

Ésta es una traducción libre del Formulario 20-F del ejercicio 2016 al español. En caso de requerir mayor precisión, prevalece la versión original en inglés, disponible en www.enelamericas.cl y www.sec.gov.

UNITED STATES
SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION
WASHINGTON, D.C. 20549
FORMULARIO 20-F

☐ DECLARACIÓN DE REGISTRO EN VIRTUD DE LA SECCIÓN 12 (b) O 12(g) DE LA LEY DE BOLSAS DE 1934

O

☒ INFORME ANUAL EN VIRTUD DE LA SECCIÓN 13 O 15(d) DE LA LEY DE BOLSAS DE 1934

Para el año fiscal finalizado el 31 de diciembre de 2016

O

☐ INFORME DE TRANSICIÓN EN VIRTUD DEL ÍTEM 13 O 15(d) DE LA LEY DE BOLSAS DE 1934

Para el período de transición de

O

☐ INFORME DE LA COMPAÑÍA INSTRUMENTAL EN VIRTUD DE LA SECCIÓN 13 O 15(d) DE LA LEY DE BOLSAS DE 1934

Fecha del evento que requiere este Informe de la compañía instrumental,

Número Archivo de la Comisión: 001-12440

ENEL AMÉRICAS S.A.

(Nombre exacto del titular tal como se especifica en su carta)

ENEL AMÉRICAS S.A.

(Traducción en inglés del nombre del Registrado)

CHILE

(Jurisdicción de la incorporación u organización)

Santa Rosa 76, Santiago, Chile

(Dirección de las principales oficinas ejecutivas)

Nicolás Billikopf, teléfono: (56-2) 2353-4628, nicolas.billikopf@enel.com, Santa Rosa 76, Piso 15, Santiago, Chile

(Nombre, número de teléfono, correo electrónico o fax y dirección de la Persona de Contacto de la Empresa)

Valores registrados o a registrarse según la sección 12 (b) de la Ley:

Denominación de cada clase	Nombre de cada Bolsa de Valores donde está registrado
American Depositary Shares que representan acciones comunes	Bolsa de Valores de Nueva York
Acciones comunes, sin valor nominal *	Bolsa de Valores de Nueva York
US\$ 600.000.000 4.00% Notes con vencimiento el 25 de octubre de 2026	Bolsa de Valores de Nueva York
US\$ 858.000 6.60% con vencimiento el 1 de diciembre de 2026	Bolsa de Valores de Nueva York

* Valores registrados, no para ser comercializados, sino sólo con relación al registro de las American Depositary Shares, de conformidad con lo dispuesto por la Securities and Exchange Commission.

Valores registrados o a ser registrados, según lo dispuesto en la Sección 12(g) de la Ley: No hay.

Valores para los cuales existe la obligación de informar según lo dispuesto en la Sección 15(d) de la Ley: No existen

Marque en el recuadro si la entidad registrada constituye un emisor acreditado conocido, según se define en la Regla 405 de la Ley de la Bolsa de Valores:

☒ Sí ☐ No

Si el presente informe constituye un informe anual o de transición, marque en el recuadro si no se le exige a la entidad registrada presentar los informes de conformidad con la Sección 13 o 15(d) de la Ley de la Bolsa de Valores de 1934:

☐ Sí ☒ No

Marque en el recuadro que corresponde si la entidad registrada (1) ha entregado todos los informes a ser entregados según lo dispuesto en la Sección 13 o 15(d) de la Ley de la Bolsa de Valores de 1934 durante los 12 meses anteriores (o por algún período más corto para el cual a la entidad registrada se le haya requerido presentar tales informes) y (2) ha estado sujeta a dichos requisitos de presentación en los últimos 90 días.

☒ Sí ☐ No

Indique en un recuadro si la entidad registrada ha entregado cada Archivo con Información Interactiva que debe proporcionar y poner a disposición de acuerdo a la Regla 405 o la Regulación S-T (§ 232,405 de este capítulo) en forma electrónica y lo ha puesto a disposición en su página web durante los doce meses precedentes (o por un período más corto que la entidad registrada ha sido requerida de suministrar y poner a disposición tales archivos).

☐ Sí ☐ No

Marque en un recuadro si la entidad registrada constituye un registrante acelerado grande, un registrante acelerado o un registrante no acelerado, véase la definición de un "registrante acelerado y registrante acelerado grande" en la Regla 12b-2 de la Ley de la Bolsa de Valores:

Registrante acelerado grande ☒

Registrante acelerado ☐

Registrante no acelerado ☐

Si es una compañía de crecimiento emergente que prepara sus estados financieros de acuerdo a U.S. GAAP, indique si el Registrante ha elegido no usar el periodo de transición extendido para cumplir con cualquier norma contable y financiero nuevo o revisado † según consta en la Sección 13(a) de la Ley de Valores. ☐

† El término "normas contable y financiero nuevo o revisado" se refiere a cualquier actualización emitida por el Consejo de Normas de Contabilidad Financiera para sus Estándares de Codificación Contable después del 5 de abril de 2012.

Marque en un recuadro qué base contable utilizó la entidad registrante para preparar los estados financieros incluidos en esta presentación:

US GAAP ☐

NIFF según han sido emitidos por Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ☒ Otros ☐

Si ha marcado "Otros" como respuesta para la pregunta anterior, indique marcando en un recuadro qué ítem de estados financieros ha elegido seguir la entidad que registra:

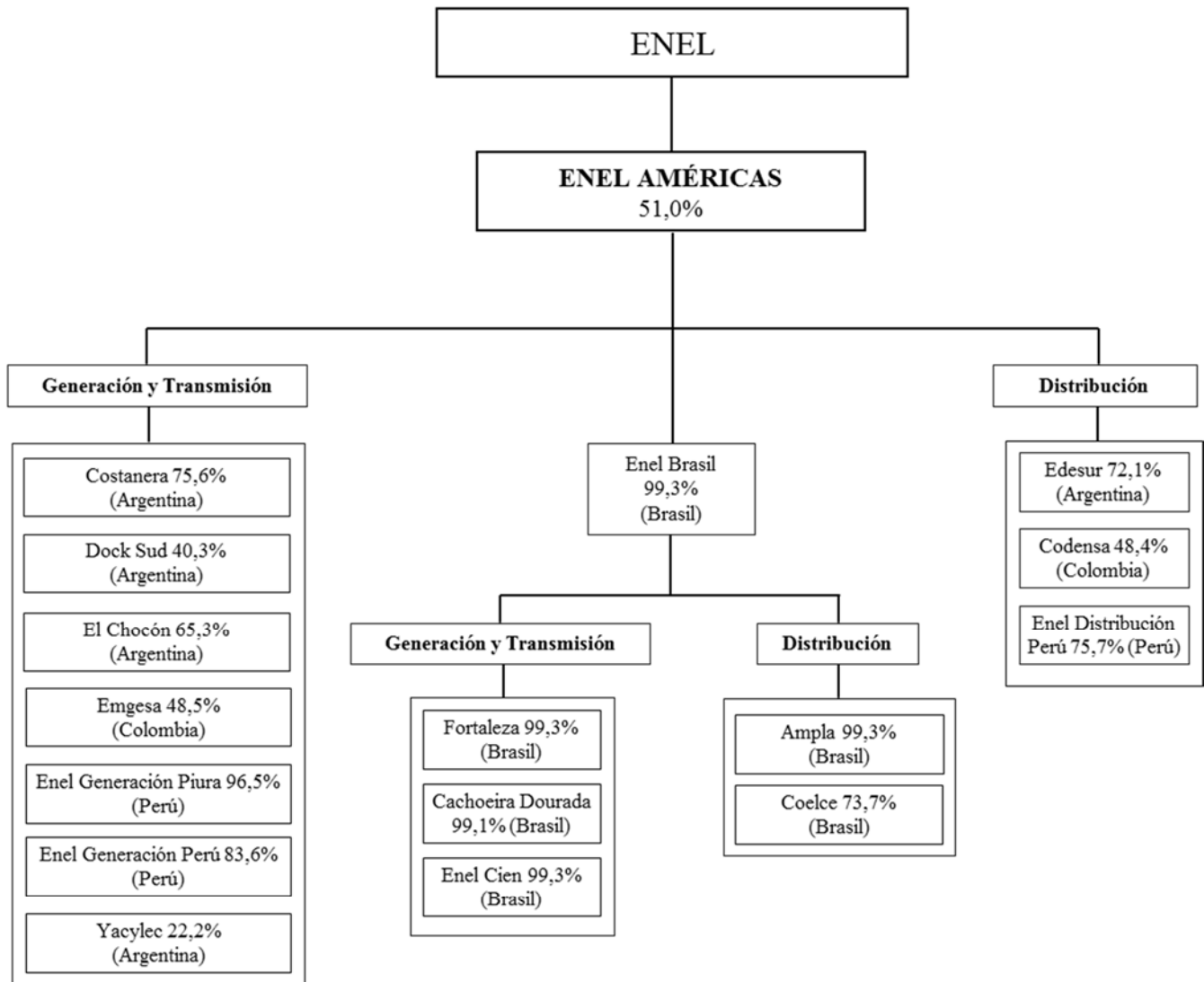
☐ Ítem 17 ☐ Ítem 18

Si el presente informe constituye un informe anual, marque con una X si la entidad registrada es una compañía de portafolio (según se define en la Regla 12b-2 de la Ley de la Bolsa de Valores):

☐ Sí ☒ No

Indique el número de acciones en circulación de cada clase de capital social o de acciones comunes del emisor a partir del cierre del período cubierto por el informe anual de Acciones Comunes: 58.324.975.387

Estructura Organizacional Simplificada de Enel Américas ⁽¹⁾
Al 31 de diciembre, 2016



- (1) Sólo se presentan en este diagrama las principales subsidiarias operacionales. El porcentaje establecido para cada subsidiaria representa nuestro interés económico en cada subsidiaria. Favor remitase a la “Presentación de Información” para la explicación del cálculo de interés económico.

TABLA DE CONTENIDOS

	<u>Página</u>
Glosario	5
Introducción	9
Presentación de Información	10
Declaraciones con Visión hacia el Futuro	12
PARTE I	
Ítem 1. Identidad de Directores, Ejecutivos Principales y Asesores	13
Ítem 2. Estadísticas de la Oferta y Calendario Previsto	13
Ítem 3. Información Clave	13
Ítem 4. Información sobre la Compañía	27
Ítem 4A. Comentarios no Resueltos de la Administración	102
Ítem 5. Resumen Operativo y Financiero y Perspectivas	102
Ítem 6. Directores, Ejecutivos Principales y Empleados	152
Ítem 7. Principales Accionistas y Transacciones con Partes Relacionadas	164
Ítem 8. Información Financiera	166
Ítem 9. La Oferta Pública y la Cotización	168
Ítem 10. Información Adicional	171
Ítem 11. Información Cuantitativa y Cualitativa acerca del Riesgo de Mercado	187
Ítem 12. Descripción de Valores Distintos a Acciones Comunes	191
PARTE II	
Ítem 13. Incumplimientos, Atrasos en el Pago de Dividendos y Morosidades	192
Ítem 14. Modificaciones Importantes a los Derechos de los Titulares de Valores y Uso de los Recursos	192
Ítem 15. Controles y Procedimientos	193
Ítem 16. Reservado	194
Ítem 16A. Comité de Auditoría y Experto Financiero	194
Ítem 16B. Código de Ética	194
Ítem 16C. Honorarios y Servicios de los Auditores Externos	195
Ítem 16D. Exenciones de los Requisitos para el Registro de los Comités de Auditoría	196
Ítem 16E. Compra de Acciones Comunes por parte del Emisor y Personas Relacionadas	196
Ítem 16F. Cambio del Auditor Externo que Certifica la Entidad que Registra	196
Ítem 16G. Gobierno Corporativo	196
Ítem 16H. Información de Seguridad Minera	196
PARTE III	
Ítem 17. Estados Financieros	197
Ítem 18. Estados Financieros	197

GLOSARIO*

AFP	<i>Administradora de Fondos de Pensiones</i>	Entidad jurídica que administra un fondo de pensiones chileno.
Ampla	<i>Ampla Energia e Serviços S.A.</i>	Empresa de distribución brasileña, sociedad anónima, que opera en Río de Janeiro, de propiedad de Enel Brasil, nuestra filial.
ANEEL	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>	Agencia del Gobierno brasileño para la energía eléctrica.
BNDES	<i>Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico y Social</i>	El Banco Nacional para el Desarrollo Económico y Social (“BNDES”) es el agente principal de desarrollo en Brasil con foco en el desarrollo sustentable, en lo social y ambiental.
Cachoeira Dourada	<i>Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A.</i>	Compañía generadora brasileña de propiedad de Enel Brasil, nuestra filial. Anteriormente conocida como Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.
CAMMESA	<i>Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.</i>	Entidad autónoma argentina a cargo de la operación del Mercado Eléctrico Mayorista, o MEM. Los accionistas de CAMMESA son empresas de generación, de distribución y de transmisión, grandes usuarios y la Secretaría de Energía.
Bolsas de Valores Chilenas	<i>Bolsas de Valores Chilenas</i>	Las tres principales bolsas de valores en Chile: Bolsa de Comercio de Santiago, Bolsa Electrónica y Bolsa de Valores de Valparaíso.
Chilectra Américas	<i>Chilectra Américas S.A.</i>	Anteriormente fue una empresa de distribución eléctrica con participaciones minoritarias en empresas no chilenas de generación eléctrica. Chilectra Américas se creó en el contexto de la reorganización llevada a cabo durante 2016 y que luego se fusionó en Enel Américas en Diciembre 2016.
CIEN	<i>Enel CIEN S.A.</i>	Compañía de transmisión brasileña, 100% de propiedad de Enel Brasil, nuestra filial. Anteriormente conocida como Companhia de Interconexão Energética S.A.
Codensa	<i>Codensa S.A. E.S.P.</i>	Compañía de distribución colombiana que opera principalmente en Bogotá y es controlada por nosotros.
Coelce	<i>Companhia Energética do Ceará S.A.</i>	Compañía de distribución brasileña que opera en el Estado de Ceará. Coelce es controlada por Enel Brasil, nuestra filial.
COES	<i>Comité de Operación Económica del Sistema</i>	Entidad peruana a cargo de coordinar la operación eficiente y el despacho de las unidades de generación para satisfacer la demanda.
Costanera	<i>Enel Generación Costanera S.A.</i>	Empresa de generación argentina, sociedad anónima controlada por Endesa Américas. Anteriormente conocida como Central Costanera S.A..
CREG	<i>Comisión de Regulación de Energía y Gas</i>	Comisión Colombiana para la Regulación de Energía y Gas.

CTM	<i>Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.</i>	Compañía de transmisión argentina y filial de Enel Brasil.
DCV	<i>Depósito Central de Valores S.A.</i>	Depósito Central de Valores de Chile.
DECSA	<i>Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.</i>	Compañía de distribución colombiana y filial de Codensa en 2016.
Dock Sud	<i>Central Dock Sud S.A.</i>	Compañía de generación argentina y filial nuestra.
Edesur	<i>Empresa Distribuidora Sur S.A.</i>	Empresa de distribución argentina con un área de concesión en la zona sur de la gran área metropolitana de Buenos Aires, y filial nuestra.
EEB	<i>Empresa de Energía de Bogotá S.A.</i>	Empresa estatal colombiana, holding financiero y de energía, con inversiones en los sectores de generación, transmisión, comercialización y distribución de electricidad, y en transmisión, distribución y comercialización de gas natural.
EEC	<i>Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.</i>	Compañía de distribución de energía colombiana, filial de DECSA, la cual se fusionó con Codensa en 2016.
El Chocón	<i>Enel Generación El Chocón S.A.</i>	Empresa generadora argentina con dos centrales hidroeléctricas, El Chocón y Arroyito, ambas ubicadas en el Río Limay, Argentina, y es una entidad combinada de Endesa Américas. Anteriormente conocida como Hidroeléctrica El Chocón S.A.
Emgesa	<i>Emgesa S.A. E.S.P.</i>	Empresa de generación colombiana controlada por nosotros.
Endesa Américas	<i>Endesa Américas S.A.</i>	Anteriormente fue una empresa de generación de electricidad con intereses minoritarios en empresas de generación no chilenas. Endesa Américas fue creada en el contexto de la Reorganización de 2016 y luego se fusionó en Enel Américas en diciembre 2016.
Enel	<i>Enel S.p.A.</i>	Empresa de energía italiana con operaciones multinacionales en los mercados de energía y gas. Dueña del 51.0% de nuestras acciones al 31 de diciembre de 2016, y es nuestro controlador final.
Enel Américas	<i>Enel Américas S.A.</i>	Nuestra compañía, empresa de responsabilidad limitada que cotiza en bolsa, creada bajo las leyes de la República de Chile, su matriz está en Chile, y sus subsidiarias gestionan principalmente la generación y distribución de electricidad en Argentina, Brasil, Colombia, y Perú, y es controlada por Enel. Entidad emisora de este Informe. De forma provisional, fue anteriormente conocida como Enersis Américas S.A. y previamente como Enersis S.A.
Enel Brasil	<i>Enel Brasil S.A.</i>	Empresa brasileña y nuestra filial. Se conocía anteriormente como Endesa Brasil S.A..
Enel Chile	<i>Enel Chile S.A.</i>	Empresa de responsabilidad limitada que cotiza en bolsa, creada bajo las leyes de la República de Chile, su matriz está en Chile, y sus subsidiarias gestionan principalmente la generación y distribución de electricidad en Chile y es controlada por Enel. De

		forma provisional, fue anteriormente conocida como Enersis Chile.
Enel Distribución Perú	<i>Enel Distribución Perú S.A.</i>	Sociedad anónima peruana de distribución de electricidad, con un área de concesión en la zona norte de Lima, y nuestra filial. Anteriormente conocida como Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A. o Edelnor.
Enel Generación Perú	<i>Enel Generación Perú S.A.</i>	Sociedad anónima peruana de generación y subsidiaria de Enel Américas. Anteriormente conocida como Edegel S.A.A.
Enel Generación Piura	<i>Enel Generación Piura S.A.</i>	Sociedad anónima peruana de generación, con centrales termoeléctricas que operan con gas natural y nuestra filial. Anteriormente conocida como Empresa Eléctrica de Piura S.A. or EEPsA.
Enel Iberoamérica	<i>Enel Iberoamérica, S.R.L.</i>	Una filial 100% de propiedad de Enel y propietario del 51,0% de nuestra propiedad al 31 de diciembre de 2016.
Enel Trading Argentina	<i>Enel Trading Argentina S.R.L</i>	Compañía de comercialización de energía con operaciones en Argentina, y nuestra filial. Anteriormente conocida como Central Comercializadora de Energía S.A. o CEMSA.
ENRE	<i>Ente Nacional Regulador de la Electricidad</i>	Autoridad reguladora nacional de Argentina para el sector de energía.
JEA	<i>Junta Extraordinaria de Accionistas</i>	Junta Extraordinaria de Accionistas.
FONINVEMEM	<i>Fondo para Inversiones Necesarias que permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista</i>	Fondo argentino creado para aumentar el suministro de electricidad en el MEM.
Fortaleza	<i>Central Geradora Termoeléctrica Fortaleza S.A.</i>	Compañía de generación brasileña que opera en el estado de Ceará. Nuestra filial Enel Brasil es propietaria del 100% de Fortaleza.
IFRS o NIIF (por su sigla en español)	<i>International Financial Reporting Standards</i>	Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (<i>International Accounting Standards Board</i> o IASB, por sus siglas en inglés).
GNL	<i>Gas Natural Licuado</i>	Gas natural licuado.
MADS	<i>Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible</i>	Ministerio Colombiano del Medioambiente y Desarrollo Sostenible.
MEM	<i>Mercado Eléctrico Mayorista</i>	Mercado Eléctrico Mayorista en Argentina, Colombia y Perú.
MME	<i>Ministério de Minas e Energia</i>	Ministerio de Minas y Energía de Brasil.
ERNC	<i>Energías Renovables No Convencionales</i>	Fuentes de energía que son continuamente reabastecidas por procesos naturales, tales como viento, biomasa, mini hidráulica, geotérmica, oleaje, solar o energía mareomotriz.
SIN	<i>Sistema Interconectado Nacional</i>	Sistema interconectado eléctrico nacional. Existen tales sistemas en Argentina, Brasil y Colombia.

