

Memoria Anual **2015**



Javier Tercero.

Diana II (de la serie Hombre-Hambre).

2003.

180 x 160 cm.

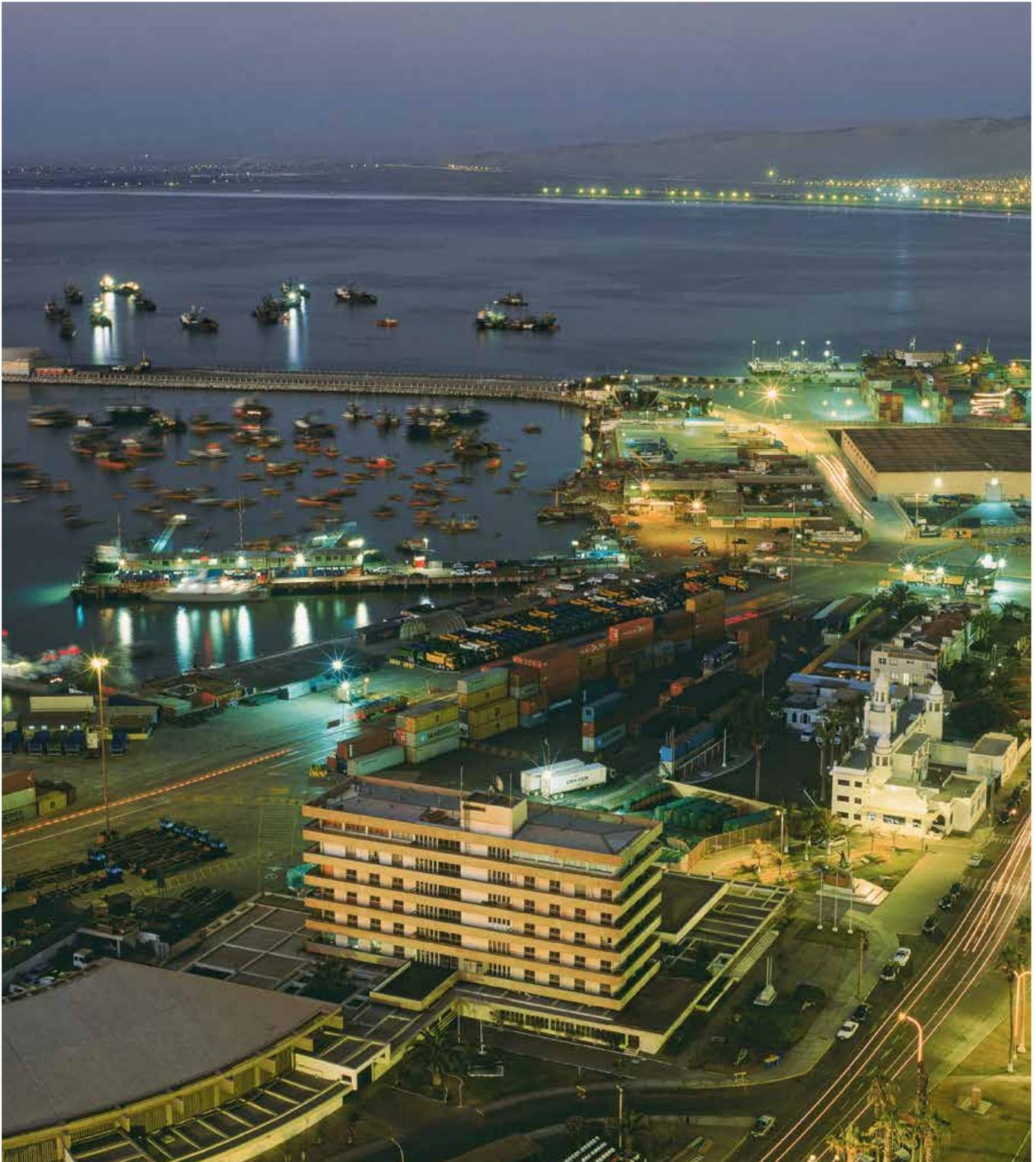
Técnica mixta sobre tabla.

Museo de Arte

Contemporáneo (MAC)

de Gas Natural Fenosa.

Memoria Anual **2015**



Identificación de la Sociedad

Razón Social

Empresa Eléctrica de Arica S.A.

Casilla Postal

277 Arica, Chile

Nombre de Fantasía

EMELARI

Teléfono

(58) 220 1110

Tipo de Entidad

Sociedad Anónima Abierta

Fax

(58) 223 1105

Domicilio Legal

Baquedano N° 731, Arica

Auditores Externos

Ernst & Young Ltda.

RUT

96.542.120-3

Relación con Inversionistas

Gonzalo Soto Serdio

Subgerente Corporativo de Finanzas

Tel. (56-2) 2680 7435

gisotos@cge.cl

Sitio Web

www.emelari.cl

Documentos Constitutivos

La sociedad Empresa Eléctrica de Arica S.A. se constituyó por Escritura Pública el 9 de noviembre de 1988, ante el Notario Público de Antofagasta don Vicente E. Castillo Fernández. Su extracto se publicó en el Diario Oficial N° 33.222 el 16 de noviembre de 1988 y se inscribió en el Registro de Comercio de Arica, a fojas 640 bajo el N° 330, el 17 de noviembre de 1988.

Inscripción en el Registro de Valores N° 334 de fecha 12 de enero de 1989

Objeto Social

La Empresa Eléctrica de Arica S.A. transmite, distribuye y comercializa energía eléctrica en la XV Región de Chile, teniendo como preocupación preferente la atención a sus clientes, los cuales se encuentran repartidos en las comunas de Arica y Camarones, a los valles de Azapa y Lluta y al poblado de Cuya.

EMELARI es una empresa de servicio público de derecho privado dedicada por su naturaleza, esencialmente a vender la energía eléctrica a sus clientes de la Provincia de Arica. Dicha actividad se realiza de acuerdo al Decreto de Concesión Resolución N° 60 del 22 de mayo de 1989 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y posteriores autorizaciones conforme a la expansión de las redes eléctricas.



Memoria Anual **2015**

Contenido

Carta del Presidente **6**

Directorio **8**

Ejecutivos Principales **10**



Reseña Histórica 11

Hechos Destacados 2015 13

Marcha de la Empresa 16

Marcha de la Empresa 18

Propiedad y Control 22

Información para el Accionista 23

Información General 26

Gestión 2015 32

Gestión Regulatoria 34

Gestión Comercial 39

Gestión de Operaciones 42

Gestión Administrativa y Financiera 44

Información de la Sociedad 46

Personas, Organización y Cultura 48

RSE 51

Estructura de Propiedad 52

Declaración de Responsabilidad 53

Estados Financieros 54



Carta del Presidente

Estimados Señores Accionistas

En nombre del Directorio de EMELARI, me es grato presentar a ustedes la Memoria Anual correspondiente al ejercicio 2015.

EMELARI obtuvo al 31 de diciembre de 2015, una utilidad de \$3.593 millones, lo que significó una variación de -13,4% respecto al año 2014. Durante el año se realizaron en EMELARI inversiones por \$1.164 millones, destinadas principalmente al mejoramiento de la calidad del servicio e infraestructura eléctrica, con el objetivo de entregar mayor confiabilidad y calidad a nuestros clientes, velando siempre por mantener altos niveles de seguridad y continuidad de suministro.

En el ámbito comercial, al 31 de diciembre de 2015, EMELARI contaba con 69.674 clientes y 297 GWh de ventas físicas, lo que representa una variación de 1,1% y 1,9% respectivamente, en comparación al año anterior.

Adicionalmente, durante el ejercicio 2015, se establecieron nuevos ejes de trabajo permanente: Seguridad, Calidad, Crecimiento y Eficiencia, se instalaron como los cuatro objetivos

que nos guiarán en el largo plazo, orientando las mejoras en el desempeño de CGE y sus filiales. Estos lineamientos fueron ampliamente difundidos entre nuestros colaboradores e hicieron posible la obtención de resultados financieros positivos. Estos cuatro ejes permanentes continuarán plasmados en la gestión del año 2016.

Otro hecho relevante fue el proceso de implementación del sistema SAP, donde contamos con capacitación, apoyo de especialistas con experiencia en el sistema y agentes de cambio que permitieron anticipar tareas y procesos críticos posibilitando la implantación del sistema, de manera exitosa, en el mes de agosto.

En cuanto a la calidad de servicio y orientación al cliente, durante este periodo se desarrollaron importantes proyectos en los distintos puntos de contacto con el objeto de consolidar mejoras en la satisfacción de nuestros clientes en las diferentes interacciones.

En esta línea, se obtuvieron importantes resultados con el cambio de plataforma tecnológica implementado en el Contact Center, que determinó una mayor amplitud de canales con mejoras directas en los niveles de atención. En este sentido, se destaca el desarrollo y perfeccionamiento del IVR de Emergencia, que permitió mantener indicadores de 95% de atención en situaciones extremas como las contingencias ocurridas durante el segundo semestre de 2015.

Asimismo, EMELARI reforzó su canal de contacto en la red social Twitter a través de la cuenta @emelari_sos, espacio donde los clientes de la compañía pudieron levantar sus requerimientos y consultas de emergencias en tiempo real.

La empresa opera en la Norma ISO 9.001 de Calidad de Servicio para todos los servicios de mantenimiento y construcción eléctrica por sobre las 1.500 UF, y en las normas ISO 14.001 de medioambiente y OHSAS 18.001 de Seguridad y Salud Ocupacional.

Durante el último trimestre del 2015 las empresas eléctricas filiales de CGE se plantearon diseñar e implementar un Plan de Mejora de la Calidad de Servicio, un programa de trabajo intensivo liderado por la Unidad de Gestión de la Red Eléctrica, que pone el servicio de nuestros clientes en el centro de la operación y cuyos objetivos 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 la organización se embarcó en un gran desafío con foco en mejorar la calidad del servicio que proveemos a nuestros clientes, que implicará un cambio de perspectiva respecto a cómo se han medido y gestionado las interrupciones históricamente, y la manera en que operamos nuestras redes.

Con ello se reafirma el compromiso con la calidad de servicio de nuestra empresa, alineada con la política energética definida por el Ministerio de Energía para los próximos años, junto con entregar a las autoridades propuestas de modernización del marco técnico que regula este ámbito.

Siguiendo en el foco de Calidad de Servicio, durante el segundo semestre de 2015, la empresa ejecutó un Plan de Relacionamento con Municipios, con el fin de estrechar lazos con la comunidad y autoridades. De esta forma, se sostuvieron reuniones con los alcaldes de todas comunas de la zona de concesión, a quienes se les presentó un plan con acciones concretas en beneficio de la comunidad.

Además, en EMELARI se desarrollaron diversas acciones para estrechar lazos con la comunidad entre las que destacan reuniones con juntas de vecinos y establecimientos educacionales de la Región de Arica y Parinacota.

Asimismo, se realizaron campañas informativas cuyo objetivo transversal fue invitar a la ciudadanía a celebrar con seguridad.

En septiembre se desarrolló la campaña “Volantín Seguro” impulsada en conjunto con Carabineros, y en diciembre se hizo un llamado a evitar incidentes eléctricos en el hogar mediante el uso de alargadores certificados e informando sobre el correcto uso de los adornos navideños, además de no utilizar serpentina metálica cerca de las redes eléctricas durante las celebraciones de Año Nuevo.

Adicionalmente se realizó la campaña Raima con el objetivo de prevenir accidentes en el proceso de cosecha de la aceituna en el Valle de Azapa, mediante la entrega de volantes informativos sobre los cuidados que se deben tener en cuenta en el proceso y charlas informativas para quienes realizan esta labor.

Respecto de la Seguridad, la gestión de Prevención de Riesgos de 2015 se enmarcó en los ejes permanentes de trabajo de la compañía. En este contexto, se implementó el programa “Compromiso con la Seguridad y Salud”, con la asesoría de la empresa multinacional DUPONT.

Siendo la Seguridad de nuestros trabajadores uno de los puntos fundamentales que hemos querido reforzar este año, quiero destacar con mucho orgullo que EMELARI también recibió reconocimientos por parte del Consejo Nacional de Seguridad, “Premio Consejo Nacional de Seguridad” por alcanzar la más baja tasa de frecuencia de accidentes (cero) en su categoría de empresas y el premio de “Excelencia en Prevención de Riesgos” por mantener cero accidentes por más de dos años consecutivos.

De esta manera concluimos el ejercicio 2015 cumpliendo con grandes desafíos en materia de eficiencia operacional que implicaron un gran esfuerzo de todos nuestros colaboradores a quienes agradecemos el compromiso demostrado. Todo esto nos ha permitido trabajar orientados en la eficiencia, la relevancia del servicio público que entregamos y el trabajo colaborativo. Auguramos un año 2016 lleno de desafíos que estamos seguros, este equipo de trabajo comprometido y capacitado, podrá enfrentar de manera exitosa.


