

Memoria
Anual
2016



emelari

GRUPO CGE

IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD

Razón Social

Empresa Eléctrica de Arica S.A.

Nombre de Fantasía

EMELARI

Tipo de Sociedad

Sociedad Anónima Abierta

RUT

96.542.120-3

Domicilio Legal

Ciudad de Arica

Dirección

Baquedano 731, Arica

Teléfono

(58) 220 1110

Sitio Web

www.emelari.cl

Audidores Externos

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

Relación con Inversionistas

Gonzalo Ojeda Peñaloza
inversionistas@emelari.cl
(56-2) 2680 7435

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

Documentos Constitutivos

Empresa Eléctrica de Arica 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 640 N° 330 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces y Comercio de Arica y publicado en el Diario Oficial N° 33.222 de 16 de noviembre del año 1988.

Inscripción en el Registro de Valores

N° 334 del 12 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 eléctricos y equipos y la prestación de servicios o asesoría técnica respecto a estos productos, artefactos y equipos ya sea en forma directa o a través de terceros.
- c) Organizar, constituir, incorporarse o formar parte de sociedades, modificarlas y disolverlas, cuyos objetos sociales sean similares o complementarios de los indicados en las letras anteriores, pudiendo suscribir lo que sea necesario de sus respectivos capitales, adquirir y enajenar acciones de las mismas y efectuarles aportes de dinero, especies y/o servicios.
- d) Realizar por sí o a través de sociedades filiales o relacionadas, inversiones en toda clase de bienes inmuebles o muebles, corporales o incorporales, administrar dichas inversiones y obtener rentas de las mismas.

Memoria Anual 2016



Carta del Presidente
El Presidente de EMELARI 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. 22**



Gestión 2016
La forma en que se gestiona el negocio y cómo diferencia a la Compañía dentro de la cadena de valor. **Pág. 34**



Estados Financieros
Informe de la situación económica y financiera para la presente cuenta anual. **Pág. 68**



Contenido

Carta del Presidente Pág. 04

Directorio Pág. 06

Ejecutivos Principales Pág. 07

Reseña Histórica Pág. 08

Hechos Destacados 2016 Pág. 10

Marcha de la Empresa Pág. 14

Marcha de la Empresa Pág. 16

Ámbito de Negocios Pág. 17

Política y Plan de Inversión Pág. 17

Factores de Riesgo Pág. 18

Participación en Asociación Gremial Pág. 20

Propiedad y Control Pág. 21

Información para el Accionista Pág. 22

Información General Pág. 28

Remuneración del Directorio y Ejecutivos
Principales Pág. 30

Información sobre Empresas Subsidiarias
o Asociadas Pág. 31

Relaciones Comerciales habidas
con las Subsidiarias o Asociadas Pág. 32

Hechos Relevantes o Esenciales Pág. 33

Gestión 2016 Pág. 34

Gestión Regulatoria Pág. 36

Gestión Comercial Pág. 45

Gestión de Operaciones Pág. 49

Gestión Administrativa y Financiera Pág. 54

Información de la Sociedad Pág. 56

Innovación, Investigación y Desarrollo Pág. 58

Personas, Organización y Cultura Pág. 60

RSE y Medio Ambiente Pág. 63

Estructura de Propiedad Pág. 66

Declaración de Responsabilidad Pág. 67

Estados Financieros Pág. 68

Informe de Auditores Independientes Pág. 70

Estado de Situación Financiera Clasificado Pág. 72

Estado de Resultados por Función Pág. 74

Estado de Resultados Integral Pág. 75

Estado de Cambios en el Patrimonio Pág. 76

Estado de Flujo de Efectivo Directo Pág. 77

Información Financiera Resumida

Subsidiarias Directas o Coligadas Pág. 78

Oficinas Pág. 80



Carta del Presidente

Estimados Señores Accionistas:

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

Durante 2016, EMELARI, empresa distribuidora de energía eléctrica en la Región de Arica y Parinacota, que abastece a los clientes de las comunas de Arica y Camarones, continuó trabajando para mejorar la calidad del suministro y servicio que entrega a sus clientes, junto con contribuir al bienestar y desarrollo de las comunidades con las que se relaciona.

Este año, EMELARI 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 período se invirtieron \$1.675 millones. Estas inversiones se destinaron al mejoramiento de la calidad de suministro que EMELARI otorga a sus clientes, a través del robustecimiento de su infraestructura y equipamiento necesario para los aumentos de consumos y clientes que la región demanda, además de la renovación y modernización de las instalaciones actuales para garantizar la continuidad de suministro tanto a nuevos clientes como a los ya existentes.

Al 31 de diciembre de 2016, EMELARI contaba con 71.550 clientes y 304 GWh de ventas. Lo anterior representa una variación de 2,7% y 2,3% respectivamente, en comparación con el año anterior.

Durante este período se obtuvo una utilidad de \$2.600 millones, lo que significó una variación de -27,65% respecto del año 2015. Esta variación se debe fundamentalmente a menor prestación de servicios a terceros por una baja en la actividad económica, compensado por menores costos operacionales. A esto se sumó una disminución en el resultado no operacional producto de efectos positivos no recurrentes generados el año 2015 asociados a procesos de reliquidación de años anteriores, así como un mayor gasto en impuestos.

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 las más de 20 iniciativas desarrolladas, las cuales han impactado en forma significativa 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 20% el índice total de duración promedio de las interrupciones (SAIDI), pasando de 12,4 horas en 2015 a 9,9 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 el año 2016 EMELARI 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.

En línea con la estrategia energética que el país ha definido para los próximos años, los esfuerzos de EMELARI se enfocaron en aquellas acciones tendientes a brindar un mayor y mejor acceso a los servicios energéticos, con altos estándares de continuidad, seguridad y eficiencia.

Durante el año, desarrollamos 21 reuniones con diversas agrupaciones y organizaciones comunitarias, además de 26 reuniones durante todo el 2016 con diversas autoridades de la región, las que fueron de gran aporte para el desarrollo de proyectos e iniciativas conjuntas entre las que destacan el lanzamiento del piloto "Cuentas Claras y Transparentes", que posicionó a EMELARI como la primera distribuidora en implementar el nuevo formato de boleta eléctrica, para después ser replicado en el resto del país.

Queremos finalmente agradecer a todos nuestros colaboradores, por que gracias a su permanente esfuerzo hicieron posible esta labor de servicio a nuestros clientes. A todos ellos queremos 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 Arica 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	12-04-2016	
Gonzalo Soto Serdio	Vicepresidente	Ingeniero Civil Industrial	10.033.471-2	12-04-2016	
Matías Hepp Valenzuela	Director	Ingeniero Civil Industrial	9.908.037-K	12-04-2016	
Gonzalo Palacios Vásquez	Director	Ingeniero Civil de Industrias	5.545.086-2	12-04-2016	
Francisco Sánchez Hormazábal	Director	Ingeniero Civil Industrial	10.768.919-2	12-04-2016	
Pablo Sobarzo Mierzo	Presidente	Ingeniero Comercial	9.006.201-8	26-03-2015	12-04-2016
Rafael Salas Cox	Presidente	Abogado	9.609.399-3	01-04-2014	26-03-2015
Antonio Gallart Gabás	Vicepresidente	Ingeniero Industrial	24.961.865-9	26-03-2015	16-03-2016
Eduardo Morandé Montt	Vicepresidente	Ingeniero Comercial	7.024.596-5	01-04-2014	26-03-2015
Gonzalo Palacios Vásquez	Director	Ingeniero Civil de Industrias	5.545.086-2	20-11-2014	12-04-2016
Mauricio Russo Camhi	Director	Ingeniero Civil Industrial	7.774.599-8	20-11-2014	12-04-2016
Pablo Sobarzo Mierzo	Director	Ingeniero Comercial	9.006.201-8	20-11-2014	26-03-2015
Wilhelm Went Gléna	Director	Ingeniero Civil	6.323.400-1	26-03-2015	12-04-2016

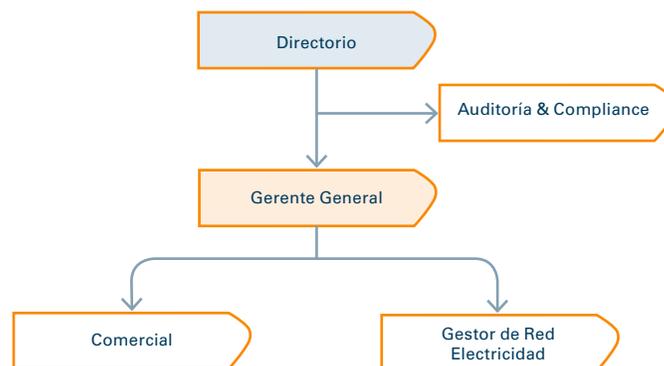
Ejecutivos Principales

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

- > La Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A., en la Undécima Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada el 25 de octubre de 1988 en Antofagasta, aprobó la división de la compañía en cuatro nuevas sociedades. De esta división se crea la Empresa Eléctrica de Arica S.A., que heredó su personal, experiencia y vocación de servicio a la comunidad.
- > La Sociedad Empresa Eléctrica de Arica S.A., EMELARI, 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 Arica, a fojas 640 bajo el N° 330, el 17 de noviembre de 1988.
- > En junta extraordinaria de accionistas, reducida a escritura pública el 9 de marzo de 1990, en la notaría de Arica de Don Víctor Warner Sarria se aprobó la modificación del objeto social.
- > La propiedad de la empresa tuvo cambios significativos durante 1989, como resultado de la venta de acciones de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) a particulares, mediante la modalidad de "capitalismo popular regional". A partir del

año 1990, EMELARI forma parte del Grupo de Empresas EMEL, siendo controlada por su matriz EMEL.

