ajustándose periódicamente, en conformidad con lo establecido en el artículo N° 191 del DFL N° 4-2006 de Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción -Ley General de Servicios Eléctricos- y según lo dispuesto en el Decreto 1T-2012 del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 2 de abril de 2013.

Asimismo, las tarifas de compra de energía establecidas en los diversos contratos de suministro suscritos con generadores, como resultado de los procesos licitatorios efectuados a partir del año 2006, son traspasadas a las tarifas de los clientes regulados en las correspondientes fijaciones de precios de nudo promedio.

En relación con esto último, el 4 de marzo de 2016 fue publicado el Decreto 1T-2016; el 23 de mayo de 2016, el Decreto 4T-2016; el 17 de junio de 2016, el Decreto 7T-2016 y el 6 de agosto de 2016, el Decreto 8T-2016, todos de MINENERGÍA, mediante los cuales se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de enero de 2016, 1 de marzo de 2016; 1 de abril de 2016 y 1 de mayo de 2016, respectivamente.

Del mismo modo, mediante el Oficio N° 3645 del 28 de marzo de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó la reliquidación del Decreto 1T-2016, y a través del Oficio N° 10571/2016 del 12 de agosto de 2016, las reliquidaciones de los Decretos 4T-2016 y 7T-2016. Respecto a la reliquidación del Decreto 8T-2016, conforme a lo establecido en Ley 20.936, tales diferencias de facturación deberán ser traspasadas a los clientes regulados a través de las tarifas del decreto semestral siguiente, reajustadas de acuerdo al interés corriente vigente a la fecha de dictación de dicho decreto.

Gestión de Operaciones

Inversiones en Distribución y Subtransmisión

Los planes de inversión se elaboran anualmente con el objeto de satisfacer el abastecimiento de la demanda de energía de los clientes, reducir pérdidas eléctricas y cumplir con las exigencias de calidad establecidas por el marco regulatorio.

Durante 2016, en total se invirtieron \$7.173 millones en infraestructura eléctrica de distribución.

El 39% de estas inversiones fueron destinadas a extensiones de red obligatorias, adecuando la infraestructura eléctrica y ampliación de capacidad; el 6% para reducir pérdidas eléctricas en proyectos de aumento de capacidad de conductores, cambio de nivel de tensión e instalación de medidas anti-hurto; el 21% a renovación de equipos e instalaciones necesarias para mantener la calidad de las instalaciones, contrarrestar su deterioro natural y adaptarla a la normativa con el objetivo de preservar la seguridad de las personas e instalaciones; el 20% para mejorar los estándares de calidad de suministro asociados a los índices normativos, como también incrementar la confiabilidad de las instalaciones; finalmente 4% a proyectos de traslado de redes propias solicitados principalmente por terceros y 10% en proyectos de minería.

La expansión del sistema eléctrico durante el ejercicio se puede resumir en las siguientes cifras:

	Total
Líneas de media tensión propias (km)	12
Líneas de baja tensión propias (km)	7
Cantidad de transformadores de MT/BT	52
Potencia agregada en transformadores MT/BT (MVA)	15

En cuanto a inversiones de subtransmisión, en ELECDA se invirtieron \$3.013 millones durante el período 2016.



Infraestructura Eléctrica

Al 31 de diciembre de 2016 se contaba con las siguientes instalaciones:

	Total
Líneas de media tensión (km)	832
Líneas de baja tensión (km)	1.457

La infraestructura eléctrica incluye 1.691 transformadores de distribución propios, con una potencia instalada de 229 MVA. Además, dicha infraestructura abastece a 868 transformadores de propiedad de clientes, con una potencia de 299 MVA. En subtransmisión, ELECDA cuenta con 128 km de líneas de alta tensión y 8 subestaciones transformadoras con una potencia instalada de 235 MVA.

En ELECDA se realizaron inversiones destinadas a construir nuevas instalaciones requeridas por el crecimiento de la demanda, el mejoramiento de la calidad del servicio y la renovación de infraestructura eléctrica, con el objetivo de entregar mayor confiabilidad y calidad de servicio a nuestros clientes, velando siempre por mantener altos niveles de seguridad y continuidad de suministro. Se concretaron las obras de ampliación de capacidad de la línea que abastece a la Subestación Calama, desde 110 a 220 kV, finalizando así el Proyecto "Calama 220", que permitirá otorgar mayores grados de seguridad de suministro eléctrico para la ciudad de Calama, dar un mejor soporte al crecimiento futuro de la demanda eléctrica de la zona y entregar respaldo para el desarrollo de proyectos de energías renovables no convencionales (ERNCC).

Entre los proyectos relevantes que entraron en operación, cabe destacar el aumento de la capacidad de transformación en la subestación La Portada en 20 MVA adicionales, para apoyar el crecimiento de la demanda de energía en Antofagasta, particularmente en el sector norte de la ciudad. Este proyecto también consideró la instalación de un banco de condensadores, lo que permite mejorar la calidad de servicio entregada en esta instalación.

Calidad de Suministro

Durante 2016 se llevaron a cabo mejoramientos en los procesos de control de la calidad de servicio, entre los cuales destaca el monitoreo diario del indicador SAIDI y de los indicadores normativos (TTIK – TTIT – FMIK – FMIT), con el objeto de establecer un punto de control transversal a nivel de la organización para gestionar la evolución de estos indicadores en cada alimentador de media tensión y por comuna. Asimismo, se mejoraron los procedimientos de informes probatorios de interrupciones por causa de fuerza mayor, estableciéndose diversos puntos de control para incrementar la calidad y completitud de estos informes.

Para el período enero a diciembre 2016 los indicadores de continuidad de suministro de ELECDA considerados en el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, cuya función es controlar y supervisar uno de los aspectos de la calidad de servicio recibida por los clientes, mostraron el siguiente desempeño:

Frecuencia media de interrupción
FMIK = 6,5 veces al año
Tiempo medio total de interrupción
por cliente TTIK = 11,6 horas al año

En el ámbito propio de la distribución, esto es, descontando las interrupciones en los sistemas de generación, transmisión y subtransmisión y las fallas por causa de fuerza mayor, los índices para el período referido son los siguientes:

Frecuencia media de interrupción FMIK =	0,9 veces al año
Tiempo medio total de interrupción por cliente TTIK =	2,4 horas al año

Estos indicadores se calculan considerando como ponderador estadístico la potencia instalada desconectada en cada evento.