ONS	<i>Operador Nacional do Sistema Eléctrico</i>	Operador Nacional del Sistema Eléctrico. Entidad privada brasileña sin fines de lucro responsable de la planificación y coordinación de las operaciones en los sistemas interconectados.
Osinergmin	<i>Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería</i>	Autoridad Supervisora de las Inversiones en Energía y Minería, autoridad reguladora peruana de electricidad.
JOA	<i>Junta Ordinaria de Accionistas</i>	Junta Ordinaria de Accionistas.
SVS	<i>Superintendencia de Valores y Seguros</i>	Superintendencia Chilena de Valores y Seguros, la autoridad gubernamental que supervisa a las empresas públicas, los valores y el negocio de seguros.
TESA	<i>Transportadora de Energía S.A.</i>	Compañía de transmisión con operaciones en Argentina y filial de Enel Brasil.
UF	<i>Unidad de Fomento</i>	Unidad monetaria chilena indexada a la inflación del país, denominada en pesos, equivalente a Ch\$ 26.347,98 al 31 de diciembre de 2016.
UTA	<i>Unidad Tributaria Anual</i>	Unidad tributaria chilena anual. Una UTA equivale a 12 Unidad Tributaria Mensual (“UTM”), unidad de impuesto indexada a la inflación utilizada para definir multas, entre otros propósitos. Al 31 de diciembre de 2016, una UTM era equivalente a Ch\$ 46.183 y una UTA a Ch\$ 554.196.
VAD	<i>Valor Agregado de Distribución</i>	Valor agregado de distribución de electricidad.
XM	<i>Expertos de Mercado S.A. E.S.P.</i>	Una filial de Interconexión Eléctrica S.A. (“ISA”), una empresa colombiana que provee servicios en tiempo real de administración gerencial en los sectores eléctrico, financiero y de transporte.

* El presente Glosario se encuentra ordenado según el orden alfabético de las palabras en la versión original del documento en inglés.

INTRODUCCIÓN

De acuerdo al uso que se les da en el presente Informe en el Formulario 20 – F, los pronombres personales en primera persona, tales como “nosotros”, “nos” o “nuestro(a)” así como “Enel Américas” y “la Compañía”, se refieren a Enel Américas S.A. y nuestras filiales consolidadas a no ser que el contexto indique otra cosa. A menos que se señale otra cosa, nuestra participación en nuestras principales filiales y empresas controladas conjuntamente y asociadas, se expresa en términos de nuestra participación económica al 31 de diciembre de 2016.

Somos una empresa chilena que opera mediante nuestras filiales y empresas de control conjunto en el negocio de la generación, transmisión y distribución eléctricas en Argentina, Brasil, Colombia y Perú. Participamos en los negocios de generación y transmisión principalmente a través de nuestras filiales Costanera, El Chocón y Dock Sud en Argentina, Cachoeira Dourada, Fortaleza y Cien en Brasil, Enel Generación Perú y Enel Generación Piura en Perú y Emgesa en Colombia. En el negocio de la distribución, nuestras principales filiales son Edesur en Argentina, Coelce y Ampla en Brasil, Enel Distribución Perú en Perú y Codensa en Colombia. Para información adicional sobre nuestras principales filiales y asociadas, véase “Ítem 4. Información sobre la Compañía —C. Estructura Organizativa– Principales Filiales y Asociadas”.

A la fecha de este Informe, Enel S.p.A. (“Enel”), una empresa de energía italiana con operaciones multinacionales en los mercados de electricidad y gas, es propietaria del 51,0% de nuestras acciones al 31 de diciembre de 2016 y es nuestro controlador final.

Durante 2016, completamos nuestro proceso de reorganización, que implicó la separación de nuestros negocios de electricidad chilenos y no chilenos, resultado de lo cual mantuvimos el negocio de electricidad no chileno en Sudamérica. Desde el 1 de marzo de 2016 hasta el 30 de noviembre de 2016 se nos conocía como Enersis Américas S.A. (“Enersis Américas”). El 1 de diciembre de 2016, la empresa cambió su nombre a Enel Américas S.A. Para información adicional sobre la reorganización, por favor ver “Ítem 4. Información sobre la Compañía — A. Historia y Desarrollo de la Compañía — La Reorganización de 2016.”

PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Información Financiera

En el presente Informe, a no ser que se especifique otra cosa, las referencias a “dólares” o “US\$” lo son a los dólares de los Estados Unidos de América (“Estados Unidos”); las referencias a “pesos” o “Ch\$” lo son al peso chileno, la moneda legal de Chile; las referencias a “Ar\$” o “pesos argentinos” lo son a la moneda legal de Argentina; las referencias a “R\$” o “reais” se refiere a los reales brasileños, la moneda legal de Brasil; las referencias a “soles” lo son al Sol Peruano, la moneda legal de Perú; las referencias a “CPs” o “pesos colombianos” lo son a la moneda legal de Colombia; y las referencias a la “UF” lo son a las *Unidades de Fomento*. La UF es una unidad monetaria chilena indexada según la inflación denominada en pesos que se ajusta diariamente para reflejar los cambios del Índice de Precios al Consumidor (“IPC”) del Instituto Nacional de Estadísticas (“INE”). La UF se ajusta en ciclos mensuales. Cada día, en el periodo que comienza el décimo día del mes en curso hasta el noveno día del mes siguiente, el valor de la UF en pesos nominales es indexado para reflejar un monto proporcional del cambio de IPC chileno durante el mes calendario anterior. Al 31 de diciembre de 2016, una UF equivalía a Ch\$ 26.347,98. El valor equivalente en dólares de una UF era de US\$ 39,36 al 31 de diciembre de 2016, utilizando el Tipo de Cambio de Dólar Observado informado por el Banco Central de Chile para el 31 de diciembre de 2016 de Ch\$ 669,47 por US\$1,00. El Tipo de Cambio del Dólar Observado, que es informado por el Banco Central de Chile y publicado diariamente en su página web, es el promedio ponderado del tipo de cambio de las transacciones en el Mercado Cambiario Formal del día bancario anterior. A menos que el contexto especifique otra cosa, todos los montos en pesos chilenos convertidos a dólares o viceversa, o en UF convertidos a pesos chilenos, fueron convertidos según las tasas de cambio al 31 de diciembre de 2016.

El Banco Central de Chile puede intervenir el Mercado Cambiario Formal mediante la compra o venta de divisas extranjeras para mantener el Dólar Observado dentro de un rango deseado.

Al 25 de abril de 2017, una UF equivalía a Ch\$ 26.543,75. El equivalente en dólares de una UF era US\$ 40,22 a la misma fecha, utilizando el Tipo de Cambio Dólar Observado informado por el Banco Central de Chile para ese día de Ch\$ 660,04 por US\$ 1,00.

Nuestros estados financieros consolidados y toda otra información financiera relacionada con nosotros y contenida en este Informe, se presentan en pesos chilenos, a no ser que se indicase otra cosa. Hemos preparado nuestros estados financieros consolidados según las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) emitidas por el Comité de Normas Contables Internacionales (*International Accounting Standard Board* o “IASB”, por sus siglas en inglés).

Todas nuestras filiales están consolidadas y todos sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo se incluyen en los estados financieros consolidados, después de efectuar los ajustes y eliminaciones relacionados con las transacciones al interior del Grupo. Las inversiones en empresas asociadas sobre las que ejercemos una influencia significativa, se incluyen en nuestros estados financieros consolidados utilizando el método patrimonial. Para información detallada relativa a entidades consolidadas, entidades controladas en forma conjunta y empresas asociadas, véase los Anexos 1, 2 y 3 de los estados financieros consolidados.

Dado que las condiciones establecidas por las NIIF se cumplieron al 31 de diciembre de 2016, en los estados financieros incluidos en este Informe todas las operaciones relacionadas con los antiguos negocios chilenos se han presentado como operaciones descontinuadas. Por lo tanto, los estados financieros para el año que terminó el 31 de diciembre de 2016 incluyen operaciones descontinuadas por dos meses, en tanto que los estados financieros para los años terminados el 31 de diciembre de 2015 y 2014 incluyen operaciones descontinuadas por doce meses.

Para la comodidad del lector, este Informe contiene conversiones de ciertas cantidades de pesos chilenos a dólares según tipos de cambio especificados. Salvo cuando se indique otra cosa, el equivalente del dólar para la información presentada en pesos chilenos se basa en el Tipo de Cambio Dólar Observado al 31 de diciembre de 2016, según se define en “Ítem 3. Información Esencial — A. Datos Financieros Seleccionados — Tipos de Cambio”. El Banco de Reserva Federal de Nueva York no informa un precio de compra del peso chileno al mediodía. No se hace ninguna afirmación respecto de que los montos expresados en pesos o en dólares en este Informe pudiesen haberse convertido o podrían convertirse a dólares o pesos, según sea el caso, a dicha tipo de cambio o a cualquier otro tipo de cambio. Véase “Ítem 3. Información Esencial — A. Datos Financieros Seleccionados — Tipos de Cambio”.

Términos Técnicos

Las referencias a “TW” lo son a terawatts (10^{12} watts o un trillón de watts); las referencias a “GW” y “GWh” lo son a gigawatts (10^9 watts o un billón de watts) y a gigawatt hora, respectivamente; las referencias a “MW” y “MWh” lo son a megawatts (10^6 watts o un millón de watts) y a megawatt hora, respectivamente; las referencias a “kW” y “kWh” lo son a kilowatts (10^3 watts o mil watts) y a kilowatt hora, respectivamente; las referencias a “kV” lo son a kilovoltios, y las referencias a “MVA” se refieren a mega voltio amperios. Las referencias a “BTU” y “MBTU”, lo son a unidades termoeléctricas británicas y millones de unidades termoeléctricas británicas, respectivamente. Una “BTU” es una unidad de energía igual a aproximadamente 1.055 joules. Las referencias a “Hz” lo son a “Hertz”; y las referencias a “mtpa” lo son a toneladas métricas por año. A no ser que se indique otra cosa, las estadísticas presentadas en este Informe en relación a la capacidad instalada de las centrales de generación de energía eléctrica, se expresan en MW. Un TW es igual a 1.000 GW, un GW es igual a 1.000 MW y un MW es igual a 1.000 kW.

Las estadísticas relacionadas con la producción anual agregada de electricidad se expresan en GWh y se basan en un año de 8.760 horas, excepto para los años bisiestos, que se basan en 8.784 horas. Las estadísticas relacionadas con la capacidad instalada y producción de la industria eléctrica no incluyen la electricidad producida por auto-generadores.

Las pérdidas de energía experimentadas por las empresas generadoras durante la transmisión son calculadas restando el número de GWh de la energía vendida al número de GWh de la energía generada (excluyendo su propio consumo de energía y las pérdidas en la central) dentro de un período dado. Las pérdidas son expresadas como un porcentaje del total de la energía generada.

Las pérdidas de energía durante la distribución son calculadas como la diferencia entre la energía comprada (GWh de demanda de electricidad incluida la generación propia) y la energía vendida excluidos los peajes y el consumo de energía no facturado (también medidos en GWh), en un periodo dado. Las pérdidas de distribución se expresan como un porcentaje del total de la energía comprada. Las pérdidas en distribución provienen de la energía consumida ilegalmente así como de las pérdidas técnicas.

Cálculo de la Participación Accionaria

En el presente Informe se hacen referencias a la “participación accionaria” de Enel Américas en sus empresas relacionadas. Podemos tener una participación directa o indirecta en esas empresas. En las circunstancias donde no tenemos la propiedad directa de una participación en una empresa relacionada, nuestra participación accionaria en dicha empresa relacionada se calcula multiplicando el porcentaje de la participación accionaria en una empresa relacionada de propiedad directa por el porcentaje de la participación accionaria de cualquier entidad en la cadena de propiedad de dicha empresa relacionada. Por ejemplo, si nosotros poseemos una participación accionaria directa del 6% en una empresa asociada y un 40% de ella es de propiedad directa de la filial en la que poseemos el 60% de participación accionaria, nuestra participación accionaria en dicha empresa asociada sería de 60% por 40% más 6%, ó 30%.

Redondeo

Algunas cifras incluidas en este Informe han sido redondeadas para facilitar su presentación. Por esta razón, es posible que cifras en tablas no correspondan exactamente a las mismas cantidades que la suma de las entradas.

DECLARACIONES CON VISIÓN HACIA EL FUTURO

Este Informe contiene declaraciones que constituyen o que pueden constituir declaraciones con visión hacia el futuro, en el sentido de la Sección 27A de la Ley de Valores (*Securities Act*) de 1933, y sus enmiendas, y la Sección 21E de la Ley de Bolsas (*Exchange Act*) de 1934, y sus enmiendas. Estas declaraciones aparecen continuamente en el presente Informe e incluyen declaraciones referentes a nuestras intenciones, creencias o expectativas actuales, que incluyen, pero no se limitan a afirmaciones que conciernen:

- nuestro programa de inversiones de capital;
- las tendencias que afectan nuestra condición financiera o los resultados operacionales ;
- nuestra política de dividendos;
- el impacto futuro de la competencia y la regulación;
- las condiciones políticas y económicas en los países en que nosotros o nuestras empresas relacionadas operamos o podamos operar en el futuro;
- cualquier declaración precedida por, seguida por, o que incluye las palabras “cree”, “espera”, “prevé”, “anticipa”, “pretende”, “estima”, “debería”, “puede” o expresiones similares; y
- otras declaraciones contenidas o incorporadas por referencia en este Informe respecto a materias que no son hechos históricos.

Dado que dichas declaraciones están sujetas a riesgos e incertidumbres, los resultados efectivos pueden diferir significativamente de aquellos expresados o implícitos en dichas declaraciones con visión hacia el futuro. Los factores que podrían ocasionar diferencias significativas respecto a los resultados efectivos incluyen, pero no se limitan a:

- desarrollos demográficos, eventos políticos, fluctuaciones económicas y medidas intervencionistas tomadas por la autoridades en los mercados de Sudamérica donde operamos nuestros negocios;
- hidrología, sequías, inundaciones y otras condiciones meteorológicas;
- cambios en las regulaciones medioambientales y el marco regulatorio de la industria eléctrica en uno o más de los países en los cuales operamos;
- nuestra capacidad de implementar las inversiones propuestas en bienes de capitales, incluyendo nuestra capacidad de asegurar el financiamiento cuando sea requerido;
- la naturaleza y el alcance de la competencia futura en nuestros principales mercados; y
- los factores mencionados posteriormente en la sección titulada “Factores de Riesgo”.

No se debe depositar una confianza indebida en dichas declaraciones, que sólo se refieren al contexto de la fecha en la que fueron elaboradas. Nuestros auditores externos no han examinado o verificado estas declaraciones con visión a futuro y, consecuentemente, no entregan su conformidad con respecto a esas afirmaciones. Usted debería considerar estas declaraciones de advertencia conjuntamente con cualquier otra declaración prospectiva escrita u oral que pudiéremos emitir en el futuro. No asumimos ningún compromiso de hacer públicas las modificaciones que pudiesen aplicarse a las declaraciones con visión hacia el futuro contenido en este Informe con el fin de reflejar eventos o circunstancias posteriores o para reflejar la ocurrencia de eventos no anticipados.

Para todas estas declaraciones con visión hacia el futuro, invocamos la protección *safe harbor* para las declaraciones con visión hacia el futuro contenidas en la Ley de Reforma de Litigio de Valores Privados (*Private Securities Litigation Reform Act*) de 1995.

PARTE I

Ítem 1. Identidad de Directores, Ejecutivos Principales y Asesores

No aplicable.

Ítem 2. Estadísticas de la Oferta y el Calendario Previsto

No aplicable.

Ítem 3. Información Clave

A. Datos Financieros Seleccionados.

La siguiente información seleccionada de los datos financieros consolidados debe ser leída junto con nuestros Estados Financieros Consolidados, incluidos en este Informe. La información financiera consolidada seleccionada al 31 de diciembre de 2016 y 2015, y para cada año del periodo de tres años que finalizó el 31 de diciembre de 2016, se originan de nuestros Estados Financieros Consolidados auditados incluidos en este Informe. Los datos financieros seleccionados consolidados al 31 de diciembre de 2014 y 2013, y para el año terminado el 31 de diciembre de 2013 se derivan de nuestros Estados Financieros Consolidados no incluidos en este Informe. Nuestros Estados Financieros Consolidados fueron elaborados según las NIIF emitidas por la IASB. De acuerdo con el beneficio transitorio concedido por la SEC, se han omitido los datos financieros seleccionados consolidados al 31 de diciembre de 2012 y para el año que terminó el 31 de diciembre de 2012, ya que dicha información no puede ser proporcionada en una base reajustada para reflejar la división de Enel Chile, sin un esfuerzo o gasto desproporcionados.

Los montos están expresados en millones, excepto ratios, datos operacionales e información de acciones y ADSs (*American Depositary Shares*). Para la conveniencia del lector, toda la información presentada en dólares a partir de y para el año terminado el 31 de diciembre de 2016 ha sido convertida al tipo de cambio del Dólar Observado para esa fecha, de Ch\$ 669,47 por US\$ 1,00. El Tipo de Cambio Observado, que es informado y publicado diariamente en la página web del Banco Central de Chile, corresponde al promedio ponderado de los tipos de cambio de las transacciones en el Mercado Cambiario Formal el día hábil anterior. Para mayor información sobre los tipos de cambio históricos, véase “Tipo de Cambio”, a continuación.