Pablo Sobarzo Mierzo
 Presidente

Directorio

La sociedad es administrada por un directorio compuesto de 5 miembros, quienes se mantienen en el cargo por periodos de 2 años. La administración no contempla directores suplentes. El Directorio de la Empresa Eléctrica de Arica S.A. está constituido de la siguiente manera:



Presidente
Pablo Sobarzo Mierzo
Ingeniero Comercial
Rut: 9.006.201-8



Vicepresidente
Antonio Gallart Gabás
Ingeniero Industrial
Rut: 24.961.865-9



Director
Gonzalo Palacios Vásquez
Ingeniero Civil Industrial
Rut: 5.545.086-2



Director
Mauricio Russo Camhi
Ingeniero Civil Industrial
Rut: 7.774.599-8



Director
Wilhelm Wendt Glena
Ingeniero Civil
Rut: 6.323.400-1

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 Nominación	Fecha Término
Pablo Sobarzo Mierzo	Presidente	Ingeniero Comercial	9.006.201-8	26-03-15	
Antonio Gallart Gabás	Vicepresidente	Ingeniero Industrial	24.961.865-9	26-03-15	
Gonzalo Palacios Vásquez	Director	Ingeniero Civil Industrial	5.545.086-2	20-11-14	
Mauricio Russo Camhi	Director	Ingeniero Civil Industrial	7.774.599-8	20-11-14	
Wilhelm Wendt Glena	Director	Ingeniero Civil	6.323.400-1	26-03-15	
Rafael Salas Cox	Presidente	Abogado	9.609.399-3	14-03-12	26-03-15
Eduardo Morandé Montt	Vicepresidente	Ingeniero Comercial	7.024.596-5	14-03-12	26-03-15
Pablo Sobarzo Mierzo	Director	Ingeniero Comercial	9.006.201-8	20-11-14	26-03-15
José Luis Hornauer Herrmann	Director	Empresario	5.771.955-9	14-03-12	01-04-14
Jorge Marín Correa	Director	Administrador de Empresas	7.639.707-4	14-03-12	20-11-14
Andrés Pérez Cruz	Director	Ingeniero Agrónomo	7.561.860-3	14-03-12	20-11-14

Ejecutivos Principales



Gerente General
Eduardo Apablaza Dau
Ingeniero Civil Eléctrico
RUT 9.048.258-0
(En el cargo desde 28-01-2015)

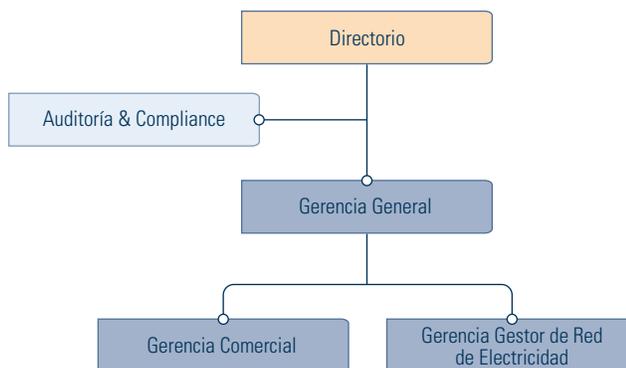


Gerente Comercial
Andrés Swett Amenábar
Ingeniero Comercial
RUT 12.720.425-K
(En el cargo desde 12-12-2012)



Gerente Gestor de Red de Electricidad
Rodrigo Uarac Jure
RUT 8.933.809-3
Ingeniero Civil Industrial
(En el cargo desde 06-03-2015)

Organigrama Gerencial





Reseña Histórica

El servicio eléctrico ligado a EMELARI se remonta a 1957 cuando ENDESA inició el suministro eléctrico a la ciudad de Arica con la puesta en servicio de la central Arica y de una nueva red de distribución de 220 volts.

En 1981, ENDESA creó la empresa filial EDELNOR, con el propósito de dar mayor autonomía de administración para el desarrollo y la explotación del sistema eléctrico de la I y II Región.

El 22 de octubre de 1987, el consejo de CORFO autorizó la compra a ENDESA S.A., de hasta el 92% de la participación accionaria que ésta mantenía en EDELNOR. Con fecha 21 de junio de 1988, CORFO comunicó a ENDESA que, previo a la venta a esa corporación de las acciones

que ENDESA poseía de EDELNOR, ésta debería ser dividida en cuatro empresas: una de generación y transporte, que conservaría su razón social, y tres empresas de distribución.

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, facilitando con ello la futura privatización de las empresas de distribución y, al mismo tiempo, cumpliendo con los objetivos del gobierno en relación con el "capitalismo popular regional". De esta división se crea la Empresa Eléctrica de Arica S.A., que heredó su personal, la experiencia y la 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.

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.

En la Cuarta Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 24 abril de 2000, se acordó modificar los Estatutos de la sociedad, reduciéndose el número de Directores que la administran de siete a cinco y que éstos no serán remunerados por sus funciones.

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.

Durante el último trimestre de 2009, EMEL abrió un poder comprador de acciones de EMELARI con el objeto de obtener que, en conformidad con las disposiciones legales aplicables, la sociedad dejara de cumplir con la condición para ser considerada sociedad anónima abierta. El resultado de éste proceso fue la adquisición de 15.569.654 acciones, por parte de EMEL, por un monto equivalente de \$2.802 millones, lo que representó un 8,37% de la propiedad de EMELARI.

EMEL Norte S.A. (EMEL NORTE) es una sociedad anónima cerrada que nació el 31 de marzo de 2011, a partir del plan de reestructuración societaria de Empresas EMEL S.A iniciado el

2010. Dicho plan, aún en desarrollo, permitió ordenar las participaciones accionarias de Empresas EMEL S.A. en sus filiales y, al mismo tiempo, focalizar estas últimas en sus propias actividades, es decir, en distribución, transmisión e inversiones. Es así, como a EMEL NORTE se le asignaron la totalidad de las participaciones accionarias que poseía Empresas EMEL S.A., directa e indirectamente, en EMELARI, ELIQSA, ELECDA y TRANSEMEL.

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.

Hechos Destacados 2015

ENERO

Ley de Licitaciones

El 29 de enero fue publicada la Ley N° 20.805, mediante la cual se modificó la Ley Eléctrica, perfeccionando el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulación de precios.

ABRIL

Extensión de la Vigencia de Decretos de Transmisión Troncal y de Subtransmisión

Mediante Decretos 7T-2015 y 8T-2015, ambos de MINENERGÍA, se extendió en un año, es decir hasta el 31 de diciembre de 2015, la vigencia de los decretos que fijan tarifas de transmisión troncal y de subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014.

MAYO

Licitaciones de Suministro

El 29 de mayo se realizó el llamado del proceso LICITACIÓN DE SUMINISTRO 2015/01, con el objeto de adjudicar el suministro de electricidad para los clientes sometidos a regulación de precios de las empresas concesionarias de distribución, considerando un total de 13.750 GWh/año. La presentación de propuestas ha sido establecida para el 20 de abril de 2016.

Actualización Plataforma Tecnológica Contact Center

Se realiza actualización de la plataforma tecnológica del Contact Center la cual generó una mayor amplitud de canales con un mejoramiento de los niveles de atención. En este sentido destaca el desarrollo y perfeccionamiento de IVR de Emergencia que permitió mantener indicadores de 95% de atención en situaciones extremas como lo fue el terremoto de septiembre 2015.

JULIO

Proyecto de Ley de Equidad Tarifaria Residencial y Compensación a la Generación Local

Fue ingresado al Congreso Nacional el Proyecto de Ley que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, introduciendo mecanismos de equidad en las tarifas eléctricas, 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.

AGOSTO

Proyecto de Ley de Transmisión

El Ejecutivo ingresó al Congreso Nacional el Proyecto de Ley que establece nuevos sistemas de transmisión de energía eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional, mediante el cual se busca alcanzar la maximización del beneficio social, a través de la aplicación de los principios rectores de robustez, flexibilidad, eficiencia económica, planificación de largo plazo, seguridad y calidad de servicio, y sustentabilidad.

Proyecto Roll Out

El 3 de agosto se materializa la integración de sistemas informáticos migrando a la nueva plataforma SAP, los sistemas comerciales, técnicos y financieros. Con esto la empresa cuenta con un sistema de clase mundial que integra en una misma plataforma todos sus procesos y actividades, entregando un mejor servicio a sus clientes.

SEPTIEMBRE

Valor Nuevo de Reemplazo

En conformidad con lo dispuesto en la Ley Eléctrica, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles fijó el Valor Nuevo de Reemplazo de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de energía eléctrica.

OCTUBRE

Licitaciones de Suministro

Se adjudica a un conjunto de empresas, el 100% de la energía requerida en el proceso LICITACIÓN 2015/02, realizado en forma conjunta por las empresas concesionarias de servicio público de distribución que operan en el Sistema Interconectado Central, a un precio medio de 79,336 US\$/MWh.

Licitación Servicio de Cobranzas

Se adjudica la licitación del servicio de cobranza externa a tres empresas líderes del mercado nacional SERBANC, RECSA y ORSAN, quienes reforzarán la gestión de cobranza para disminuir la deuda morosa y controlar el riesgo de envejecimiento de la cartera de deudores.

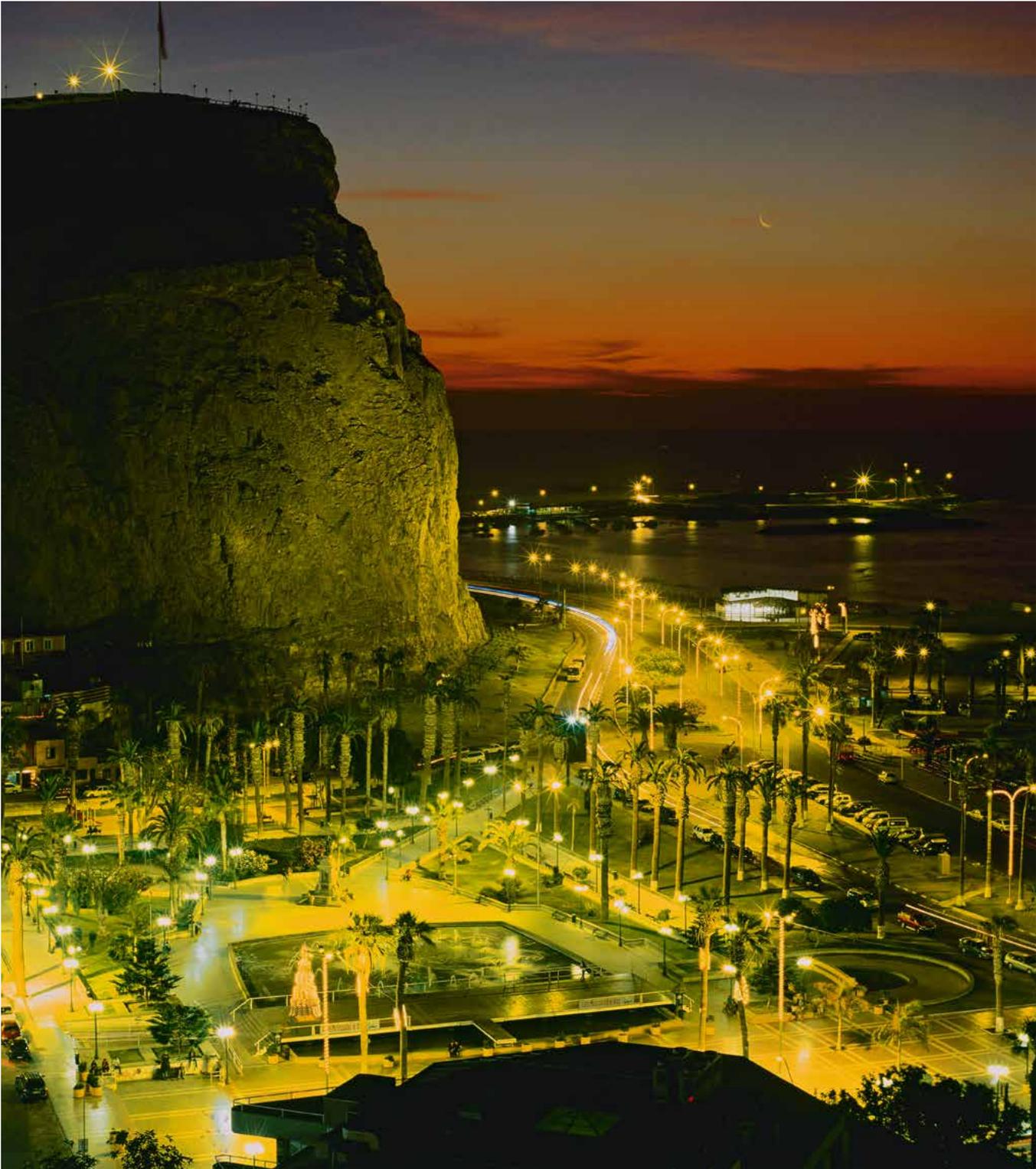
DICIEMBRE

Valor Nuevo de Reemplazo

El Panel de Expertos resolvió las discrepancias presentadas por las empresas distribuidoras en relación con la fijación del Valor Nuevo de Reemplazo efectuada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Plan de Relacionamiento con Municipios

El segundo semestre de 2015, la empresa ejecutó un Plan de Relacionamiento con Municipios, con el fin de estrechar lazos con la comunidad y autoridades tras las dificultades experimentadas por las contingencias climáticas que afectaron a gran parte del país en julio y agosto. De esta forma, se sostuvieron reuniones con los alcaldes de las dos comunas de la zona de concesión, a quienes se les presentó un plan con acciones concretas en beneficio de la comunidad.