Los niveles de continuidad de suministro anteriormente indicados equivalen a una disponibilidad media de 99,97% de la red de distribución y de 99,87% a nivel del sistema total.

ELECDA también registra los indicadores internacionales de continuidad de suministro SAIFI ("System Average Interruption Frequency Index") y SAIDI ("System Average Interruption Duration Index").

Estos indicadores, para el mismo período antes señalado, son los siguientes:

SAIFI red distribución (*)	2,2 veces al año
SAIDI red distribución (*)	5,4 horas al año
SAIFI total	8,3 veces al año
SAIDI total	15,6 horas al año

(*): Excluye fallas en generación, transmisión, subtransmisión y de fuerza mayor.

Compensaciones por Interrupciones de Suministro Ocurridas en la Red de Distribución

Considerando aquellas interrupciones ocurridas en la red de distribución y de responsabilidad de la empresa, en conformidad con lo establecido en el Artículo 16b de la Ley N° 18.410 y a lo instruido por la SEC en sus Oficios Circulares N° 2.341 y N° 2.342, ambos de fecha 30 de abril de 2004, durante el año 2016 se continuó realizando el pago de compensaciones a los clientes regulados por la energía no suministrada, a consecuencia de dichas interrupciones de suministro que superaron los valores permitidos por el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos.

En el ejercicio 2016 se abonó en las cuentas de los clientes un total de \$40,8 millones a un promedio mensual de aproximadamente 5.265 clientes, los que representa el 3,1% del total.

Planes de Contingencia

Durante el año 2016 se desarrollaron diversas iniciativas tempranas y mejoramientos operacionales con el fin de incrementar los niveles de respuesta durante eventos climáticos. Es así como los planes de contingencia consideraron

niveles de alerta de activación, aumento de brigadas, participación en los Comités Operativos de Emergencias regionales, despliegue anticipado de recursos en sectores críticos, utilización de diversos sistemas de comunicación incluida la satelital, refuerzos en los Centros de Operación COZ, mesa de retrollamado a clientes para verificación de servicio, logística de materiales y alimentación, suministro de datos para el Centro de Llamados, apoyo al relacionamiento con los medios, difusión en medios de comunicación de los canales de atención a clientes, entre otros. Este esfuerzo implicó que la organización se involucrara de manera transversal.

Durante el desarrollo de la aplicación de los planes de contingencia se otorgó un especial énfasis a los principios de seguridad que deben aplicarse en la atención de las emergencias.

Durante el año, la zona norte del país enfrentó fenómenos climáticos inusuales, con fuertes ráfagas de vientos que en algunos sectores alcanzaron los 95 km/h. Destaca particularmente el fenómeno del mes de julio cuyas características levantaron ráfagas de arena en la región de Antofagasta, particularmente en la ciudad de Calama, afectando las redes debido a los objetos lanzados por la inusitada fuerza del evento.

Requerimientos Regulatorios y de Fiscalización

En materia de requerimientos regulatorios emanados de la SEC, se gestionaron diversas respuestas sobre materias técnicas y continuó el proceso de envío de información sobre las interrupciones de suministro que afectaron a los clientes, en conformidad con lo establecido en los procesos denominados Interrupciones e Índices de Continuidad de Suministro. Así mismo, se mantuvieron los reportes mensuales de la infraestructura eléctrica y de las mediciones de calidad del producto eléctrico, y el proceso de informes al Centro de Despacho Económico de Carga CDEC-SIC.

Además, se incrementó en forma importante la ejecución de planes de acción de mejoramiento de la continuidad de suministro de las redes, en el ámbito de aquellas obras que quedaron bajo la fiscalización de SEC en la plataforma de seguimiento de estos planes específicos.

Robo de Conductores

En el presente período, la empresa ha sido víctima de robos por 0,5 toneladas de cobre, generando un daño patrimonial directo de \$7,5 millones. Estos delitos generan problemas de continuidad de suministro y daño en artefactos e instalaciones de propiedad de los clientes. Además, estos ilícitos se traducen en un deterioro de la calidad de suministro, la seguridad del servicio, la seguridad pública y vial en calles y caminos. A esto se agrega en forma importante el riesgo vital que representan dichos robos para quienes los perpetran.

Mantenimiento de la Red

Durante el ejercicio se desarrollaron los distintos planes y actividades de mantenimiento programado y correctivo, gestionados a través de la plataforma SAP módulo PM.

Es así como se ejecutaron 370 órdenes de mantenimiento, que registran las actividades destinadas a la inspección de líneas y transformadores, los despejes de fajas de seguridad, a reemplazo de componentes dañados, la termografía y lavado de aislación.

Las tareas también incluyeron el mantenimiento e inspecciones a los equipos eléctricos mayores, tales como reconectores, reguladores de voltaje, bancos de condensadores, bóvedas, equipos subterráneos y desconectores tripolares.

Programa Visión SAIDI

Durante 2016 se intensificó el Plan de Mejora de Calidad de Servicio, un programa de trabajo intensivo que pone el servicio de los clientes en el centro de la operación y cuyo objetivo es alcanzar reducciones significativas en la duración de las interrupciones de suministro percibidas por los clientes, medidas a través del indicador SAIDI.

Es así como ELECDA ha asumido el gran desafío de mejorar la calidad del servicio que provee a sus clientes, lo que ha significado un cambio de perspectiva respecto de cómo se han

medido y gestionado históricamente las interrupciones y la manera en que operan las redes de cara a los clientes.

El punto inicial de este trabajo fueron los Talleres Z-SAIDI, instancias de alineamiento organizacional en las cuales a través de dinámicas de integración y colaboración se definieron planes de acción y tareas específicas para mejorar el indicador SAIDI, involucrando a los distintos colaboradores de las áreas técnica-operacionales.