- > El 12 de septiembre de 2007, Compañía General de Electricidad S.A. (CGE) y PPL Chile Energía Ltda., controladora de EMEL (matriz de EMELARI), 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 CGE, en el marco de un proceso de Oferta Pública de Adquisición de Acciones (OPA), el total de las acciones de su propiedad en EMEL, que correspondían a 13.890.715 acciones y que representaban el 95,4% del capital accionario.
- > El 6 de noviembre de 2007 CGE declaró exitosa la OPA formulada para la adquisición del 100% de las acciones de EMEL. En virtud de dicha OPA y en la misma fecha, CGE adquirió el control de dicha sociedad y sus empresas filiales, adquiriendo 14.261.090 acciones de Empresas EMEL S.A., que representan el 97,94% de su capital accionario.
- > A fines de 2014, a través de una Oferta Pública de Acciones (OPA), la multinacional española Gas Natural Fenosa ingresó a la propiedad de CGE, sociedad matriz de EMEL NORTE, que a su vez es controladora de EMELARI,

quedando como controladora de la empresa y de sus filiales de electricidad, gas y servicios.

- > La operación comenzó tras el acuerdo sellado en octubre entre Gas Natural Fenosa y los entonces accionistas mayoritarios de la sociedad: Grupo Familia Marín, Grupo Almería y Grupo Familia Pérez Cruz. Un mes más tarde, la OPA -lanzada por la firma internacional -fue declarada exitosa con el 96,50% de los accionistas aceptando la oferta del conglomerado español.
- > De conformidad a lo establecido en el artículo 97 de la Ley 18.045, Compañía General de Electricidad S.A. es el Controlador de Empresa Eléctrica de Arica S.A. con una participación accionaria indirecta de 89,35%, a través de EMEL NORTE.
- > A través de una Oferta Pública de Acciones (OPA), la que terminó exitosamente en el mes de noviembre de 2014, la multinacional española GAS NATURAL FENOSA INTERNACIONAL, S.A., antes Unión Fenosa internacional, S.A., a través de la sociedad Gas Natural Fenosa Chile SpA, 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, quedando como controladora de esta última y de sus filiales de electricidad,

gas y servicios. El número de acciones adquiridas ascendió a 402.122.728 acciones, representativas del 96,50% del capital accionaria de Compañía General de Electricidad S.A., RUT 90.042.000-5.

- > 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.
- > Con fecha 9 de agosto de 2016, Gas Natural Fenosa Chile S.A. se fusionó con Compañía General de Electricidad S.A., RUT 90.042.000-5, tomando la razón social de esta última.

Hechos Destacados 2016

> ENERO Implementación MAT (Modelo Atención Telefónica)

Inicio de Operaciones de proveedores externos de Contact Center CGS y Konecta, traspasando 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 Cuadrienio 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.
Disponibilidad en el IVR de 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.

CeX (Costumer Experience)

Inicio formación de proveedores de Contact Center.

Twitter

Reformulación modelo de atención.

Firma de Convenio de Intermediación de Seguros y Contrato de Servicios de Recaudación

EMELARI firmó un Convenio de Intermediación de Seguros con ACE Seguros S.A. y la corredora Santa María de Los Ángeles para el desarrollo, promoción y recaudación de pólizas de seguros individuales ofrecidos a sus clientes.

> MAYO Control Integral de Energía (Plan CIE)

Lanzamiento del Plan de Control Integral de Energía (Plan CIE) con foco en la reducción de pérdidas. Este plan consideró la revisión de los procesos internos de la Compañía que impactan en los indicadores de pérdidas.

Cambio de Nombre

Se modifica 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 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 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.

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 deje 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 externo para apoyo en la resolución de reclamos- Anillo Reparación EPA En Atención Telefónica se da inicio al Anillo de Reparación de la EPA (Encuesta Post Atención), enfocándose en los clientes que evaluaron con nota Triple 1. Concluye el proyecto de centros de recaudación externos, que amplía la red de centros de pago, acercando la empresa a los clientes.

Ley de Transmisión El 20 de julio 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.

> **AGOSTO**
Licitaciones de Suministro Se adjudica 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 a proveedor Digitex la implementación de esta herramienta que permite transcribir de voz a texto las atenciones realizadas por los ejecutivos del Contact Center, detectando brechas y análisis causa-raíz.

> **SEPTIEMBRE**
Proyecto Telemedida - CDEC Conforme a lo dispuesto por MINENERGÍA en la NTSyCS de enero 2016, se da inicio a la instalación de medidores conectados a un sistema de telemedida, que tendrá por objeto disponer de equipamiento y comunicaciones, para los sistemas de medidas que registran en línea las transferencias de energía entre los sistemas eléctricos.

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 para el 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 Asociación Gremial de Empresas Eléctricas (EEAG).

Twitter Habilitación atención comercial en este canal.

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

Cupón de pago parcial Se implementa la apertura de las partidas de energía y retail.

> **OCTUBRE**
Convenio de Pago
 Implementación 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**
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.

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.

Anillo Reparación MADISON
 En Atención Telefónica se da inicio al Anillo de Reparación de MADISON, enfocándose en los clientes que evaluaron con notas entre 1 y 4.

> **DICIEMBRE**
Simplificación procesos Gestión Clientes
 Estandarización de políticas y homologación de procesos asociados a la Atención de Clientes, con el objetivo de mejorar los estándares de servicio, reduciendo el esfuerzo del cliente en cada una de las interacciones que efectúa con la Compañía.

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

Gestión Abandono
 Piloto de gestión de abandono con el objeto de abordar a aquellos clientes que por algún motivo no pudieron comunicarse con el Contact Center. Se mejoró la satisfacción, experiencia y calidad del servicio entregado por este canal.

Boleta de Servicios
 Implementación 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. 16](#)

Ámbito de Negocios [Pág. 17](#)

Política y Plan de Inversión [Pág. 17](#)

Factores de Riesgo [Pág. 19](#)

Participación en Asociación Gremial [Pág. 20](#)

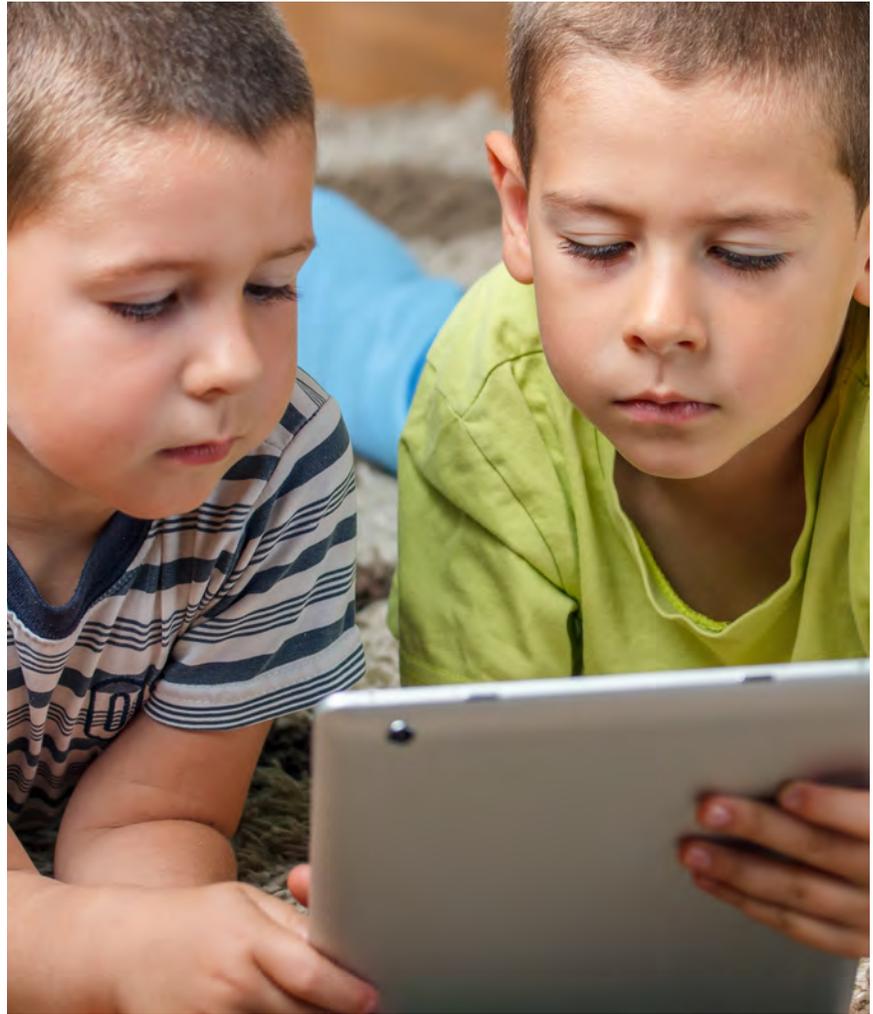
Propiedad y Control [Pág. 21](#)