Las siguientes tablas muestran información financiera consolidada seleccionada para los años indicados junto con la información operacional de las filiales:

	Año terminado el 31 de diciembre de				
	2016 ⁽¹⁾ (En millones de US\$)	2016	2015	2014	2013
Estado de Resultados Consolidado					
Ingresos y otros resultados de explotación	7.763	5.197.286	5.301.440	5.206.370	4.528.148
Gastos operacionales ⁽²⁾	(5.945)	(3.980.131)	(4.046.681)	(3.818.370)	(3.177.080)
Resultados de explotación	1.818	1.217.155	1.254.758	(1.388.000)	1.351.068
Ingresos (gastos) financieros, neto ⁽³⁾	(443)	(296.711)	28.287	(213.316)	(118.899)
Total ganancias por venta de activos no corrientes, no mantenidos para la venta	12	8.209	(6.566)	877	4.642
Otros ingresos distintos a resultados de explotación (Participación en ganancias (pérdidas) de subsidiarias y asociadas contabilizadas por método de participación)	3	1.830	3.333	2.560	980
Ganancias antes de impuestos	1.390	930.484	1.279.812	1.178.121	1.237.791
Impuesto a la renta, operaciones en curso	(537)	(359.369)	(523.663)	(425.958)	(442.455)
Ganancias netas a operaciones en curso	853	571.115	756.149	752.163	795.336
Ganancias después de impuestos a operaciones discontinuadas	172	115.130	388.321	215.332	318.065
Ganancias netas	1.025	686.245	1.144.470	967.495	1.113.401
Ganancias atribuible a los accionistas de la compañía	572	383.060	661.587	571.873	658.514
Ganancias atribuible a participaciones minoritarias	453	303.186	482.883	395.622	454.887
Ganancias (pérdidas) de operaciones continuas por número promedio de acciones básicas y diluidas (Ch\$/US\$)	0,01	6,13	8,35	8,344	9,49
Ganancias (pérdidas) de operaciones continuas por número promedio de ADSs (Ch\$/US\$)	0,46	306,50	417,50	417,20	474,50
Ganancias (pérdidas) de operaciones continuas por número promedio de acciones básicas y diluidas (Ch\$/US\$)	0,00	1,57	5,13	3,31	5,08
Ganancias (pérdidas) de operaciones continuas por número promedio de ADSs (Ch\$/US\$)	0,12	78,50	256,50	165,50	254,00
Ganancias (pérdidas) de operaciones continuas por número promedio de acciones, básicas y diluidas (Ch\$/US\$ por acción)	0,01	6,13	8,35	8,34	9,49
Ganancias (pérdidas) por número promedio de ADSs (Ch\$/US\$ por ADS)	0,46	306,50	417,50	417,00	474,50
Dividendos en efectivo por acción (Ch\$/US\$ por acción)	0,01	4,64	6,21	6,71	4,25
Dividendos en efectivo por ADS (Ch\$/US\$ por ADS)	0,35	232,24	310,72	335,34	212,51
Numero promedio ponderado de acciones comunes (en millones)		49.769	49.093	49.093	45.219
Información de estado de situación financiera consolidada					
Activos totales	16.851	11.281.556	15.449.154	15.921.322	15.177.664
Pasivos no corrientes	5.150	3.447.517	2.753.965	4.447.282	3.688.940
Patrimonio atribuible al controlador	6.200	4.150.469	6.026.149	6.201.976	6.168.554
Patrimonio atribuible a intereses minoritarios	1.680	1.124.780	2.163.659	2.077.243	2.338.911
Patrimonio total	7.880	5.275.249	8.189.808	8.279.219	8.507.464
Capital accionario ⁽⁴⁾	6.904	4.621.809	5.804.448	5.804.448	5.828.040
Otra información financiera consolidada					
Gastos de Capital (CAPEX) ⁽⁵⁾	1.242	831.704	1.362.561	1.089.362	774.820
Depreciación, amortización y pérdida por deterioro ⁽⁶⁾	637	426.214	360.354	389.073	382.631

- (1) Sólo para la conveniencia del lector, los montos en pesos chilenos han sido convertidos a dólares al tipo de cambio de Ch\$ 669,47 por dólar, a 31 de diciembre de 2016.
- (2) Los gastos operacionales representan materias primas y suministros utilizados, otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados, gastos por beneficios de los empleados, gastos por depreciación y amortización, pérdida por deterioro reconocida en el resultado del periodo y otros gastos.
- (3) Los resultados financieros representan (+) ingresos financieros, (-) gastos financieros, (+/-) diferencias en el tipo de cambio de moneda extranjera y ganancias/pérdidas netas de activos y pasivos indexados.
- (4) El capital social representa el capital emitido.
- (5) Las cifras CAPEX corresponden a los flujos de efectivo utilizados para la adquisición de propiedades, centrales y equipamientos y activos intangibles para cada año.
- (6) Para mayor detalle véase Nota 28 de las Notas de nuestros Estados Financieros Consolidados.

	<u>Año terminado el 31 de diciembre de</u>				
	<u>2016</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
DATOS OPERACIONALES DE LAS FILIALES⁽¹⁾					
<i>Edesur (Argentina)</i>					
Electricidad vendida (GWh)	18.493	18.492	17.972	18.110	17.710
Número de clientes (en miles)	2.505	2.479	2.464	2.444	2.389
Pérdidas de energía total (%) ⁽²⁾	12,0%	11,6%	10,8%	10,8%	10,6%
<i>Ampla (Brasil)</i>					
Electricidad vendida (GWh)	11.181	11.096	11.678	11.025	10.793
Número de clientes (en miles)	3.054	2.997	2.876	2.801	2.712
Pérdidas de energía total (%) ⁽²⁾	19,4%	19,4%	20,3%	19,8%	19,6%
<i>Coelce (Brasil)</i>					
Electricidad vendida (GWh)	11.628	11.229	11.165	10.705	9.865
Número de clientes (en miles)	3.890	3.757	3.625	3.500	3.338
Pérdidas de energía total (%) ⁽²⁾	12,5%	12,5%	12,8%	12,5%	12,6%
<i>Codensa (Colombia)</i>					
Electricidad vendida (GWh)	13.632	13.946	13.660	13.332	12.958
Número de clientes (en miles)	3.248	2.865	2.772	2.687	2.588
Pérdidas de energía total (%) ⁽²⁾	7,1%	7,1%	8,2%	7,0%	7,3%
<i>Enel Distribución Perú (Perú)</i>					
Electricidad vendida (GWh)	7.782	7.624	7.339	7.030	6.850
Número de clientes (en miles)	1.367	1.337	1.293	1.255	1.203
Pérdidas de energía total (%) ⁽²⁾	7,8%	8,1%	8,2%	8,0%	8,2%
<i>Enel Américas⁽³⁾</i>					
Capacidad instalada en Argentina (MW) ⁽⁴⁾	4.537	4.502	4.502	4.502	3.632
Capacidad instalada en Colombia (MW)	3.509	3.460	3.060	2.925	2.914
Capacidad instalada en Perú (MW) ⁽⁴⁾	1.977	1.984	1.949	1.842	1.657
Capacidad instalada en Brasil (MW)	992	987	987	987	987
Generación en Argentina (GWh) ⁽⁴⁾	13.124	15.204	14.390	14.422	11.207
Generación en Colombia (GWh)	14.952	13.705	13.559	12.748	13.251
Generación en Perú (GWh) ⁽⁴⁾	8.698	8.801	9.062	8.489	8.570
Generación en Brasil (GWh)	3.665	4.398	5.225	4.992	5.183

- (1) Alguna información puede ser distinta a la reportada en periodos previos. Para más detalles, por favor ver “Ítem 4. Información sobre la Compañía –B. Visión General del Negocio.– Negocio de Distribución de Electricidad.”
- (2) Las pérdidas de energía se calculan como la diferencia entre el total de energía generada y comprada (GWh) y la energía vendida excluyendo peajes y el consumo de energía no cobrado (GWh), dentro de un periodo determinado. Las pérdidas están expresadas como un porcentaje de la energía total comprada. Las pérdidas en distribución resultan de la energía consumida ilegalmente así como de las pérdidas técnicas.
- (3) Alguna información puede ser distinta a la reportada en periodos previos. Para más detalles, por favor ver “Ítem 4. Información sobre la Compañía –D. Propiedad, plantas y equipo.– Propiedad, plantas y equipo de las empresas de generación.”
- (4) Como resultado del aumento de capital de 2013 descrito en el “Ítem 4. Información sobre la Compañía– A. Historia y Desarrollo de la Compañía – Historia”, comenzamos a consolidar Dock Sud en Argentina y Enel Generación Piura en Perú a partir de abril de 2013; por lo tanto, la información de 2013 solo incluye el periodo de nueve meses desde el 1 de abril 2013 hasta el 31 de diciembre de 2013.

Tipos de Cambio

Las fluctuaciones cambiarias entre el peso y el dólar afectarán la equivalencia en dólares del precio en pesos de nuestras acciones comunes en la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa Electrónica de Chile y la Bolsa de Corredores de Valparaíso. Esas fluctuaciones cambiarias pueden afectar el precio de nuestros *American Depositary Shares* (“ADSs”) y la conversión de los dividendos en efectivo relacionados con las acciones comunes representadas por los ADSs de pesos a dólares. Adicionalmente, en la medida que una parte importante de las obligaciones financieras de la Compañía esté denominada en monedas extranjeras, las fluctuaciones de los tipos de cambio pueden tener un impacto significativo en las utilidades.

En Chile hay dos mercados de divisas, el Mercado Cambiario Formal y el Mercado Cambiario Informal. El Mercado Cambiario Formal está compuesto por bancos y otras entidades autorizadas por el Banco Central de Chile. El Mercado Cambiario Informal está compuesto por entidades que no están expresamente autorizadas para operar en el Mercado Cambiario Formal, tales como ciertas casas de cambio y agencias de viajes, entre otras. El Banco Central de Chile tiene la autoridad para exigir que ciertas transacciones de compraventa de divisas extranjeras se realicen en el Mercado Cambiario Formal. Tanto el Mercado Cambiario Formal como el Informal se mueven en función de las fuerzas del libre mercado. Las regulaciones actuales disponen que el Banco Central de Chile sea informado de ciertas transacciones que deben ser realizadas a través del Mercado Cambiario Formal.

El tipo de cambio Dólar Observado, que es informado por el Banco Central de Chile y publicado diariamente en su página web, es el promedio ponderado de los tipos de cambio de las transacciones del día hábil anterior en el Mercado Cambiario Formal. Sin embargo, el Banco Central de Chile puede intervenir comprando o vendiendo moneda extranjera en el Mercado Cambiario Formal para intentar mantener el tipo de cambio Dólar Observado dentro de un rango deseado.

El Mercado Cambiario Informal refleja las transacciones llevadas a cabo a un tipo de cambio informal (el “Tipo de Cambio Informal”). No hay límites impuestos a la extensión en que el tipo de cambio en el Mercado Cambiario Informal puede fluctuar arriba o debajo del tipo de cambio Dólar Observado. La moneda extranjera para pagos y distribuciones relacionados con los ADSs puede ser comprada en el Mercado Cambiario Formal o Informal, pero esos pagos y distribuciones deben ser remitidos a través del Mercado Cambiario Formal.

El Banco de la Reserva Federal de Nueva York (*Federal Reserve Bank of New York*) no informa el tipo de cambio de mediodía para los pesos chilenos. El tipo de cambio para el Dólar Observado al 31 de diciembre de 2016 fue de Ch\$ 669,47 por US\$ 1,00.

La tabla a continuación muestra el tipo de cambio Dólar Observado máximo, mínimo, promedio y de cierre para los periodos indicados abajo, según lo informado por el Banco Central de Chile:

	Tipo de cambio observado diario (Ch\$ por US\$) ⁽¹⁾			
	Mínimo ⁽²⁾	Máximo ⁽²⁾	Promedio ⁽³⁾	De cierre
Año terminado el 31 de diciembre de				
2016	645,22	730,31	676,67	669,47
2015	597,10	715,66	654,66	710,16
2014	527,53	621,41	570,34	606,75
2013	466,50	533,95	498,83	524,61
2012	469,65	519,69	486,31	479,96
Mes terminado				
Marzo de 2017	650,98	669,52	n.a.	663,97
Febrero de 2017	638,35	648,88	n.a.	648,88
Enero de 2017	646,19	673,36	n.a.	646,19
Diciembre de 2016	649,40	677,11	n.a.	669,47
Noviembre de 2016	650,72	679,24	n.a.	673,54
Octubre de 2016	651,18	670,88	n.a.	651,18

Fuente: Banco Central de Chile.

(1) Cifras nominales.

(2) Los tipos de cambio son el valor efectivo más bajo y más alto, en base diaria para cada periodo.

(3) El promedio de los tipos de cambio en el último día de cada mes durante el periodo.

Al 25 de abril de 2017, el tipo de cambio Dólar Observado fue de Ch\$ 660,04 por US\$ 1,00.

El cálculo de la apreciación o devaluación del peso respecto del dólar en un periodo determinado se hace calculando el porcentaje de variación de los valores recíprocos del peso equivalente a un dólar al final del periodo precedente y el fin del periodo para el cual se hace el cálculo. Por ejemplo, para calcular la apreciación del peso chileno al final del año 2016, se determina el porcentaje de cambio entre el recíproco de Ch\$ 710,16, el valor de un dólar al 31 de diciembre de 2015, o 0,001408, y el recíproco de Ch\$ 669,47, el valor de un dólar al 31 de diciembre de 2016 o 0,001494. En este ejemplo, el porcentaje de cambio entre los dos periodos es de 6,1%, que representa la apreciación a finales de 2016 del peso contra el dólar del cierre de 2015. Un cambio porcentual positivo significa que el peso se ha apreciado respecto del dólar, mientras que un cambio porcentual negativo significa que el peso se ha devaluado respecto del dólar.

La siguiente tabla muestra el tipo de cambio para el dólar al final de cada periodo para los años terminados entre el 31 de diciembre de 2012 hasta el 31 de diciembre de 2016, a base de la información publicada por el Banco Central de Chile:

Año terminado el 31 de diciembre de	Ch\$ por US\$ ⁽¹⁾	
	Final del Periodo	Apreciación (Devaluación)
	(en Ch\$)	(en %)
2016	669,5	6,1
2015	710,2	(14,6)
2014	606,8	(13,5)
2013	524,6	(8,5)
2012	480,0	8,2

Fuente: Banco Central de Chile.

(1) Calculado sobre la base a la variación del tipo de cambio al final de cada periodo.

B. Capitalización y Endeudamiento.

No aplicable.

C. Razones para la Oferta Pública y Uso de Recursos.

No aplicable.

D. Factores de Riesgo.

Algunos países sudamericanos se han caracterizado históricamente por frecuentes, y ocasionalmente drásticas, medidas económicas intervencionistas por los gobiernos, incluidas las expropiaciones, que pueden afectar de manera adversa nuestro negocio y resultados financieros.

Las autoridades gubernamentales han modificado las políticas monetarias, crediticias, tarifarias, tributarias y otras, con el objeto de influir en el rumbo de las economías sudamericanas, incluyendo Argentina, Brasil, Colombia y Perú. A pesar de que no tenemos inversiones en Chile, somos una compañía constituida bajo las leyes de la República de Chile. Por lo tanto, estamos sujetos a cambios en las leyes tributarias, laborales y monetarias chilenas, entre otras. Por ejemplo, en septiembre de 2014 el gobierno chileno aprobó una reforma tributaria, que impactó nuestros resultados. Para obtener más información acerca de consideraciones tributarias en Chile, véase "Ítem 10. Información Adicional — E. Impuestos". Además, los gobiernos de Colombia y Perú implementaron nuevas reformas tributarias durante 2016, que entre otras cosas aumentaron las tasas de impuesto sobre la renta. Otras acciones gubernamentales en estos países sudamericanos también han incluido controles de salarios, de precios y de aranceles y otras medidas intervencionistas, como expropiaciones o nacionalizaciones.

En el negocio de la distribución, si no cumplimos con ciertos mínimos estándares de servicio y técnicos, podemos perder nuestras concesiones. Al 31 de diciembre de 2016, tenemos cinco áreas de concesión en algunos de los principales centros urbanos de América del Sur. En algunos de ellos, como Buenos Aires en Argentina y Río de Janeiro en Brasil, dada su regulación y sus condiciones económicas y financieras, puede ser difícil cumplir con algunos altos estándares. Si no podemos cumplir con estos estándares regulatorios, los reguladores eléctricos locales pueden revocar nuestras concesiones y reasignarlas a nuestros competidores.

Los cambios en políticas gubernamentales y monetarias con respecto a aranceles, controles cambiarios, regulaciones y tributación podrían reducir nuestra rentabilidad. La inflación, la devaluación, la inestabilidad social y otros acontecimientos políticos, económicos o diplomáticos, incluyendo la respuesta de los gobiernos de la región a estas circunstancias, también podrían reducir nuestra rentabilidad.

Debido a que nuestros negocios dependen en gran medida de la hidrología, las sequías, inundaciones y otras condiciones climáticas pueden afectar negativamente nuestras operaciones y rentabilidad.

Aproximadamente el 53% de nuestra capacidad de generación instalada consolidada en 2016 fue hidroeléctrica. En consecuencia, condiciones hidrológicas extremadamente secas podrían afectar adversamente nuestro negocio, resultados de operaciones y situación

financiera. En los últimos años, las condiciones hidrológicas de la región se han visto afectadas por dos fenómenos climáticos —El Niño y La Niña— que influyeron en las precipitaciones y provocaron sequías, lo que afectó nuestra capacidad de despachar energía de nuestras instalaciones hidroeléctricas. Por ejemplo, en Brasil, donde el 67% de nuestra capacidad instalada es hidroeléctrica, las bajas contribuciones hidrológicas registradas desde 2014 y el consiguiente aumento del envío térmico y de los precios al contado, provocaron que la autoridad efectuara cambios regulatorios modificando los límites máximos de precios. En comparación con 2013, los niveles de los embalses siguen siendo bajos. Asimismo, el fenómeno de El Niño afectó las condiciones hidrológicas colombianas entre octubre de 2015 y abril de 2016, provocando un déficit de lluvias y altas temperaturas durante ese período y, como consecuencia, mayores precios de la energía. Cada evento de El Niño es diferente y, dependiendo de su intensidad y duración, la magnitud de sus efectos sociales y económicos podría ser más pronunciada. Perú ha experimentado déficits de lluvias, especialmente hacia fines de 2016. En marzo de 2017, el fenómeno "El Niño Costero" en Perú provocó lluvias inusualmente fuertes, que inundaron el río Santa Eulalia y provocaron el paro de nuestras plantas hidroeléctricas de Callahuanca (81 MW) y Moyopampa (69 MW). Ambas plantas cesaron sus operaciones el 16 de marzo de 2017 y, a la fecha de este Informe, no hemos completado del todo nuestra evaluación de los daños. Como resultado de estas inundaciones tan graves, el Ministerio de Economía peruano redujo las expectativas de crecimiento económico para 2017 del 3,8% al 3,0%.

Los costos de operación de las plantas termoeléctricas pueden ser considerablemente más altos que los de las plantas hidroeléctricas. Nuestros gastos de operación aumentan durante esos periodos de sequía, cuando las plantas termoeléctricas se usan con más frecuencia. Además, dependiendo de nuestros compromisos comerciales, es posible que tengamos que realizar compras de electricidad en el mercado spot para cumplir con nuestras obligaciones contractuales de suministro y el costo de estas compras puede exceder nuestros precios contratados de venta de electricidad, lo que podría producir pérdidas por esos contratos. Para mayor información respecto a los efectos de la hidrología en nuestro negocio y nuestros resultados financieros, véase “Ítem 5. Resumen Operativo y Financiero y Perspectivas— A. Resultados Operacionales— 1. Análisis de los Principales Factores que Afectan los Resultados Operacionales y Situación Financiera de la Empresa—a. Negocio de Generación y Transmisión”.

Las sequías también afectan el funcionamiento de nuestras plantas termoeléctricas, incluyendo nuestras instalaciones que utilizan gas natural, petróleo o carbón como combustible, de la siguiente manera:

- Nuestras plantas termoeléctricas requieren agua para la refrigeración y las sequías no sólo reducen la disponibilidad de agua, sino que también aumentan la concentración de sustancias químicas, como los sulfatos en el agua. La alta concentración de químicos en el agua que utilizamos para la refrigeración aumenta el riesgo de daño en los equipos de nuestras centrales termoeléctricas, así como el riesgo de incumplir regulaciones ambientales. En consecuencia, tal vez tengamos que comprar agua de áreas agrícolas que también están experimentando escasez de agua. Estas compras de agua pueden aumentar nuestros costos operativos y nos obligan a negociar más con las comunidades.
- Las centrales termoeléctricas que queman gas natural generan emisiones tales como gases de dióxido de azufre (SO₂) y óxido de nitrógeno (NO). Al operar con petróleo también liberan material particulado en la atmósfera. Las plantas de carbón generan emisiones de SO₂ y NO. Por lo tanto, el mayor uso de plantas termoeléctricas durante periodos de sequía generalmente aumenta el riesgo de producir un mayor nivel de contaminantes.

La recuperación de la sequía que ha afectado a las regiones donde se encuentran la mayoría de nuestras plantas hidroeléctricas puede tomar un tiempo prolongado y nuevos periodos de sequía pueden repetirse en el futuro. Una sequía prolongada puede exacerbar los riesgos descritos anteriormente y tener un efecto adverso adicional sobre nuestro negocio, resultados operativos y situación financiera.

El negocio de distribución también se ve afectado por condiciones climáticas tales como temperaturas moderadas que pueden disminuir el uso de calefacción o aire acondicionado, lo que afecta el consumo de energía. Incluso con temperaturas extremas, la demanda puede aumentar significativamente en un corto periodo de tiempo, lo que podría afectar el servicio y dar lugar a interrupciones que traen el riesgo adicional de ser objeto de multas por parte de las autoridades. Dependiendo de las condiciones climáticas, los resultados obtenidos por nuestro negocio de distribución pueden variar significativamente de un año a otro.

La regulación gubernamentales puede afectar adversamente nuestros negocios.