Adicionalmente, se realizaron talleres de trabajo destinados a identificar los planes de recuperación de emergencia en caso de desastres o contingencias sociales.

Se instaló una metodología de seguimiento diario de fallas de manera tal de accionar correcciones de manera temprana.

Con ello se reafirma el compromiso con la calidad de servicio de la empresa, alineada con la política energética definida por MINENERGÍA al 2050, junto con entregar propuestas de modernización del marco técnico que regula este ámbito a las autoridades.

Plan de Optimización del Mapa de Contratistas

Durante 2016 se realizaron importantes procesos de petición de ofertas técnicas y económicas a diferentes proveedores para las actividades propias del negocio eléctrico, relacionados con la operación, construcción y mantenimiento de la red eléctrica de distribución y subtransmisión, como asimismo para actividades asociadas al ciclo de ingresos de la compañía.

El desarrollo de los concursos contó con una amplia convocatoria y participación de oferentes, tanto nacionales como extranjeros, lo que ha permitido establecer contratos de mutuo beneficio con los proveedores adjudicados. Consecuente a lo anterior, se ha comenzado con el proceso de despliegue de proveedores e inicio de operaciones, tarea que estará concluida en su gran parte al finalizar el año. Este plan contribuirá a los ejes de trabajo estratégicos, principalmente en los ámbitos de seguridad, experiencia cliente y eficiencia.

Plan de Control de Pérdidas de Energía

Durante 2016, las pérdidas en ELECDA tuvieron un índice de 9,20% y se realizó la configuración de 428 casos de condiciones irregulares con una recuperación de energía que alcanzó a 8,0 GWh por concepto de consumos no registrados y una mayor facturación estimada de 2,1 GWh asociada a los servicios

regularizados. En el año se realizaron 4.370 inspecciones en terreno, que aportaron un ingreso por concepto de consumos no registrados de \$491 millones.

En mayo, se lanzó el plan de Control Integral de Energía (Plan CIE) focalizado en la reducción de pérdidas. Este plan consideró la revisión de los procesos internos de la Compañía que impacta en la reducción de pérdidas identificando oportunidades de mejora.



Gestión Administrativa y Financiera

Modelo de Gestión

Durante 2016 se incorporó un quinto eje de trabajo al modelo de gestión aplicado en 2015. Los ejes son:

- **Seguridad:** La seguridad es un valor que se funda en dos premisas relevantes: (1) Nada es más importante en la Compañía que la Seguridad y la Salud; y (2) Todo accidente puede ser evitado. A partir de estos principios, la seguridad es una responsabilidad transversal y a la vez individual, y su promoción comienza en el equipo directivo, planificando cada iniciativa desde este eje como hito inicial. Este eje es vinculante para ELECDA como piedra fundamental de cada acción y decisión.
- **Experiencia de Cliente:** La Sociedad busca crear una mentalidad y cultura en torno a la experiencia que brinda a los clientes en cada punto de contacto. Prioriza entregar la mejor experiencia posible, y así garantizar que el trabajo esté bien hecho.
- **Crecimiento:** Se traduce en identificar y desarrollar al máximo el potencial de crecimiento de las actuales líneas de negocio y desarrollar otras nuevas, procurando mantener el equilibrio con el entorno y armonizando los diferentes intereses con la visión de sustentabilidad en el largo plazo definida por la empresa.
- **Eficiencia:** Significa la mejora permanente de procesos internos a través de la sinergia entre distintas áreas y negocios, incorporando las mejores prácticas para maximizar el desempeño de la Compañía. Todo ello a través de iniciativas concretas, medibles y recurrentes en operaciones, inversiones y la generación de nuevos negocios.
- **Desarrollo Profesional:** Buscamos fortalecer las oportunidades de crecimiento de los colaboradores, fomentando y aumentando los programas de capacitación y los procesos de movilidad interna, en un modelo que equilibra la autonomía profesional y la cooperación constante.

Gestión Financiera

ELECDA opera en el mercado financiero a través de la estructuración de créditos de mediano plazo con la banca local.

En concordancia con el perfil de largo plazo de las actividades de negocios que realiza la Compañía, la deuda financiera está radicada en un 100% en el largo plazo. Asimismo, debido a que los flujos generados son fundamentalmente en pesos y provienen de sectores regulados en Chile, se ha determinado mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus pasivos financieros. Como consecuencia de lo anterior, la denominación de la deuda financiera está 100% en pesos chilenos.

Respecto de la administración de los excedentes y déficit de caja de la Sociedad, y con el objeto de optimizar el uso de los recursos financieros de corto plazo, ELECDA ha operado con un contrato de cuenta corriente mercantil con la matriz CGE.

Seguros

Para cubrir posibles siniestros en sus instalaciones, la Sociedad mantiene pólizas de seguros que cubren sus principales activos, personal y riesgos operacionales, que para 2016 se resumen en las pólizas de responsabilidad civil, daños materiales y pérdida de beneficios, terrorismo, seguros vehiculares, incluido responsabilidad civil vehicular y de equipos móviles, seguros de accidentes personales, entre otros.

Propiedades

Para el desarrollo de sus negocios, ELECDA utiliza 22 inmuebles, de los cuales 5 son usados bajo contrato de arrendamiento, y los 17 restantes son propiedad de ELECDA, según la siguiente clasificación:

	Propias	Arriendo	Total
Oficina Central y Oficinas Administrativas	6	-	6
Oficinas Técnicas y Comerciales	3	-	3
Terrenos y Otros	8	5	13
Total	17	5	22

El detalle de las oficinas se encuentra al final de esta memoria.