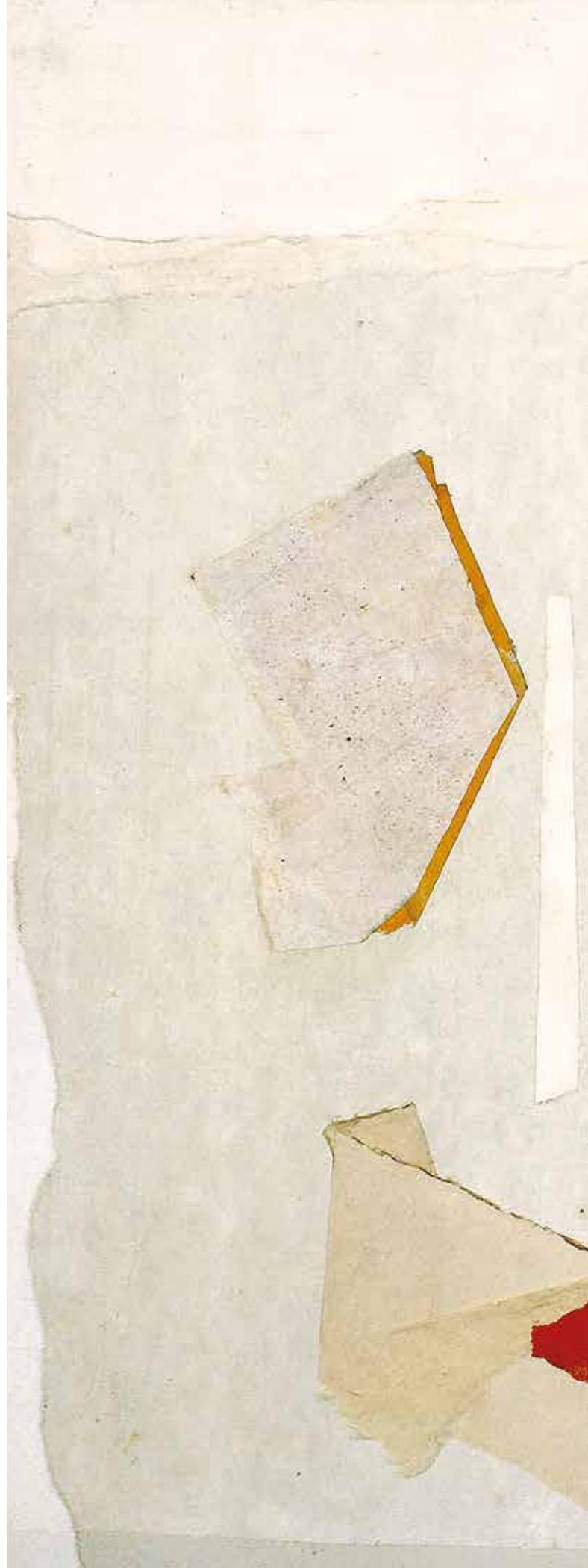


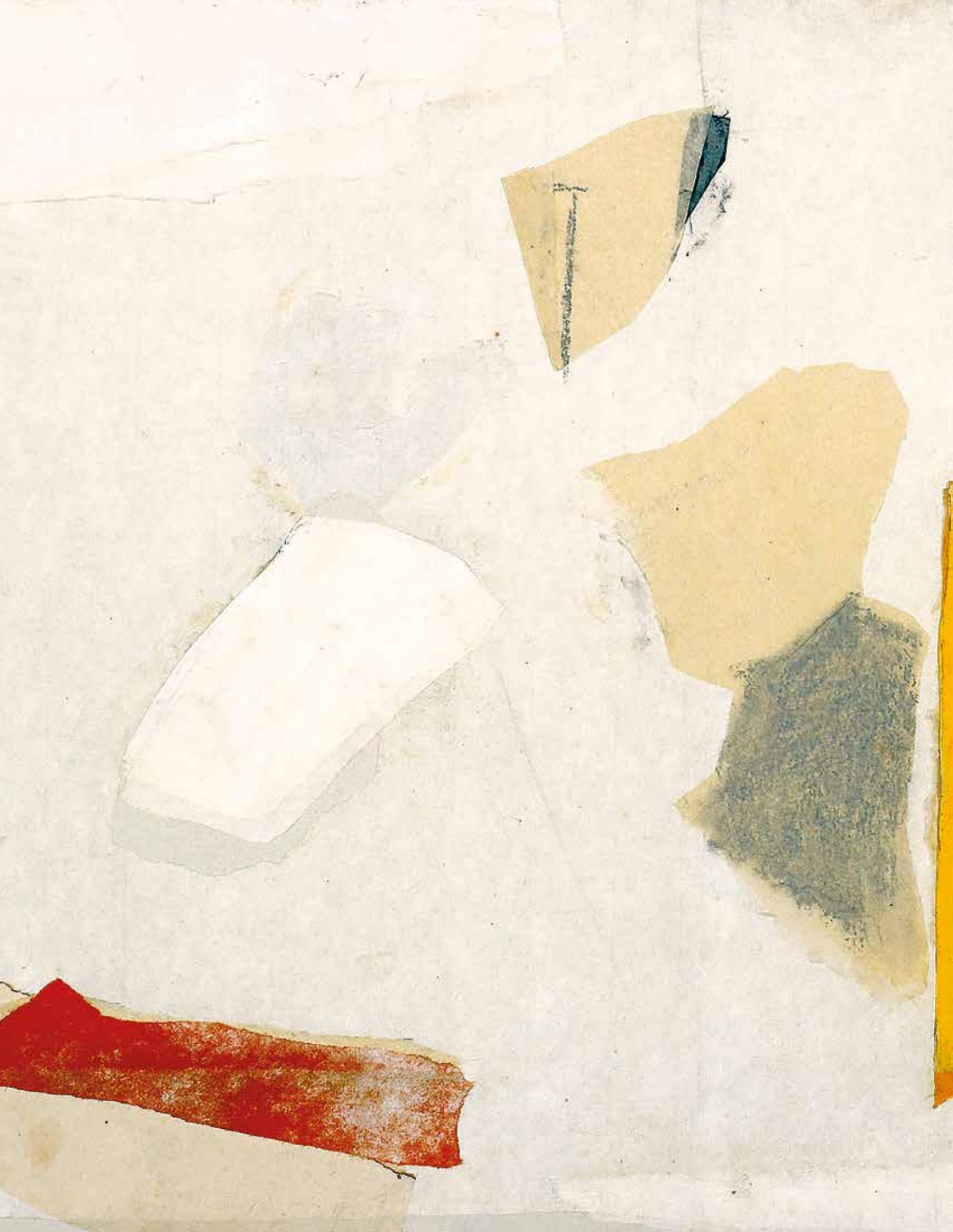
Memoria Anual 2015

Marcha de la Empresa



Esteban Vicente.
Sin Título.
1968.
56 x 112 cm.
Collage sobre lienzo.
Museo de Arte
Contemporáneo (MAC)
de Gas Natural Fenosa.





Marcha de la Empresa



La utilidad de EMELARI al 31 de diciembre de 2015 alcanzó a \$3.593 millones registrando una disminución de \$556 millones con respecto al ejercicio anterior.

El EBITDA ascendió a \$4.164 millones, con un aumento de \$322 millones, cifra 8,4% superior a la del ejercicio 2014. A pesar del aumento en el EBITDA, la utilidad se vio disminuida, en comparación con el año anterior, debido principalmente a efectos positivos generados durante el ejercicio 2014 relacionados a las provisiones de interés por reliquidaciones asociadas a los decretos de subtransmisión. Lo anterior se compensa en parte por un menor efecto de la variación de la UF sobre la deuda financiera registrado bajo el rubro Resultados por Unidades de Reajustes, producto de la redenominación a pesos que la deuda bancaria realizada en el

primer trimestre de 2015 de acuerdo al plan financiero de la empresa, lo cual significó un menor gasto en este rubro con respecto a igual periodo del año 2014.

Como ya se indicó, el EBITDA aumentó en \$322 millones, impulsado por un aumento en el margen de energía de \$318 millones, y un mayor margen de servicios complementarios por \$213 millones, producto de mayor actividad en obras a terceros, arriendo de equipos de medida y otros servicios regulados, compensado parcialmente por la publicación de nuevas tarifas de servicios regulados (Decreto 8T/2013 del Ministerio de Energía, publicado el 14 de marzo de 2014), que en particular afectaron negativamente a los servicios de apoyos mutuos, arriendo de equipos de medida y suspensión y reconexión entre otros; además

de un aumento en los costos operacionales por \$209 millones, explicados por el reajuste en las tarifas de los contratos indexados a inflación.

Adicional al crecimiento en las ventas de energía, un factor que impulsó el crecimiento de este sector fue la disminución de las pérdidas físicas de energía que pasaron de 6,63% a 6,39%.

Durante el año 2015, EMELARI abasteció a un total de 69.674 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 297 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 el 2015, el principal proveedor de EMELARI fue E-CL S.A., quien otorga suministro de energía y potencia para el abastecimiento de sus

clientes regulados, el que representa el 83,59% 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 2015, 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 2015:

	Total
Líneas de media tensión (km)	345
Líneas de baja tensión (km)	612
Capacidad instalada en transformadores de distribución propios (MVA)	81
Capacidad instalada en transformadores particulares (MVA)	81
Energía vendida (GWh)	297
Clientes	69.674

Política y Plan de Inversión

Durante el 2015 se materializaron inversiones en la región por \$1.164 millones destinadas principalmente al sistema de distribución con un foco en satisfacer el permanente crecimiento del mercado como así también en la mantención de las actuales instalaciones, con el objeto de cumplir con las normas de calidad de servicio necesarias para un buen desempeño de la empresa.

Para el ejercicio 2016, la sociedad ha aprobado un plan de inversiones de \$2.255 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, reducción de pérdidas, modernización y renovación de las actuales instalaciones, y el cumplimiento de la normativa vigente.

Factores de Riesgo

EMELARI se dedica a la actividad de distribución y transmisión de electricidad 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 electricidad 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, 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 se cuenta con contratos de largo plazo con las principales empresas generadoras del país, asegurando de esta manera, la diversificación del riesgo y el suministro de sus clientes sometidos a regulación de precios.

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

En el segmento de la subtransmisión, la demanda física corresponde principalmente a la energía retirada

del sistema de subtransmisión, equivalente a la demanda requerida por 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.

Asimismo, el 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. Además la empresa tiene 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.

Participación en Asociación Gremial

Durante el año 2015, las empresas distribuidoras y transmisoras de CGE continuaron 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:

- Participación en la discusión relacionada con el Proyecto de Ley que establece el Nuevo Marco Regulatorio para los Sistemas de Transmisión, particularmente, en las distintas mesas técnicas instaladas.
- Participación y representación de la industria en las mesas de

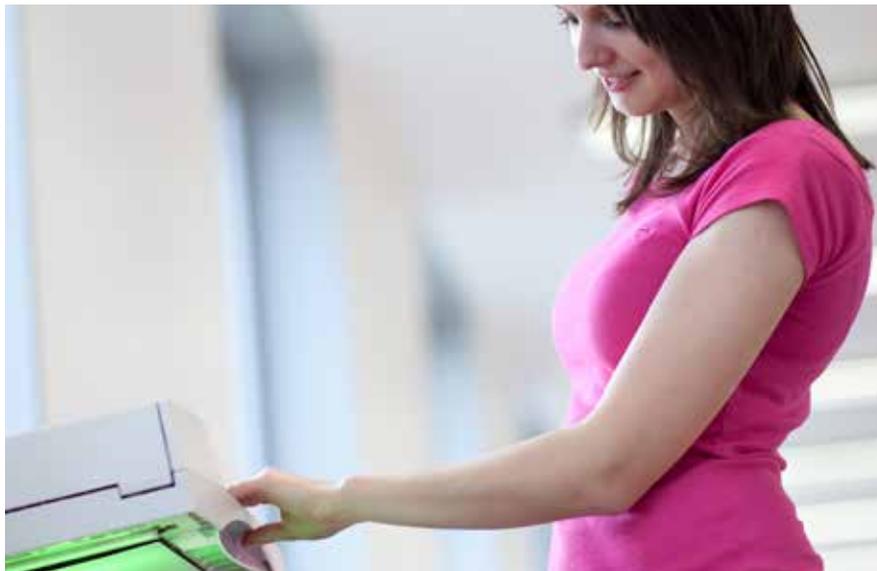
trabajo constituidas en el marco de la discusión relacionada con modificaciones del marco normativo asociadas a políticas de Eficiencia Energética.

- Coordinación de procesos de licitación conjuntos efectuados por las empresas distribuidoras y participación en road show internacionales.
- Fijación del Valor Anual de Subtransmisión.
- Participación en mesas de trabajo con la autoridad para la inclusión de mejoras en la Encuesta de Calidad de Servicio que las empresas distribuidoras deben realizar en cumplimiento de la normativa.
- Se mantuvieron diversas reuniones de trabajo internas, así como reuniones en SEC, respecto a la importancia que la Superintendencia ha comunicado a las distribuidoras sobre el indicador SAIDI, y el portal internet que para estos efectos ha desarrollado dicha autoridad.
- Se trabajó activamente en enviar las observaciones de EEAG sobre tratamiento de casos de Fuerza Mayor, en respuesta al Oficio SEC N°7547/2015.
- Durante el mes de agosto se desarrolló la Jornada de Prevención de Riesgos en la ciudad de Viña del Mar, donde las empresas presentaron temas sobre gestión preventiva de accidentes y análisis de casos.

- Durante octubre se desarrolló el IX Taller Técnico de EEAG realizado en la ciudad de La Serena donde participaron activamente los representantes de las empresas, a través de diversas ponencias sobre gestión de catástrofes, materias normativas, y fajas de seguridad de líneas.
- Se trabajó en la mesa de trabajo convocada por SEC, para establecer un mecanismo de entrega de reportes en línea para comunicar emergencias eléctricas y sus niveles de afectación.
- Se trabajó activamente en enviar observaciones a SEC sobre la iniciativa del nuevo reglamento que reemplazaría la norma de instalaciones de corrientes fuertes NSEG 5.
- Se mantuvo un trabajo colaborativo al interior del Comité Técnico relativo al cumplimiento de la adecuación de instalaciones de Transmisión y Subtransmisión, en el marco de la Norma de Seguridad y Calidad de Servicio, enviando a los CDEC observaciones al respecto.
- Se enviaron observaciones a la CNE al borrador de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de Media Tensión.