Estamos sujetos a extensas regulaciones sobre las tarifas que aplicamos a nuestros clientes y a otros aspectos de nuestro negocio, y estas regulaciones pueden tener un impacto adverso en nuestra rentabilidad. Por ejemplo, los distintos gobiernos de los países donde operamos pueden aplicar un racionamiento eléctrico durante las sequías o fallas prolongadas en los servicios de electricidad, lo que puede afectar adversamente nuestro negocio, resultados operacionales y situación financiera.

Las autoridades gubernamentales también pueden demorar el proceso de revisión de las tarifas de distribución, o los ajustes arancelarios determinados por las autoridades pueden ser insuficientes para hacer frente a nuestros costos, como fue el caso de Edesur, nuestra filial de distribución argentina, entre 2008 y enero de 2017, con nuestras filiales de distribución brasileña durante parte de 2014, y actualmente con Codensa, nuestra distribuidora colombiana, cuya revisión arancelaria estaba prevista para 2015, pero que no ha ocurrido hasta la fecha del presente Informe. De igual modo, la regulaciones sobre electricidad emitidas por las autoridades gubernamentales en los países en los que operamos pueden afectar la capacidad de nuestras empresas de generación para obtener los ingresos para compensar los costos operacionales.

La incapacidad de cualquier compañía de nuestro grupo consolidado para obtener los ingresos suficientes para cubrir sus costos operacionales puede afectar la capacidad de la compañía para operar como una empresa en marcha y puede, de otra manera, tener un efecto adverso en nuestro negocio, resultados operacionales y nuestra condición financiera.

Además, cambios en el marco regulatorio son presentados a menudo a los legisladores y autoridades administrativas en los países en los que operamos y algunos de estos cambios podrían tener un impacto material adverso en nuestro negocio, resultados operacionales y condición financiera. Por ejemplo, la fecha original de inicio de El Quimbo era 7 de octubre de 2015, pero las operaciones comerciales no pudieron comenzar hasta el 16 de noviembre de 2015. El 15 de diciembre de 2015, la Corte Constitucional de Colombia declaró inconstitucional el Decreto 1979/2015 debido a que la orden emitida por el el Tribunal Administrativo de Huila sigue vigente. Como resultado, Emgesa suspendió sus operaciones en El Quimbo el 16 de diciembre de 2015. El 10 de enero de 2016, El Quimbo reanudó sus operaciones tras una decisión judicial favorable.

Estos cambios pueden tener un impacto adverso en nuestros negocios, resultados operacionales y condición financiera.

Las autoridades regulatorias pueden cursar multas a nuestras filiales debido a fallas operacionales o a cualquier incumplimiento de las regulaciones.

Nuestros negocios eléctricos pueden estar sujetos a multas regulatorias por cualquier incumplimiento de las regulaciones vigentes, incluyendo fallas en el suministro de energía, en los cuatro países donde operamos.

Nuestras filiales generadoras son supervisadas por los entes reguladores locales y pueden estar afectas a multas en los casos donde, a juicio del ente regulador, las fallas operacionales que afectan el suministro regular de energía al sistema son de responsabilidad de la compañía como cuando, por ejemplo, no existe coordinación de los agentes con el operador del sistema. Además, nuestras filiales pueden ser obligadas a pagar multas o compensar a los clientes si esas filiales no pueden suministrar electricidad, incluso si dicho incumplimiento se debe a fuerzas fuera de su control.

Para cumplir con nuestras obligaciones de pago dependemos de los pagos de nuestras filiales, empresas de administración conjunta y compañías afiliadas.

Para pagar nuestras obligaciones dependemos en parte del efectivo que recibamos por concepto de dividendos, préstamos, pagos de interés, reducciones de capital y otros pagos de parte de nuestras filiales y asociadas. La capacidad de nuestras filiales y asociadas de pagar dividendos, pagos de intereses y créditos, y de entregarnos otras distribuciones, está sujeta a limitaciones legales, tales como restricciones de dividendos, deberes fiduciarios, restricciones contractuales y controles cambiarios que se pueden imponer en cualquiera de los cuatro países donde ellas operan.

Históricamente, no hemos podido acceder en todo momento a los flujos de caja de nuestras filiales debido a regulaciones gubernamentales, consideraciones estratégicas, condiciones económicas y restricciones de crédito.

Nuestros resultados futuros de las operaciones pueden continuar estando sujetos a mayores incertidumbres económicas y políticas,

tales como regulaciones gubernamentales, condiciones económicas y restricciones de crédito, reduciendo por lo tanto la probabilidad de poder contar con los flujos de caja de las operaciones de aquellas entidades para el pago de nuestra deuda.

Límites sobre los Dividendos y Otras Restricciones Legales. Algunas de nuestras filiales están sujetas a exigencias de reservas legales y otras restricciones para el pago de dividendos. Otras restricciones legales, tales como control de divisas, pueden limitar la capacidad de nuestras filiales y asociadas para pagarnos dividendos y amortizar créditos u otros pagos. Además, la capacidad de cualquiera de nuestras filiales que no son de nuestra propiedad exclusiva para entregarnos pagos en efectivo puede verse limitada por los deberes fiduciarios de los directores de dichas filiales frente a los accionistas minoritarios. Más aún, algunas de nuestras filiales pueden verse obligadas por autoridades locales, de acuerdo con regulaciones aplicables, a disminuir o eliminar el pago de dividendos. Como consecuencia de dichas restricciones, nuestras filiales podrían, en ciertas circunstancias, verse impedida a entregarnos efectivo.

Restricciones Contractuales. Las restricciones para la distribución de dividendos incluidas en algunos convenios de crédito de nuestra filial Enel Generación Piura pueden impedir el pago de dividendos u otras distribuciones a los accionistas si están en incumplimiento de ciertos ratios financieros. En general, nuestros convenios de crédito prohíben hacer cualquier tipo de distribución si hay un evento de incumplimiento en curso.

Resultados Operacionales de nuestras filiales. La capacidad de nuestras filiales y asociadas para pagar dividendos, amortizaciones de créditos o efectuar otras distribuciones a nosotros está limitada por sus resultados operacionales. En la medida en que las necesidades de caja de cualquiera de nuestras filiales superan su caja disponible, dicha filial no podrá disponer de efectivo para entregarnos. Esta es la situación que afecta a Ampla y Enel Brasil como consecuencia de la situación económica y política en Brasil, que ha impactado especialmente el sector de distribución energética.

Adicionalmente, la moneda de cualquier dividendo pagado por nuestras filiales está sujeta a depreciación respecto de nuestra moneda funcional, lo que tendría un impacto negativo en nuestra capacidad de pagar dividendos a los accionistas.

Cualquiera de las situaciones descritas anteriormente podría afectar de manera adversa nuestro negocio, resultados operacionales y condición financiera.

Estamos involucrados en litigios

Actualmente estamos involucrados en varios litigios que podrían concluir en decisiones desfavorables o multas financieras para nosotros. Continuaremos estando sujetos a litigios futuros que podrían tener consecuencias adversas sustanciales para nuestro negocio.

Nuestra condición financiera o resultados operacionales podrían verse afectados si no tenemos éxito en la defensa de estos litigios u otras demandas que se interpongan en nuestra contra. Para mayor información sobre litigios, véase la Nota 33.3 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados.

Las regulaciones ambientales en los países en que operamos y otros factores pueden causar retrasos, impedir el desarrollo de nuevos proyectos o aumentar los gastos de explotación y gastos de capital.

Nuestras filiales operativas están sujetas a regulaciones ambientales, las cuales, entre otras cosas, exigen que realicemos estudios de impacto ambiental para proyectos futuros y que obtengamos permisos de las entidades regulatorias tanto locales como nacionales. La aprobación de estos estudios de impacto ambiental puede ser retenida por las autoridades gubernamentales y por lo tanto puede tomar más tiempo del esperado.

Los proyectos que requieren la consulta de partes interesadas locales en su proceso de evaluación pueden ser rechazados o su desarrollo puede ser impedido o ralentizado. Nuestras partes interesadas también pueden solicitar medidas cautelares o de otro tipo, que podrían afectarnos negativamente si tienen éxito. Además, los proyectos que no requieren consulta con los interesados locales pueden estar sujetos a intervención o sufrir resistencia continua, retrasando su proceso de aprobación o desarrollo.

Además de las consideraciones ambientales, existen otros factores que pueden afectar adversamente nuestra capacidad de construir nuevas instalaciones o completar en plazo proyectos actualmente en desarrollo, incluyendo retrasos en la obtención de las autorizaciones de los entes regulatorios, escasez o incrementos en los precios de los equipos, materiales o mano de obra, retrasos en la construcción, huelgas, condiciones climáticas adversas, desastres naturales, disturbios sociales, accidentes u otros eventos imprevistos. Por ejemplo,

muchas de nuestras plantas generadoras se han retrasado por años en relación con su planificación original y diseño. Cualquier evento de tal naturaleza podría tener un impacto adverso en nuestros resultados operacionales y condición financiera.

Los retrasos o modificaciones a cualquiera de los proyectos propuestos o en las leyes y reglamentos pueden cambiar o ser interpretados de tal forma que pudiera afectar adversamente nuestras operaciones o nuestros planes para las compañías en las cuales tenemos inversiones, lo que podría afectar adversamente nuestro negocio, resultados operacionales y condición financiera.

Nuestros proyectos de centrales generadoras pueden enfrentar oposición significativa de diferentes grupos, lo que pueden retrasar su desarrollo, aumentar los costos, dañar nuestra reputación y, potencialmente, resultar en un deterioro de nuestra imagen frente a nuestros grupos de interés.

Nuestra reputación es el fundamento de nuestra relación con nuestros grupos de interés clave y otras partes interesadas. Si no tenemos la capacidad de manejar efectivamente los problemas reales o percibidos que pudieran afectarnos negativamente, nuestro negocio, resultados operacionales o condición financiera podrían verse afectados de manera adversa.

La mayoría de los países han adoptado reglas de consulta con los actores locales en la fase preliminar del proceso de evaluación para evitar cualquier riesgo de conflicto y minimizar los impactos de la central. Las plantas construidas antes de la adopción de estas reglas que no fueron sometidas a consulta local pueden enfrentar la oposición de diversos grupos de interés, tales como grupos étnicos, grupos medioambientalistas, propietarios de tierras, agricultores, comunidades locales y partidos políticos, entre otros. La gestión de estos conflictos puede resultar en interrupciones de centrales sin generación y en costos legales. Por ejemplo, el proyecto hidroeléctrico El Quimbo en Colombia enfrentó constantes demandas sociales que han retrasado la construcción e incrementado sus costos. Desde el 27 de abril de 2014 al 12 de mayo de 2014, una huelga agrícola nacional que involucraba a comunidades cercanas al proyecto, bloqueó los caminos y ocupó las tierras vecinas. Protestas adicionales durante 2014 bloquearon la entrada al sitio de la construcción del viaducto Balseadero y a la cuenca del embalse.

La operación de nuestras actuales centrales termoeléctricas también puede afectar nuestro prestigio frente a los grupos de interés debido a emisiones tales como material particulado, dióxido de azufre (SO₂) y óxido de nitrógeno (NO), las que podrían afectar adversamente el medioambiente.

El daño a nuestra reputación puede ejercer una presión considerable sobre los reguladores, acreedores, y otros grupos de interés, llevando, en último término, a que los proyectos y las operaciones puedan ser abandonados, ocasionando una caída del valor de las acciones, y provocar dificultades para atraer o retener a buenos empleados, todo lo cual puede resultar en un perjuicio para nuestro nombre con esos grupos de interés.

Acontecimientos políticos o crisis financieras o de otra índole en cualquier región del mundo pueden tener un impacto significativo en los países en los que operamos y, en consecuencia, pueden afectar negativamente nuestras operaciones así como nuestra liquidez.

Los cuatro países en los que tenemos inversiones son vulnerables a impactos externos, incluyendo eventos financieros y políticos, que pueden causar dificultades económicas significativas y afectar el crecimiento. Si cualquiera de estas economías experimentase un crecimiento económico menor que lo esperado o una recesión, es probable que nuestros clientes demanden menos electricidad y que algunos de nuestros clientes pueden experimentar dificultades para pagar sus cuentas de electricidad, posiblemente incrementando nuestras cuentas incobrables. Cualquiera de estas situaciones podría afectar de manera adversa nuestros resultados operacionales y condición financiera.

Acontecimientos financieros y políticos en otras partes del mundo también podrían afectar de manera adversa nuestro negocio. Por ejemplo, las elecciones presidenciales de 2016 en los Estados Unidos aumentaron considerablemente la volatilidad de los mercados financieros mundiales debido a la incertidumbre de las decisiones políticas. Las nuevas políticas de Estados Unidos podrían afectar los mercados mundiales y el comercio global y dar lugar a una renovada volatilidad, especialmente en los precios de commodities. Asimismo, la inestabilidad en Medio Oriente o en cualquier otra región productora de combustibles importante podría tener como resultado mayores precios de los combustibles en el mundo, lo que a su vez podría incrementar los costos de combustible para nuestras centrales termoeléctricas y afectar de manera adversa nuestros resultados operacionales y la condición financiera.

Además, una crisis financiera internacional y su efecto negativo en la industria financiera pueden tener un impacto adverso en nuestra capacidad para obtener nuevos financiamientos bancarios en los términos y condiciones históricos.

Acontecimientos políticos o crisis financieras o de otra índole también podrían disminuir nuestra capacidad para acceder a los mercados de capital en los países en los cuales operamos, como también a los mercados internacionales de capital para otras fuentes de liquidez, o aumentar las tasas de interés disponibles para nosotros. La liquidez reducida, a su vez, puede afectar nuestros gastos de capital, nuestras inversiones a largo plazo y adquisiciones, nuestras perspectivas de crecimiento y nuestra política de dividendos.

Las fluctuaciones económicas en Sudamérica pueden afectar nuestras operaciones y nuestra condición financiera, así como el valor de nuestros títulos.

Todas nuestras operaciones se ubican en cuatro países de Sudamérica. Por consiguiente, nuestros ingresos consolidados pueden verse afectados por el desempeño de las economías sudamericanas en su conjunto. Si las tendencias económicas locales, regionales o mundiales afectan de manera adversa la economía de cualquiera de los cuatro países en los cuales tenemos inversiones u operaciones, nuestra condición financiera y los resultados operacionales pudieran verse adversamente afectados. Además, tenemos inversiones en países volátiles, tales como Brasil. Este país ha experimentado inestabilidad política debido a escándalos de corrupción, que ocurrieron en 2015 y posteriormente, y que involucran a varios oficiales del gobierno, incluyendo a la presidenta, que fue sometida a juicio político y finalmente fue forzada a terminar su mandato en 2016. Esto ha llevado a un deterioro de la economía brasileña, que registró un segundo año consecutivo de recesión, con una reducción del PIB del 3,6%. En 2016, el 36% de nuestros ingresos operacionales y el 22% de nuestros resultados operacionales se originaron en Brasil.

Los insuficientes flujos de efectivo para nuestras filiales ubicadas en estos países con economías volátiles han llevado, en algunos casos, a su incapacidad de cumplir con obligaciones financieras y la necesidad de pedir exenciones para el cumplimiento de algunos convenios de deuda o, hasta cierto punto, solicitar garantías u otras medidas de emergencia de parte nuestra como accionistas, incluyendo ampliaciones extraordinarias de capital. Para más detalles sobre el apoyo financiero proporcionado a nuestras filiales brasileñas, consulte “Ítem 7. Principales Accionistas y Transacciones con Partes Relacionadas— B. Operaciones con Partes Relacionadas”.

La ocurrencia de futuros eventos adversos en estas economías pueden dificultar nuestra capacidad de llevar a cabo planes estratégicos, lo que podría afectar de manera adversa nuestros resultados operacionales y condición financiera.

Además, los mercados financieros y de valores en Sudamérica son influenciados en diferentes grados por las condiciones económicas y de mercado de otros países, lo que puede afectar adversamente el valor de nuestros títulos.

Es posible que no seamos capaces de efectuar adquisiciones apropiadas.

Nosotros verificamos de manera continua las proyecciones de adquisiciones que puedan aumentar nuestra cobertura de mercado o complementar nuestros negocios existentes, aunque no podemos asegurar que podamos identificar y concretar transacciones de adquisiciones apropiadas en el futuro. La adquisición e integración de empresas independientes que no controlamos es, generalmente, un proceso complejo, costoso y que consume tiempo, y que requiere de importantes esfuerzos y gastos. Si llevamos a cabo una adquisición, podría ser que incurramos en deudas importantes y que tengamos que asumir obligaciones desconocidas, la pérdida potencial de empleados clave, gastos de amortización relacionados con activos tangibles y la distracción de la atención de la administración de otras preocupaciones del negocio. Adicionalmente, cualquier retraso o dificultad relacionada con la adquisición y la integración de operaciones múltiples podría tener un efecto adverso en nuestro negocio, condición financiera o resultados operacionales.

Nuestro negocio y rentabilidad pueden verse afectados de manera adversa si los derechos de agua son rechazados o si las concesiones de agua son otorgadas por tiempo limitado.

Tenemos derechos de agua sobre ríos y lagos cerca de nuestras instalaciones de producción, otorgados en Argentina por el Estado Argentino, en Brasil por la Autoridad Nacional del Agua (“ANA” según la sigla en portugués), en Colombia por el Ministerio del Medio Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (“MAVDT”), y en Perú por la Autoridad Nacional de Agua (“ANA”). En Colombia, los derechos de agua o concesiones hídricas se otorgan por periodos de 50 años y son renovables por igual periodo; sin embargo, estas concesiones pueden ser revocadas, por ejemplo, cuando hay una disminución progresiva o agotamiento de las aguas. En Colombia, el acceso al agua para consumo humano es primera prioridad antes que cualquier otro uso. En Perú, las concesiones se otorgan por periodos indefinidos y pueden ser revocadas debido a escasez o a una disminución de la calidad del acceso al agua. Cualquier limitación a nuestros derechos de agua actuales, a nuestra necesidad de obtener derechos de agua adicionales o a nuestras actuales concesiones de agua de duración ilimitada podrían tener un efecto material adverso sobre nuestros proyectos de desarrollo hidroeléctrico y nuestra rentabilidad.

Los riesgos cambiarios pueden afectar adversamente nuestros resultados y el valor en dólares de los dividendos a pagar a los titulares de ADS.

A pesar de que la moneda funcional de nuestros estados financieros fue en pesos chilenos hasta el 31 de diciembre de 2016 y ahora es el dólar a partir del 1 de enero de 2017, nuestras filiales generan ingresos en pesos argentinos, Nuevos Soles, reales brasileños y pesos colombianos.

En general hemos estado y continuaremos estando expuestos de manera importante a las fluctuaciones de las monedas locales respecto al dólar, por causa de desfases temporales y otras limitaciones para ajustar nuestras tarifas al dólar. Para información sobre los cambios en nuestra moneda funcional, ver “Ítem 5. Resumen Operativo y Financiero y Perspectivas — A. Resultados Operativos. — 1. Discusión de los Principales Factores que Afectan los Resultados Operativos y la Situación Financiera de la Compañía — e. Políticas Contables Críticas”.

Debido a esta exposición, el efectivo generado por nuestras filiales puede disminuir sustancialmente cuando las monedas locales se devalúan respecto del dólar. La volatilidad futura de los tipos de cambio de las monedas en que recibimos ingresos o en las que incurrimos en gastos, puede afectar nuestro negocio, condición financiera y resultados operacionales.

Nuestros contratos de suministro de energía a largo plazo están sujetos a fluctuaciones de los precios de mercado de ciertos commodities, energía y otros factores.

Estamos expuestos a las fluctuaciones de los precios de mercado de ciertos commodities por causa de los contratos de venta de energía a largo plazo que hemos celebrado. De hecho, el 14,6% de nuestra generación anual esperada se vende bajo contratos de al menos de 10 años de duración y el 18,8% se vende bajo contratos de al menos cinco años. Nosotros y nuestras filiales tenemos obligaciones materiales en virtud de los contratos de venta de electricidad a largo plazo a precio fijo. Los precios de estos contratos están indexados al precio de diferentes commodities, tipos de cambio, inflación y precios de mercado de la electricidad. Cambios adversos en estos índices podría reducir las tarifas que aplicamos en razón de estos contratos de venta de electricidad a largo plazo a precio fijo, lo cual podría afectar adversamente nuestro negocio, resultados operacionales y situación financiera.