A continuación, se presenta el detalle de los 13 terrenos y otros que utiliza ELECDA:

Concepto	Comuna	Región	Dirección	Propio/ Arrendado	Tamaño (m ²)
Terreno	Antofagasta	II	Cerro Hidalgo	Arrendado	400
Terreno	Taltal	II	Jorge Montt S/N	Arrendado	1.000
Terreno	Antofagasta	I	Pirita 13291	Arrendado	1.000
Terreno	Calama	II	Vicuña Mackenna N° Calama	Arrendado	1.000
S/E Sur	Antofagasta	II	Alto Jardines del Sur S/N	Propio	2.500
S/E Calama	Calama	II	Camino Chuquicamata Calama	Propio	5.000
Antena Comunicaciones	Antofagasta	II	Cerro Los Morros	Propio	119
S/E Esmeralda	Antofagasta	II	Quebrada El Toro S/N, sector Quinta Esmeralda	Propio	5.100
S/E Uribe	Antofagasta	II	Sector Nudo Uribe S/N	Propio	10.000
S/E La Portada	Antofagasta	II	Lápiz Lazuli S/N	Propio	6.099
S/E Centro	Antofagasta	II	Quebrada El Toro S/N, sector Quinta Esmeralda	Propio	896
S/E La Negra	Antofagasta	II	Sector Inacesa	Arrendado	290
S/E Taltal	Taltal	II	Sector Quintas	Propio	1.200





Memoria Anual 2016



Información de la Sociedad

Innovación, Investigación y Desarrollo [Pág. 62](#)

Personas, Organización y Cultura [Pág. 64](#)

RSE y Medio Ambiente [Pág. 67](#)

Estructura de Propiedad [Pág. 70](#)

Declaración de Responsabilidad [Pág. 71](#)

Innovación, Investigación y Desarrollo

ELECDA impulsa el desarrollo de iniciativas bajo los términos de innovación, investigación y desarrollo. Con esto, busca promover la excelencia operacional con el fin de agregar valor al negocio, entregar un servicio de calidad a los clientes y contribuir al desarrollo de las comunidades en las cuales la empresa está inserta.

Mediante el fomento de la Innovación, Investigación y Desarrollo se ha logrado optimizar en forma sostenida las capacidades competitivas que diferencian a ELECDA, y que conforman la imagen y reputación de la compañía, permitiendo así responder de manera correcta a los compromisos adquiridos con los distintos grupos de interés.

Dentro de los proyectos de Innovación, Investigación y Desarrollo implementados durante 2016 destacan los siguientes:

➤ Se comenzó la implementación del proyecto que unifica en una misma solución tecnológica los reportes de interrupciones y la atención de emergencia, permitiendo concentrar la información en línea sobre las afectaciones de suministro de clientes y mejorar la información que disponen los centros de operación para atender éstas

contingencias. Esto representa un salto tecnológico sustancial que pone a disposición de los centros de operación y Contact Center de mejores herramientas. Su implementación finalizará durante 2017.

- Se realizó el diagnóstico para los actuales sistemas SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) que permiten controlar y supervisar la operación de la red eléctrica a distancia. A raíz de este diagnóstico se tomó la decisión de invertir en un sistema integral para mejorar la operación de la red eléctrica, incorporando sistemas de manejo de energía, gestión de la red de distribución y de manejo de cortes y reconfiguración de la red. El proyecto completo tiene una duración aproximada de tres años y con su operación se esperan mejoras sustanciales asociadas a la disminución de los índices de interrupción de suministro y una mayor integración en la operación de las redes de transmisión y distribución.
- Comenzó con el proceso de implantación de una herramienta de movilidad asociada a la construcción de obras, que permitirá la supervisión de las mismas vía tele-supervisión o mediante el control / verificación presencial o in-situ, dependiendo de la tipología de la obra.



- Además se está estudiando la factibilidad de implementar soluciones compactas de Centros de Transformación en todas sus alternativas de instalación, subterráneos, semienterrados, sumergibles y sobre la superficie. Son soluciones que minimizan la inversión en obra civil y sus diferentes componentes (celdas de media tensión, transformador y salidas de baja tensión) vienen ensamblados / conectados dentro de una envoltura prefabricada. Permiten la monitorización on-line del transformador y de la red de baja tensión y están preparados para la telegestión de medidores inteligentes.
- Por otro lado, se implementó una asesoría de Calidad de Energía Eléctrica y Soluciones Integrales a problemas de presencia de armónicos y transientes de sobretensión en las redes internas de los clientes industriales y comerciales, las que suelen provocar pérdidas de energía

en sus procesos y fallas en sus equipos electrónicos. La solución consiste en la instalación de dos tipos de equipos, en primer lugar supresores de sobretensión dispositivos de muy baja impedancia que aprovechando su baja resistividad, invita a las sobretensiones a dirigirse hacia ellos para su descarga fuera del equipamiento del cliente. En segundo lugar, la instalación de filtros de armónicos con bancos de condensadores que permiten filtrar corrientes armónicas y mejorar el factor de potencia de la instalación del cliente. La instalación de esta solución permite a los clientes mejorar la calidad de la energía, disminuyendo pérdidas, fallas y funcionamientos indeseados de los equipos, reducción de stock o recambio de repuestos y principalmente reducción de tiempos muertos y pérdidas de producción.



Personas, Organización y Cultura

En el año 2016 se dio continuidad al cumplimiento de los ejes estratégicos de la Compañía, desarrollando e implementando programas, iniciativas y nuevos modelos de trabajo, que han contribuido al crecimiento y desarrollo profesional y personal de los colaboradores.

A inicios de este año, y luego de conocer los resultados de la encuesta de Clima y Compromiso Laboral 2015, se planificaron procesos de formación que consideraron la ejecución de 1.835 horas de formación, abarcando más de 90 colaboradores.

En la misma línea de Desarrollo Profesional, se continuó con implantación del Modelo de Liderazgo, donde los ejecutivos de la Compañía participaron a mediados de este año del programa de Reflexión para el Desarrollo, en el cual a través de una evaluación 360° pudieron obtener la valoración de su entorno en relación a las competencias del Modelo. Posteriormente se realizó una jornada de análisis de los resultados, reflexionando acerca de brechas y áreas de mejora, estableciendo de esta manera, los planes de desarrollo individual.

Al mismo tiempo, en forma complementaria, se abordó otro de los ejes estratégicos de la Compañía, como es la Seguridad, con el desarrollo de talleres del Programa

de Compromiso con la Seguridad y Salud, capacitando a 2 jefaturas en colectivo de Directivos y Mandos Intermedios, y se espera continuar el 2017 con los Contribuidores Individuales.