Marcha de la Empresa

La utilidad de EMELARI al 31 de diciembre de 2016 alcanzó a \$2.600 millones registrando una disminución de \$993 millones con respecto del ejercicio anterior.

El EBITDA ascendió a \$3.967 millones, lo que representa una reducción de \$198 millones (4,8% inferior) respecto del ejercicio 2015. Además de la disminución en el EBITDA, la utilidad disminuyó en comparación con el año anterior, debido principalmente a un menor resultado en empresas relacionadas donde tiene propiedad, como son ELECDA y TRANSEMEL. Sumado a la anterior, incidieron en el resultado los efectos positivos no recurrentes generados durante el período 2015, asociados a los impactos positivos en dicho período por efecto de las reliquidaciones de los decretos de precio de nudo promedio de años anteriores.

Como ya se indicó, el EBITDA disminuyó en \$198 millones debido a un menor margen de servicios complementarios por \$419 millones. En lo anterior influyó principalmente el menor margen de obras y una baja en los servicios regulados, principalmente por menores ingresos por arriendo de equipos y venta de empalmes residenciales; una disminución en el margen de energía de \$63 millones, que fue compensado parcialmente por una disminución en los costos operacionales por \$285 millones y



que se explican en lo fundamental por los planes de eficiencia que está realizando la Compañía. Estos planes, no obstante fueron compensados por mayores gastos asociados a servicio al cliente y mayor gasto en mantenimiento de redes.

Por otro lado, el crecimiento en las ventas de energía fue compensado por un incremento de las pérdidas físicas de energía que pasaron de 6,39% a 7,51%.

Durante el año 2016, EMELARI abasteció a un total de 71.550 clientes, en la Región de Arica y Parinacota, siendo parte del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), con foco en el negocio de distribución de electricidad, con una venta física de 304 GWh, y en el negocio de subtransmisión.

Ámbito de Negocios

EMELARI distribuye, transmite y comercializa energía eléctrica en las comunas de Arica y Camarones de la Región de Arica y Parinacota.

Los principales proveedores de EMELARI 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.

Durante 2016, el principal proveedor de EMELARI fue Engie Energía Chile S.A., que otorgó suministro de energía y potencia para el abastecimiento de sus clientes regulados, el que representa el 70,80% 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.

EMELARI, al 31 de diciembre de 2016, no presenta clientes en el segmento de distribución que a nivel individual registren 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)	452
Líneas de baja tensión (km)	640
Capacidad instalada en transformadores de distribución propios (MVA)	84
Capacidad instalada en transformadores particulares (MVA)	81
Energía vendida (GWh)	304
Clientes	71.550

Política y Plan de Inversión

Durante 2016 se materializaron inversiones en la región por \$1.675 millones destinadas principalmente al sistema de distribución focalizado tanto en satisfacer el permanente crecimiento del mercado como así también la mantención de las actuales instalaciones, con el objetivo 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 \$5.573 millones destinado fundamentalmente a la construcción de obras de infraestructura y 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 el cumplimiento de la normativa vigente.



Factores de Riesgo

EMELARI se dedica a la actividad de distribución y transmisión de energía eléctrica en Chile. El ámbito de operación se circunscribe a la Región de Arica y Parinacota.

El crecimiento de la demanda se relaciona directamente con el mejoramiento del ingreso per cápita, 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 sus clientes regulados y libres la empresa 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 sus clientes sometidos a regulación de precios.

Dicho lo anterior, se puede concluir que el negocio de distribución de energía eléctrica 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 el área de distribución de EMELARI 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.

Riesgos Financieros

El negocio en el que participa EMELARI 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. A nivel corporativo se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de las empresas que componen CGE en orden a prevenir y mitigar los principales riesgos financieros. En este sentido, los pasivos financieros de EMELARI se han denominado 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 EMELARI es fundamentalmente en pesos, en consecuencia, la denominación de la deuda financiera es de un 100% en pesos chilenos, de este modo no hay riesgo de variación de Unidad de Fomento ni de tipo de cambio.

Por otra parte, EMELARI 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 EMELARI 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 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.

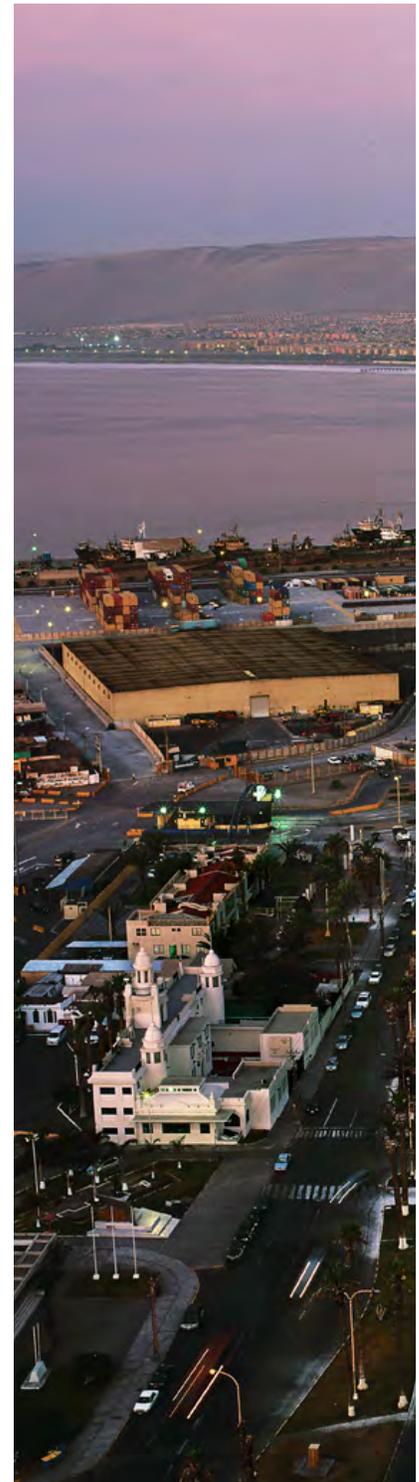
Riesgo de Crédito Deudores Comerciales

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 un organismo independiente que es el CDEC-SING, teniendo estos montos título ejecutivo para el prestador del servicio, limitando de esta forma la probabilidad de incobrabilidad de los créditos.

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.



Participación en Asociación Gremial

Durante 2016, EMELARI 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 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.
- Participación activa en los 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, 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 EMELARI al 31 de diciembre de 2016 se compone en 185.994.529 acciones, distribuidas en 1.020 accionistas, siendo las 12 mayores participaciones las que se detallan a continuación:

Nº	Nombre de los 12 Mayores Accionistas	RUT	Nº Acciones	Participación
1	Emel Norte S.A.	76.144.275-9	98.879.122	53,1624%
2	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	96.541.870-9	46.000.000	24,7319%
3	Emelat Inversiones S.A.	76.122.825-0	30.251.645	16,2648%
4	Custodio Cisterna Zarzola	2.183.888-8	900.000	0,4839%
5	Larraín Vial S.A. Corredora de Bolsa	80.537.000-9	575.103	0,3092%
6	Pablo Benavides Santibáñez	1.863.550-K	406.446	0,2185%
7	Banchile Corredores de Bolsa S.A.	96.571.220-8	385.736	0,2074%
8	Ana Rosa León Díaz	2.145.723-K	320.000	0,1720%
9	Javier Manuel Tapia Rivera	13.413.012-1	260.000	0,1398%
10	Santiago Hidalgo Pinto	3.943.568-3	221.997	0,1194%
11	Inversiones Oro Limitada	96.611.120-8	200.000	0,1075%
12	Victoria Paria Arce	8.553.692-3	200.000	0,1075%

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 Arica S.A. con una participación accionaria indirecta de 89,35%, a través de las sociedades EMEL Norte S.A., Empresa Eléctrica de Iquique S.A., y EMELAT Inversiones 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 distribuable del ejercicio.