Nuestro accionista controlador podría ejercer influencia sobre nosotros y podría tener una visión estratégica de nuestro desarrollo diferente de la de nuestros accionistas minoritarios.

Enel es la propietaria del 51,0% de nuestro capital accionario al 31 de diciembre de 2016. Enel, nuestro accionista controlador, puede determinar el resultado de todos los asuntos importantes que requieren los votos de los accionistas, de acuerdo con la legislación corporativa chilena, tales como la elección de la mayoría de los miembros del Directorio y, sujeto a restricciones legales y contractuales, nuestra política de dividendos. Enel también ejerce influencia significativa sobre nuestras operaciones y estrategia de negocio. Sus intereses pueden en algunos casos diferir de los de nuestros accionistas minoritarios. Por ejemplo, Enel realiza sus operaciones comerciales en el campo de las energías renovables en países sudamericanos exceptuando Chile a través de Enel Green Power S.p.A., en la cual no tenemos intereses de capital. Ciertos conflictos de interés que afecten a Enel en esta materia podría resolverse de manera diferente a los intereses de nuestra compañía o de nuestros accionistas minoritarios.

Nuestro negocio eléctrico está expuesto a riesgos que surgen de desastres naturales, accidentes catastróficos y actos de terrorismo, que podrían afectar de manera adversa nuestras operaciones, ingresos y flujos de caja.

Nuestras instalaciones principales incluyen centrales generadoras, activos de transmisión y de distribución. Nuestras instalaciones pueden sufrir daños por terremotos, inundaciones, incendios y otros desastres catastróficos causados por la naturaleza o por acción humana, como también actos de vandalismo, disturbios y terrorismo. Un evento catastrófico podría ocasionar interrupciones en nuestro negocio, reducciones significativas de nuestros ingresos debido a una menor demanda o costos adicionales significativos no cubiertos por las cláusulas de los seguros por interrupciones del negocio. Puede haber retrasos entre la ocurrencia de un accidente significativo o un evento catastrófico y el reembolso definitivo de nuestras pólizas de seguro, que normalmente contemplan un deducible y están sujetas a montos máximos por siniestro.

Por ejemplo, el 6 de mayo de 2013, se rompió una cuchilla de la unidad de turbina a gas N° 7 de la planta Santa Rosa de Enel Generación Perú, produciendo daños catastróficos a la unidad y después un incendio. Los daños de la turbina fueron clasificados como pérdida total y su costo de sustitución superó los US\$ 60 millones en daños materiales y lucro cesante. La unidad estuvo fuera de servicio

durante 19 meses, hasta el 5 de diciembre de 2014. Accidentes como este pueden perjudicar nuestras operaciones, ingresos y flujos de caja.

En marzo de 2017, el fenómeno de "El Niño Costero" en Perú provocó lluvias inusualmente fuertes, que inundaron el río Santa Eulalia y provocaron el paro de nuestras centrales hidroeléctricas Callahuanca (81 MW) y Moyopampa (69 MW). Ambas plantas cesaron sus operaciones el 16 de marzo de 2017 y, a la fecha de este Informe, no hemos completado del todo nuestra evaluación de los daños. Como resultado de estas inundaciones muy graves, el Ministerio de Economía peruano redujo las expectativas de crecimiento económico para 2017 del 3,8% al 3,0%.

Estamos sujetos a riesgos de financiamiento, tales como aquellos asociados al financiamiento de nuestros nuevos proyectos y gastos de capital, y riesgos relacionados con el refinanciamiento de la deuda por vencer; también estamos sujetos al cumplimiento de obligaciones de deuda, todo lo cual podría afectar adversamente nuestra liquidez.

Al 31 de diciembre de 2016, nuestra deuda consolidada ascendió a Ch\$ 2.884 mil millones.

Nuestra deuda financiera consolidada tenía el siguiente perfil de vencimientos:

- Ch\$ 498 mil millones en 2017;
- Ch\$ 825 mil millones de 2018 a 2019;
- Ch\$ 508 mil millones de 2020 a 2021; y
- Ch\$ 1.053 mil millones en adelante.

A continuación, se detalla la deuda por país con vencimientos en 2017:

- Ch\$ 204 mil millones para Colombia;
- Ch\$ 204 mil millones para Brasil;
- Ch\$ 80 mil millones para Perú;
- Ch\$ 3 mil millones para Argentina; y
- Ch\$ 7 mil millones para Chile.

Algunos de nuestros contratos de deuda están sujetos a (1) covenants financieros, (2) obligaciones de hacer y de no hacer, (3) eventos de incumplimiento, (4) eventos de prepago obligatorio por incumplimiento de condiciones contractuales y (5) ciertas cláusulas de cambio de control por fusiones o desinversiones significativas, entre otras disposiciones. Una porción significativa de nuestra deuda financiera está sujeta a cláusulas de incumplimiento cruzado que tienen variadas definiciones, criterios, umbrales de materialidad y aplicabilidad en las filiales en las que se originaría dicho incumplimiento cruzado.

En caso de que nosotros o nuestras filiales incumplan con alguna de estas disposiciones contractuales significativas, nuestros acreedores y titulares de bonos pueden exigir el pago inmediato, y una porción significativa de nuestra deuda podría vencer y ser exigible. Por ejemplo, Ampla se ha visto enfrentada a problemas financieros como resultado de la situación económica y política brasileña, que originó una demanda menor por electricidad, mayores costos debido a la inflación y un deterioro de sus flujos de caja y EBITDA, similar a otras empresas de distribución en el mercado brasileño. Ampla debió renegociar algunos de sus convenios financieros entre diciembre 2015 y enero 2016, para así evitar el incumplimiento contractual. Existe el riesgo adicional de incumplimiento si el ambiente económico en Brasil sigue empeorando. En marzo de 2016, como consecuencia del deterioro de la solvencia de Ampla, garantizamos el préstamo bancario a tres años de Ampla por US\$ 75 millones. Posteriormente, en julio de 2016, también otorgamos préstamos internos a Enel Brasil para proporcionarle estabilidad financiera. Para más detalles, ver el "Ítem 7. Principales Accionistas y Transacciones con Partes Relacionadas — B. Transacciones con Partes Relacionadas".

Es posible que no tengamos la capacidad de refinanciar nuestro endeudamiento o de obtener dicho refinanciamiento en términos que sean aceptables para nosotros. A falta de dicho refinanciamiento, podríamos vernos obligados a enajenar activos con el fin de hacer los pagos vencidos de nuestro endeudamiento bajo circunstancias que podrían ser desfavorables para la obtención del mejor precio para

dichos activos. Más aun, es posible que no podamos vender nuestros activos lo suficientemente rápido o por montos suficientemente altos, para permitirnos realizar esos pagos.

Podríamos también no tener la capacidad de obtener los fondos requeridos para completar nuestros proyectos en desarrollo o en construcción. Las condiciones de mercado existentes en el momento de requerir esos fondos u otros sobrecostos no previstos pueden comprometer nuestra capacidad para financiar estos proyectos e inversiones.

A la fecha de este Informe, consideramos que Brasil es el país en el cual operamos con el mayor riesgo de refinanciación. Al 31 de diciembre de 2016, la deuda de terceros de nuestras filiales brasileñas ascendía a Ch\$ 640 mil millones. Nuestra incapacidad para financiar nuevos proyectos o gastos de capital o para refinanciar nuestra deuda existente podría afectar de manera adversa nuestros resultados operacionales y condición financiera.

Dependemos de sistemas de transmisión eléctrica que no son de nuestra propiedad ni controlamos. Si estas instalaciones no nos proveen un servicio de transmisión adecuado, podríamos vernos impedidos de entregar la energía que vendemos a nuestros clientes finales.

Para entregar la electricidad que vendemos, dependemos de sistemas de transmisión de propiedad de otras empresas y operados por ellas. Esta dependencia nos expone a diversos riesgos. Si la transmisión se interrumpe o la capacidad de transmisión es inadecuada, podemos quedar impedidos de vender y entregar nuestra electricidad. Si la infraestructura de transmisión de energía en una región es inadecuada, la recuperación de nuestros costos de venta y nuestra utilidad pueden ser insuficientes. Si se impone una norma de regulación de precios de transmisión restrictiva, las compañías de transmisión sobre las que nos apoyamos pueden no tener incentivos suficientes para invertir en la expansión de infraestructura de transmisión, lo cual podría afectar adversamente nuestras operaciones y resultados financieros. Actualmente, la construcción de nuevas líneas de transmisión está demorando más que en el pasado, principalmente por nuevos requerimientos sociales y medioambientales que están creando incertidumbre respecto a la probabilidad de completar los proyectos. Además, el incremento de proyectos de nuevas energías renovables no convencionales (“ERNCC”) en la región está congestionando los actuales sistemas de transmisión puesto que estos proyectos pueden ser construidos de manera relativamente rápida, en tanto que los nuevos proyectos de transmisión pueden demorar más tiempo.

Cualquier interrupción o falta de instalaciones de transmisión podría interrumpir nuestro negocio, lo que podría afectar adversamente nuestros resultados de operaciones y condición financiera.

Nuestro negocio puede experimentar consecuencias adversas si no somos capaces de lograr acuerdos satisfactorios en los convenios de negociación colectiva con los trabajadores sindicalizados.

Un gran porcentaje de nuestros empleados son miembros de sindicatos y tienen convenios de negociación colectiva que deben ser renovados de manera regular. Nuestro negocio, condición financiera y resultados operacionales podrían verse adversamente afectados en caso de no alcanzar acuerdos con cualquiera de los sindicatos que representan a dichos empleados, o por un acuerdo con un sindicato de trabajadores que contenga condiciones que nosotros consideramos desfavorables. Las leyes de varios de los países en los operamos establecen mecanismos legales para que las autoridades judiciales impongan un convenio colectivo si las partes no son capaces de lograr un acuerdo, lo cual puede incrementar nuestros costos más allá de lo que nosotros hayamos presupuestado.

Adicionalmente, muchos de nuestros empleados son altamente especializados, y ciertas acciones como huelgas, abandono de funciones o suspensiones por parte de estos empleados podrían impactar adversamente nuestro negocio, desempeño operacional y condición financiera, así como también nuestra reputación.

La relativa iliquidez y volatilidad del Mercado de Valores chileno y su dependencia de las condiciones económicas de América Latina y otras partes del mundo podría afectar adversamente el precio de nuestras acciones comunes y ADSs.

A pesar de que no tenemos activos en Chile, nuestras acciones se transan en las Bolsas de Valores chilenas debido a que estamos constituidos bajo las leyes de la República de Chile y tenemos nuestra casa matriz en Chile. Los mercados de valores chilenos son sustancialmente más pequeños y menos líquidos que los Mercados de Valores más importantes en los Estados Unidos u otros países desarrollados. La escasa liquidez del mercado chileno puede afectar la capacidad de nuestros accionistas de vender sus acciones, o los titulares de los ADS para vender nuestras acciones comunes retiradas del programa ADS, en el mercado chileno en las cantidades y a los precios y en los tiempos deseados. También, la liquidez y el mercado para nuestras acciones o ADSs pueden verse afectados por un

sinnúmero de factores incluyendo las variaciones cambiarias y las tasas de interés, el deterioro y la volatilidad de los mercados de valores similares y los cambios en la liquidez, situación financiera, solvencia, resultados y rentabilidad.

Además, los mercados chilenos de valores pueden verse afectados en diversos grados por las condiciones económicas y de mercado y la evolución de los países latinoamericanos, de otros mercados emergentes y de otras partes del mundo. Aunque las condiciones económicas en estos países pueden diferir significativamente de las condiciones económicas en Chile, las reacciones de los inversionistas ante la evolución de cualquiera de esos otros países pueden tener un efecto adverso sobre el valor de mercado y la liquidez de los valores para emisores chilenos. Un aumento en los riesgos percibidos asociados con la inversión en países sudamericanos y en otras partes del mundo podría reducir los flujos de capital hacia Chile y afectar negativamente a la economía chilena en general, y a los intereses de los inversionistas en nuestras acciones o ADSs en particular.

No podemos asegurar que el precio o la liquidez de nuestras acciones o ADSs no se verán afectados negativamente por eventos en los mercados latinoamericanos o la economía global en general.

Las demandas presentadas contra nosotros fuera de los países de Sudamérica en los que operamos, o los reclamos en nuestra contra que se basan en conceptos legales extranjeros pueden no tener éxito.

Todos nuestros activos se ubican fuera de los Estados Unidos. Todos nuestros directores y todos nuestros ejecutivos principales residen fuera de los Estados Unidos y la mayor parte de sus activos se encuentran también fuera de los Estados Unidos. Si cualquier inversionista fuera a presentar una demanda en los Estados Unidos en contra de nuestros directores, ejecutivos principales o expertos, podría ser difícil para él llevar a cabo un proceso legal dentro de los Estados Unidos en contra de ellos, o hacer cumplir una sentencia dictada en los Estados Unidos en los tribunales de los Estados Unidos o de Chile basada en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales sobre valores de los Estados Unidos. Además, existen dudas sobre si pudiese ejercerse con éxito una acción en Chile respecto a la responsabilidad basada únicamente en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales de valores de los Estados Unidos.

La interrupción o falla de nuestros sistemas de tecnologías de la información y sistemas de comunicaciones o ataques externos o invasiones a estos sistemas podrían tener un efecto adverso en nuestras operaciones y resultados.

Dependemos de los sistemas de tecnologías de la información, comunicación y procesos (“sistemas TI”) para operar nuestros negocios, la falla de los cuales podría afectar adversamente nuestros negocios, la condición financiera y los resultados operacionales

Los sistemas TI son vitales para que nuestras filiales generadoras puedan monitorear la operación de nuestras centrales, mantener el desempeño de la generación y de las redes, generar adecuadamente las facturas a nuestros clientes, alcanzar la eficiencia operacional y cumplir con nuestros objetivos y estándares de servicio. Nuestras filiales de distribución también podrían verse afectadas negativamente porque dependen en gran medida de sistemas TI para supervisar sus redes, procesos de facturación para millones de clientes y plataformas de servicio al cliente. Fallas operacionales temporales o de larga duración de cualquiera de estos sistemas TI podrían tener un efecto material adverso en nuestros resultados operacionales. Adicionalmente, ataques cibernéticos pueden tener un efecto adverso en nuestra imagen y nuestra relación con la comunidad. En los últimos años se han intensificado en todo el mundo los ataques cibernéticos globales a los sistemas de seguridad, las operaciones de tesorería y los sistemas TI. Estamos expuestos a ataques cibernéticos cuyo objetivo es dañar nuestros activos a través de las redes computacionales, espionaje cibernético en búsqueda de información estratégica que puede ser beneficiosa para terceras partes, y robo cibernético de información sobre propiedad y confidencial, incluyendo información de nuestros clientes. Estamos expuestos a varios tipos de ataques cibernéticos, incluyendo ataques de denegación de servicio que pueden afectar la accesibilidad de nuestros servicios a nuestros usuarios y ataques que pueden afectar a nuestros sistemas de nombres de dominio, impidiendo el uso de ciertas páginas web y aplicaciones útiles.

Hemos sufrido ataques cibernéticos en el pasado. Otros ataques cibernéticos pueden ocurrir y pueden afectarnos de forma adversa en el futuro.

Ítem 4. Información sobre la Compañía

A. Historia y Desarrollo de la Compañía

Historia

Somos una sociedad anónima abierta de responsabilidad limitada con sede en Chile y constituida bajo las leyes de la República de Chile el 19 de junio de 1981. Desde enero de 1983, hemos estado registrados en Santiago con el registro de SVS No. 0175. También estamos registrados con la *Securities and Exchange Commission* de los Estados Unidos con el número de registro 001-12440 desde el 19 de octubre de 1993. Se nos denomina legalmente por nuestro nombre completo Enel Américas S.A., así como por el nombre abreviado “Enel Américas”.

Nuestras acciones cotizan y se transan en las Bolsas de Valores de Chile y nuestras ADSs cotizan y se transan en la Bolsa de Valores de Nueva York (NYSE).

Nuestra información de contacto en Chile es:

Persona de contacto:	Nicolás Billikopf
Dirección:	Santa Rosa 76, Santiago, Código Postal 8330099, Chile
Teléfono:	(56-2) 2353-4628
Sitio web:	www.enelamericas.cl

Somos una empresa de servicios públicos de electricidad dedicada, a través de nuestras filiales y asociadas, a la generación, transmisión y distribución de electricidad en Argentina, Brasil, Colombia y Perú. Al 31 de diciembre de 2016, teníamos 11.014 MW de capacidad instalada y 14,1 millones de clientes de distribución. Nuestra capacidad instalada está compuesta por 105 unidades de generación en los cuatro países en los que operamos, de las cuales el 53% son plantas hidroeléctricas. Al 31 de diciembre de 2016, teníamos activos consolidados de Ch\$ 11.282 mil millones y ingresos operativos de Ch\$ 5.197 mil millones.

Desde junio de 2009, nuestro accionista controlador ha sido la empresa italiana Enel Enel, que actualmente es beneficiaria activa del 51,0% de nuestro capital accionario al 31 de diciembre de 2016. Enel es una compañía de energía que opera internacionalmente en los mercados de energía y gas con un foco en Europa y América Latina. Enel opera en más de 30 países en cuatro continentes, produce energía a través de 84 GW de capacidad instalada neta y distribuye electricidad y gas por una red que cubre 1,9 millones de kilómetros. Con más de 61 millones de clientes alrededor del mundo, Enel tiene la mayor base de clientes entre los competidores europeos y figura entre las principales compañías eléctricas europeas en términos de capacidad instalada y EBITDA reportado. Enel cotiza en la Bolsa de Milán.

Somos una de las mayores empresas que cotizan en bolsa en el sector de electricidad en América del Sur. Nuestros orígenes se remontan a la Compañía Chilena de Electricidad Ltda. (“CCE”), fundada en 1921 como resultado de la fusión de Chilean Electric Tramway and Light Co., fundada en 1889, y la Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica (“CONAFE”), con operaciones desde el 1919. En 1970, el gobierno chileno nacionalizó la CCE. Durante la década de los 80, el sector fue reorganizado bajo la Legislación chilena de Electricidad, conocida como el Decreto con Fuerza de Ley número 1 de 1982 (“DFL 1”), y las operaciones de la CCE se dividieron en una empresa de generación, AES Gener S.A. (“Gener”), compañía actualmente no asociada, y dos empresas de distribución, una con concesión en la Región de Valparaíso, Chilquinta S.A., también empresa no asociada actualmente, y otra con concesión en la Región Metropolitana de Santiago, Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. Desde 1982 a 1987, el sector eléctrico chileno fue sometido a un proceso de reprivatización. En agosto de 1988, la Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. cambió su nombre a Enersis S.A. (“Enersis”) y se convirtió en la nueva controladora de Distribuidora Chilectra Metropolitana S.A., después renombrada como Chilectra S.A. (“Chilectra” y actualmente denominada Enel Distribución Chile S.A.). En los años noventa, nos diversificamos hacia la generación, transmisión y distribución de energía no chilena. Después de la Reorganización de 2016 (ver más adelante), ya no tenemos activos chilenos de electricidad, sino sólo activos de generación, transmisión y distribución de electricidad en otros cuatro países de América del Sur. Iniciamos nuestras operaciones internacionales en 1992 con nuestra inversión en Edesur, una compañía de distribución de electricidad argentina. Ese mismo año, expandimos nuestras operaciones internacionales con una inversión en Costanera, una empresa de generación argentina. Después nos expandimos principalmente al negocio de la generación, transmisión y distribución en cuatro países de América del Sur: Argentina, Brasil, Colombia y Perú. En 2005, Enel Brasil fue creada para administrar todos los activos de generación, transmisión y distribución controlados en Brasil: Ampla, Fortaleza, CIEN, Cachoeira Dourada y Coelce. Al 31 de diciembre de 2016, teníamos una participación efectiva del 99,3% en Enel Brasil, que aumentó desde el 84,4% como consecuencia de la “Reorganización de 2016”.