A su vez, los mandos intermedios continuaron con el programa SAVIA, en el cual participaron inicialmente 12 personas, equivalente al 96% de participación de las jefaturas convocadas, de los cuales, 100% finalizó con éxito las actividades del programa, obteniendo la certificación otorgada por el Instituto Tecnológico de Monterrey.

En el mismo ámbito de Clima Laboral, y con el objetivo de facilitar la integración y conformación de los nuevos equipos de trabajo, se desarrollaron actividades transversales, orientadas a la calidad de vida y bienestar de las personas, a través de iniciativas que promueven la conciliación de la vida profesional y personal.

Por otra parte, y conscientes de la responsabilidad corporativa, se realizaron charlas a nivel nacional sobre temas de interés para los colaboradores en el ámbito de sistemas de pensiones y charlas nutricionales, como también se mantuvo la asistencia a través del programa Juntos Más, el cual apoya y asiste al colaborador en ámbitos legales, financieros y psicológicos.

En la misma línea de responsabilidad corporativa, el año 2016 ELECDA como parte de CGE, se adhirió al Día Solidario. Este es un programa de Gas Natural Fenosa, creado en 1997,

y abierto a todos los empleados del grupo GNF en todo el mundo, en el que pueden participar en la misión de desarrollar proyectos educativos para la infancia y la juventud con escasos recursos económicos.

El año 2016 el país beneficiado con los fondos que se recaudaron fue Chile, donde los recursos ayudarán a la ejecución de proyectos educativos en las áreas geográficas más desfavorecidas.

En el ámbito de Selección y Movilidad Interna, en el año 2016 se implementó un nuevo modelo de trabajo RPO (Recruitment Process Outsourcing), con el objetivo de alinear los procesos de reclutamiento y selección al modelo de Gas Natural Fenosa a nivel global. Lo anterior, ha permitido mejorar los plazos en el proceso y fomentar el desarrollo profesional de los colaboradores a través de nuevas posibilidades laborales al interior de la organización.

Finalmente, en el ámbito de Relaciones Laborales, durante el año 2016 se desarrollaron negociaciones colectivas regladas con el Sindicato de Trabajadores de Elecda Segunda Región, con el Sindicato N° 1 de Trabajadores de la Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A., con el Sindicato de Trabajadores de Empresa N° 2 de Elecda Calama y con el Sindicato de Profesionales, Ingenieros, Técnicos y Administrativos de Elecda, pertenecientes a la empresa de distribución de energía eléctrica, las que representan a más de un 82,2% de los colaboradores de la Empresa. Se pactaron dos instrumentos

colectivos de tres años de duración, los que han logrado fortalecer la relación con los Sindicatos y mantener el buen clima laboral en la empresa. En esta misma línea, se crearon Comités donde la empresa y los sindicatos trabajan de forma conjunta para dar respuesta a los diversos requerimientos en materias laborales y con ello velar por el cumplimiento de las condiciones laborales pactadas individual o colectivamente.

Prevención de Riesgos de Accidentes

En el año 2016, se comenzó con la implementación del Programa Compromiso con la Seguridad y Salud, donde se establecieron cinco principios, los cuales sustentan las Políticas, Normas Técnicas, Reglamentos y Procedimientos. En el marco de la implementación de dicho programa, se realizaron 176 horas de capacitación en las que participaron ejecutivos, supervisores, profesionales y personal de base.

Durante 2016, se recibió un reconocimiento de parte del Consejo Nacional de Seguridad en la siguiente categoría:

- Premio "CONSEJO NACIONAL DE SEGURIDAD", : Se otorgan a aquellas empresas que hayan logrado la más baja tasa de frecuencia en su grupo o categoría y cuyo valor sea de significación.

En el marco de la Política de Seguridad, ELECDA estableció la conformación de 11 Grupos de Prevención de Riesgos (GPR), los cuales realizaron durante el año 2016 alrededor de 247 reuniones de seguridad con la participación de personal propio y de contratista. Además, mensualmente sesionaron durante el año los 50 Comités Paritarios de Higiene, Seguridad y de Faenas con el objeto de promover la labor de prevención a la comunidad, personal propio y contratistas.



Dotación

Categoría	2016
Gerentes y Ejecutivos Principales (*)	-
Otros Gerentes	-
Profesionales y Técnicos	45
Trabajadores	149
Total	194

(*) Solamente se incluyen trabajadores / ejecutivos con vínculo laboral.

Responsabilidad Social y Desarrollo Sustentable

		Directores	Gerentes	Trabajadores
Género	Hombre	5	3	166
	Mujer	-	-	28
Nacionalidad	Chilenos	5	2	193
	Extranjeros	-	1	1
Rango de Edad	Menos de 30 años	-	-	24
	Entre 30 y 40 años	1	-	63
	Entre 41 y 50 años	2	2	62
	Entre 51 y 60 años	1	1	31
	Entre 61 y 70 años	1	-	14
	Más de 70 años	-	-	-
Antigüedad	Menos de 3 años	5	3	51
	Entre 3 y 6 años	-	-	44
	Entre 6 y 9 años	-	-	18
	Entre 9 y 12 años	-	-	16
	Más de 12 años	-	-	65

Brecha Salarial

	Gerentes y Ejecutivos Principales	Trabajadores
% Brecha Salarial (*)	N/A	75%

(*) Corresponde a sueldo bruto base promedio de trabajadora / ejecutiva vs sueldo bruto base promedio de trabajador / ejecutivo.

N/A: No hay trabajadoras / ejecutivas en esta categoría.



RSE y Medio Ambiente

ELECDA sustenta su relación con la comunidad a través de vínculos de transparencia, apertura al diálogo y un sólido compromiso de participar proactivamente en iniciativas que generen relaciones sustentables y mejoren la calidad de vida de las personas.

En 2016, ELECDA participó en el recién instaurado Comité de Responsabilidad Corporativa de su Matriz CGE, integrado por representantes de cada uno de los ocho compromisos establecidos en Política de Responsabilidad Corporativa. La conformación de este comité implica un gran avance en la implementación de la Política aprobada el 2015. Durante el año el principal foco de acción del comité estuvo en el levantamiento e identificación de planes de trabajo direccionados a cada compromiso.