Propiedad y Control

El capital de EMELARI al 31 de diciembre de 2015 se compone en 185.994.529 acciones, distribuidas en 1.023 accionistas, siendo las 12 mayores participaciones las que se detallan a continuación:



Nombre de los 12 Mayores Accionistas	RUT	N° Acciones	Participación
Emel Norte S.A.	76.144.275-9	98.879.122	53,1624%
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	96.541.870-9	46.000.000	24,7319%
Emelat Inversiones S.A.	76.122.825-0	30.251.645	16,2648%
Custodio Cisterna Zarzola	2.183.888-8	900.000	0,4839%
Bice Inversiones Corredores de Bolsa S.A.	79.532.990-0	679.085	0,3651%
Pablo Benavides Santibáñez	1.863.550-K	406.446	0,2185%
Banchile Corredores de Bolsa S.A.	96.571.220-8	355.465	0,1911%
Ana Rosa León Díaz	2.145.723-K	320.000	0,1720%
Javier Manuel Tapia Rivera	13.413.012-1	260.000	0,1398%
Santiago Hidalgo Pinto	3.943.568-3	221.997	0,1194%
Victoria Paria Arce	8.553.692-3	200.000	0,1075%
Inversiones Oro Limitada	96.611.120-8	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. (CGE) es el controlador de Empresa Eléctrica de Arica S.A. con una participación accionaria indirecta de 92,48%, 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 Chile SpA	76.411.321-7	97,3650%

Información para el Accionista

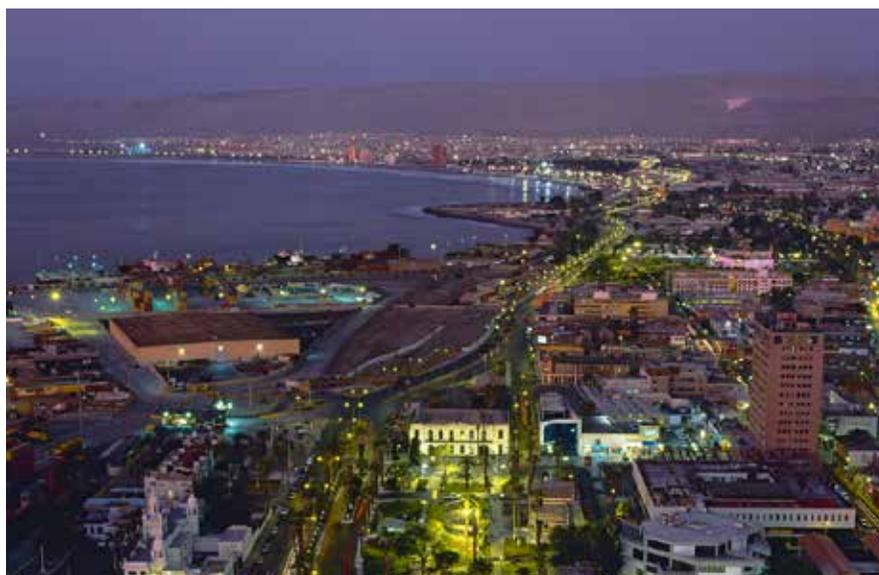
Política de Dividendos

Para el ejercicio 2016, el Directorio tiene la intención de distribuir no menos del 30% de la Utilidades Líquidas del Ejercicio, mediante un dividendo provisorio. Dicho dividendo se pagará, en lo posible, durante el mes de noviembre de 2016. Además se espera proponer un dividendo definitivo a la Junta Ordinaria de Accionistas a celebrarse en abril del año 2017.

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

Transacciones de Acciones

En conformidad con lo dispuesto en la Norma de Carácter General N°30 de la SVS, se informa que durante el periodo 2015, 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 poseían cada uno de los Ejecutivos Principales y Directores de la sociedad al 31 de diciembre del 2015, ninguno posee propiedad en el periodo 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 2013	36.854	6.339	172	-
Segundo Trimestre 2013	4.117	708	172	-
Tercer Trimestre 2013	-	-	-	-
Cuarto Trimestre 2013	20.129	3.461	171,95	-
Primer Trimestre 2014	119.005	20.094	168,85	-
Segundo Trimestre 2014	33.888	5.727	169	-
Tercer Trimestre 2014	7.456	1.260	169	-
Cuarto Trimestre 2014	100.736	17.097	169,72	-
Primer Trimestre 2015	82.300	13.991	170	-
Segundo Trimestre 2015	3.512	615	175	-
Tercer Trimestre 2015	104.208	19.451	186,66	-
Cuarto Trimestre 2015	-	-	-	-

* 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)	3.593.380
Pérdidas acumuladas	-
Utilidad Líquida Distribuible	3.593.380

Dividendos

Durante el ejercicio 2015, la Compañía pagó y/o acordó efectuar el pago de los siguientes dividendos, expresados en moneda de cada mes:

N°	Fecha Acuerdo	Fecha Pago	Monto por acción (\$)	Monto Total (M\$)	Cargo
101	26-03-2015	23-04-2015	6,5	1.208.964	Definitivo 2014
102	26-10-2015	24-11-2015	6,0	1.115.967	Provisorio 2015

El Directorio ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas a celebrarse en el mes de abril de 2016, el reparto de un dividendo definitivo de \$6,0 por acción, con cargo a la utilidad líquida distribuible del ejercicio 2015.

De ser aprobado por la Junta Ordinaria de Accionistas el dividendo definitivo propuesto, los dividendos repartidos con cargo al ejercicio 2015 representarían un 62,1% de la utilidad líquida distribuible. Los montos correspondientes a dividendos provisorios 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 (\$)
2013	6,4
2014	17,2
2015	12,5

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 2015, supone la aprobación por parte de la Junta Ordinaria de Accionistas del dividendo definitivo a proponer.

Ejercicio	Utilidad Repartida con Cargo al Ejercicio de Cada Año Valor Histórico (M\$)	Porcentaje de la Utilidad del Ejercicio
2013	1.897.144	70,15%
2014	3.626.893	87,40%
2015	2.231.934	62,11%

Distribución de Utilidades

El directorio propone distribuir la Ganancia ascendente a \$3.593 millones, en la siguiente forma:

Distribución de Utilidades	M\$
A cubrir dividendo provisorio N° 102 del 24 de noviembre de 2015	1.115.967
A pagar dividendo definitivo N° 103	1.115.967
A el pago de dividendos eventuales en ejercicios futuros, Art. 80 Ley N° 18.046	1.361.446
Ganancia (Pérdida)	3.593.380

Capital y Reservas

Al 31 de diciembre de 2015 la cantidad de acciones suscritas y pagadas de Empresa Eléctrica de Arica S.A. asciende a 185.994.529 y el Patrimonio alcanza a \$28.445 millones, lo que corresponde a un valor libro de \$152,9 por acción a igual fecha. El precio de cierre de la acción de EMELARI en la Bolsa de Comercio de Santiago al 31 de diciembre de 2015 fue de \$187, es decir 1,22 veces el valor libro. Asimismo, la capitalización bursátil de la Compañía ascendió a \$34.781 millones, equivalente a US\$49,0 millones.

Aceptada por la Junta Ordinaria de Accionistas, la distribución de la Ganancia que se propone, el capital y fondo de reserva de la compañía al 31 de diciembre de 2015, quedarían constituidos como sigue:

Capital y reservas	M\$
Capital emitido	7.959.955
Ganancias (pérdidas) acumuladas	10.456.804
Primas de emisión	113.232
Otras reservas	8.799.359
Patrimonio	27.329.350



Memoria Anual 2015

Información General



Manuel Ángeles Ortiz.
Albaicín.
1958.
54,2 x 66,5.
Óleo sobre lienzo.
Museo de Arte
Contemporáneo (MAC)
de Gas Natural Fenosa.





1956

Remuneración del Directorio

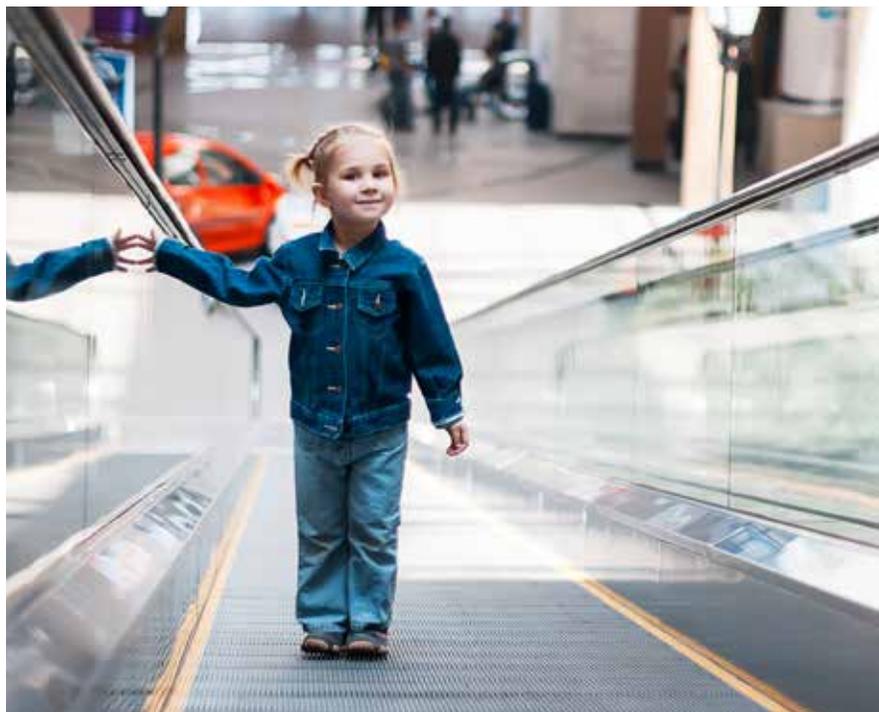
De acuerdo a los estatutos sociales, los Directores no percibieron remuneración por el ejercicio de su cargo en los años 2015 y 2014.

Gastos en asesorías del Directorio

Durante el ejercicio 2015 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 2015, la Compañía no pagó remuneraciones a sus Ejecutivos Principales.



Información sobre Empresas Subsidiarias y Coligadas

Al 31 de diciembre de 2015, EMELARI tiene las siguientes participaciones accionarias:

Nombre	Naturaleza Jurídica	Capital Suscrito y Pagado (M\$)	Objeto Social Resumido	Directores Titulares	Gerente General	Participación al 31/12/2015	Participación al 31/12/2014	Inversión Directa
Empresa de Eléctrica de Antofagasta S.A. (ELECDA)	Sociedad Anónima Abierta	16.771.834	Distribución de Energía Eléctrica	Presidente: Pablo Sobarzo Mierzo (*) Vicepresidente: Antonio Gallart Gabás (***) Director: Gonzalo Palacios Vásquez (*) Director: Mauricio Russo Camhi (*) Director: Wilhelm Wendt Glens	Eduardo Apablaza Dau (**)	Directa: 13,12%	Directa: 13,12%	M\$7.233.899, que representa 15,65% 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: Pablo Sobarzo Mierzo (*) Vicepresidente: Gonzalo Palacios Vásquez (*) Director: Mauricio Russo Camhi (*)	Eduardo Apablaza Dau (**)	Directa: 5,0% Indirecta: 1,44%	Directa: 5,0% Indirecta: 1,44%	M\$ 1.291.170, que representa 2,79% del activo de la Coligante

(*) Director de la Coligante

(**) Gerente General de la Coligante

(***) Gerente General de Compañía General de Electricidad S.A.

Relaciones Comerciales habidas con las Subsidiarias o Asociadas

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	2015		2014	
						Operación M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$	Operación M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	CL \$	-	-	6.524.259	-
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Intereses cobrados	CL \$	-	-	61.935	61.935
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	CL \$	2.769.848	-	-	-
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Intereses pagados	CL \$	164.121	(164.121)	-	-
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Servicio legal y tesorería	CL \$	183.402	(183.402)	128.989	(128.989)
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Coligante	Servicios de recaudación	CL \$	90.365	-	118.130	-
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Asociada	Servicio de operac. y mantenimiento	CL \$	268.258	268.256	220.125	220.125
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Asociada	Venta de energía	CL \$	1.023	1.023	-	-
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicio call center	CL \$	92.658	(92.658)	51.670	(51.670)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de oficina	CL \$	2.446	2.446	3.182	3.182
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de recaudación	CL \$	197.620	-	12.120	-
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de administración	CL \$	527	527	-	-
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de recaudación	CL \$	1.603.951	-	-	-
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	164.550	164.550	-	-
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$	439.191	(439.191)	345.716	(345.716)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de equipos	CL \$	31.541	(31.541)	15.693	(15.693)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Servicios operación de inventario	CL \$	72.990	(72.990)	-	-
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CL \$	359.354	(359.354)	72.847	(72.847)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Compra de repuestos	CL \$	331.827	-	689.669	-
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de oficina	CL \$	10.391	10.391	20.109	20.109
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	2	2	533	533
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de oficina	CL \$	3.140	3.140	5.570	5.570
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CL \$	3.955	-	18.106	-
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de calibración	CL \$	82.116	(82.116)	58.081	(58.081)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de cálculos tarifarios	CL \$	113.092	(113.092)	28.106	(28.106)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	79.014	79.014	-	-
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CL \$	7.035	(7.035)	-	-
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Matriz	Servicios de administración	CL \$	387.821	(387.821)	469.400	(469.400)
76.412.700-5	Enerplus S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de contabilidad, RRHH y cuentas por pagar	CL \$	169.333	(169.333)	104.829	(104.829)
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de recaudación	CL \$	6.977	-	-	-
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Asociada	Servicios de recaudación	CL \$	3.755	-	-	-

Ninguna de las operaciones descritas influye significativamente en las operaciones y resultados de EMELARI. 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.



Hechos Relevantes o Esenciales

Los hechos relevantes y esenciales comunicados a la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS) y a las Bolsas aparecen detallados en los Estados Financieros. A continuación se entrega una información resumida de los mismos, complementando lo indicado en otras secciones de la presente Memoria:

- Con fecha 27 de enero de 2015, EMELARI informó que el Directorio, en Sesión Extraordinaria N°411, acordó por unanimidad aceptar la renuncia de don Alfonso Toro Guzmán al cargo de Gerente General y designar en su reemplazo a don Eduardo Apablaza Dau, todo ello a contar del día 28 de enero de 2015.
- Con fecha 10 de marzo de 2015, EMELARI informó que el Directorio en sesión realizada el 9 de marzo de 2015, acordó proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas fijada para el día 26 de marzo de 2015, el reparto del dividendo definitivo N°101 de \$6,50.- por acción, que se propuso pagar el día 23 de abril de 2015, con cargo a las utilidades del ejercicio 2014.



Síntesis de Comentarios y Proposiciones de Accionistas

La sociedad informa que al 31 de diciembre de 2015 no ha existido ningún comentario y/o proposición de accionistas que posean o representen el 10% o más de las acciones emitidas con derecho a voto, de acuerdo y para los efectos de lo prescrito en el inciso 3° del artículo 74° de la Ley 18.046.

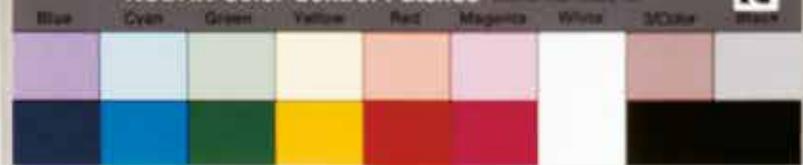
Memoria Anual 2015

Gestión 2015



Fernando Babio.
Paisaje en la niebla 2.
1978.
38 x 47 cm.
Óleo sobre lienzo.
Museo de Arte
Contemporáneo (MAC)
de Gas Natural Fenosa.