En 2006, para lograr sinergias en Perú, fusionamos Edegel (actualmente conocida como Enel Generación Perú) y la Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A., una empresa peruana de generación cuyo propietario en ese entonces era la empresa pública española Endesa S.A. (“Endesa España”), creando una empresa de generación termoeléctrica que generaba 457 MW.

En septiembre 2007, fusionamos nuestras filiales generadoras en Colombia para crear Emgesa, nuestra filial colombiana de generación. Al 31 de diciembre de 2016, controlábamos el 48,5% del capital accionario de Emgesa. En virtud de un acuerdo de accionistas, controlamos Emgesa y, por lo tanto, consolidamos a Emgesa. Para mayor información sobre nuestro control y consolidación de Emgesa, véase “Ítem 5. Resumen Operativo y Financiero y Perspectivas—A. Resultados Operacionales —1. Análisis de los Principales Factores que Afectan los Resultados Operacionales y Situación Financiera de la Empresa.”

En octubre de 2009, Enel Generación Chile compró un 29,4% adicional de Enel Generación Perú, antes llamada Edegel, a Generalima, una filial peruana de Endesa España. Con esta transacción, Enel Generación Chile aumentó su participación accionaria en Enel Generación Perú del 33,1% al 62,5%. Al 31 de diciembre de 2016 teníamos el 83,6% de participación accionaria en Enel Generación Perú. En ese mismo mes, también adquirimos un 24% adicional del capital accionario de nuestra filial peruana, Enel Distribución Perú, antes llamada Edelnor, aumentando nuestra propiedad accionaria efectiva. Al 31 de diciembre de 2016, teníamos una participación económica del 75,7% en Enel Distribución Perú.

En junio 2012, Endesa España, nuestra empresa matriz de entonces, propuso un aumento de capital en nuestra Compañía, que se traduciría en una mayor participación accionaria en las 25 compañías de los cinco países de América del Sur en que operamos. El resto de los accionistas tendrían el derecho a contribuir su participación proporcional en efectivo. El aumento de capital fue aprobado por una Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 20 de diciembre de 2012. El aumento en capital se ofreció primeramente a accionistas existentes mediante una oferta de derechos registrados tanto con la SVS chilena y con la SEC estadounidense y subsecuentemente a través de una oferta subsiguiente, que terminó el 28 de marzo de 2013. El aumento de capital total de Ch\$ 2.846 mil millones (aproximadamente US\$ 6 mil millones entonces) consistió de Ch\$ 1.714 mil millones (aproximadamente US\$ 3,6 mil millones entonces) de contribuciones en especies de Endesa España y de Ch\$ 1.132 mil millones (aproximadamente US\$ 2,4 mil millones entonces) en efectivo de accionistas minoritarios (el “aumento de capital de 2013”). Empezamos consolidando Enel Generación Piura, antes llamada Piura, Enel Trading Argentina, antes llamada Camsa, y Dock Sud al 1 de abril de 2013, después de la contribución en especies.

Después del aumento de capital de 2013, adquirimos participaciones adicionales en ciertas compañías, directa o indirectamente a través de nuestras filiales, incluyendo las siguientes transacciones:

- El 14 de enero de 2014, presentamos una Oferta Pública voluntaria para la adquisición de acciones de los accionistas de nuestra filial Coelce. La inversión sumó Ch\$ 133 mil millones. Como consecuencia de esta transacción, que concluyó en mayo 2014, tenemos un interés económico del 64,9% en Coelce. Después del proceso de Reorganización de 2016 y al 31 de diciembre de 2016, tenemos una participación económica de 73,7% en Coelce.
- El 30 de abril de 2014, anunciamos la compra de todas las acciones de titularidad indirecta que tenía Inkia Américas Holdings Limited en Generandes Perú S.A. (igual al 39,0% de esa compañía), la compañía controladora de Enel Generación Perú. La inversión total ascendió a Ch\$ 243 mil millones (equivalente a US\$ 413 millones en ese momento). Como resultado de esta transacción, que concluyó en septiembre 2014, incrementamos nuestro interés económico en Enel Generación Perú al 58,6%, y después de la Reorganización de 2016, al 83,6%.
- El 30 de noviembre de 2016, nuestra filial Enel Brasil presentó la mejor oferta para la adquisición del 94,8% de las acciones de Celg Distribuição S.A. (“CELG”) en un proceso de licitación organizado por el Gobierno Brasileño a través del Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES). CELG es una empresa brasileña de distribución ubicada en el estado de Goiás. La oferta financiera ascendió a R \$ 2.187 millones (equivalente a US \$ 640 millones en ese momento). La adquisición tuvo lugar el 14 de febrero de 2017, luego de la aprobación de la autoridad antimonopolio, el Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”), y el regulador sectorial, la Agencia Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”).

El 23 de octubre de 2014, Endesa España vendió 9.967.630.058 de nuestras acciones (representando el 20,3% de participación) de su titularidad directa y el 100% de sus acciones en Enel Latinoamérica (propietaria del 40,32% de nuestras acciones) a Enel Iberoamérica, una filial de Enel. En diciembre de 2016, Enel Iberoamérica absorbió Enel Latinoamérica a través de una fusión; como resultado, Enel continúa siendo nuestro controlador.

La Reorganización de 2016

Durante 2016, nuestros accionistas llevaron a cabo un proceso de reorganización para separar los negocios chilenos de los no chilenos (la “Reorganización de 2016”).

La primera fase de la Reorganización de 2016 involucró la separación de los respectivos negocios chilenos y no chilenos de generación, transmisión y distribución de electricidad de la Empresa Nacional de Electricidad SA (“Endesa Chile”), Chilectra y Enersis mediante una “división” bajo las leyes chilenas y la posterior distribución de las acciones de las entidades recién creadas a los respectivos accionistas (colectivamente, las “divisiones”). Después de la aprobación de las divisiones por los accionistas de Enersis, Endesa Chile y Chilectra en sus asambleas extraordinarias de accionistas celebradas el 18 de diciembre de 2015, la “división” o separación de los negocios ocurrió el 1 de marzo de 2016 y las divisiones se completaron en abril de 2016 con la creación y cotización pública de las acciones de las entidades recientemente constituidas: Enersis Chile S.A. (“Enersis Chile”), Endesa Américas S.A. (“Endesa Américas”) y Chilectra Américas S.A. (“Chilectra Américas”). Como resultado de las divisiones: Como resultado de la división: (i) Endesa Chile derivó en Endesa Américas, entidad que mantuvo los negocios no chilenos de Endesa Chile, (ii) Chilectra derivó en Chilectra Américas, sociedad que mantuvo los negocios no chilenos de Chilectra y (iii) Enersis derivó en Enersis Chile, ahora Enel Chile SA, compañía que mantiene los negocios chilenos de Enersis.

La segunda fase de la Reorganización de 2016 involucró la fusión entre las empresas que tienen los activos no chilenos. El 28 de septiembre de 2016, los respectivos accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas aprobaron la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas con y hacia Enersis Américas, y Enersis Américas continuó como la empresa absorbente. La fusión combinó los negocios no chilenos de generación, transmisión y distribución bajo una sola compañía, con el objetivo de contribuir a la simplificación de la estructura corporativa del grupo y brindar beneficios tales como reducción subsidiaria de desviaciones de efectivo, alineación de intereses estratégicos y mayor toma de decisiones y eficiencia operativa. La fusión entró en vigor el 1 de diciembre de 2016. Como consecuencia de la fusión, emitimos 9.232.202.625 nuevas acciones, de las cuales 872.333.871 acciones fueron consideradas readquiridas y mantenidas como acciones propias, las cuales serán canceladas como resultado de la aprobación de la cancelación por parte de los accionistas en el JEA el 27 de abril de 2017. Como resultado, nuestro principal controlador, Enel, posee actualmente el 51,0% de nuestras acciones en circulación (incluyendo acciones propias) y poseerá el 51,8% de nuestras acciones en circulación después de la cancelación.

Como parte de este proceso, Enersis cambió su nombre a Enersis Américas SA el 1 de marzo de 2016 y posteriormente a Enel Américas SA el 1 de diciembre de 2016, y el 18 de octubre de 2016 (i) Endesa Chile cambió su nombre a Enel Generación Chile SA; (ii) Chilectra cambió su nombre a Enel Distribución Chile .SA; y (iii) Enersis Chile SA cambió su nombre a Enel Chile SA.

Inversiones, Gastos de Capital y Desinversiones

Coordinamos nuestra estrategia general de financiamiento, incluyendo los plazos y condiciones de los préstamos y acuerdos intercompañía realizadas entre nuestras filiales, para optimizar las deudas y administración de liquidez. Generalmente, nuestras filiales operativas desarrollan de manera independiente sus planes de gastos de capital con fondos generados internamente o con financiamiento directo. Una de nuestras metas es enfocarnos en las inversiones que traerán beneficios a largo plazo, tales como proyectos de reducción de pérdida de energía. Aunque hemos considerados cómo estas inversiones serán financiadas como parte de nuestro proceso de presupuesto, no hemos comprometido una estructura de financiamiento determinada, y las inversiones dependerán de las condiciones de mercado al momento en que se requieran los flujos de caja.

Nuestro plan de inversiones es lo suficientemente flexible para adaptarnos a las circunstancias cambiantes dando diferentes prioridades a cada proyecto, según su rentabilidad y fines estratégicos. Las prioridades de inversión están actualmente focalizadas en el negocio de distribución, relacionadas con la fiabilidad de la red, la mejora de la capacidad y los nuevos desarrollos tecnológicos, como los medidores inteligentes.

Para el periodo 2017-2019, esperamos realizar gastos de capital por Ch\$ 2.755 mil millones en nuestras filiales, relacionados con inversiones actualmente en desarrollo, mantenimiento de nuestra red de distribución, mantenimiento de centrales de generación existentes y en los estudios necesarios para desarrollar otros potenciales proyectos de generación. Para mayor información en relación a estos proyectos, véase “Ítem 4. Información sobre la Compañía— D. Propiedades, Plantas y Equipos — Proyectos en Desarrollo”.

La siguiente tabla muestra los gastos de capital previstos para el periodo 2017-2019 y los gastos de capital realizados en 2016, 2015 y 2014:

	Estimado 2017-2019	2016	2015	2014
		(en millones de Ch\$)		
Gastos de capital ⁽¹⁾	2.754.744	831.704	1.362.561	1.089.362

(1) Las cifras de gasto de capital corresponden a pagos efectivos en cada año, neto de contribuciones, excepto en el caso de proyecciones futuras.

En el pasado, informábamos una estimación a cinco años de los gastos de capital futuros. Sin embargo, si bien nuestras inversiones planeadas se extienden más allá de los tres años destacados en este cuadro, ahora estamos reportando un período de tres años para alinearnos con el plan industrial trienal de Enel que fue divulgado en noviembre de 2016. Para más información, ver “Ítem 4. Información sobre la Compañía — D. Propiedades, Plantas y Equipo. — Inversiones del Proyecto” y “Ítem 5. Resumen Operativo y Financiero y Perspectivas— F. Divulgación Tabular de Obligaciones Contractuales”.

Gastos de Capital en 2016, 2015 y 2014

En el negocio de generación, nuestros gastos de capital en los últimos tres años estuvieron principalmente relacionados al proyecto de El Quimbo de 400 MW en Colombia. El Quimbo se completó y comenzó operaciones comerciales en noviembre de 2015. Adicionalmente, en diciembre de 2014, se completó la optimización de la central de Salaco, añadiendo un total de 145 MW al sistema colombiano. Durante el año 2016, invertimos Ch \$ 30 mil millones en una nueva unidad de 51 MW “TG-6” para la planta termoeléctrica de Malacas, propiedad de Enel Generación Piura en Perú, para sustituir a las unidades no operativas de Mitsubishi (TG1, TG2 y TG3) y para aumentar la generación utilizando el GNL disponible. Esperamos que la unidad comience a operar en 2017.

Adicionalmente, en nuestro negocio de distribución invertimos para expandir el servicio en respuesta a la creciente demanda de energía, para mejorar la calidad del servicio, mejorar la seguridad y prevenir pérdidas de energía, especialmente en Brasil.

Inversiones Actualmente en Desarrollo

Una parte importante de nuestros gastos de capital está relacionada con inversiones no discrecionales que incluye la mantención de la capacidad instalada existente para poder aumentar la calidad y estándares de operación de nuestras instalaciones.

En nuestro negocio de distribución, pretendemos seguir ampliando nuestros servicios, aumentando la cantidad de interconexiones disponibles para usuarios finales y reducir las pérdidas de energía para mejorar la eficiencia y rentabilidad.

Creemos que los proyectos en desarrollo se financiarán con recursos proporcionados por financiamiento externo además de fondos generados internamente.

B. Visión General del Negocio.

Somos una sociedad anónima abierta de responsabilidad limitada con sede en Chile, pero con operaciones consolidadas sólo en Argentina, Brasil, Colombia y Perú. Nuestros negocios principales son la generación, transmisión y distribución de electricidad.

La siguiente tabla muestra nuestros ingresos por segmentos a informar y por segmentos operativos dentro de dichos segmentos a informar.

	Año terminado al 31 de diciembre de			
	2016	2015	2014	Cambio 2016 vs. 2015
	(en millones de Ch\$)			(en %)
Negocio de generación y transmisión en Argentina	207.605	212.136	167.630	(2,1)
Enel Generación Costanera	92.633	100.857	75.194	(8,2)
Enel Generación El Chocón	28.241	40.005	30.174	(29,4)
Dock Sud	86.363	69.963	61.606	23,4
Otros	368	1.311	656	(71,9)
Negocio de generación y transmisión en Brasil	387.094	305.830	437.883	26,6
EGP Cachoeira Dourada	192.912	91.563	158.965	110,7
Fortaleza	159.477	159.052	210.793	0,3
Enel CIEN ⁽¹⁾	52.179	55.534	67.700	(6,0)
Otros ⁽¹⁾	(17.474)	(319)	425	n.a.
Negocio de generación y transmisión en Colombia	778.880	778.768	753.385	0,0

	Año terminado al 31 de diciembre de			Cambio 2016 vs. 2015 (en %)
	2016	2015	2014	
	(en millones de Ch\$)			
Emgesa ⁽¹⁾	778.880	778.768	753.385	0,0
Negocio de generación y transmisión en Perú	458.974	437.887	401.705	4,8
Enel Generación Perú ⁽¹⁾	396.805	382.877	354.003	3,6
Enel Generación Piura	65.145	58.093	50.849	12,1
Otros ⁽¹⁾	(2.976)	(3.083)	(3.147)	(3,5)
Otros segmentos a informar: negocio de generación y transmisión	--	141	3.126	(1,0)
Total segmentos a informar: negocio de generación y transmisión	1.832.554	1.734.762	1.763.729	5,6
Negocio de distribución en Argentina	664.100	607.345	371.412	9,3
Edesur	664.100	607.345	371.412	9,3
Negocio de distribución en Brasil	1.684.139	1.836.864	1.969.226	(8,3)
Ampla	879.499	1.026.680	1.092.282	(14,3)
Coelce	804.640	810.184	876.944	(0,7)
Negocio de distribución en Colombia	923.912	884.467	982.771	4,5
Codensa	923.912	884.467	982.771	4,5
Negocio de distribución en Perú	585.196	562.046	478.700	4,1
Enel Distribución Perú	585.196	562.046	478.700	4,1
Total segmentos a informar negocio de distribución	3.857.347	3.890.722	3.802.109	(0,9)
Menos: Ajustes por consolidación y actividades no principales	(492.615)	(324.045)	(358.608)	52,0
Total ingresos	5.197.286	5.301.439	5.207.230	(2,0)

(1) Las cifras difieren de las reportadas anteriormente debido a reclasificaciones en del país.

Para mayor información relacionada con nuestros ingresos de explotación véase, “Ítem5. Resumen Operativo y Financiero y Perspectivas — A. Resultados Operacionales” y la Nota 32.2 de las Notas de nuestros Estados Financieros Consolidados.

Negocio de Generación de Electricidad

Al 31 de diciembre 2016, la generación de electricidad representaba el 32% de nuestros ingresos de explotación y el 55% de nuestros ingresos operacionales antes de los ajustes de consolidación.

Nuestras ventas consolidadas de electricidad en 2016 fueron de 50.575 GWh y nuestra producción de 40.439 GWh, un aumento de un 4,3% y una disminución de un 4,0% respectivamente, en comparación con 2015. Nuestra capacidad instalada total en 2016 fue 11.014 MW, un aumento de 81 MW en comparación con 2015.

La siguiente tabla es un resumen de los datos de operación en relación con nuestra generación de electricidad:

	Año terminado el 31 de diciembre de		
	2016	2015	2014
Argentina			
Número de unidades generadoras ⁽¹⁾	29	25	25
Capacidad instalada (MW) ⁽²⁾	4.537	4.502	4.502
Electricidad generada (GWh)	13.124	15.204	14.390
Ventas de energía (GWh)	13.312	15.770	15.276
Brasil			

	Año terminado el 31 de diciembre de		
	2016	2015	2014
Número de unidades generadoras ⁽¹⁾	13	13	13
Capacidad instalada (MW) ⁽²⁾	992	987	987
Electricidad generada (GWh)	3.665	4.398	5.225
Ventas de energía (GWh)	9.948	6.541	7.108
Colombia			
Número de unidades generadoras ⁽¹⁾⁽³⁾	36	36	32
Capacidad instalada (MW) ⁽²⁾⁽³⁾	3.509	3.460	3.060
Electricidad generada (GWh)	14.952	13.705	13.559
Ventas de energía (GWh)	18.015	16.886	15.773
Perú			
Número de unidades generadoras ⁽¹⁾	27	27	27
Capacidad instalada (MW) ⁽²⁾⁽⁴⁾	1.977	1.984	1.949
Electricidad generada (GWh)	8.698	8.801	9.062
Ventas de energía (GWh)	9.800	9.283	9.916
Total			
Número de unidades generadoras ⁽¹⁾	105	101	97
Capacidad instalada (MW) ⁽²⁾	11.014	10.933	10.498
Electricidad generada (GWh)	40.439	42.109	42.237
Venta de energía (GWh)	50.575	48.480	48.073

- (1) Para mayor información sobre las instalaciones generadoras véase “Ítem 4. Información sobre la Compañía — D. Propiedades, Plantas y Equipos — Propiedades, Plantas y Equipos de las Empresas Generadoras”.
- (2) La capacidad instalada total es definida como la capacidad máxima (MW) bajo condiciones técnicas y características específicas. En la mayoría de los casos, la capacidad instalada es confirmada por pruebas de garantía de satisfacción realizadas por los proveedores de equipos. Las cifras pueden diferir de las capacidades instaladas declaradas a las autoridades gubernamentales y a los clientes en cada país de acuerdo a los criterios definidos por esas autoridades y por los contratos relevantes.
- (3) En Argentina, cuatro motores diésel entraron en operaciones comerciales en julio de 2016.
- (4) En Colombia, El Quimbo inició operaciones comerciales en noviembre de 2015 añadiendo 400MW de capacidad y en diciembre de 2016, El Guavio aumentó su capacidad en 50 MW después de algunas pruebas de capacidad.

En la industria eléctrica, es común dividir los negocios en generación hidroeléctrica y termoeléctrica, ya que cada tipo de generación tiene costos variables considerablemente distintos. La generación termoeléctrica requiere de la compra de combustibles, que resulta en un costo variable alto en relación con la generación hidroeléctrica de embalses o ríos que generalmente tienen costos variables mínimos. De nuestra generación consolidada total en 2016, el 55,8% provino de fuentes hidroeléctricas y el 44,2% de fuentes termoeléctricas.