En esta línea, se promovió el relacionamiento proactivo entre la empresa y las autoridades locales para dar solución a problemas de acceso a la energía en comunas apartadas a través de avances en proyectos de electrificación rural y la entrega de soluciones a comités de Agua Potable Rural y generadores de respaldo.

En materia de vinculación con la comunidad, se realizaron reuniones periódicas con Juntas de Vecinos y otras organizaciones sociales de la región que permitieron entregar

capacitaciones de Eficiencia Energética, consejos de seguridad eléctrica y generar vínculos que permiten en desarrollo sustentable de las operaciones.

Por otra parte, se mantuvieron las iniciativas existentes de sensibilización y campañas. A nivel local se continuó con las campañas dirigidas a la comunidad: “Volantín Seguro” y “Eficiencia Energética”.

Vinculación con Organizaciones que Apoyan el Desarrollo Sustentable y la Responsabilidad Social Corporativa

Con el propósito de participar del desarrollo sustentable del país e integrar mejores prácticas en este ámbito, durante 2016 se mantuvieron las alianzas estratégicas con las siguientes organizaciones:

- Pacto Global de Naciones Unidas:** Es el primer foro internacional sobre temas relacionados con la globalización y la sustentabilidad. Promocionado por la ONU, cuenta con más de 10.000 compañías socias a nivel mundial. Su finalidad es que sus empresas adherentes se comprometan y practiquen los 10 principios de Pacto Global vinculados a temáticas de derechos humanos, medioambiente, normas laborales y prácticas anticorrupción.

- **Acción RSE:** Es una institución sin fines de lucro que reúne a empresas socias de distintos rubros empresariales para fortalecer la responsabilidad social empresarial y el desarrollo sustentable en Chile.

Aspectos Ambientales

En 2016 se implementó la metodología DAMAS (Documento de Aspectos Medioambientales), para la identificación y evaluación de aspectos e impactos ambientales en ELECDA.

Esta evaluación incluye aspectos ambientales directos de la organización, asociados a operación normal, en contingencia y/o emergencia. También son evaluados los aspectos ambientales indirectos, es decir, los generados por los contratistas. Los aspectos se evalúan para cada condición y se establecen las medidas de control necesarias para eliminar o mitigar los potenciales impactos ambientales.

Grupo Operativo Medio Ambiente (GOMA)

La empresa participa a través del representante corporativo de medio ambiente en el GOMA, que se constituye bimensualmente para controlar las directrices ambientales y hacer seguimiento a los planes e indicadores ambientales.

Grupo Operativo Aseguramiento Calidad (GOAC)

La empresa participa a través del representante corporativo de aseguramiento Calidad en el GOAC, que se constituye bimensualmente, este comité analiza las no conformidades del sistema de gestión en materia de Calidad, Medio ambiente y Seguridad.

Cumplimiento de la Normativa Ambiental

ELECDA dispone de la plataforma de Legislación de Medio Ambiente y Seguridad Laboral, THEMIS, la que contiene en forma actualizada la legislación Nacional de Medio Ambiente, Seguridad y Salud Laboral.

Adicionalmente, en THEMIS se registran anualmente los resultados de la Auditoría de Cumplimiento Legal Ambiental, la que en 2016 fue realizada en ELECDA.

Esta Auditoría se seguirá aplicando los siguientes años y se incluyen a todos los contratistas según el plan anual de inspecciones. Las auditorías a contratistas incluirán el cumplimiento de la legislación nacional, y los requisitos ambientales específicos establecidos para cada servicio.

Indicadores Ambientales

ELECDA reporta anualmente los indicadores ambientales de las empresas a través de una plataforma denominada ENABLON.

Los indicadores se enmarcan en el GRI (Global Reporting Initiative) para la elaboración de memorias de sostenibilidad. Entre los principales indicadores se encuentran:

Generación de residuos peligrosos y no peligrosos, materiales utilizados, consumos de energía, emisiones de CO₂, número de derrames entre otros, los que son publicados en el Informe de Responsabilidad Corporativa de Gas Natural Fenosa.

Sistema Integrado de Gestión (SIG)

Durante el año 2016 GNF ha sostenido y reforzado el Sistema Integrado de Gestión (SIG): Medio Ambiente (ISO 14001), de Seguridad y Salud Ocupacional (OHSAS 18001) y de Calidad (ISO 9001) en ELECDA.

La empresa ELECDA en el año 2016 recertificó su Sistema Integrado de Gestión.



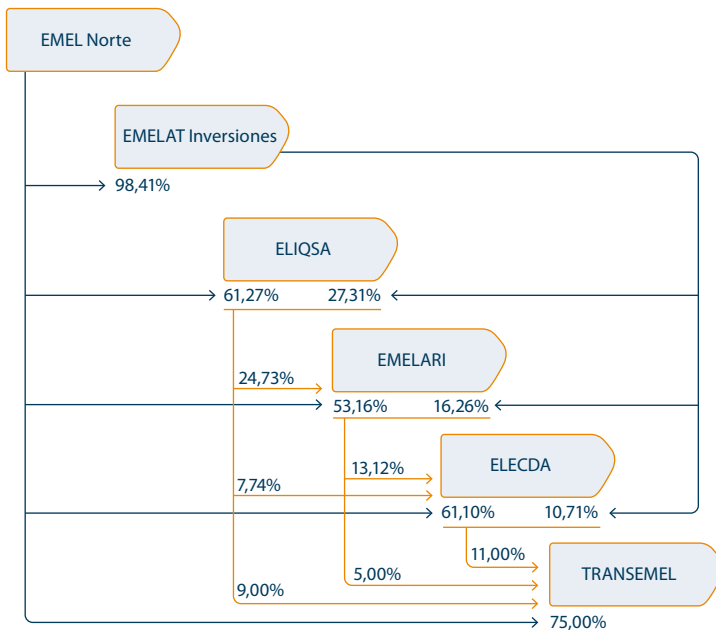
Estructura de Propiedad

De EMEL Norte S.A. dependen tres compañías que distribuyen y transmiten energía eléctrica y una de transmisión, todas ellas en el SING.