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

Antes del 31 de enero de 2015, las empresas distribuidoras presentaron a SEC la información del proceso de Aumentos y Retiros de sus instalaciones de distribución correspondientes al año 2014.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 8259 del 30 de abril de 2015, SEC rechazó una parte de las instalaciones presentadas por las empresas concesionarias de servicio público de distribución de electricidad, 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.



Finalmente, mediante RE N° 9881 del 27 de agosto de 2015, SEC modificó la RE N° 8259 del 30 de abril de 2015, tras resolver los recursos de reposición interpuestos contra esta última por CGE DISTRIBUCIÓN y otras concesionarias de distribución eléctrica no relacionadas con EMELARI.

Costos de Explotación

Mediante Resolución Exenta N° 11964 del 18 de enero de 2016, SEC fijó los costos de explotación de las empresas concesionarias de servicio público de distribución, correspondientes al ejercicio del año 2014.

La fijación efectuada por la autoridad se tradujo en una reducción del 3,0% en el valor presentado por EMELARI y del 3,8% del total de la industria.

Actualmente, EMELARI se encuentra evaluando si presentará discrepancias ante el Panel de Expertos por la referida fijación de costos de explotación efectuada por SEC.

Valor Nuevo de Reemplazo

En conformidad con lo dispuesto en la normativa eléctrica, el 26 de junio de 2015 las empresas distribuidoras presentaron el Valor Nuevo de Reemplazo de sus instalaciones de distribución de energía eléctrica, en el marco del proceso de recálculo correspondiente al año 2015, mediante el cual se dio inicio al proceso de fijación de las fórmulas tarifarias aplicables a clientes sujetos a regulación para el cuatrienio 2016-2020.

Así, mediante Resolución Exenta N° 9941 del 31 de agosto, SEC

comunicó la eliminación de instalaciones que no se encontraban en el inventario actualizado que ella se encuentra obligada a llevar y que sufrieron modificaciones en sus atributos.

El 11 de septiembre de 2015, CGE DISTRIBUCIÓN, EMELARI, ELIQSA, ELECDA y EMELAT presentaron un recurso de reposición en contra de la referida resolución, al exceder SEC sus facultades al rechazar instalaciones que se encontraban incorporadas en los inventarios actualizados.

Mediante Resoluciones Exentas N° 10320 del 30 de septiembre y N° 10693 del 23 de octubre de 2015, SEC fijó el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de distribución de las empresas concesionarias de distribución eléctrica, rebajando los valores presentados ellas.

Posteriormente, con fecha 20 de noviembre de 2015, las empresas distribuidoras presentaron sus discrepancias al Panel de Expertos, el cual resolvió las discrepancias presentadas por las empresas el 30 de diciembre de 2015.

A continuación se resumen los VNR presentados y fijados, considerando los dictámenes emitidos por el Panel de Expertos.



	M\$
Valor Nuevo de Reemplazo presentado	36.582.439
Valor Nuevo de Reemplazo fijado	28.831.015

Reliquidación Decreto 14-2012 del Ministerio de Energía

Durante 2015 continuaron desarrollándose los juicios arbitrales iniciados por AES GENER, COLBÚN y ENDESA en contra de algunas distribuidoras de CGE -CGE DISTRIBUCIÓN, ELECDA, EMELAT, EMELECTRIC y EMETAL (estas dos últimas hoy se encuentran disueltas al haber sido absorbidas por CGE DISTRIBUCIÓN)- en relación a la aplicación en los contratos de suministro de las normas, fórmulas y valores contenidos en el Decreto 14-2012 de MINENERGÍA, publicado en el Diario Oficial el 9 de abril de 2013, que fija las tarifas de los sistemas de subtransmisión y de

transmisión adicional y sus fórmulas de indexación, a partir del 1 de enero de 2011.

El Decreto 14-2012 perfeccionó la metodología para determinar la energía transitada por las redes (uso eficiente de redes) estableciendo la necesidad de revisar los consumos facturados por los generadores a las empresas distribuidoras, en el marco de los contratos de compraventa suscritos como resultado de los procesos licitatorios efectuados a contar del año 2006, bajo la vigencia ultraactiva del Decreto 320-2008 de MINECON (esto es, la vigencia posterior al 31 de diciembre de 2010, que se mantuvo mientras no se publicaba el Decreto 14-2012). Así ha sido establecido en los Informes

Técnicos de Fijación de Precios de Nudo Promedio elaborados por CNE, en los que se incluyó el decreto señalado precedentemente.

En este contexto, mediante Oficio N° 13442/2014 del 9 de diciembre de 2014, SEC instruyó la reliquidación de diversos decretos de nudo promedio, estableciendo que, producto de las reliquidaciones entre distribuidoras y sus clientes regulados, los abonos o cargos que procedan entre las empresas generadoras eléctricas y las distribuidoras o clientes regulados que reciben suministro eléctrico de las generadoras, deberán aplicarse en la forma, plazo y condiciones indicadas precedentemente. En estos abonos y cargos, que deben materializarse en las primeras facturas que emitan las empresas generadoras, deben incluirse las diferencias por concepto de compra de energía y potencia, originadas como consecuencia de la aplicación de los decretos de precios de nudo promedio, incluyendo el que fija los peajes de subtransmisión, conforme a la metodología establecida en el mismo para la determinación de los suministros efectuados a las empresas distribuidoras.

Previo a este pronunciamiento de SEC, el 25 de noviembre de 2013, CGE DISTRIBUCIÓN solicitó a SEC ratificar que la metodología empleada por CNE para la determinación de los precios de nudo promedio, en los correspondientes Informes Técnicos, debe ser aplicada para la determinación o cálculo del precio de la energía y potencia comprada para el abastecimiento de los clientes regulados a contar de enero de 2011.

Recientemente, mediante Resolución

Exenta N° 16628 del 7 de diciembre de 2015, en respuesta al referido requerimiento y después de escuchar los argumentos de distintos actores, SEC señaló que "... existe ya una normativa que ha validado una determinada metodología a partir de la cual deben calcularse los precios que deben pagar tanto los usuarios a las empresas distribuidoras como las distribuidoras a las suministradoras correspondientes. Esa normativa se ha plasmado en decretos supremos que han sido tomados de razón por la Contraloría General de la República y que se encuentran plenamente vigentes y deben cumplirse", ratificando con ella la posición de CGE DISTRIBUCIÓN.

A esta fecha aún no existen sentencias en ninguno de los juicios arbitrales, encontrándose pendientes todos ellos.

Por su parte, algunas empresas distribuidoras de CGE demandaron ante los tribunales ordinarios de justicia a las empresas generadoras ENDESA, AES GENER, COLBÚN y ELÉCTRICA DIEGO DE ALMAGRO, con las cuales mantienen contrato de suministro para clientes regulados. Las demandas buscan obtener la declaración de nulidad de las cláusulas arbitrales de los contratos, en la medida que, por estar redactadas en términos amplios, permiten interpretar que es posible atribuir competencia a un juez árbitro para decidir acerca de la aplicación y efectos de los decretos tarifarios dictados por la autoridad para la regulación del servicio eléctrico, materia que por su naturaleza es de orden público y como tal indisponible para los actores

del sistema eléctrico encargados de proveer de la energía eléctrica al público. En tres casos, los jueces encargados de decidir la controversia declararon su incompetencia para conocer del asunto por existir cláusula arbitral pactada en los contratos. En otros tres casos, en cambio, los jueces se declararon competentes para conocer de la nulidad, juicios que se encuentran pendientes de resolución.

Licitación Conjunta de Suministro 2015/01

Mediante Resolución Exenta N° 268/2015 del 19 de mayo de 2015, modificada por la Resolución Exenta N° 652 del 11 de diciembre de 2015, CNE aprobó las bases de la "LICITACIÓN DE SUMINISTRO 2015/01", con el objeto de 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, y celebrar los respectivos contratos de suministro de energía para servicio público de distribución.

Dichas bases consideran 5 Bloques de Suministro, de 20 años de duración:

- Bloque 1: con inicio el año 2021, de 4.400 GWh/año.
- Bloque 2A: con inicio el 2021, de 680 GWh/año, destinado a abastecer únicamente los consumos durante los periodos

horarios comprendidos entre las 00:00h y las 07:59h y entre las 23:00h y 23:59h.

- Bloque 2B: con inicio el 2021, de 1.000 GWh/año, destinado a abastecer únicamente los consumos durante el periodo horario comprendido entre las 08:00h y las 17:59h.
- Bloque 2C: con inicio el 2021, de 520 GWh/año, destinado a abastecer únicamente los consumos durante el periodo horario comprendido entre las 18:00h y las 22:59h.
- Bloque 3: con inicio el 2022, de 7.150 GWh/año.

Las Empresas Licitantes designaron a CGE DISTRIBUCIÓN como Licitante Mandataria.

El llamado de la licitación se efectuó el 29 de mayo de 2015, mientras que la presentación de propuestas ha sido establecida para el 20 de abril de 2016.

Licitación Conjunta de Suministro 2015/02

Mediante Resolución Exenta N° 311/2015 del 15 de junio de 2015, modificada por la Resolución Exenta N° 454 del 28 de agosto de 2015, CNE aprobó las bases del proceso "LICITACIÓN DE SUMINISTRO 2015/02", con el objeto de 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, y celebrar los respectivos contratos de suministro de energía para servicio público de distribución.

Dichas bases consideraron 3 Bloques de Suministro, de 20 años de duración, todos con inicio de suministro el 1 de enero de 2017:

- Bloque 4A: de 370 GWh/año, destinado a abastecer únicamente los consumos durante los periodos horarios comprendidos entre las 00:00h y las 07:59h y entre las 23:00h y 23:59h.
- Bloque 4B: de 550 GWh/año, destinado a abastecer únicamente los consumos durante el periodo horario comprendido entre las 08:00h y las 17:59h.
- Bloque 4C: de 280 GWh/año, destinado a abastecer únicamente los consumos durante el periodo horario comprendido entre las 18:00h y las 22:59h.

Las Empresas Licitantes designaron a CGE DISTRIBUCIÓN como Licitante Mandataria del proceso.

El llamado de la licitación se realizó el 19 de junio de 2015 y la presentación de propuestas fue el 14 de octubre de 2015, fecha en la que se recibieron 38 ofertas de las siguientes empresas generadoras: Wpd Negrete SpA, SCB SpA, SCB II SpA, Parque Eólico Los Cururos Limitada, Colbún S.A., Empresa Eléctrica Perquillauquén SpA, Energía Renovable Verano Tres SpA, Solar Energy Independt

Power Producer SpA, KDM Energía S.A., Guacolda Energía S.A., Termoeléctrica Los Espinos S.A., Energía Coyanco S.A., Empresa Nacional de Electricidad S.A., Aela Generación S.A., Generadora del Pacífico S.A. Consorcio Santa Marta S.A., Imelsa Energía SpA, GR Pacific Ovalle SpA, Santa Sofía SpA, Consorcio Eólico Relmu SpA, Solardirect Generación V SpA, Desarrollo Energético Solar Chile SpA, Avenir El Divisadero SpA, Abasol SpA, Valleland SpA, Casa de Piedra SpA, Parque Solar Cachiyuyo SpA, Empresa Eléctrica Rucatayo S.A., Abengoa Chile S.A. - Abengoa Solar Chile S.A. - Abengoa Solar S.A., Ibereólica Cabo Los Leones I S.A., Llano Victoria SpA, Inti Energía 3 SpA, OPDE Chile SpA, GR Araucaria SpA, Norvind S.A., Amunche Solar SpA, Besalco Energía Renovable S.A. y Central Hidroeléctrica Chanleufú.

En esa misma fecha se procedió a la apertura del precio de reserva fijado por CNE, igual a 108,130 US\$/MWh, y del margen de reserva, definido en 4%. Además, se realizó la apertura de las ofertas administrativas.

El 16 de octubre de 2015, las Empresas Licitantes requirieron subsanar diversos errores y/o faltas a 33 oferentes, otorgando plazo para ello hasta el 21 de octubre.

El 22 de octubre de 2015, se efectuó la evaluación de nuevos documentos presentados en la instancia de aclaraciones, constatándose que las ofertas presentadas por Parque Eólico Los Cururos Limitada, Colbún S.A., Empresa Eléctrica Perquillauquén SpA, Generadora del Pacífico S.A.,

Solairedirect Generación V SpA, Desarrollo Energético Solar Chile SpA y Llano Victoria SpA, no lograron la calificación mínima requerida, quedando por tanto fuera de bases y eliminadas del proceso.

Asimismo, en la instancia de aclaraciones, Casa de Piedra SpA presentó documentos que no fueron calificados en la etapa de evaluación de las ofertas administrativas por no ser incluidos en ellas, por lo que sus ofertas económicas no se consideraron en la evaluación económica.

El 23 de octubre de 2015 se realizó la apertura de las ofertas económicas y el 26 de octubre se adjudicó el 100% de la energía licitada (1.200 GWh/año por 20 años, a contar de enero de 2017), a un precio promedio de 79,336 US\$/MWh.

	Energía adjudicada		Precio medio
	GWh/año		US\$/MWh
Aela Generación S.A.	768	64,00%	79,322
Consortio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	39	3,30%	97,000
Ibèreólica Cabo Leones I S.A.	195	16,30%	89,308
SCB II SpA	88	7,30%	67,642
Amunche Solar SpA	110	9,20%	64,849
TOTAL	1.200	100,00%	79,336



Gestión Comercial

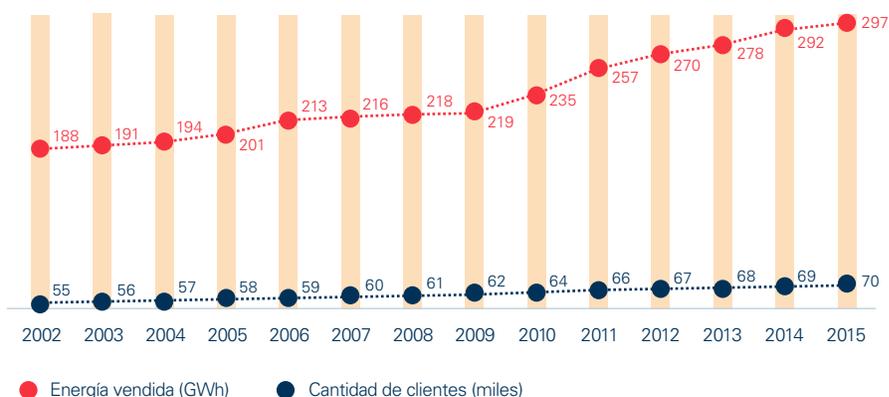
La empresa opera en el sector de distribución de electricidad y para sus proveedores y clientes es reconocido con la marca de "EMELARI".