El cumplimiento del programa antes señalado quedará condicionado a las utilidades que realmente se obtenga, 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 sobre las transacciones bursátiles de los últimos tres años de la acción de EMELARI, considerando las transacciones efectuadas en la Bolsa de Comercio de Santiago, Bolsa de Corredores de Valparaíso y Bolsa Electrónica de Chile, es la siguiente:

Trimestre	N° Acciones Transadas	Monto Total Transado (M\$)	Precio Promedio (\$)	Presencia Bursátil* (%)
Primer Trimestre 2014	119.005	20.094	168,85	-
Segundo Trimestre 2014	33.888	5.727	169,00	-
Tercer Trimestre 2014	7.456	1.260	169,00	-
Cuarto Trimestre 2014	100.736	17.097	169,72	-
Primer Trimestre 2015	82.300	13.991	170,00	-
Segundo Trimestre 2015	3.512	615	175,00	-
Tercer Trimestre 2015	104.208	19.451	186,66	-
Cuarto Trimestre 2015	-	-	-	-
Primer Trimestre 2016	-	-	-	-
Segundo Trimestre 2016	654.652	122.420	187,00	0,56
Tercer Trimestre 2016	569.305	106.460	187,00	1,11
Cuarto Trimestre 2016	-	-	-	1,11

**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)	2.600.286
Pérdidas acumuladas	-
Utilidad Líquida Distribuible	2.600.286

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
103	12-04-16	25-04-16	6,0	1.115.967	Definitivo 2015
104	24-10-16	22-11-16	5,0	929.973	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 \$3,5 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 un 60,8% 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	17,2
2015	12,5
2016	11,0

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	3.626.893	87,4%
2015	2.231.934	62,1%
2016	1.580.954	60,8%

Distribución de Utilidades

El Directorio propone distribuir la "Ganancia atribuible a los propietarios de la Controladora", ascendente a \$2.600 millones, en la siguiente forma:

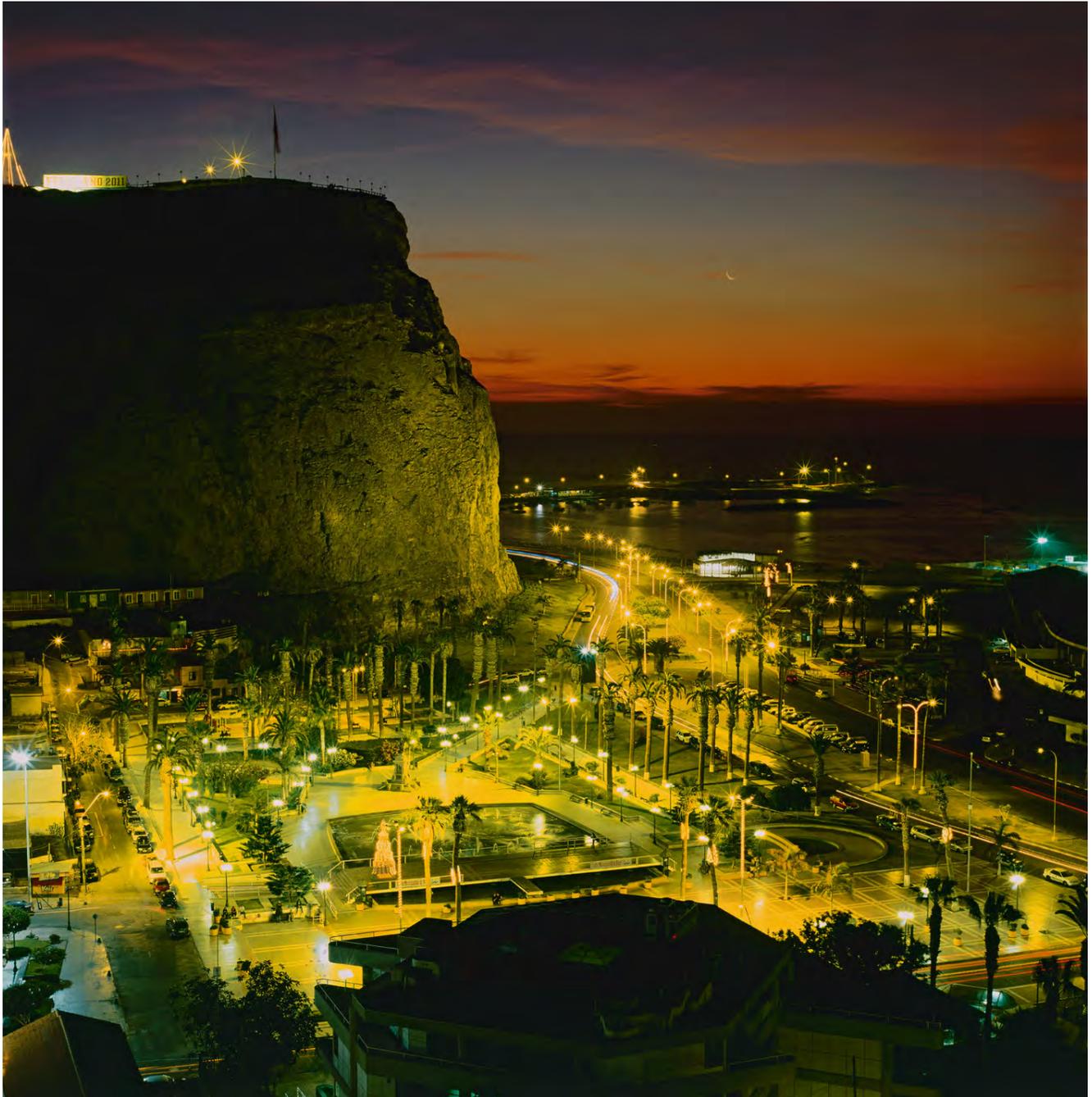
	M\$
A cubrir dividendo provisorio N° 104 del 22 de noviembre de 2016	929.973
A pagar dividendo definitivo N° 105	650.981
Al pago de dividendos eventuales en ejercicios futuros, Art. 80 Ley 18.046	1.019.332
Ganancia (Pérdida) atribuible a los Propietarios de la Controladora	2.600.286

Capital y Reservas

Al 31 de diciembre de 2016 la cantidad de acciones suscritas y pagadas de EMELARI asciende a 185.994.529 y el "Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora" alcanza a \$32.875 millones, lo que corresponde a un valor libro de \$176,8 por acción a igual fecha.

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	7.959.955
Ganancias (pérdidas) acumuladas	11.872.172
Primas de emisión	113.232
Otras reservas	12.278.793
Patrimonio atribuible a los Propietarios de la Controladora	32.224.152







Memoria Anual 2016

Información General

Remuneración del Directorio y Ejecutivos

Principales [Pág. 30](#)

Información sobre Empresas Subsidiarias

o Asociadas [Pág. 31](#)

Relaciones Comerciales habidas

con las Subsidiarias o Asociadas [Pág. 32](#)

Hechos Relevantes o Esenciales [Pág. 33](#)