La siguiente tabla muestra nuestra generación consolidada por tipo de energía:

GENERACIÓN CONSOLIDADA POR TIPO DE ENERGÍA (GWh)

	Año terminado el 31 de diciembre de					
	2016		2015		2014	
	Generación	%	Generación	%	Generación	%
Hidroeléctrico	22.550	55,8	22.171	52,7	22.439	53,1
Termoeléctrico	17.889	44,2	19.938	47,3	19.798	46,9
Generación total	40.439	100	42.109	100	42.237	100

El potencial para la contratación de electricidad en los países en que operamos está generalmente relacionado con la demanda de electricidad. Los clientes identificados como clientes regulados a pequeño volumen, incluyendo a los clientes residenciales, están sujetos a tarifas de electricidad reguladas por el gobierno y deben comprar electricidad directamente a una compañía de distribución. Estas empresas de distribución, que compran grandes cantidades de electricidad para los clientes residenciales a pequeño volumen, generalmente firman acuerdos contractuales con generadores a un precio de tarifa regulada. Los clientes identificados como clientes industriales a gran volumen también firman acuerdos contractuales con los proveedores de energía. Sin embargo, tales clientes industriales a gran volumen no están sujetos al precio de tarifa regulada. En cambio, estos clientes pueden negociar el precio de la

energía con los generadores a base de las características del servicio requerido. Por último, el mercado mayorista, donde la energía se vende normalmente a precios spot, no se realiza a través de precios contratados.

Desglosamos nuestras ventas a los clientes utilizando los siguientes dos criterios:

- El primer criterio corresponde a clientes regulados y no regulados. Los clientes regulados son distribuidores que atienden principalmente a los clientes residenciales. Los clientes no regulados, por el otro lado, pueden negociar libremente el precio de la electricidad con los generadores, o pueden comprar electricidad en el mercado a grandes volúmenes a precios spot. La clasificación de los clientes regulados difiere de un país a otro.
- El segundo criterio corresponde a ventas contratadas y no contratadas. Este método es útil porque nos proporciona una manera uniforme para comparar a los clientes de cada país. Las ventas contratadas se definen uniformemente en todas partes.

La siguiente tabla contiene información acerca de nuestras ventas consolidadas de electricidad por tipo de cliente para cada uno de los periodos indicados:

VENTAS CONSOLIDADAS DE ELECTRICIDAD POR TIPO DE CLIENTE (GWh)

	Año terminado el 31 de diciembre de					
	2016		2015		2014	
	Ventas	%	Ventas	%	Ventas	%
Cientes regulados	18.702	37,0	17.937	37,0	17.125	35,6
Cientes no regulados	13.619	26,9	9.605	19,8	10.503	21,8
Total de ventas contratadas ⁽¹⁾	32.321	63,9	27.543	56,8	27.627	57,4
Ventas de Mercado Spot	18.254	36,1	20.938	43,2	20.446	42,5
Total ventas de electricidad	50.575	100	48.481	100	48.073	100

(1) Incluye ventas a empresas de distribución sin los contratos en Perú.

Los límites específicos para el consumo de energía (medido en GWh) para clientes regulados y no regulados son específicos para cada país. Además, los marcos regulatorios frecuentemente determinan que las compañías de distribución reguladas deben contar con contratos para respaldar sus compromisos con clientes pequeños, y también establece cuáles clientes pueden comprar energía en los mercados spot de electricidad.

En términos de gastos, los principales costos variables involucrados en el negocio de la generación eléctrica, además de los costos variables de generar hidroelectricidad o electricidad termoeléctrica tales como el costo de los combustibles, están los costos de las compras de energía y los costos de transporte. Durante periodos con condiciones de pluviosidad relativamente bajas, la cantidad de nuestra generación termoeléctrica normalmente se incrementa. Esto conlleva un incremento de los costos de combustible y del costo de transportar ese combustible a las centrales de generación termoeléctrica. Bajo condiciones de sequía, la electricidad que hemos acordado suministrar mediante contratos puede exceder la cantidad de electricidad que somos capaces de generar, obligándonos a comprar energía para satisfacer nuestros compromisos contractuales en el mercado spot a los precios spot. El costo de estas compras al precio spot puede, bajo ciertas circunstancias, exceder el precio al que nosotros vendemos la electricidad bajo los contratos, generando una pérdida. Tratamos de minimizar el efecto de las condiciones de hidrología baja en nuestras operaciones en cualquier año limitando nuestras exigencias de ventas contractuales a una cantidad que no exceda la producción estimada en un año seco. Para determinar la producción estimada para un año seco, tomamos en cuenta la información estadística disponible respecto de las lluvias, los niveles hidrológicos y la capacidad de los embalses claves. Además de limitar las ventas contratadas, podemos adoptar otras estrategias tales como instalar capacidad termoeléctrica transitoria, negociar menores niveles de consumo con los clientes no regulados, negociar con otros usuarios del agua e incluir cláusulas de traspaso de costos en los contratos con los clientes. (Para mayor información sobre las condiciones hidrológicas y sus efectos en nuestro negocio, véase “Ítem 5. Resumen Operativo y Financiero y Perspectivas – A. – Resultados Operacionales — 1. Análisis de los Principales Factores que Afectan los Resultados Operacionales y Situación Financiera de la Empresa.- a. Negocios de Generación y Transmisión”).

Estacionalidad

Aunque nuestros negocios principales están sujetos a patrones climáticos, generalmente sólo eventos extremos tales como sequías prolongadas, que pueden afectar nuestra capacidad de generación, en lugar de las variaciones climatológicas estacionales, afectan de manera significativa nuestros resultados operacionales y situación financiera.

En los países donde operamos, los negocios de generación pueden verse afectados por cambios estacionales durante todo el año. Los meses con más precipitación en Argentina son normalmente de mayo a agosto, y la nieve se derrite normalmente entre octubre y diciembre. En Brasil, debido a su clima tropical, la lluvia se concentra principalmente en el verano de noviembre a mayo, y es más ligera durante el invierno. Los meses con la precipitación más alta en nuestra área de operaciones en Colombia por lo general son abril y mayo y también octubre y noviembre. Los meses con la precipitación más alta en Perú son normalmente de noviembre a marzo.

Cuando hay más precipitaciones, las centrales hidroeléctricas pueden acumular agua adicional la que se utilizará para la generación. El aumento del nivel de nuestros embalses nos permite generar más electricidad con mini centrales hidroeléctricas durante los meses en los cuales los costos marginales de electricidad son más bajos.

En general, las condiciones hidrológicas tales como sequías y escasez de lluvias podrían afectar adversamente nuestra capacidad de generación. Por ejemplo, una sequía severa y prolongada o precipitaciones reducidas en los países en que operamos a causa del fenómeno de El Niño reducen la cantidad de agua que pueden acumular los embalses, limitando así nuestra capacidad de generación hidroeléctrica. Con el fin de mitigar el riesgo hidrológico, es posible sustituir la generación hidroeléctrica con generación termoeléctrica (gas natural, GNL, carbón o diésel) y compras de energía en el mercado spot, pudiendo llevar ambas a costos más altos, con el fin de cumplir con nuestras obligaciones bajo los contratos tanto con clientes regulados como no regulados.

Operaciones en Argentina

Participamos en la generación eléctrica en Argentina a través de nuestras filiales Costanera, El Chocón y Dock Sud, con un total de 29 unidades generadoras y una capacidad instalada total de 4.537 MW. Costanera tiene once unidades termoeléctricas con una capacidad instalada total de 2.304 MW, El Chocón tiene nueve unidades hidroeléctricas y cuatro motores diésel, con una capacidad instalada total de 1.364 MW, y Dock Sud tiene cinco unidades termoeléctricas con una capacidad instalada total de 870 MW. Nuestras unidades de generación hidroeléctricas y termoeléctricas en Argentina representaron el 14,4% de la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional argentino (“SIN argentino”) en 2016.

Nuestras filiales argentinas participan en otras tres empresas: Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A., Termoeléctrica San Martín S.A. y la Central Vuelta de Obligado S.A. Estas compañías se crearon para construir tres nuevas centrales para el fondo llamado “FONINVENEM”, cuyo propósito es incrementar la capacidad y la generación eléctrica en el mercado eléctrico mayorista argentino. A diciembre de 2016, la capacidad agregada total de estas unidades era de 2.273 MW (848 MW de Manuel Belgrano, 865 MW de San Martín y 540 MW de Vuelta de Obligado).

Al 31 de diciembre de 2016, la capacidad instalada de Costanera representaba el 6,8% de la capacidad instalada total en el SIN argentino. Tanto la planta de turbina a vapor como la segunda central de ciclo combinado de Costanera y pueden funcionar con gas natural o diésel.

El Chocón representaba 4,0% de la capacidad instalada del SIN argentino al 31 de diciembre de 2016. El Chocón tiene una concesión no renovable por 30 años, que termina en 2023, para dos centrales hidroeléctricas con una capacidad instalada total de 1.328 MW. La más grande de las dos centrales, por la cual El Chocón tiene una concesión de 1.200 MW de capacidad instalada, es la principal instalación de control de crecidas en el Río Limay. El gran embalse de la central, Ezequiel Ramos Mejía, hace posible que El Chocón sea uno de los principales proveedores cuando hay alta demanda en el SIN argentino. Las variaciones en la descarga de El Chocón se regulan mediante la central Arroyito de El Chocón, una represa aguas abajo con una capacidad instalada de 128 MW. En noviembre de 2008, completamos la construcción del embalse Arroyito y aumentamos la elevación del nivel del embalse, que permite la liberación de agua a 1.150 m³/seg. adicionales llegando a un total de 3.750 m³/seg. Una porción de la generación de Arroyito se vende bajo el programa “Energía Plus”, el cual alimenta la oferta de la nueva capacidad eléctrica para suplir el crecimiento de la demanda eléctrica, utilizando el nivel de la demanda eléctrica del año 2005, como base. (Para mayor información sobre “Energía Plus”, véase “Ítem 4. Información sobre la Compañía – B. Visión General del Negocio – Marco Regulatorio de la Industria Eléctrica – Marco Regulatorio de la Industria Eléctrica de Argentina”). Además, Costanera tiene un acuerdo con El Chocón para operar cuatro motores diésel pertenecientes a El Chocón con una potencia instalada total de 36 MW, los cuales están ubicados en nuestra planta termoeléctrica de Costanera y comenzaron a operar durante 2016.

La capacidad instalada de Dock Sud de 870 MW contribuyó con un 2,6% de la capacidad instalada total en el SIN argentino al 31 de diciembre de 2016. La central de ciclo combinado de Dock Sud consiste en tres unidades de generación con una capacidad instalada de 798 MW que operan usando gas natural o diésel como combustible. Las dos unidades de turbina a gas de Dock Sud tienen una capacidad instalada de 72 MW.

Para información sobre la capacidad de generación instalada para cada una de nuestras filiales argentinas, véase “Ítem 4. Información sobre la Compañía— D. Propiedades, Planta y Equipos—Propiedad, Planta y Equipos de Empresas Generadoras.”

Nuestra generación total en Argentina ascendió a 13.124 GWh en 2016. Según CAMMESA, nuestra participación en el mercado de generación era del orden del 9,6% de la producción total de electricidad en Argentina durante 2016.

Nuestra generación hidroeléctrica en Argentina representaba casi el 17,2% de la generación total en 2016, alcanzando 2.256 GWh, una disminución del 30,3% respecto del año anterior. Esto se debe a los menores niveles hidrológicos del Río Limay en 2016 en comparación con los niveles promedio de 2015 debido a menores precipitaciones durante los meses de invierno. Nuestra generación termoeléctrica en Argentina representó el 82,8% de nuestra generación total en 2016, alcanzando los 10.868 GWh, una disminución del 9.2% con respecto al año anterior. Esto se debió principalmente al mantenimiento no programado de la central Costanera.

La siguiente tabla muestra la generación por tipo y filial:

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN ARGENTINA (GWh)

Año terminado el 31 de diciembre de

	2016		2015		2014	
	Generación	%	Generación	%	Generación	%
Generación hidroeléctrica (El Chocón)	2.256	17,2	3.238	21,3	2.632	18,3
Generación termoeléctrica (Costanera y Dock Sud) ⁽¹⁾	10.868	82,8	11.966	78,7	11.758	81,7
Total generación	13.124	100	15.204	100	14.390	100

(1) Incluye los motores diésel de El Chocón

La tabla siguiente establece nuestra generación de electricidad y compras en Argentina:

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD Y COMPRAS EN ARGENTINA (GWh)

Año terminado el 31 de diciembre de

	2016		2015		2014	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
Generación de electricidad	13.124	98,6	15.204	96,4	14.390	94,2
Compras de electricidad	188	1,4	566	3,6	886	5,8
Total⁽¹⁾	13.312	100	15.770	100	15.276	100

(1) La generación y la compra de la electricidad puede ser distinta a las ventas totales de electricidad debido a pérdidas en transmisión, al consumo de nuestras centrales eléctricas y a las pérdidas técnicas que ya se han descontado.

Las siguientes tablas muestran la distribución de nuestras ventas de electricidad en Argentina por segmento de cliente y por filial:

VENTAS DE ELECTRICIDAD POR SEGMENTO DE CLIENTE EN ARGENTINA (GWh)

Año terminado el 31 de diciembre de

	2016		2015		2014	
	Ventas	% de Volumen de Ventas	Ventas	% de Volumen de Ventas	Ventas	% de Volumen de Ventas
Ventas contratadas	350	2,6	588	3,7	904	5,9
Ventas no contratadas ⁽¹⁾	12.962	97,4	15.182	96,3	14.372	94,1
Total venta de electricidad	13.312	100	15.770	100	15.276	100

(1) Las ventas no contratadas de electricidad se realizaron a precios spot determinados por el regulador.

VENTAS DE ELECTRICIDAD POR FILIAL EN ARGENTINA (GWh)

Año terminado el 31 de diciembre de

	2016	2015	2014
Costanera	5.713	8.168	7.051
El Chocón	2.574	3.801	3.391
Dock Sud	5.025	3.802	4.834
Total	13.312	15.770	15.276

Al 31 de diciembre de 2016, Costanera no tenía contratos con clientes no regulados o empresas de distribución y vendió toda su electricidad al mercado spot durante el año.

Al 31 de diciembre de 2016, El Chocón tenía 24 contratos con clientes no regulados y no tenía contratos con empresas de distribución.

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2016, Dock Sud no tenía contratos con clientes regulados o empresas de distribución y vendió toda su electricidad en el mercado spot durante el año.

Según CAMMESA, la demanda de electricidad en el SIN argentino se incrementó en un 0,6% durante 2016. La demanda total de electricidad fue de 132.949 GWh en 2016, 131.998 GWh en 2015 y 126.397 GWh en 2014. Nuestras filiales argentinas compiten con todas las grandes centrales conectadas al SIN argentino. De acuerdo a la capacidad instalada informada por CAMMESA, en su informe mensual a diciembre 2016, nuestros mayores competidores en Argentina son: (1) la empresa controlada por el estado, Enarsa (con una capacidad instalada de 1.720 MW), (2) la unidad nuclear “NASA” (con una capacidad instalada de 1.107 MW) y (3) las unidades hidroeléctricas Yacyretá y Salto Grande (con una capacidad instalada total de 3.690 MW). Los principales competidores privados son: Grupo AES, la Sociedad Argentina de Energía S.A. (“Sadesa”), y Pampa Energía. El Grupo AES cuenta con seis centrales conectadas al SIN argentino con una capacidad instalada total de 2.858 MW (50,6% de las cuales son hidroeléctricas). Sadesa tiene una capacidad instalada total de aproximadamente 3.858 MW, las más importantes de las cuales son Piedra del Águila (con una capacidad instalada de 1.400 MW) y Central Puerto (una central termoeléctrica con 1.777 MW de capacidad instalada). Pampa Energía, con una capacidad instalada de 2.268 MW, compite con nosotros con seis centrales, de las cuales, 612 MW son hidroeléctricas y 1.656 MW son termoeléctricas.

Operaciones en Brasil

Participamos en la generación eléctrica en Brasil a través de nuestras filiales Cachoeira Dourada y Fortaleza.

En diciembre de 2016, teníamos una capacidad instalada total de 992 MW en Brasil, representando el 0,6% de la capacidad total instalada del sistema del país.

Cachoeira Dourada es una empresa hidroeléctrica que consta de diez unidades de generación con una capacidad instalada total de 665 MW, ubicada en el sur de Brasil.

Fortaleza posee una central de ciclo combinado con tres unidades de generación que utilizan gas natural. La central está ubicada a 50 kilómetros de la capital del estado de Ceará y comenzó operaciones comerciales en 2003. Desde enero de 2010, Fortaleza ha recibido gas natural del terminal de regasificación de Pecem, una empresa no relacionada.

Para información sobre la capacidad de generación instalada de cada una de nuestras filiales brasileñas, véase “Ítem 4. Información sobre la Compañía— D. Propiedad, Plantas y Equipos— Propiedad, Plantas y Equipos de Empresas Generadoras.”

Durante 2016, nuestra generación termoeléctrica disminuyó en comparación con años anteriores debido a mantenimiento programado y no programado. Nuestra generación hidroeléctrica fue ligeramente superior a 2015 como resultado de condiciones hidrológicas favorables en 2016.

La siguiente tabla muestra la generación por tipo y filial en Brasil:

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN BRASIL (GWh)

	2016		Año terminado el 31 de diciembre de 2015		2014	
	Generación	%	Generación	%	Generación	%
Generación hidroeléctrica (Cachoeira Dourada)	2.093	57,1	2.057	46,8	2.741	52,5
Generación termoeléctrica (Fortaleza)	1.572	42,9	2.342	53,2	2.484	47,5
Total	3.665	100	4.398	100	5.225	100

La siguiente tabla muestra nuestra generación y compras de electricidad en Brasil:

GENERACIÓN Y COMPRAS DE ELECTRICIDAD EN BRASIL (GWh)

	2016		Año terminado el 31 de diciembre de 2015		2014	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
Generación de electricidad	3.665	38,8	4.398	67,2	5.225	73,5
Compras de electricidad	5.784	61,2	2.142	32,8	1.883	26,5
Total⁽¹⁾	9.448	100	6.540	100	7.108	100

(1) La generación de electricidad y las compras de electricidad pueden diferir del total vendido, debido a que se han descontado las pérdidas en transmisión, el consumo de nuestras centrales eléctricas y las pérdidas técnicas.

Durante 2016, Cachoeira tenía contratos de venta de energía con 22 empresas de distribución por un total de 705 GWh y 56 clientes no regulados por un total de 5.557 GWh.

La siguiente tabla muestra la distribución de las ventas de electricidad de Cachoeira Dourada por segmento de cliente:

VENTAS DE ELECTRICIDAD DE CACHOEIRA DOURADA POR SEGMENTO DE CLIENTE (GWh)

	2016		Año terminado el 31 de diciembre de 2015		2014	
	Ventas	% de Volumen de Ventas	Ventas	% de Volumen de Ventas	Ventas	% de Volumen de Ventas
Ventas contratadas	6.262	97,9	2.754	85,7	3.634	93,1
Ventas no contratadas	137	2,1	461	14,3	269	6,9
Total ventas electricidad ⁽¹⁾	6.399	100	3.215	100	3.903	100

(1) La generación de electricidad y las compras de electricidad pueden diferir del total vendido, debido a que se han descontado las pérdidas en transmisión, el consumo de nuestras centrales eléctricas y las pérdidas técnicas.

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2016, los clientes no regulados principales de Cachoeira Dourada (ordenados por energía contratada) fueron: Ferbasa, Volkswagen y General Motors.