Todas las sociedades de distribución y transmisión eléctrica bajo la administración de EMEL NORTE: EMELARI, ELIQSA y ELECDA, son sociedades anónimas abiertas y cotizan en la Bolsa de Comercio de Santiago, Bolsa Electrónica y en la Bolsa de Valparaíso.

Por su parte, ELECDA tiene una participación directa en TRANSEMEL de 11,00%, que se dedica a la transmisión de energía eléctrica.

EMELARI, ELIQSA y ELECDA se encuentran inscritas en la Superintendencia de Valores y Seguros, mientras que TRANSEMEL es una entidad informante. Todas estas sociedades cumplen con las obligaciones que emanan de esta Superintendencia.



Declaración de Responsabilidad

Los abajo firmantes declaran bajo juramento que son responsables de la veracidad de toda la información en la presente Memoria Anual:



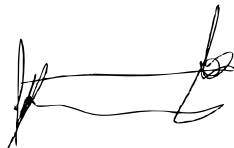
Presidente
Rafael Salas Cox
RUT 9.609.399-3



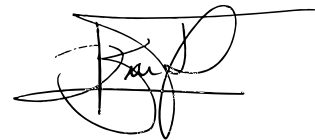
Vicepresidente
Gonzalo Soto Serdio
RUT 10.033.471-2



Director
Matías Hepp Valenzuela
RUT 9.908.037-K



Director
Gonzalo Palacios Vásquez
RUT 5.545.086-2



Director
Francisco Sánchez Hormazábal
RUT 10.768.919-2



Gerente General
Eduardo Apablaza Dau
RUT 9.048.258-0

Santiago, marzo 2017



19
120
-121

121-122

121-122

122-129

26,00
33,00
24,00

35,00

31

207,00

34,00
27

0,07
0,12
0,05

177



Memoria Anual 2016

Estados Financieros

Informe de Auditores Independientes	Pág. 74
Estado de Situación Financiera Clasificado	Pág. 76
Estado de Resultados por Función	Pág. 78
Estado de Resultados por Integral	Pág. 79
Estado de Cambios en el Patrimonio	Pág. 80
Estado de Flujo de Efectivo Directo	Pág. 81
Información Financiera Resumida	
Subsidiaria directas o Coligadas	Pág. 82

Informe de Auditores Independientes



EY Chile
Avda. Presidente
Bosch 5435, piso 6,
Santiago

tel: +56 (2) 2076 1000
www.ey.com/CL

Informe del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A., que comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2016 y 2015 y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros a base de nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.



Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría

Opinión

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. al 31 de diciembre de 2016 y 2015 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.



Fernando Zayala C.

EY Audit SpA.

Santiago, 25 de enero de 2017

Estado de Situación Financiera Clasificado

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
ACTIVOS CORRIENTES		
Efectivo y equivalentes al efectivo.	64	1.314.452
Otros activos no financieros.	179.801	440.093
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	22.022.699	30.848.351
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	1.084.365	3.972.581
Activos por impuestos.	1.790.660	-
Total activos corrientes	25.077.589	36.575.477
ACTIVOS NO CORRIENTES		
Cuentas por cobrar.	293.735	200.069
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	3.106.362	2.840.574
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	5.612	20.021
Propiedades, planta y equipo.	92.452.867	81.774.194
Propiedad de inversión.	1.892.404	1.842.240
Total activos no corrientes	97.750.980	86.677.098
TOTAL ACTIVOS	122.828.569	123.252.575

PATRIMONIO Y PASIVOS

	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
PASIVOS CORRIENTES		
Otros pasivos financieros.	1.364.507	1.068.290
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	11.825.673	11.409.242
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	546.026	2.891.084
Otras provisiones.	519.746	714.098
Pasivos por impuestos.	-	1.146.733
Otros pasivos no financieros.	585.963	578.137
Total pasivos corrientes	14.841.915	17.807.584
PASIVOS NO CORRIENTES		
Otros pasivos financieros.	45.605.150	45.578.627
Cuentas por pagar.	134.676	134.676
Pasivo por impuestos diferidos.	3.375.749	2.824.406
Provisiones por beneficios a los empleados.	1.668.872	1.779.181
Total pasivos no corrientes	50.784.447	50.316.890
TOTAL PASIVOS	65.626.362	68.124.474
PATRIMONIO		
Capital emitido.	16.771.834	16.771.834
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	24.233.367	23.677.008
Primas de emisión.	138.628	138.628
Otras reservas.	16.058.378	14.540.631
Total patrimonio	57.202.207	55.128.101
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	122.828.569	123.252.575

Estado de Resultados por Función

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2015 31-12-2015 M\$
ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION		
Ingresos de actividades ordinarias.	94.574.243	100.845.732
Costo de ventas	(80.013.961)	(85.917.215)
Ganancia bruta	14.560.282	14.928.517
Otros ingresos, por función.	132.011	211.660
Gasto de administración.	(9.774.303)	(7.756.746)
Otras ganancias (pérdidas).	187.119	831.356
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	5.105.109	8.214.787
Ingresos financieros.	144.256	1.085.946
Costos financieros.	(2.438.442)	(2.254.144)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	202.329	197.623
Resultados por unidades de reajuste.	4.201	50.287
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	3.017.453	7.294.499
Gasto por impuestos a las ganancias.	(547.178)	(1.394.853)
Ganancia (pérdida)	2.470.275	5.899.646

Estado de Resultados Integral

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2015 31-12-2015 M\$
Ganancia (pérdida)	2.470.275	5.899.646
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación.	2.495.660	-
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	193.029	19.908
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos	2.688.689	19.908
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos.	172.359	-
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de período, antes de impuestos	172.359	-
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	2.861.048	19.908
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán a resultado del período		
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral	(673.829)	-
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(52.118)	(5.375)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período	(725.947)	(5.375)
Otro resultado integral	2.135.101	14.533
TOTAL RESULTADO INTEGRAL	4.605.376	5.914.179