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 o Asociadas

Nombre	Naturaleza Jurídica	Capital Suscrito y Pagado (M\$)	Objeto Social Resumido	Directores Titulares	Gerente General	Participación al 31/12/2016	Participación al 31/12/2015	Inversión Directa
Empresa de Eléctrica de Antofagasta S.A. (ELECDA)	Sociedad Anónima Abierta	16.771.834	Distribución y transporte de energía eléctrica	Presidente: Rafael Salas Cox (*) Vicepresidente: Gonzalo Soto Serdio(*) Director: Matias Hepp Valenzuela (*) Director: Gonzalo Palacios Vásquez (*) Director: Francisco Sánchez Hormazábal (*)	Eduardo Apablaza Dau (**)	Directa: 13,12%	Directa: 13,12%	M\$ 7.506.062, que representa 16,24% del activo de la Coligante
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: Matias Hepp Valenzuela (*) Director: Francisco Sánchez Hormazábal (*)	Eduardo Apablaza Dau (**)	Directa: 5,0% Indirecta: 1,44%	Directa: 5,0% Indirecta: 1,44%	M\$ 1.411.983, que representa 3,05% 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\$
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Cuenta corriente mercantil (pagos)	CL \$	80.884.868	-	-	-
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Cuenta corriente mercantil (préstamos)	CL \$	75.495.877	-	-	-
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Intereses cobrados	CL \$	38.394	38.394	-	-
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Intereses pagados	CL \$	10.309	(10.309)	-	-
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Asesorías profesionales	CL \$	288.198	(288.198)	-	-
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Ex-Controladora	Cuenta corriente mercantil (pagos)	CL \$	-	-	49.230.808	-
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Ex-Controladora	Cuenta corriente mercantil (préstamos)	CL \$	-	-	46.467.260	-
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Ex-Controladora	Intereses cobrados	CL \$	-	-	3.256	3.256
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Ex-Controladora	Intereses pagados	CL \$	-	-	167.376	(167.376)
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Ex-Controladora	Asesorías profesionales	CL \$	-	-	160.451	(160.451)
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Coligante	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CL \$	-	-	71.117	(71.117)
87601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	130	130	-	-
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Asociada	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CL \$	238.833	238.833	268.244	268.244
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Asociada	Venta de energía	CL \$	651	651	342	342
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Soporte call center	CL \$	21.508	(21.508)	85.887	(85.887)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de propiedades	CL \$	-	-	2.446	2.446
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$	651.140	(651.140)	367.526	(367.526)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de equipos microinformáticos	CL \$	44.819	(44.819)	37.846	(37.846)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales y equipos	CL \$	283.700	(1.098)	-	-
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	9.383	(9.383)	33.945	(33.945)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$	924	(924)	-	-
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Servicio administración de bodega	CL \$	20.987	(20.987)	50.830	(50.830)
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales y equipos	CL \$	1.174.523	(43.339)	469.744	(62.996)
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de vehículos	CL \$	21.532	(21.532)	7.933	(7.933)
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	-	-	2	2
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de propiedades	CL \$	21.847	21.847	28.175	28.175
96.837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales y equipos	CL \$	-	-	3.955	-

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\$
96.837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CL \$	47614	(47614)	71.443	(71.443)
96.837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Construcción de redes eléctricas	CL \$	565	-	-	-
96.837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de propiedades	CL \$	5.503	5.503	6.363	6.363
96.837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de gestión de proyectos	CL \$	6.908	(6.908)	-	-
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de gestión de proyectos	CL \$	70.496	(70.496)	1.860	(1.860)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CL \$	55.856	(55.856)	-	-
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de gestión comercial	CL \$	157.285	(157.285)	96.513	(96.513)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	238.303	238.303	79.014	79.014
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales y equipos	CL \$	-	-	3.108	(3.108)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de gestión de proyectos	CL \$	8.000	(8.000)	3.300	(3.300)
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Matriz	Servicio de administración	CL \$	-	-	342.559	(342.559)
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	49.605	49.605	164.550	164.550
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías profesionales	CL \$	174.237	(174.237)	157.569	(157.569)

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, EMELARI informó que el Directorio en sesión realizada el 16 de marzo de 2016, acordó proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas fijada para el día 12 de abril de 2016 el reparto del dividendo definitivo N°103 de \$6,0 por acción, que se propuso pagar el día 25 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 lo prescrito en el inciso 3° del Artículo 74° de la Ley 18.046.





Memoria Anual 2016

Gestión 2016

Gestión Regulatoria [Pág. 36](#)

Gestión Comercial [Pág. 45](#)

Gestión de Operaciones [Pág. 49](#)

Gestión Administrativa y Financiera [Pág. 54](#)

Gestión Regulatoria

El marco regulatorio que norma la actividad principal de EMELARI 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 EMELARI 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, 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 EMELARI 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, EMELARI 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 el

año 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 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, 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, 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, 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, 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, la 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.

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

Sobre esta misma materia, solo continúan vigentes los juicios iniciados por COLBÚN en contra CGE DISTRIBUCIÓN y 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, mediante el cual se 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 se deroga el Decreto 4-2008 de MINECON.

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., Maria 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 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.

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 comunas intensivas en generación eléctrica, el que es financiado por los clientes de aquellas comunas 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: 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 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 5 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 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, 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”.
- 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”.
- Elaboración de 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 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 el 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 4 grupos de trabajo temáticos que se dedicarán a realizar un diagnóstico compartido de la normativa del sector de distribución, los que se reunirán hasta el mes de 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 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 de electricidad y para sus proveedores y clientes es reconocida con la marca de "EMELARI".

Mercado y Principales Clientes

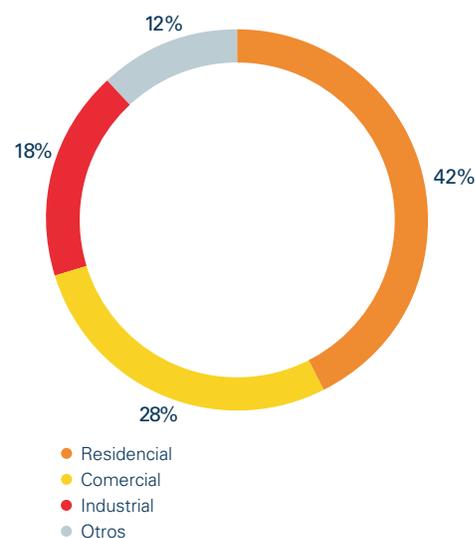
El mercado actualmente atendido por EMELARI presenta un incremento sostenido en el tiempo respecto al número de clientes, lo que se explica en gran medida por el crecimiento demográfico y económico de su zona de concesión. Como muestra el gráfico que a continuación se observa, mientras en el año 2002 la energía vendida fue de 188 GWh, en diciembre de 2016 ésta alcanzó los 304 GWh.

Por otra parte, la energía comprada en el nivel de media tensión alcanzó los 330 GWh, con un incremento de 3,3% respecto del año 2015.

Cantidad de Clientes y Energía Vendida



Energía Física Vendida por Actividad Año 2016 (%)



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

Durante el año, se mantuvo el plan de relacionamiento para el segmento inmobiliario como herramienta clave para la competitividad y desarrollo de negocios en el ámbito de diseño de proyectos, construcción de obras eléctricas y soluciones de iluminación vial y peatonal, mejorando el resultado financiero en un 13% respecto al año anterior.

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

El crecimiento se vio impulsado por la venta de ornamentación luminosa

con tecnología LED en plazas y avenidas de la ciudad de Arica para las festividades de Fiestas Patrias y Navidad, destacando la venta de diseños de proyectos viales y peatonales de iluminación eficiente con tecnología LED para grandes proyectos comerciales, permitiendo un crecimiento financiero de un 100%.

Generación Distribuida

Durante el año 2016 se recibieron 3 solicitudes de conexión a la red de la distribuidora por parte de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), emitiéndose 1 Informe de Criterios de Conexión (ICC) por una potencia estimada de 3 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 EMELARI asciende a 108, representando un monto total de \$958 millones.

Acompañamiento a Gobiernos Regionales en Proyectos de Electrificación Rural

A partir de mayo, la empresa a través de su gerencia Construcción de Obras a Clientes implementó una mesa de trabajo mensual en conjunto con la División Acceso y Equidad Energética del Ministerio de

Energía y de la Unidad Coordinadora del programa de Energización del Ministerio del Interior. Esta mesa de trabajo tiene como propósito realizar un seguimiento permanente de las solicitudes de proyectos de electrificación rural (PER), en las etapas de solicitud de presupuestos, construcción y puesta en servicio.

A nivel de regiones, esta Gerencia está prestando apoyo y asesoría personalizada en la elaboración de estos proyectos, tanto a los Gobiernos Regionales como municipalidades, priorizando la construcción y puesta en servicio de estos proyectos.

Seguros Individuales

En conjunto con la corredora de seguros Santa María de Los Ángeles y la compañía de seguros ACE S.A., se llevaron a cabo atractivas campañas de comunicación a los clientes para incentivar la contratación de seguros para el hogar y de accidentes personales a través de distintos canales de venta. Del mismo modo, se generaron procesos de control de calidad que han permitido lograr altos indicadores de permanencia de clientes con estos productos. Esto permitió a EMELARI contar al cierre del 2016 con la recaudación de una cartera de 8.908 pólizas de seguros a través de su boleta.

Calidad de Servicio y Orientación al Cliente

Durante 2016 se desarrollaron importantes proyectos en los distintos puntos de contacto con el objetivo de consolidar mejoramientos

en la satisfacción de los clientes en las diferentes interacciones.