Mercado y Principales Clientes

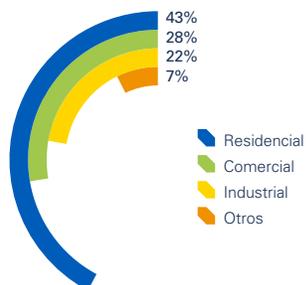
El mercado actualmente atendido por EMELARI presenta un incremento sostenido en el tiempo, respecto al número de clientes, lo que se explica en gran medida por el crecimiento demográfico y económico de su zona de concesión. Como muestra el gráfico que a continuación se observa, mientras en el año 2002 la energía vendida fue de 188 GWh, en diciembre de 2015 ésta alcanzó los 297 GWh.

Por otra parte, la energía comprada en el nivel de media tensión alcanzó los 319 GWh, con un incremento de 2,25% respecto del año 2014.

Cantidad de Clientes y Energía vendida



Energía Física Vendida por Actividad Año 2015



Productos y Servicios

Durante el año 2015, la planificación para el segmento inmobiliario tuvo como foco el relacionamiento con clientes de relevancia estratégica en el mercado, logrando la firma de convenios marco con dos grupos inmobiliarios con cobertura nacional.

Resultado de esta planificación, los resultados del periodo superaron ampliamente el presupuesto definido.

Dentro del desarrollo de los nuevos productos del área de soluciones energéticas que se comercializan, destacan la iluminación eficiente con tecnología LED tanto interior como exterior, paneles fotovoltaicos y solares térmicos, equipamiento para mejorar la calidad de la energía, diagnóstico y mantenimiento de instalaciones y equipos generadores de energía.

Calidad de Servicio y Orientación al Cliente

Durante el 2015, se desarrollaron importantes proyectos en los distintos puntos de contacto con el objeto de consolidar mejoramientos en la satisfacción de nuestros clientes en las diferentes interacciones.

Uno de los principales proyectos de este año fue la exitosa migración desde Open SGC a SAP de la totalidad de las filiales del norte sin ningún impacto perceptible para nuestros clientes de la zona. Lo anterior determina que actualmente cada uno de nuestros usuarios dispone de un sistema comercial con múltiples beneficios para un servicio

de excelencia y con una potencial red de atención a lo largo de todo Chile.

Un punto importante en lo que respecta a Contact Center fue el cambio de plataforma tecnológica que determinó una mayor amplitud de canales con un directo mejoramiento de niveles de atención. En este sentido destaca el desarrollo y perfeccionamiento de IVR de Emergencia que permitió mantener indicadores de 95% de atención en situaciones extremas como lo fue el terremoto de Septiembre 2015.

Del mismo modo en materia de atención presencial se implementó una mayor cantidad de dispositivos de atención virtual aumentando significativamente las tipologías de requerimientos factibles de resolver por esta vía. En este modelo cabe destacar la implementación de las Hot Line en cerca de un tercio del total de oficinas, estas líneas de conexión directa permiten dar una atención más expedita y resolutive de tal forma de disponer de menores tiempos de espera promedio. Del mismo modo se amplía el uso del SMS como vía de comunicación tanto en lo que respecta a solicitudes como a reclamos. Adicionalmente en esta misma materia se desarrolla un plan de capacitación dirigido a ejecutivos de cliente orientado tanto a fijar atributos del sello de calidad como también al reciclaje de conocimientos propios de la gestión diaria.

Finalmente, durante el mes de noviembre se realizó el lanzamiento de la nueva boleta que dispone de un formato más amigable, claro en su lectura y destacando los temas que son importantes

para nuestros clientes, esto con el objetivo de entregar a nuestros clientes información clara, simple y transparente.

Respecto del estudio de lealtad y satisfacción de clientes, realizado en el año 2015, en el cual se mide la percepción de nuestros clientes sobre aspectos de calidad y su lealtad hacia la compañía, el índice de lealtad neto (ILN), mejora de 33,4% en el año 2014, logrando un valor de 38,0%.

Gestión de Reclamos

En EMELARI se culmina el proceso de centralización de la gestión de reclamaciones con la implementación de un equipo único resolutive. Esto va acompañado de una homologación de todas las políticas y procedimientos asociados al área, capturando eficiencias en términos de recursos aplicados, curva de aprendizaje y administración del volumen.

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, pero con vigencia a contar del 4 de noviembre de 2012.

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, en cumplimiento de las modificaciones legales efectuadas en los últimos años, son traspasadas a las tarifas de los clientes regulados en las correspondientes fijaciones de precios de nudo promedio.

En relación con esto último, el 6 de octubre de 2014 fue publicado el Decreto 2T-2014 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de enero de 2013, para el SIC, y del 1 de marzo de 2013, para el SING, estableciéndose la forma en que los precios de los contratos de suministro suscritos entre las empresas generadoras y distribuidoras, así como los precios de subtransmisión fijados en el Decreto 14-2012, se incluyen en las fórmulas tarifarias aplicables a los clientes finales sujetos a fijación de precios. Adicionalmente, en dicho decreto se actualizan los valores de los decretos con vigencia entre enero de 2011 y las fechas de vigencia del Decreto 2T-2014. Del mismo modo, el 10 de octubre de 2014 fue publicado el Decreto 3T-2014; el 29 de octubre de 2014, el Decreto 4T-2014; el 14 de noviembre de 2014, el Decreto 6T-2014; el 24 de noviembre de 2014, el Decreto 7T-2014; el 6 de diciembre de 2014, el Decreto 8T-2014; el 27 de enero de 2015, el Decreto 9T-2014; el 12 de mayo de 2015, el Decreto 2T-2015; el 12 de mayo de 2015, el Decreto 3T-2015; el 22 de mayo de 2015, el Decreto 9T-2015; el 23 de junio de 2015, el Decreto 12T-2015;

el 4 de agosto de 2015, el Decreto 15T-2015; y el 4 de noviembre de 2015, el Decreto 16T-2015, todos del Ministerio de Energía, mediante los cuales se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de mayo de 2013, 1 de noviembre de 2013, 1 de diciembre de 2013, 1 de enero de 2014, 1 de marzo de 2014, 1 de mayo de 2014, 1 de septiembre de 2014, 1 de octubre de 2014, 1 de noviembre de 2014, 1 de enero de 2015, 1 de febrero de 2015 y 1 de abril de 2015, respectivamente.

Por lo señalado precedentemente, mediante Oficio N° 13442/2014 del 9 de diciembre de 2014, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó la reliquidación de los decretos de nudo promedio 2T-2014, 3T-2014, 4T-2014, 6T-2014, 7T-2014 y 8T-2014. Del mismo modo, mediante Oficio N° 1871/2015 del 10 de febrero de 2015, SEC instruyó la reliquidación del Decreto 9T/2014, y a través del Oficio N° 11167/2015 del 21 de agosto de 2015, instruyó las reliquidaciones de los Decretos 2T-2015, 3T-2015, 9T-2015, 12T-2015 y 15T-2015.

Aún se encuentra pendiente la publicación de los decretos de precios de nudo promedio que fijarán precios retroactivamente a contar de los meses de mayo, septiembre y noviembre de 2015.

Plan de Control de Pérdidas de Energía

Durante el año 2015 se desarrolló el plan de disminución de pérdidas de energía, que permitió reducir el índice de pérdidas de EMELARI desde un

valor de 6,69% a diciembre 2014 a un valor de 6,39% a diciembre 2015. Se logró la configuración de 241 casos de condiciones irregulares con una recuperación de energía que alcanzó a 0,4 GWh por concepto de consumos no registrados y una mayor facturación estimada de 0,1 GWh asociada a los servicios regularizados. El plan aportó un ingreso por concepto de consumos no registrados de \$64 millones durante el año. En EMELARI se realizaron 3.259 actividades en terreno, siendo un 10,1% mayor que el año anterior.

Gestión de Cobranza

Durante el año 2015 la gestión de cobranza centró sus actividades en disminuir la deuda morosa y controlar el riesgo de envejecimiento de la cartera de deudores, en este contexto, se realizan planes focalizados de cobranza bajo una segmentación de deudores por tipo de cliente, monto y antigüedad de la morosidad.

Adicionalmente, para este periodo se puso en marcha la externalización de la gestión de cobranza para clientes residenciales masivos con tres contratistas de cobranza extra-judicial.

Las iniciativas mencionadas se desarrollan bajo metodologías que permiten mantener un seguimiento especial a la gestión de cobranza, midiendo la actividad en forma periódica en cada región y monitorear los indicadores para el cumplimiento de las metas y objetivos.

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 nuestros clientes, reducir pérdidas eléctricas y cumplir con las exigencias de calidad establecidas por el marco regulatorio.

Durante el año 2015, en total se invirtieron \$1.098 millones en infraestructura eléctrica de distribución. Estas inversiones fueron destinadas principalmente a obras de extensiones de red obligatorias, ampliación de capacidad, eficiencias para mejora de la red, renovación de equipos y fiabilidad.

El 27% de estas obras fueron destinadas a extensiones de red obligatorias, adecuando la infraestructura eléctrica y ampliación de capacidad; el 10% para reducir pérdidas eléctricas en proyectos de aumento de capacidad de conductores, cambio de nivel de tensión e instalación de medidas anti-hurto; el 49% en 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 8% de las obras fueron destinadas para mejorar los estándares de calidad de suministro asociados a los índices normativos, como también incrementar la confiabilidad de las

instalaciones; finalmente un 6% de las obras se destinó 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)	2
Líneas de baja tensión propias (km)	3
Cantidad de transformadores de MT/BT	25
Potencia agregada en transformadores MT/BT (MVA)	3

En cuanto a inversiones de subtransmisión, en EMELARI se invirtieron \$65 millones durante el periodo 2015.

Infraestructura Eléctrica

Al 31 de diciembre de 2015 se contaba con las siguientes instalaciones:

	Total
Líneas de media tensión (km)	345
Líneas de baja tensión (km)	612

La infraestructura eléctrica incluye 863 transformadores de distribución propios, con una potencia instalada de 81 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

Para el periodo diciembre 2014 a noviembre 2015 los indicadores de continuidad de suministro de

EMELARI considerados en el Reglamento Eléctrico, 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	5,1 veces al año
Tiempo medio total de interrupción por cliente TTIK	12,6 horas al año
Frecuencia media de interrupción FMIK	1,7 veces al año
Tiempo medio total de interrupción por cliente TTIK	5,1 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 periodo referido son los siguientes:

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 99,94% de la red de distribución y de 99,86% 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 periodo antes señalado, son los siguientes:

SAIFI red distribución (*)	2,9 veces al año
SAIDI red distribución (*)	5,5 horas al año
SAIFI total	6,5 veces al año
SAIDI total	12,4 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° 2341 y 2342, ambos de fecha 30 de abril de 2004, durante el año 2015 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 Eléctrico.

Durante este periodo se abonó en las cuentas de los clientes un total de \$13,3 millones, a un promedio mensual de aproximadamente 1.361 clientes, los que representa el 2,0% del total.

Requerimientos Regulatorios y de Fiscalización

Durante la gestión del ejercicio 2015 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 afectan a los clientes, en conformidad a lo establecido en los procesos denominados Interrupciones e Índices de Continuidad de Suministro, los reportes mensuales de la infraestructura eléctrica y de las mediciones de calidad del producto eléctrico, así como el proceso de informes al Centro de Despacho Económico de Carga CDEC-SIC.

Programa Visión SAIDI

Durante el último trimestre del 2015 las empresas eléctricas de CGE S.A se plantearon diseñar e implementar un Plan de Mejora de la Calidad de Servicio, un programa de trabajo intensivo liderado por la Unidad de Gestión de la Red Eléctrica, que pone el servicio de nuestros clientes en el centro de la operación y cuyos objetivos 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 la organización se embarcó en un gran desafío con foco en mejorar la calidad del servicio que proveemos a nuestros clientes, que implicará un cambio de perspectiva respecto a cómo se han medido y gestionado las interrupciones históricamente, y la manera en que operamos nuestras redes de cara a nuestros clientes.

El punto inicial de este trabajo fueron los Talleres Z 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.

Con ello se reafirma el compromiso con la calidad de servicio de nuestra empresa, alineada con la política energética definida por el Ministerio de Energía para los próximos años, junto con entregar a las autoridades propuestas de modernización del marco técnico que regula este ámbito.

Plan de Optimización del Mapa de Contratistas

En el transcurso del año 2015 se dio inicio al plan de optimización del mapa de contratistas, el cual tiene por objetivo asegurar la disponibilidad de servicios con los estándares de calidad técnicos y de seguridad requeridos, que garanticen la continuidad operacional de la unidad de negocio y que permitan maximizar las sinergias y eficiencias. La planificación considera el desarrollo de procesos de petición de ofertas técnicas y económicas a diferentes proveedores, con foco en los servicios de operación, mantenimiento y construcción de la red eléctrica de distribución y subtransmisión, como asimismo en las actividades del ciclo de ingresos de la compañía (facturación, recaudación y cobranza). La organización de los procesos de contratación ha sido diseñada para aprovechar las potenciales economías de escala, en términos de las mejores prácticas y capacidad de compra. Uniendo volúmenes de compras y especificaciones técnicas estándares, se garantizará un mejor posicionamiento y el logro de eficiencias, además de un desarrollo sostenible de proveedores.