Estado de Cambios en el Patrimonio

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	RESERVAS				GANANCIAS (PÉRDIDAS) ACUMULADAS M\$	PATRIMONIO Patrimonio total M\$
			Superávit de revaluación M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Total reservas M\$		
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2016	16.771.834	138.628	15.026.062	823.009	(1.308.440)	14.540.631	23.677.008	55.128.101
Cambios en patrimonio								
Resultado integral								
Ganancia (pérdida)			-				2.470.275	2.470.275
Otro resultado integral			- 1.994.190	140.911		2.135.101		2.135.101
Total resultado integral	-	-	1.994.190	140.911	-	2.135.101	2.470.275	4.605.376
Dividendos.							(2.531.270)	(2.531.270)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.			- (617.354)	-		(617.354)	617.354	-
Total incremento (disminución) en el patrimonio	-	-	1.376.836	140.911	-	1.517.747	556.359	2.074.106
PATRIMONIO AL FINAL DEL EJERCICIO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016	16.771.834	138.628	16.402.898	963.920	(1.308.440)	16.058.378	24.233.367	57.202.207

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	RESERVAS				GANANCIAS (PÉRDIDAS) ACUMULADAS M\$	PATRIMONIO Patrimonio total M\$
			Superávit de revaluación M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Total reservas M\$		
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2015	16.771.834	138.628	15.676.537	808.476	(1.308.440)	15.176.573	19.784.720	51.871.755
Cambios en patrimonio								
Resultado integral								
Ganancia (pérdida)			-				5.899.646	5.899.646
Otro resultado integral			-	14.533		14.533		14.533
Total resultado integral	-	-	-	14.533	-	14.533	5.899.646	5.914.179
Dividendos.							(2.657.833)	(2.657.833)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.			- (650.475)	-		(650.475)	650.475	-
Total incremento (disminución) en el patrimonio	-	-	(650.475)	14.533	-	(635.942)	3.892.288	3.256.346
PATRIMONIO AL FINAL DEL EJERCICIO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015	16.771.834	138.628	15.026.062	823.009	(1.308.440)	14.540.631	23.677.008	55.128.101

Estado de Flujo de Efectivo Directo

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2015 31-12-2015 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		
Clases de cobros por actividades de operación		
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.	127.875.285	122.049.271
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	61.143	-
Otros cobros por actividades de operación.	9.423.604	9.416.763
Clases de pagos		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.	(103.855.546)	(110.575.111)
Pagos a y por cuenta de los empleados.	(6.089.556)	(6.716.687)
Otros pagos por actividades de operación.	(3.588.672)	(383.436)
Otros cobros y pagos de operación		
Dividendos recibidos	108.900	147.015
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).	(3.602.182)	208.352
Otras entradas (salidas) de efectivo.	167.008	490.044
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	20.499.984	14.636.211
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.	-	826.323
Compras de propiedades, planta y equipo.	(13.320.239)	(11.422.761)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(13.320.239)	(10.596.438)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		
Total importes procedentes de préstamos.	-	20.000.000
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.	-	20.000.000
Préstamos de entidades relacionadas.	261.733.369	138.355.973
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.	(265.785.597)	(157.305.328)
Dividendos pagados.	(2.546.338)	(2.658.432)
Intereses recibidos.	75.497	6.705
Intereses pagados.	(1.971.064)	(1.409.901)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(8.494.133)	(3.010.983)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(1.314.388)	1.028.790
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	1.314.452	285.662
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERÍODO O EJERCICIO	64	1.314.452

Información Financiera Resumida Subsidiarias Directas o Coligadas

Empresa de Transmisión Eléctrica TRANSEMEL S.A.

Estado de Situación Financiera Clasificado (M\$)	31-12-2016	31-12-2015
Activos		
Activos Corrientes	3.026.351	1.894.805
Activos No Corrientes	44.899.639	43.168.864
Total Activos	47.925.990	45.063.669
Patrimonio Neto y Pasivo		
Pasivos Corrientes	12.400.477	1.278.077
Pasivos No Corrientes	7.285.861	17.962.194
Total Pasivos	19.686.338	19.240.271
Total Patrimonio	28.239.652	25.823.398
Total Patrimonio y Pasivos	47.925.990	45.063.669
Estado de Resultados por Función (M\$)	31-12-2016	31-12-2015
Ganancia Bruta	3.683.405	3.128.088
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	2.169.108	2.007.012
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(329.751)	(210.435)
Ganancia (Pérdida)	1.839.357	1.796.577
Estado de Resultado Integral (M\$)	31-12-2016	31-12-2015
Ganancia (Pérdida)	1.839.357	1.796.577
Otro Resultado Integral	1.566.897	-
Total Resultado Integral	3.406.254	1.796.577
Estado de Flujo de Efectivo Directo (M\$)	31-12-2016	31-12-2015
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Operación	4.371.987	1.898.213
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(875.829)	(1.144.677)
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(3.493.621)	(757.020)
Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	2.537	(3.484)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Principio del Ejercicio	-	3.484
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Final del Ejercicio	2.537	-
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto (M\$)	PATRIMONIO TOTAL 2016	PATRIMONIO TOTAL 2015
Saldo Inicial	25.823.398	25.363.321
Cambios en el Patrimonio	2.416.254	460.077
Saldo Final Ejercicio Actual	28.239.652	25.823.398

OFICINAS

OFICINA CENTRAL Y OFICINAS ADMINISTRATIVAS

	CIUDAD	REGIÓN
21 de mayo 1198	Tocopilla	II
Vivar 2044	Calama	II
General Velásquez 890 Of. 801	Antofagasta	II
General Velásquez 890 Of. 901	Antofagasta	II
Pedro Aguirre Cerda 5558	Antofagasta	II
Francisco Bilbao 646	Taltal	II

OFICINAS TÉCNICAS Y COMERCIALES

	CIUDAD	REGIÓN
Latorre 2361, Local 1	Antofagasta	II
San Martín 559	Mejillones	II
José Miguel Carrera 1587	Antofagasta	II

> Este CD contiene la
Memoria Anual completa
con sus respectivos
Estados Financieros



El papel de este informe proviene de
bosques manejados en forma
sustentable y fuentes controladas.

Producción: VQ Diseño
Impresión: Fyrma Gráfica

elecda

GRUPO CGE

www.elecda.cl