Se llevó 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 comenzó a ser realizada 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 un 22%, subiendo 15 puntos con respecto al año 2015 (7%). Esta mejora quedó reflejada principalmente en la creación automatizada de reclamos de emergencia y en 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 16% 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 llevó a cabo un proceso de reformulación del modelo buscando generar una mayor cercanía con los clientes. Esto permitió un crecimiento exponencial de seguidores, los que llegaron a 980, aumentando más de un 225% en comparación al 2015. A su vez, se incorporó la atención comercial con mayor cantidad de información relevante disponible para satisfacer los requerimientos de este tipo.

Experiencia Cliente

En 2016 se crea en Chile la Unidad de Experiencia Cliente (CeX) para impulsar el objetivo estratégico de ser referente en satisfacción del cliente en el sector energético. Para lo anterior se promueve la creación de una cultura de orientación al cliente que impacte la percepción final que éste tiene. El foco es mejorar la experiencia del cliente en cada punto de contacto, para

lo que se hace necesario que cada colaborador de la empresa comprenda su responsabilidad en términos de servicio, independiente del rol que desempeñe.

La implementación de CeX (Customer Experience) se fundamenta en una estrategia integral, que se basa en cinco pilares:

1. Identidad de Marca. Se define una imagen específica y 14 principios que guían la conducta y manera de ser de los colaboradores, a través de comportamientos concretos que permiten poner al cliente en el centro de sus labores.

2. Impulso Organizativo. Se constituye una unidad específica de experiencia de clientes.

3. Colaboradores como Embajadores. Se busca convertir a los colaboradores en los principales embajadores de la empresa. Previo a la implementación del Programa CeX, se efectuó una encuesta en julio para conocer las principales brechas de recomendación de los colaboradores. Este diagnóstico permitió guiar las iniciativas internas a trabajar. En este contexto, una iniciativa concreta que favorece el entendimiento del cliente son las inmersiones en los puntos de contacto, que consiste en escuchar al cliente de primera fuente y empatizar con los ejecutivos que lo atienden. En estas actividades participan colaboradores de distintas áreas.

4. Medición Experiencia Cliente y Mejora Continua.

Se implementa una herramienta informática que permite conocer en tiempo real, la voz del cliente y su nivel de recomendación respecto a la interacción vivida con la empresa.

5. Viajes y rediseño de

interacciones. Se construyó el viaje que vive el cliente con la empresa, basado en la metodología "Customer Journey", que permite identificar todas las interacciones que el cliente tiene con la Compañía y diferenciar aquellas que son más críticas y relevantes. Con los resultados obtenidos, se está trabajando en el rediseño de los programas "Yo Conecto", para clientes inmobiliarios, "Yo Reclamo" y "Yo tengo una emergencia" para los clientes de EMELARI.

Adicionalmente, se desarrolló un Programa de Formación CeX, que en esta fase contempló capacitar a los colaboradores de Contact Center y Oficinas Comerciales para proveer de habilidades y herramientas concretas, que facilitan la entrega de una experiencia de cliente muy satisfactoria.

Gestión de Reclamos

En EMELARI, el proceso de homologación de procedimientos realizado 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 telefónicos a todos los clientes una vez resuelto su reclamo.

Gestión de Cobranza

Durante 2016 la gestión de cobranza centró sus actividades en potenciar la cobranza extrajudicial, a través de las 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 monitoreando los indicadores para el cumplimiento de las metas y objetivos.

Además, para este período se reactivó la actividad de cobranza judicial en conjunto con el área de Fiscalía y empresas de cobranzas.

Adicionalmente, para este período 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 del 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 del 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 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, publicada el 20 de julio de 2016, 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 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 \$1.634 millones en infraestructura eléctrica de distribución.

El 29% de estas inversiones fueron destinadas a extensiones de red obligatorias, adecuando la infraestructura eléctrica y ampliación de capacidad; el 11% para reducir pérdidas eléctricas en proyectos de aumento de capacidad de conductores, cambio de nivel de tensión e instalación de medidas anti-hurto; el 29% 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 30% para mejorar los estándares de calidad de suministro asociados a los índices normativos, como también incrementar la confiabilidad de las instalaciones; finalmente un 1% a proyectos de traslado de redes propias solicitados principalmente por terceros.

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

	Total
Líneas de media tensión propias (km)	14
Líneas de baja tensión propias (km)	16
Cantidad de transformadores de MT/BT	32
Potencia agregada en transformadores MT/BT (MVA)	3

En cuanto a inversiones de subtransmisión, en EMELARI se invirtieron \$41 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)	452
Líneas de baja tensión (km)	640

La infraestructura eléctrica incluye 895 transformadores de distribución propios, con una potencia instalada de 84 MVA, y abastece a 420 transformadores de propiedad de clientes, con una potencia de 81 MVA.

En subtransmisión, EMELARI cuenta con 4 km. de líneas de alta tensión y 3 subestaciones transformadoras con una potencia instalada de 74 MVA.

Calidad de Suministro

Durante 2016 se llevaron a cabo diversos 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 de 2016 los indicadores de continuidad de suministro de EMELARI 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	6,6 veces al año
Tiempo medio total de interrupción por cliente TTIK	10,3 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	1,0 veces al año
Tiempo medio total de interrupción por cliente TTIK	2,8 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 99,88% a nivel del sistema total.

EMELARI 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 (*)	1,7 veces al año
SAIDI red distribución (*)	3,6 horas al año
SAIFI total	6,6 veces al año
SAIDI total	9,9 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 EMELARI, 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.

Durante este período, se abonó en las cuentas de los clientes un total de \$8,9 millones, a un promedio mensual de aproximadamente 1.178 clientes, los que representan el 1,7% 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 y 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 las localidades de la región de Arica, 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

de requerimientos sobre materias técnicas y se continuó con 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. Asimismo, 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-SING.

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.

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 136 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 efectuar 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 liderado por la Unidad de Gestión de la Red Eléctrica que pone el servicio de los clientes en el centro de la operación y cuyo objetivo son alcanzar reducciones significativas en la duración de las interrupciones de suministro percibidas por los clientes, medidas a través del indicador SAIDI.

Es así como EMELARI ha asumido un gran desafío con foco en mejorar la calidad del servicio que provee a sus clientes, que ha significado un cambio de perspectiva respecto a cómo se han medido y gestionado las interrupciones históricamente, y la manera en que son operadas las redes de cara a los clientes.

El punto inicial de este trabajo fueron los Talleres Z-SAIDI realizados en zonas, 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 forma temprana.

Con ello se reafirma el compromiso con la calidad de servicio de la empresa, alineada con la política energética definida por el 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 con lo anterior, se ha comenzado con el proceso de despliegue de proveedores e inicio de operaciones, tarea que estará concluida en 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 el año 2016, se desarrolló el plan de disminución de pérdidas de energía, que permitió lograr un índice de pérdidas en EMELARI de 7,51% a diciembre 2016 y la configuración de 149 casos de condiciones irregulares con una recuperación de energía que alcanzó a 0,3 GWh por concepto de consumos no registrados y una mayor facturación estimada de 0,1 GWh asociada a los servicios regularizados. En el año se realizaron 1.661 inspecciones en terreno que aportaron un ingreso por concepto de consumos no registrados de \$25 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 los indicadores de pérdidas. Esta iniciativa también contempló el desarrollo de talleres con los objetivos de identificar acciones para la recuperación de energía, reducción de pérdidas, y la mejora de procesos internos de cara al cliente, y compartir mejores prácticas en toda la cadena de suministro.



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 EMELARI 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 sus clientes en cada punto de contacto. EMELARI 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:** La empresa busca 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 combinación de autonomía profesional y la cooperación constante.

Gestión Financiera

EMELARI 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 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 es un 100% en pesos chilenos, con el objetivo de reducir la volatilidad en los resultados que produce la variación de la inflación sobre la deuda en UF.

Entre las actividades del ámbito financiero más destacadas durante 2016, se puede mencionar:

- 1 operación de refinanciamiento por un total de \$891 millones, principalmente para aumentar plazo.