Gestión Administrativa y Financiera

Modelo de Gestión

Durante el 2015 se utilizó un modelo de gestión basado en los siguientes focos estratégicos:

- **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. Desde estas creencias la seguridad es una responsabilidad transversal y a la vez individual, y su promoción comienza en el equipo directivo, planificando cada iniciativa desde el eje de seguridad como hito inicial. Este eje es vinculante a todas nuestras empresas como piedra fundamental de cada acción y decisión.
- **Experiencia de Cliente:** Buscamos crear una mentalidad y cultura en torno a la experiencia que brindamos a nuestros clientes en cada punto de contacto. Buscamos entregarle la mejor experiencia posible, y así garantizar que nuestro trabajo esté bien hecho.
- **Crecimiento:** Se traduce en identificar y desarrollar al máximo



el potencial de crecimiento de las líneas de negocio donde ya estamos presente y desarrollar otras nuevas, todo ello procurando mantener el equilibrio con el entorno y armonizando los diferentes intereses con nuestra visión de sustentabilidad en el largo plazo.

- **Eficiencia:** Significa la mejora permanente de procesos internos, a través de la sinergia entre distintas áreas y negocios, incorporando las mejores prácticas para maximizar nuestro desempeño (EBITDA). Todo ello a través de iniciativas concretas, medibles y recurrentes en operaciones, inversiones y la generación de nuevos negocios.

Gestión Financiera

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

En concordancia con el perfil de largo plazo de las actividades de negocios que realizan la Compañía, la deuda financiera consolidada se encuentra 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, 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 el año 2015 se puede mencionar:

- 3 operaciones de refinanciamiento por un total de \$8.899 millones, principalmente para nominalizar la deuda en Unidades de Fomento, rebajar los spreads y 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, la filial 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 este 2015 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 accidentados personales, entre otros.

Propiedades

Para el desarrollo de sus negocios, EMELARI utiliza 8 inmuebles, todos los cuales son 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	4	-	4
Total	8	-	8

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

A continuación, se presenta el detalle de los 4 terrenos y otros que utiliza EMELARI:

Concepto	Comuna	Región	Dirección	Propio/ Arrendado	Tamaño (m ²)
S/E Chinchorro	Arica	XV	Barros Arana 2521	Propio	2.560
S/E Quiani	Arica	XV	Diaguitas 840	Propio	1.956
S/E Pucará	Arica	XV	Diego Portales 2452	Propio	5.866
S/E Parinacota	Arica	XV	SS/EE Parinacota	Propio	25.920

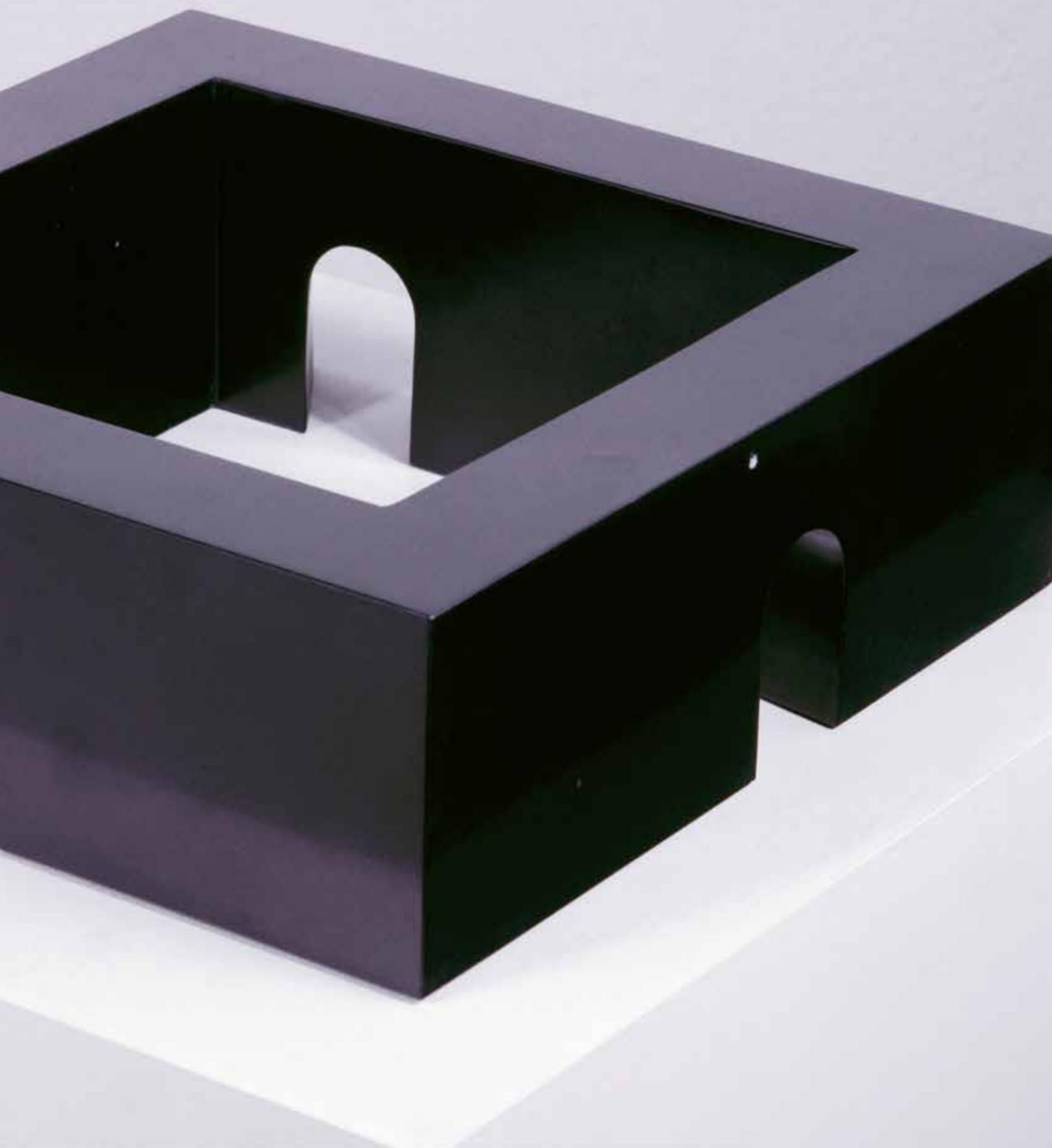
Memoria Anual 2015

Información de la Sociedad



Adrián Carra.
Children's comer.
1989.
36 x 36 x 12 cm.
Piedra de Calatorao.
Museo de Arte
Contemporáneo (MAC)
de Gas Natural Fenosa.





Personas, Organización y Cultura

En el año 2015, se conformó el área corporativa de Personas, Organización y Cultura de acuerdo a la nueva estructura, de manera de contribuir al cumplimiento de los ejes estratégicos de eficiencia operacional y servicio al cliente, los cuales se han visto complementados con dos nuevos ejes de trabajo: seguridad en las operaciones y crecimiento sostenido.

Esta nueva área es responsable de la definición y ejecución de la política de gestión de personas, incluyendo selección, gestión de talento y formación, así como también de la definición de modelos de retribuciones y compensaciones. Asimismo, es responsable del desarrollo e implementación de todos los cambios en la estructura organizativa de la compañía, de las relaciones laborales con los trabajadores, la interlocución con los sindicatos, y el desarrollo y gestión del modelo de cultura de la compañía, en el ámbito de las empresas del negocio eléctrico y de servicios.

La primera iniciativa para establecer un nuevo modelo de gestión fue adecuar la estructura organizativa para el cumplimiento de la estrategia de la compañía. Por lo mismo, uno de los focos iniciales de este año fue dotar a la organización de un esquema de trabajo más integrado, que consagra el desarrollo colaborativo de los equipos y grupos de gestión, el desempeño ágil de la empresa y su eficiencia.



Producto de la misma reestructuración, se estableció como prioridad orientar los procesos de reclutamiento y selección hacia la movilidad interna, generando con ello oportunidades de desarrollo profesional a todos aquellos trabajadores con las competencias y capacidades requeridas.

En el ámbito de las relaciones laborales se unificaron los criterios para la interrelación con las organizaciones sindicales y trabajadores, con la finalidad de dar respuesta a los diversos requerimientos, velando por el adecuado cumplimiento de las condiciones laborales pactadas individual o colectivamente.

Así también, como parte del proceso de gestión del cambio, entre junio y julio del año 2015, se realizó la Encuesta de Clima Laboral y Compromiso 2015. Este proceso estuvo a cargo de la consultora

internacional Towers Watson, responsable de la aplicación de la encuesta en todas las filiales de Gas Natural Fenosa en el mundo.

La encuesta fue aplicada en forma simultánea a cerca de 4.000 trabajadores de CGE y empresas filiales. El nivel de participación de la encuesta a nivel mundial fue de un 84%, mientras que en Chile la tasa de respuesta fue de un 92%, destacándose como uno de los países con mayor nivel de participación dentro de los cuales tiene presencia Gas Natural Fenosa.

Además, en diciembre 2015 se dio inicio a la comunicación de los resultados de la encuesta de clima realizada durante el año. Esto permitirá desarrollar programas orientados a la mejora continua durante 2016.

En el ámbito de gestión de talento y formación, existe una estrategia

que busca potenciar las capacidades de los trabajadores y los equipos a través de la formación en un estilo de liderazgo mucho más activo, pero también entregando herramientas que permitan a las personas desarrollar sus potencialidades más allá de su historia laboral en la compañía.

En ese sentido, durante noviembre se realizó un taller que contó con participación de todos los ejecutivos, el que buscó alinear el modelo de liderazgo y entregar herramientas para desenvolverse de manera efectiva en organizaciones multinacionales.

Además, se inició en las empresas de CGE, la implantación del programa SAVIA, que busca formar a más de 400 líderes de equipo en gestión del cambio, liderazgo operativo y liderazgo de equipo. Esta formación se ha realizado en un programa global de Gas Natural Fenosa y propone, en específico, aumentar las capacidades de las jefaturas y/o responsables de equipos a nivel global y mejorar el compromiso, la motivación y el desarrollo profesional. Además, tiene como fin promover y generar redes de trabajo e integración entre las áreas y empresas de la Compañía, para alcanzar la excelencia tanto en las operaciones como en la gestión de personas.

Finalmente, 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, a través de iniciativas que promueven la conciliación de la vida profesional y personal.

Seguridad y Salud

La gestión de Prevención de Riesgos para el año 2015, se enmarcó en uno de los ejes estratégicos de la compañía, como es la Seguridad y Salud, y para ello se comenzó con la implementación del programa Compromiso con la Seguridad y Salud de Gas Natural Fenosa, asesorados por la empresa DUPONT. Durante el año 2015 se realizó el diagnóstico del estado de la Seguridad y Salud, donde se analizaron las brechas encontradas, se determinó el punto de partida del programa y se establecieron las acciones futuras para la implementación del programa.

La implementación del programa tiene como objetivo el poder conseguir un cambio cualitativo en la cultura de seguridad de la compañía, aplicando un nuevo enfoque basado en los comportamientos individuales seguros, y en la identificación y anticipación de las situaciones de riesgo por los

trabajadores. Con estas acciones se espera reducir considerablemente los incidentes, hasta llegar a la meta del “0 Accidente”.

Se realizaron en cada una de las zonales, la actividad de la “Semana de la Seguridad”, instancia donde se reconoció al personal destacado en Seguridad y se coordinaron actividades con entidades externas, tales como Bomberos, Carabineros, La SEC, Juntas de Vecinos, CONACE y las Mutuales, quienes reforzaron y apoyaron el compromiso de la Compañía.

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 periodo de enero 2015 a diciembre de 2016.

Dotación

Categoría	2015
Gerentes y Ejecutivos Principales (*)	-
Otros Gerentes	-
Profesionales y Técnicos	10
Trabajadores	49
Total	59

* Solamente se incluyen trabajadores/ejecutivos con vínculo laboral.

Responsabilidad Social y Desarrollo Sostenible

		Directores	Gerentes*	Trabajadores
Género	Hombre	5	3	50
	Mujer	-	-	9
Nacionalidad	Chilenos	4	3	59
	Extranjeros	1	-	-
Rango de Edad	Menos de 30 años	-	-	1
	Entre 30 y 40 años	1	-	19
	Entre 41 y 50 años	-	2	22
	Entre 51 y 60 años	2	1	12
	Entre 61 y 70 años	2	-	5
	Más de 70 años	-	-	-
Antigüedad	Menos de 3 años	5	-	-
	Entre 3 y 6 años	-	-	7
	Entre 6 y 9 años	-	2	18
	Entre 9 y 12 años	-	-	3
	Más de 12 años	-	1	31

* Gerencia general y demás gerencias que reportan a esta gerencia o al directorio.

Brecha Salarial

	Gerentes y Ejecutivos Principales	Trabajadores
% Brecha Salarial (*)	N/A	77%

* 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

E MELARI, como filial de CGE, desarrolla sus operaciones con un fuerte acento en la relación con las comunidades en las que están insertas, 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 esta línea, 2015 fue un año clave en el fortalecimiento de estas relaciones, ya que el Directorio de la

empresa aprobó una nueva Política de Responsabilidad Social Corporativa.

Esta herramienta establece un marco común de comportamiento, orientado a generar relaciones de confianza y de beneficio mutuo con los grupos de interés, considerando como sello el compromiso de trabajar en 7 ámbitos: orientación al cliente; interés en las personas; compromiso con la sociedad; medioambiente; compromiso con los resultados; y salud, seguridad e integridad.