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, EMELARI 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, EMELARI utiliza siete inmuebles, todos de propiedad de EMELARI, según la siguiente clasificación:

	Propias	Arriendo	Total
Oficina Central y Oficinas Administrativas	1	-	1
Oficinas Técnicas y Comerciales	3	-	3
Terrenos y Otros	3	-	3
Total	7	-	7

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

A continuación se presenta el detalle de los 3 terrenos y otros que utiliza EMELARI:

Concepto	Comuna	Región	Dirección	Propio/Arrendado	Tamaño (m ²)
Subestación Chinchorro	Arica	XV	Barros Arana 2521	Propio	2.560
Subestación Quiani	Arica	XV	Diaguítas 840	Propio	1.956
Subestación Pukará	Arica	XV	Diego Portales 2452	Propio	13.004





Memoria Anual 2016

Información de la Sociedad

Información de la Sociedad Pág. 56

Innovación, Investigación y Desarrollo Pág. 58

Personas, Organización y Cultura Pág. 60

RSE y Medio Ambiente Pág. 63

Estructura de Propiedad Pág. 66

Declaración de Responsabilidad Pág. 67

Innovación, Investigación y Desarrollo

EMELARI 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 EMELARI, 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 por CGE 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 EMELARI 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 toma 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.
- > Se comenzó con el proceso de implementación 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 envolvente 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, provocando 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 792 horas de formación, abarcando a 34 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 5 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 5 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 nuestra 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, este año 2016 EMELARI, 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 desarrolló negociación colectiva reglada con el Sindicato De Trabajadores Profesionales, Técnico y Administrativos de la Empresa Eléctrica de Arica S.A. perteneciente a la empresa de distribución de energía eléctrica, la que representa a más de un 92% de los colaboradores de la Empresa. Se pactó un instrumento colectivo a tres años de duración, los que han logrado fortalecer la relación con el Sindicato y mantener el buen clima

laboral en la empresa. En esta misma línea, se crearon Comités donde la empresa y el sindicato 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 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 puesta en marcha de dicho programa, se realizaron 144 horas de capacitación en las que participaron ejecutivos, supervisores, profesionales y personal de base.

Durante 2016, en EMELARI no se registraron accidentes con lesión a personal propio recibió un reconocimiento de parte del Consejo Nacional de Seguridad en las siguientes categorías:

- 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, EMELARI estableció la conformación de 9 Grupos de Prevención de Riesgos (GPR), los cuales realizaron durante 2016 alrededor de 40 reuniones de seguridad con la participación de personal propio y de contratista. Además, mensualmente sesionó durante el todo el año el Comité Paritarios de Higiene, Seguridad y de Faenas con el objeto de promover la labor de prevención a la comunidad, personal propio y contratistas.

En lo que se refiere a la tasa de siniestralidad efectiva de accidentes del trabajo y enfermedades profesionales, cabe destacar que de acuerdo a lo establecido en el Decreto Supremo N°67 del Ministerio del Trabajo y Previsión Social, EMELARI mantendrá la cotización adicional en 0% durante el período de enero de 2017 a diciembre de 2017.



Dotación

Categoría	2016
Gerentes y Ejecutivos Principales*	-
Otros Gerentes	-
Profesionales y Técnicos	8
Trabajadores	48
Total Trabajadores	56

* Solamente se incluyen trabajadores/ejecutivos con vínculo laboral.

Responsabilidad Social y Desarrollo Sostenible

		Directores	Gerentes	Trabajadores
Género	Hombre	5	3	48
	Mujer	-	-	8
Nacionalidad	Chilenos	5	2	56
	Extranjeros	-	1	-
Rango de Edad	Menos de 30 años	-	-	1
	Entre 30 y 40 años	1	-	16
	Entre 41 y 50 años	2	2	22
	Entre 51 y 60 años	1	1	14
	Entre 61 y 70 años	1	-	3
	Más de 70 años	-	-	-
Antigüedad	Menos de 3 años	5	3	1
	Entre 3 y 6 años	-	-	5
	Entre 6 y 9 años	-	-	15
	Entre 9 y 12 años	-	-	6
	Más de 12 años	-	-	29

Brecha Salarial

	Gerentes y Ejecutivos Principales	Trabajadores
% Brecha Salarial (*)	N/A	78%

(*) 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

EMELARI 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, EMELARI 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 nuestras 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 EMELARI.

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 y se identifican y comparten las mejores prácticas entre las empresas de Gas Natural Fenosa.

Cumplimiento de la Normativa Ambiental

EMELARI 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 EMELARI.

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

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

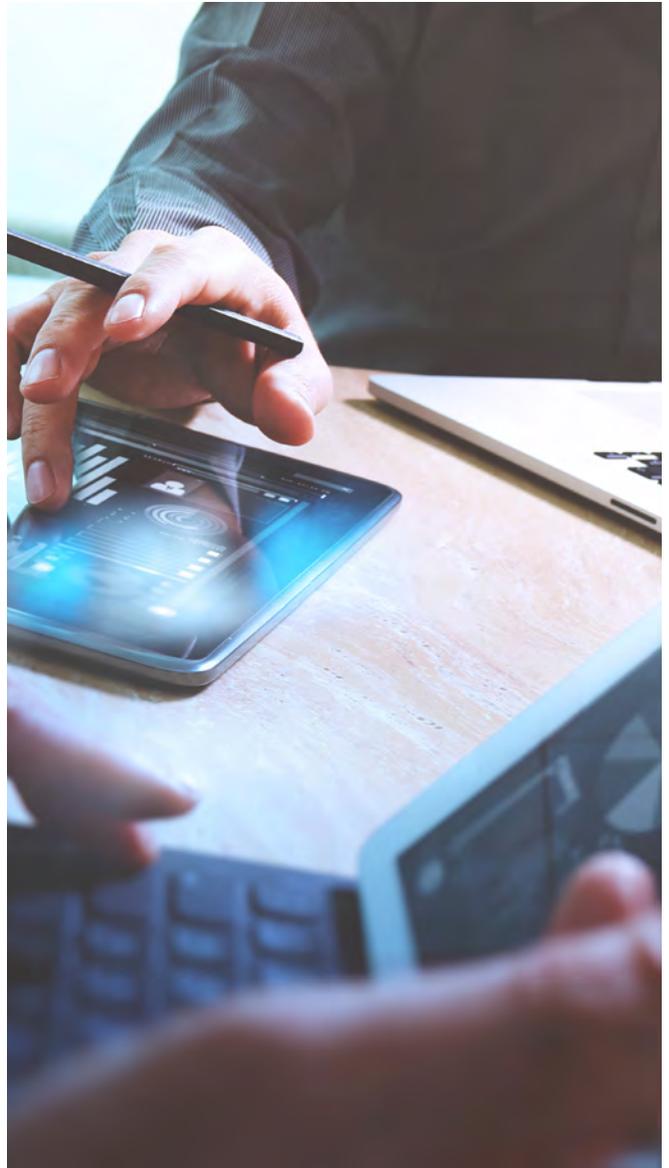
Los indicadores se enmarcan en el GRI (Global Reporting Initiative) para la elaboración de memorias de sostenibilidad. Entre los principales indicadores se encuentran:

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 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 EMELARI.

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



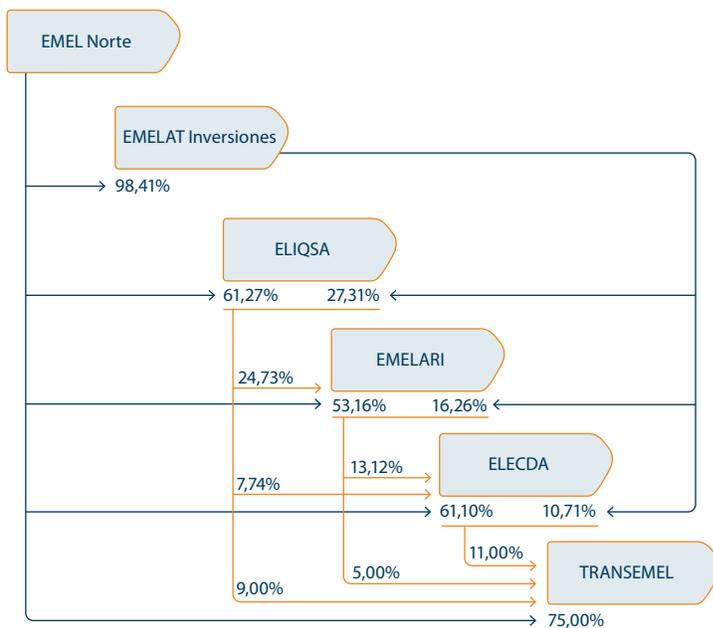
Estructura de Propiedad

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, EMELARI tiene una participación directa en TRANSEMEL y ELECDA de 5,00% y 13,12%, respectivamente.