Estructura de Propiedad

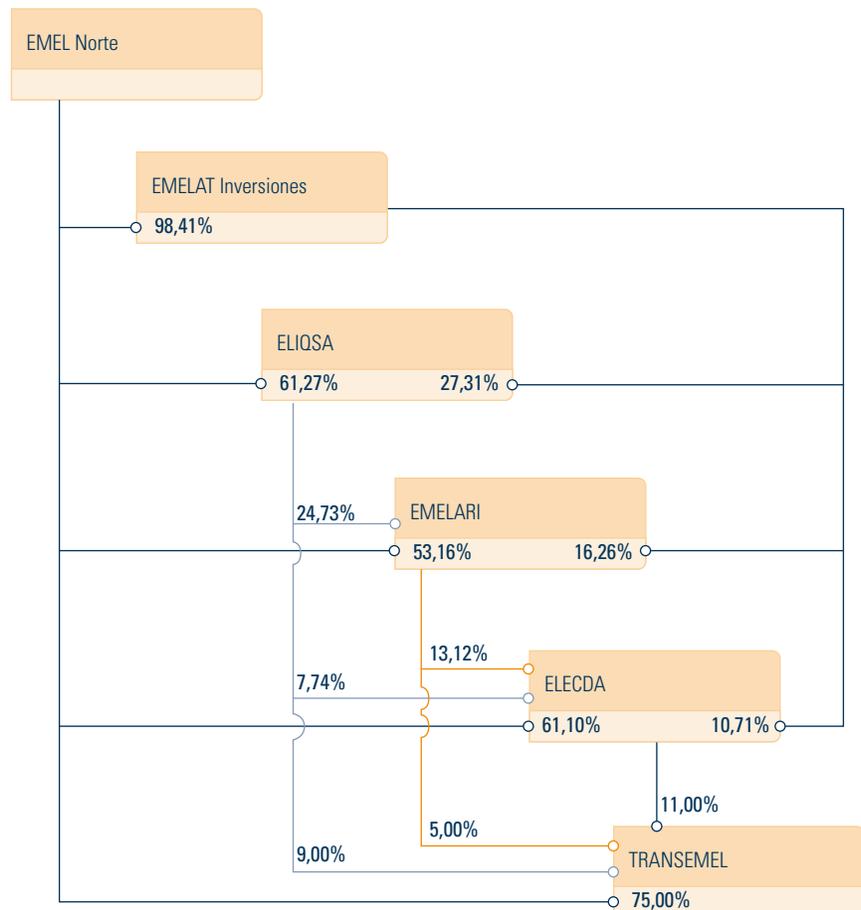
Las empresas de EMEL se estructuran como un conjunto de sociedades cuya propiedad es controlada por EMEL Norte S.A. De ésta dependen tres compañías de distribución de energía eléctrica y una de transmisión, todas ellas en el SING.

Todas las sociedades de distribución 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 incorporada en la presente Memoria Anual:



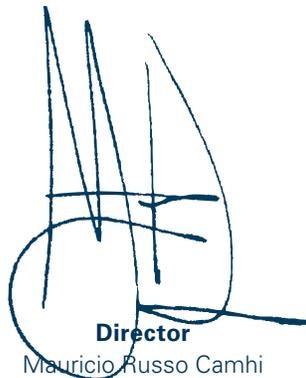
Presidente
Pablo Sobarzo Mierzo
RUT 9.006.201-8



Vicepresidente
Antonio Gallart Gabás
RUT 24.961.865-9



Director
Gonzalo Palacios Vásquez
RUT 5.545.086-2



Director
Mauricio Russo Camhi
RUT 7.774.599-8



Director
Wilhelm Wendt Glens
RUT 6.323.400-1



Gerente General
Eduardo Apablaza Dau
RUT 9.048.258-0

Santiago, marzo de 2016

Memoria Anual 2015

Estados Financieros

Informe de los Auditores Independientes

Con fecha 28 de enero de 2016, los auditores externos Ernst & Young Ltda. emitieron su opinión de auditoría sin salvedades sobre los estados financieros de Empresa Eléctrica de Arica S.A. EMELARI, al 31 de diciembre de 2015. El referido informe de los auditores externos puede ser leído en la página web de la sociedad, y/o en la versión completa de los estados financieros del ejercicio 2015, incluidos en CD adjunto.



Xaquín Chaves.
Rio Amarello.
1995.
195 x 161 cm.
Técnica mixta sobre Loneta.
Museo de Arte
Contemporáneo (MAC)
de Gas Natural Fenosa.





Estado de Situación Financiera Clasificado

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014

(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
ACTIVOS CORRIENTES		
Efectivo y equivalentes al efectivo.	120.240	180.143
Otros activos no financieros.	72.851	16.477
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	8.966.386	11.889.258
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	1.123.795	113.523
Activos por impuestos.	-	769.241
Total activos corrientes	10.283.272	12.968.642
ACTIVOS NO CORRIENTES		
Cuentas por cobrar.	27.195	79.843
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	8.525.069	8.074.768
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	6.575	20.144
Plusvalía.	362.644	362.644
Propiedades, planta y equipo.	25.046.038	24.849.240
Propiedad de inversión.	1.974.019	1.974.019
Total activos no corrientes	35.941.540	35.360.658
TOTAL ACTIVOS	46.224.812	48.329.300

PASIVOS CORRIENTES	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Otros pasivos financieros.	323.762	161.719
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	3.272.566	3.344.852
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	1.314.600	4.287.439
Otras provisiones.	-	53.567
Pasivos por impuestos.	379.353	-
Otros pasivos no financieros.	54.115	74.320
Total pasivos corrientes	5.344.396	7.921.897
PASIVOS NO CORRIENTES		
Otros pasivos financieros.	8.899.187	8.905.532
Cuentas por pagar.	78.315	143.434
Pasivo por impuestos diferidos.	2.684.952	3.470.504
Provisiones por beneficios a los empleados.	772.645	725.373
Total pasivos no corrientes	12.435.099	13.244.843
TOTAL PASIVOS	17.779.495	21.166.740
PATRIMONIO		
Capital emitido.	7.959.955	7.959.955
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	11.572.771	9.866.109
Primas de emisión.	113.232	113.232
Otras reservas.	8.799.359	9.223.264
Total patrimonio	28.445.317	27.162.560
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	46.224.812	48.329.300

Estado de Resultados por Función

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014

(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN	01-01-2015 31-12-2015 M\$	01-01-2014 31-12-2014 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	32.448.678	32.895.253
Costo de ventas.	(27.039.842)	(27.168.225)
Ganancia bruta	5.408.836	5.727.028
Otros ingresos, por función.	339.882	349.130
Gasto de administración.	(2.521.172)	(2.979.691)
Otras ganancias (pérdidas).	(173.597)	1.164.360
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	3.053.949	4.260.827
Ingresos financieros.	371.508	391.620
Costos financieros.	(557.480)	(451.049)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	863.979	975.484
Resultados por unidades de reajuste.	39.788	(118.551)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	3.771.744	5.058.331
Gasto por impuestos a las ganancias.	(178.364)	(908.700)
GANANCIA (PÉRDIDA)	3.593.380	4.149.631

Estado de Resultados Integral

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014

(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL

	01-01-2015 31-12-2015 M\$	01-01-2014 31-12-2014 M\$
Ganancia (pérdida)	3.593.380	4.149.631
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.	-	4.095.100
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	16.988	(71.336)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos	16.988	4.023.764
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 periodo, antes de impuestos.	1.906	1.023.853
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de periodo, antes de impuestos	1.906	1.023.853
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	18.894	5.047.617
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	-	(1.625.839)
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(4.586)	(6.450)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo	(4.586)	(1.632.289)
Otro resultado integral	14.308	3.415.328
TOTAL RESULTADO INTEGRAL	3.607.688	7.564.959

Estado de Cambios en el Patrimonio

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014

(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio

	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Superávit de revaluación M\$	Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio total 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
Patrimonio reexpresado	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 cambios en el patrimonio

	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Superávit de revaluación M\$	Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio total 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 2014	7.959.955	113.232	5.944.709	426.531	(388.499)	5.982.741	8.675.807	22.731.735
Patrimonio reexpresado	7.959.955	113.232	5.944.709	426.531	(388.499)	5.982.741	8.675.807	22.731.735
CAMBIOS EN PATRIMONIO								
RESULTADO INTEGRAL								
Ganancia (pérdida).	-	-	-	-	-	-	4.149.631	4.149.631
Otro resultado integral.	-	-	3.519.724	(104.396)	-	3.415.328	-	3.415.328
Total resultado integral	-	-	3.519.724	(104.396)	-	3.415.328	4.149.631	7.564.959
Dividendos.	-	-	-	-	-	-	(3.199.105)	(3.199.105)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.	-	-	(174.805)	-	-	(174.805)	239.776	64.971
Total incremento (disminución) en el patrimonio	-	-	3.344.919	(104.396)	-	3.240.523	1.190.302	4.430.825
PATRIMONIO AL FINAL DEL EJERCICIO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014	7.959.955	113.232	9.289.628	322.135	(388.499)	9.223.264	9.866.109	27.162.560

Estado de Flujo de Efectivo Directo

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014

(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR MÉTODO DIRECTO

	01-01-2015 31-12-2015 M\$	01-01-2014 31-12-2014 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.	43.198.177	35.602.579
Otros cobros por actividades de operación.	232.178	339.176
CLASES DE PAGOS		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.	(34.733.803)	(35.979.957)
Pagos a y por cuenta de los empleados.	(1.631.728)	(1.603.267)
Otros pagos por actividades de operación.	(844.659)	(256.029)
OTROS COBROS Y PAGOS DE OPERACIÓN		
Dividendos recibidos.	415.585	589.555
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).	229.000	(505.027)
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(52.716)	(57.454)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	6.820.458	(1.870.424)
FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.	4.100	10.700
Compras de propiedades, planta y equipo.	(1.444.781)	(1.191.252)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(1.440.681)	(1.180.552)
FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Préstamos de entidades relacionadas.	24.358.843	7.151.997
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.	(27.137.115)	(627.738)
Dividendos pagados.	(2.315.244)	(3.181.961)
Intereses recibidos.	1.130	88.144
Intereses pagados.	(347.294)	(478.079)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(5.439.680)	2.952.363
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(59.903)	(98.613)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	180.143	278.756
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERÍODO O EJERCICIO	120.240	180.143

Información Financiera Resumida de Subsidiarias Directas o Coligadas

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.

Estado de Situación Financiera Clasificado (M\$)	31-dic-15	31-dic-14
ACTIVOS		
Activos Corrientes	36.575.477	40.569.932
Activos No Corrientes	86.677.098	81.109.342
TOTAL ACTIVOS	123.252.575	121.679.274

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	17.807.584	36.647.873
Pasivos No Corrientes	50.316.890	33.159.646
Total Pasivos	68.124.474	69.807.519

Patrimonio	55.128.101	51.871.755
------------	------------	------------

TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	123.252.575	121.679.274
-----------------------------------	--------------------	--------------------

Estado de Resultados por Función (M\$)	31-dic-15	31-dic-14
Ganancia Bruta	14.928.517	13.084.140
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	7.294.499	7.646.958
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(1.394.853)	(1.445.766)
GANANCIA (PÉRDIDA)	5.899.646	6.201.192

Estado de Resultado Integral (M\$)	31-dic-15	31-dic-14
Ganancia (Pérdida)	5.899.646	6.201.192
Otro Resultado Integral	14.533	5.454.906
TOTAL RESULTADO INTEGRAL	5.914.179	11.656.098

Estado de Flujo de Efectivo Directo (M\$)	31-dic-15	31-dic-14
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Operación	14.636.211	(10.143.467)
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(10.596.438)	(4.247.518)
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(3.010.983)	13.842.053
Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	1.028.790	(548.932)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Principio del Ejercicio	285.662	834.594
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL EJERCICIO	1.314.452	285.662

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto (M\$)	Patrimonio Total 2015	Patrimonio Total 2014
Saldo Inicial	51.871.755	43.921.657
Cambios en el Patrimonio	3.256.346	7.950.098
SALDO FINAL EJERCICIO ACTUAL	55.128.101	51.871.755

Empresa de Transmisión Eléctrica TRANSEMEL S.A.

Estado de Situación Financiera Clasificado (M\$)	31-dic-15	31-dic-14
ACTIVOS		
Activos Corrientes	1.894.805	1.959.337
Activos No Corrientes	43.168.864	43.010.551
TOTAL ACTIVOS	45.063.669	44.969.888
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	1.278.077	1.364.779
Pasivos No Corrientes	17.962.194	18.241.788
Total Pasivos	19.240.271	19.606.567
Patrimonio	25.823.398	25.363.321
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	45.063.669	44.969.888
Estado de Resultados por Función (M\$)	31-dic-15	31-dic-14
Ganancia Bruta	3.128.088	2.550.117
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	2.007.012	3.981.912
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(210.435)	(746.611)
GANANCIA (PÉRDIDA)	1.796.577	3.235.301
Estado de Resultado Integral (M\$)	31-dic-15	31-dic-14
Ganancia (Pérdida)	1.796.577	3.235.301
Otro Resultado Integral	-	3.700.374
TOTAL RESULTADO INTEGRAL	1.796.577	6.935.675
Estado de Flujo de Efectivo Directo (M\$)	31-dic-15	31-dic-14
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Operación	1.898.213	4.656.499
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(1.144.677)	(5.418.076)
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(757.020)	761.677
Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(3.484)	100
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Principio del Ejercicio	3.484	3.384
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL EJERCICIO	-	3.484
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto (M\$)	Patrimonio Total 2015	Patrimonio Total 2014
Saldo Inicial	25.363.321	18.432.948
Cambios en el Patrimonio	460.077	6.930.373
SALDO FINAL EJERCICIO ACTUAL	25.823.398	25.363.321

OFICINAS

OFICINA CENTRAL Y OFICINAS ADMINISTRATIVAS

	CIUDAD	REGIÓN
Baquedano 731	Arica	XV

OFICINAS TÉCNICAS Y COMERCIALES

	CIUDAD	REGIÓN
Diego Portales 2442-A	Arica	XV
Santa María 2724	Arica	XV
Manuel Rodríguez 363	Arica	XV

EMEL NORTE

Av. Presidente Riesco 5561
Piso 15
Las Condes, Santiago, Chile

EMELARI

Baquedano 731
Arica, Chile

ELIQSA

Zegers 469
Iquique, Chile

ELECDA

Av. Pedro Aguirre Cerda 5558
Antofagasta, Chile

TRANSEMEL

Av. Presidente Riesco 5561
Piso 15
Las Condes, Santiago, Chile

EMELAT INVERSIONES

Av. Presidente Riesco 5561
Piso 15
Las Condes, Santiago, Chile



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

PRODUCCIÓN:
LEADERS.CL



www.emelari.cl