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:



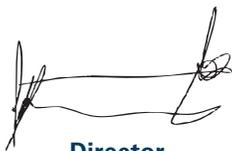
Presidente
Rafael Salas Cox
RUT 9.609.399-3



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





Memoria Anual 2016

Estados Financieros

- Informe de Auditores Independientes [Pág. 70](#)
- Estado de Situación Financiera Clasificado [Pág. 72](#)
- Estado de Resultados por Función [Pág. 74](#)
- Estado de Resultados Integral [Pág. 75](#)
- Estado de Cambios en el Patrimonio [Pág. 76](#)
- Estado de Flujo de Efectivo Directo [Pág. 77](#)
- Información Financiera Resumida
- Subsidiarias Directas o Coligadas [Pág. 78](#)

Informe de Auditores Independientes



EY Chile
Avda. Presidente
Bosco 5435, piso 4,
Santiago

Tel: +56 (2) 2676 1000
www.eychile.cl

Informe del Auditor Independiente

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Empresa Eléctrica de Arica 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 Arica 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.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Fernando Zavala C.', is positioned above the printed name.

Fernando Zavala 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.	133.458	120.240
Otros activos no financieros.	6.457	72.851
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	6.118.922	8.966.386
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	4.192.959	1.123.795
Activos por impuestos.	472.606	-
Total activos corrientes	10.924.402	10.283.272
ACTIVOS NO CORRIENTES		
Cuentas por cobrar.	28.323	27.195
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	8.918.045	8.525.069
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	3.515	6.575
Plusvalía.	362.644	362.644
Propiedades, planta y equipo.	31.006.226	25.046.038
Propiedad de inversión.	2.170.899	1.974.019
Total activos no corrientes	42.489.652	35.941.540
TOTAL ACTIVOS	53.414.054	46.224.812

PATRIMONIO Y PASIVOS

	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
PASIVOS CORRIENTES		
Otros pasivos financieros.	436.508	323.762
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	3.741.265	2.999.410
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	339.730	1.314.600
Otras provisiones.	150.455	178.350
Pasivos por impuestos.	-	379.353
Otros pasivos no financieros.	150.240	148.921
Total pasivos corrientes	4.818.198	5.344.396
PASIVOS NO CORRIENTES		
Otros pasivos financieros.	8.899.187	8.899.187
Cuentas por pagar.	80.500	78.315
Pasivo por impuestos diferidos.	3.929.360	2.684.952
Provisiones por beneficios a los empleados.	692.121	772.645
Otros pasivos no financieros.	2.119.555	-
Total pasivos no corrientes	15.720.723	12.435.099
TOTAL PASIVOS	20.538.921	17.779.495
PATRIMONIO		
Capital emitido.	7.959.955	7.959.955
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	12.523.153	11.572.771
Primas de emisión.	113.232	113.232
Otras reservas.	12.278.793	8.799.359
Total patrimonio	32.875.133	28.445.317
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	53.414.054	46.224.812

Estado de Resultados por Función

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

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2015 31-12-2015 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	31.774.147	32.448.678
Costo de ventas	(25.669.081)	(27.039.842)
Ganancia bruta	6.105.066	5.408.836
Otros ingresos, por función.	338.215	339.882
Gasto de administración.	(3.418.824)	(2.521.172)
Otras ganancias (pérdidas).	217.913	(173.597)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	3.242.370	3.053.949
Ingresos financieros.	85.086	371.508
Costos financieros.	(523.394)	(557.480)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	416.117	863.979
Resultados por unidades de reajuste.	(5.487)	39.788
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	3.214.692	3.771.744
Gasto por impuestos a las ganancias.	(614.406)	(178.364)
Ganancia (pérdida)	2.600.286	3.593.380

Estado de Resultados Integral

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 DEL RESULTADO INTEGRAL		
Ganancia (pérdida)	2.600.286	3.593.380
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.	4.818.594	-
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	(844)	16.988
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos	4.817.750	16.988
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		
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.	358.513	1.906
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	5.176.263	18.894
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.	(1.301.021)	-
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral.	228	(4.586)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período	(1.300.793)	(4.586)
Otro resultado integral	3.875.470	14.308
TOTAL RESULTADO INTEGRAL	6.475.756	3.607.688

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
			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	7.959.955	113.232	8.851.415	336.443	(388.499)	8.799.359	11.572.771	28.445.317
Cambios en patrimonio								
Resultado integral								
Ganancia (pérdida)			-				2.600.286	2.600.286
Otro resultado integral			- 3.857.596	17.874		3.875.470		3.875.470
Total resultado integral	-	-	3.857.596	17.874	-	3.875.470	2.600.286	6.475.756
Dividendos.			-			-	(2.045.940)	(2.045.940)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.			- (396.036)	-		(396.036)	396.036	-
Total incremento (disminución) en el patrimonio	-	-	3.461.560	17.874	-	3.479.434	950.382	4.429.816
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2016	7.959.955	113.232	12.312.975	354.317	(388.499)	12.278.793	12.523.153	32.875.133

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	RESERVAS				GANANCIAS (PÉRDIDAS) ACUMULADAS M\$	PATRIMONIO
			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	7.959.955	113.232	9.289.628	322.135	(388.499)	9.223.264	9.866.109	27.162.560
Cambios en patrimonio								
Resultado integral								
Ganancia (pérdida)			-				3.593.380	3.593.380
Otro resultado integral			-	14.308		14.308		14.308
Total resultado integral	-	-	-	14.308	-	14.308	3.593.380	3.607.688
Dividendos.			-			-	(2.324.931)	(2.324.931)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.			- (438.213)	-		(438.213)	438.213	-
Total incremento (disminución) en el patrimonio	-	-	(438.213)	14.308	-	(423.905)	1.706.662	1.282.757
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2015	7.959.955	113.232	8.851.415	336.443	(388.499)	8.799.359	11.572.771	28.445.317

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 MÉTODO 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.	44.475.783	40.385.534
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas.	18.029	-
Otros cobros por actividades de operación.	3.345.007	3.044.821
Clases de pagos		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.	(33.666.102)	(34.733.805)
Pagos a y por cuenta de los empleados.	(1.602.654)	(1.631.728)
Otros pagos por actividades de operación.	(1.194.378)	(844.659)
Otros cobros y pagos de operación		
Dividendos recibidos.	381.653	415.585
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).	(1.448.290)	229.000
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(736)	(52.716)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	10.308.312	6.812.032
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.	-	4.100
Compras de propiedades, planta y equipo.	(2.521.008)	(1.444.781)
Compra de activos intangibles.	(2.795)	-
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(2.523.803)	(1.440.681)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		
Préstamos de entidades relacionadas.	75.495.877	46.467.260
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.	(80.884.868)	(49.230.808)
Dividendos pagados.	(2.050.506)	(2.315.244)
Intereses recibidos.	26.255	3.256
Intereses pagados.	(358.049)	(355.718)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(7.771.291)	(5.431.254)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	13.218	(59.903)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	120.240	180.143
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	133.458	120.240

Información Financiera Resumida de Subsidiarias Directas o Coligadas

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.

Estado de Situación Financiera Clasificado (M\$)	31-12-16	31-12-15
Activos		
Activos Corrientes	25.077.589	36.575.477
Activos No Corrientes	97.750.980	86.677.098
Total Activos	122.828.569	123.252.575
Patrimonio Neto y Pasivo		
Pasivos Corrientes	14.841.915	17.807.584
Pasivos No Corrientes	50.784.447	50.316.890
Total Pasivos	65.626.362	68.124.474
Total Patrimonio	57.202.207	55.128.101
Total Patrimonio y Pasivos	122.828.569	123.252.575
Estado de Resultados por Función (M\$)	31-12-16	31-12-15
Ganancia Bruta	14.560.282	14.928.517
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	3.017.453	7.294.499
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(547.178)	(1.394.853)
Ganancia (Pérdida)	2.470.275	5.899.646
Estado de Resultado Integral (M\$)	31-12-16	31-12-15
Ganancia (Pérdida)	2.470.275	5.899.646
Otro Resultado Integral	2.135.101	14.533
Total Resultado Integral	4.605.376	5.914.179
Estado de Flujo de Efectivo Directo (M\$)	31-12-16	31-12-15
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Operación	20.499.984	14.636.211
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(13.320.239)	(10.596.438)
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 Ejercicio	1.314.452	285.662
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Final del Ejercicio	64	1.314.452
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto (M\$)	PATRIMONIO TOTAL 2016	PATRIMONIO TOTAL 2015
Saldo Inicial	55.128.101	51.871.755
Cambios en el Patrimonio	2.074.106	3.256.346
Saldo Final Ejercicio Actual	57.202.207	55.128.101

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
Baquedano 731	Arica	I

OFICINAS TÉCNICAS Y COMERCIALES	CIUDAD	REGIÓN
Diego Portales 2442-A	Arica	I
Santa María 2724	Arica	I
Manuel Rodríguez 363	Arica	I

> 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.

emelari

GRUPO CGE

www.emelari.cl