Fortaleza tiene toda su producción dedicada a un contrato a largo plazo con Coelce que expira en 2023. La siguiente tabla muestra la distribución de las ventas de electricidad de Fortaleza por segmento de cliente:

VENTAS DE ELECTRICIDAD DE FORTALEZA POR SEGMENTO DE CLIENTE (GWh)

Año terminado el 31 de diciembre de

	2016		2015		2014	
	Ventas	% Volumen de Ventas	Ventas	% Volumen de Ventas	Ventas	% Volumen de Ventas
Ventas contratadas	2.998	98,3	3.128	94,0	2.903	90,6
Ventas no contratadas	51	1,7	198	6,0	302	9,4
Total ventas de electricidad	3.049	100	3.326	100	3.205	100

Operaciones en Colombia

Participamos en la generación eléctrica en Colombia a través de nuestra filial Emgesa. Al 31 de diciembre de 2016, Emgesa operaba 36 unidades de generación, con una capacidad instalada total de 3.509 MW, 3.065 MW de los cuales se originaron en centrales hidroeléctricas y 444 MW en termoeléctricas. Según *Expertos de Mercado S.A. E.S.P.* ("XM"), una empresa colombiana que ofrece servicios de sistema de gestión en tiempo real en los sectores de electricidad, servicios financieros y transporte, nuestras centrales de generación hidroeléctrica y termoeléctrica representaban el 21,1% de la capacidad de generación de electricidad total del país a diciembre de 2016. Para mayor información sobre la capacidad instalada total de cada una de nuestras filiales colombianas, véase "Ítem 4. Información sobre la Compañía — D. Propiedad, Plantas y Equipos—Propiedad, Plantas y Equipos de Empresas Generadoras."

Aproximadamente el 87% de nuestra capacidad instalada en Colombia es hidroeléctrica, y por consiguiente, nuestra generación eléctrica depende de los niveles de los embalses y de la pluviosidad. Según XM, nuestra participación en el mercado de generación fue el 22,8% en 2016. Aparte de las condiciones hidrológicas, la generación depende de nuestra estrategia comercial. Las empresas tienen libertad de ofrecer su electricidad al precio que determinan las condiciones del mercado, y son despachadas por una entidad operadora centralizada para generar de acuerdo al precio ofrecido, en lugar de ser despachadas en base a los costos operacionales, como ocurre en otros países en los que operamos.

Durante 2016, la generación hidroeléctrica representaba el 93,8% del total de nuestra generación y la generación termoeléctrica representaba el 6,2% restante. La mayor generación hidroeléctrica en 2016 se debe principalmente a la generación de El Quimbo, que comenzó a operar en noviembre de 2015. En 2016, las condiciones hidrológicas fueron más favorables en comparación con 2015, aunque ambos años fueron inferiores a los promedios históricos en Colombia. En el caso de Emgesa, según XM, los tres ríos que suministran agua a las centrales hidroeléctricas de Emgesa fueron los siguientes en comparación con sus niveles históricos: la cuenca del Río Guavio fue un 9% más alta, el Río Magdalena (Betania) fue 6,2% menor y el río Bogotá (Cadena Nueva) fue 9,3% mayor. Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2016, nuestra generación hidroeléctrica aumentó un 14,8% en comparación con 2015.

La siguiente tabla muestra la generación por tipo en Colombia:

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN COLOMBIA (GWh)

Año terminado el 31 de diciembre de

	2016		2015		2014	
	Generación	%	Generación	%	Generación	%
Generación hidroeléctrica	14.301	93,8	12.223	89,2	12.627	93,1
Generación termoeléctrica	920	6,2	1.482	10,8	932	6,9
Total generación	14.952	100	13.705	100	13.559	100

En 2016, Emgesa utilizó 286 kilo toneladas de carbón para su planta a carbón, Termozipa, obtenido de 22 proveedores locales, comparado a los 554 kilo toneladas usadas en 2015. Este menor consumo se puede explicar por una menor generación termoeléctrica como resultado de mejores condiciones hidrológicas en 2016 en comparación con 2015, cuando el fenómeno climático de El Niño determinó una hidrología más seca en Colombia.

Durante 2016, Emgesa realizó una nueva licitación para el suministro de carbón local para apoyar el Pago por Confiabilidad asociado a la central Termozipa para el período 2017-2019, que se adjudicó a 24 proveedores locales. El precio local del carbón se ha mantenido por debajo del precio de exportación, ya que los altos costos de transporte dificultan la competencia del carbón nacional en el mercado de exportación. Se espera que esta tendencia continúe en el mercado colombiano del carbón.

En 2016, Emgesa celebró una licitación para el suministro de petróleo para apoyar el Pago por Confiabilidad asociado a la central eléctrica de Cartagena para el período 2017-2019. El contrato fue adjudicado a Petromil, un actor importante en el mercado local de suministro de combustible. En 2016, la central eléctrica de Cartagena consumió 116 kilotonnes de petróleo, suministrado principalmente por Petromil con producto interno y 8,6 kilotonnes importados de otros proveedores.

La siguiente tabla muestra nuestra generación y compras de electricidad en Colombia:

GENERACIÓN Y COMPRAS DE ELECTRICIDAD EN COLOMBIA (GWh)

Año terminado el 31 de diciembre de

	2016		2015		2014	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
Generación de electricidad	14.952	82,2	13.705	80,2	13.559	85,3
Compras de electricidad	3.244	17,8	3.384	19,8	2.333	14,7
Total⁽¹⁾	18.196	100	17.089	100	15.892	100

(1) La generación de electricidad y las compras de electricidad pueden diferir del total vendido, debido a que se han descontado las pérdidas en transmisión, el consumo de nuestras centrales eléctricas y las pérdidas técnicas.

Colombia tiene un único sistema eléctrico interconectado, el Sistema Interconectado Nacional, (“SIN colombiano”). La demanda de electricidad en el SIN colombiano se mantuvo prácticamente sin cambios durante 2016, con un aumento del 0,2%. El consumo eléctrico total fue de 66.317 GWh en 2016, 66.173 GWh en 2015 y 63.570 GWh en 2014.

Colombia tiene un acuerdo con Ecuador para proveer una interconexión entre los sistemas eléctricos de ambos países. En 2016, los generadores de electricidad colombianos vendieron 43,9 GWh de electricidad a clientes ecuatorianos.

Además, Colombia tiene líneas de interconexión con Venezuela que operan en circunstancias excepcionales, según lo requiera cualquiera de los dos países. En abril de 2011, Colombia y Venezuela suscribieron un convenio para suministrar energía a Venezuela como parte de la normalización de las relaciones comerciales. El acuerdo incluye la importación de gasolina y diésel desde Venezuela. El total de energía exportada fue de 0,8 GWh en 2016.

La siguiente tabla muestra la distribución de las ventas de electricidad en Colombia, en términos de segmentos de clientes:

VENTAS DE ELECTRICIDAD POR SEGMENTO DE CLIENTE EN COLOMBIA (GWh)

Año terminado el 31 de diciembre de

	2016		2015		2014	
	Ventas	% Volumen de Ventas	Ventas	% Volumen de Ventas	Ventas	% Volumen de Ventas
Ventas contratadas	13.329	74,0	12.505	74,1	10.969	69,5
Ventas no contratadas	4.686	26,0	4.381	25,9	4.804	30,5
Total ventas electricidad ⁽¹⁾	18.015	100	16.886	100	15.773	100

(1) La generación de electricidad y las compras de electricidad pueden diferir del total vendido, debido a que se han descontado las pérdidas en transmisión, el consumo de nuestras centrales eléctricas y las pérdidas técnicas.

Durante 2016, Emgesa atendió a 468 clientes, 452 de los cuales fueron clientes no regulados y 16 fueron empresas de distribución y comercio. Las ventas de Emgesa a nuestra filial de distribución, Codensa, representaron el 46% del total de nuestras ventas contratadas con clientes regulados en 2016. Las ventas de electricidad a los cinco clientes no regulados más grandes alcanzaron el 21% del total de las ventas contratadas con clientes no regulados.

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2016, los principales clientes de distribución fueron: Codensa (nuestra filial), Electrificadora del Caribe (“Electrocaribe”), Empresas Públicas de Medellín (“EPM”), Centrales Eléctricas del Norte de Santander (“CENS”) y Empresa de Energía de Boyacá (“EBSA”).

Nuestros competidores más importantes en Colombia incluyen las siguientes empresas estatales: Empresas Públicas de Medellín (con una capacidad instalada de 3.202 MW) e Isagen (con una capacidad instalada de 2.988 MW). También competimos con las siguientes empresas privadas en Colombia: Chivor (con una capacidad instalada de 1.000 MW), que es de propiedad de Gener; Colinversiones (con una capacidad instalada de 2.069 MW), que incluye a Termoflores y Epsa; y Gecelca (con una capacidad instalada de 1.204 MW).

Operaciones en Perú

Participamos en la generación de electricidad en Perú a través de nuestras filiales Enel Generación Perú (antes Edegel S.A.A.) y Enel Generación Piura (anteriormente conocida como Empresa Eléctrica de Piura S.A.). Operamos un total de 27 unidades de generación en Perú, con una capacidad instalada total de 1.977 MW. Al 31 de diciembre de 2016, Enel Generación Perú posee 18 unidades

hidroeléctricas, con una capacidad instalada total de 787 MW, y los restantes 1.190 MW corresponden a siete unidades termoeléctricas. Enel Generación Piura tiene dos unidades termoeléctricas con una capacidad instalada agregada de 293 MW.

De acuerdo con el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (“Osinergmin”), el órgano regulador de la electricidad en Perú, nuestras centrales de generación hidroeléctrica y termoeléctrica en Perú representaron el 16,4 % de la capacidad total de generación de electricidad en el país al 31 de diciembre de 2016.

Para mayor información sobre la capacidad instalada de generación de cada una de nuestras centrales en Perú, véase “Ítem 4. Información sobre la Compañía – D. Propiedad, Plantas y Equipos – Propiedad, Plantas y Equipos de Empresas Generadoras”.

Según el Comité de Operación Económica del Sistema Peruano (“COES”), generamos el 18,3% de la producción total de electricidad en Perú en 2016.

La generación hidroeléctrica representó el 47,9 % del total de la producción de nuestras filiales generadoras peruanas en 2016. En el caso de Enel Generación Perú, en 2016 los niveles hidrológicos estuvieron por debajo de los promedios históricos en los ríos que abastecen las centrales hidroeléctricas de Enel Generación Perú. Según el COES, los niveles hidrológicos en la cuenca del Río Rimac (Huinco, Matucana, Callahuanca, Moyopampa y Huampaní) estuvieron un 8,9% más bajos que el promedio histórico; los niveles hidrológicos del Río Tulumayo (C. H. Chimay), 13,7% más bajos que el promedio, y los niveles hidrológicos del Río Tarma (C. H. Tanango) estuvieron un 23,7% más bajos que el promedio. Por otro lado, la generación termoeléctrica aumentó en comparación con 2015, debido principalmente a una mayor demanda de electricidad y a la menor generación hidroeléctrica, como se mencionó anteriormente.

La siguiente tabla muestra la generación por tipo y filial en Perú:

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN PERÚ (GWh)⁽¹⁾

	Año terminado el 31 de diciembre de					
	2016		2015		2014	
	Generación	%	Generación	%	Generación	%
Generación hidroeléctrica (Enel Generación Perú)	4.170	47,9	4.653	52,9	4.439	49,0
Generación termoeléctrica (Enel Generación Perú y Enel Generación Piura)	4.529	52,1	4.148	47,1	4.623	51,0
Total generación	8.698	100	8.801	100	9.062	100

Enel Generación Perú tiene contratos a largo plazo para el abastecimiento, transporte y distribución de gas para sus instalaciones de Ventanilla y Santa Rosa. También ha suscrito contratos de transferencia de capacidad con otros generadores, lo que le permite comercializar la capacidad de transporte para operar como lo ha indicado COES, y optimizar el uso de sistema de transporte de gas natural.

Enel Generación Piura tiene cinco acuerdos a largo plazo para la venta y compra de gas “húmedo”, que se mezcla con otros hidrocarburos, bajo el cual Enel Generación Piura compra gas “húmedo” y mediante un proceso obtiene gas “seco” que se utiliza para la generación de electricidad en su central de Malacas; y se vende a la refinería Talara (de propiedad de PetroPerú, la empresa petrolera nacional peruana) a través de un contrato de abastecimiento. Para satisfacer sus necesidades de gas seco, Enel Generación Piura firmó un acuerdo con la planta de procesamiento de Pariñas, que permite a Enel Generación Piura convertir el gas húmedo en gas seco y también de recuperar líquidos de gas natural, que se comparten con la planta de procesamiento de Pariñas.

La siguiente tabla muestra nuestra generación y compras de electricidad en Perú:

GENERACIÓN Y COMPRA DE ELECTRICIDAD EN PERÚ (GWh)⁽¹⁾

	Año terminado el 31 de diciembre de					
	2016		2015		2014	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
Generación de electricidad	8.698	88,8	8.801	94,8	9.062	91,4
Compras de electricidad	1.101	11,2	482	5,2	854	8,6
Total	9.800	100	9.283	100	9.916	100

(1) Incluye ventas a empresas de distribución sin contratos.

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de Perú (“SEIN”) es el único sistema interconectado en Perú. Las ventas de electricidad en el SEIN aumentaron en un 9,4% en 2016 en comparación con 2015, alcanzando 43.679 GWh.

La siguiente tabla presenta la distribución de las ventas de electricidad de Enel Generación Perú, en términos de segmento de clientes:

VENTAS DE ELECTRICIDAD POR SEGMENTO DE CLIENTES DE ENEL GENERACIÓN PERÚ (GWh)

	Año terminado el 31 de diciembre de					
	2016		2015		2014	
	Ventas	% Volumen de Ventas	Ventas	% Volumen de Ventas	Ventas	% Volumen de Ventas
Ventas contratadas ⁽¹⁾	8.734	96,1	7.971	92,3	8.719	93,6
Ventas no contratadas	358	3,9	662	7,7	601	6,4
Total ventas electricidad	9.091	100	8.633	100	9.320	100

(1) Incluye ventas a distribuidoras sin contrato.

Las ventas de electricidad de Enel Generación Perú aumentaron en un 5,3% en 2016 en comparación con 2015, principalmente debido a las mayores ventas a clientes regulados. En 2016, Enel Generación Perú tenía contratos con ocho clientes regulados y 21 clientes no regulados, y las ventas a los clientes no regulados representaron el 57,6% de las ventas contratadas totales de Enel Generación Perú.

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2016, los principales clientes de distribución de Enel Generación Perú fueron (ordenados por energía contratada): Enel Distribución Perú (nuestra filial), Luz del Sur, Seal, Electrosureste y Hidrandina. Los principales clientes no regulados de Enel Generación Perú fueron (ordenados por energía contratada): Votorantim Metais - Cajamarquilla S. A., Chinalco, Huidbay, Siderperú, Productos Tissue del Perú.

En 2016, Enel Generación Piura tenía contratos con once clientes regulados y cinco clientes no regulados. Las ventas a clientes regulados representaron el 92,2% del total de ventas contratadas de Enel Generación Piura.

La siguiente tabla muestra la distribución de las ventas de electricidad de Enel Generación Piura por segmento de cliente:

VENTAS DE ELECTRICIDAD POR SEGMENTO DE CLIENTES DE ENEL GENERACIÓN PIURA (GWh)

	Año terminado el 31 de diciembre de					
	2016		2015		2014 ⁽¹⁾	
	Ventas	% de Volumen de Ventas	Ventas	% de Volumen de Ventas	Ventas	% de Volumen de Ventas
Ventas contratadas ⁽¹⁾	648	91,4	597	91,8	498	83,6
Ventas no contratadas	61	8,6	54	8,2	98	16,4
Total ventas electricidad	709	100	650	100	596	100

(1) Incluye ventas a empresas de distribución sin contratos.

En el año terminado el 31 de diciembre de 2016, los clientes principales de distribución de Enel Generación Piura fueron Enel Distribución Perú y Luz del Sur.

Negocio de Transmisión de Electricidad

CIEN

Nuestro negocio de transmisión de electricidad se realiza a través de CIEN, una filial 100% de propiedad de Enel Brasil, en la cual tenemos el 99,3% de interés económico. CIEN consolida a CTM y TESA, que operan en el lado argentino de la línea de interconexión entre Argentina y Brasil. En 2016, CIEN representaba el 1,0% de nuestros ingresos de explotación y el 2,8% de nuestros resultados operacionales. CIEN es reconocida por la autoridad local como un “activo regulatorio” y como parte de la red brasileña y, por consiguiente, tiene el derecho de recibir pagos fijos llamados Remuneración Anual Permitida (“RAP”).

CIEN permite la integración energética del Mercosur, además de la importación y exportación de electricidad entre Argentina, Brasil y Uruguay. Tiene dos líneas de transmisión que cubren una distancia de 500 kilómetros entre Rincón en Argentina y la subestación Santa Catarina en Brasil, con una capacidad instalada total de 2.100 MW. CIEN opera cada línea de transmisión bajo una concesión a 30 años otorgada por el Gobierno brasileño que estará vigente hasta 2020 and 2022. Sus filiales, CTM y TESA, tienen concesiones otorgadas por el gobierno argentino que vencen el año 2087.

Negocio de Distribución de Electricidad

Nuestro negocio de distribución de electricidad se realiza en Argentina a través de Edesur, en Brasil a través Ampla y Coelce, en Colombia a través Codensa, y en Perú a través Enel Distribución Perú. Para el año terminado el 31 de diciembre de 2016, las ventas de electricidad aumentaron en un 0,5% en comparación con 2015, en total 62.716 GWh. Para mayor información sobre las ventas de energía por nuestras filiales de distribución en los últimos cinco años fiscales, véase “Ítem 3. Información Clave— A. Datos Financieros Seleccionados”.

Edesur (Argentina)

Edesur es una de las empresas de distribución más grandes en Argentina en términos de compras de energía. Edesur opera en un área de concesión de 3.309 kilómetros cuadrados en la parte sur central del área metropolitana de Buenos Aires, suministrando a aproximadamente 2,5 millones de clientes, bajo una concesión de 95 años otorgada por el Gobierno argentino que estará en vigencia hasta 2087. Al 31 de diciembre de 2016, los clientes residenciales, comerciales, industriales y otros, principalmente públicos y municipales, representaban el 45%, 30%, 16% y 9%, respectivamente, del total de las ventas en energía de Edesur. En 2016, sus pérdidas de energía fueron del 12,0%, en comparación con el 11,6% en 2015.

La siguiente tabla muestra los datos operacionales principales de Edesur para cada uno de los periodos indicados:

	Año terminado el 31 de diciembre de		
	2016	2015	2014
Ventas de electricidad (GWh)	18.493	18.492	17.972
Residencial	8.408	8.284	7.907
Comercial	4.512	4.489	4.485
Industrial	1.412	1.393	1.363
Otros clientes ⁽¹⁾	4.161	4.326	4.217
Número de clientes (En miles)	2.504	2.479	2.464
Residencial	2.200	2.174	2.160
Comercial	273	273	270
Industrial	22	21	23
Otros clientes	9	11	11
Energía comprada (GWh) ⁽²⁾	21.039	21.084	20.174
Total pérdidas de energía (%) ⁽³⁾	12,0	11,6	10,8

(1) Las cifras de otros clientes incluyen peajes.

(2) Edesur compró toda su energía de CAMMESA, la agencia gubernamental que regula y actúa como intermediario entre la generación y la distribución.

(3) Las pérdidas de energía se calculan como la diferencia porcentual entre la energía comprada y la energía vendida excluyendo peajes y consumo de energía no facturado (GWh) en un periodo determinado. Las pérdidas en distribución surgen principalmente de conexiones ilegalmente intervenidas a líneas de transmisión además de pérdidas técnicas. La cifra reportada en 2015 difiere de la reportada anteriormente debido a la recuperación de líneas ilegalmente conectadas.

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2016, los principales clientes no regulados de Edesur fueron (ordenados alfabéticamente): Abbott Laboratories Argentina S.A., American Express, Arcor, Cencosud S.A., Gas Lanus S.A., Jumbo Retail S.A., Metalcris S.A., Petrobras Energía S.A., Pfizer S.R.L., Pluspetrol S.A., Praxair Argentina S.R.L., Telefónica de Argentina S.A y Walmart Argentina.

En el año 2016, la tasa de recaudación de clientes fue del 103%, comparado con el 100,0%, en 2015. La tasa de recaudación de 2016 fue superior al 100% debido a la recaudación de facturas no pagadas de años anteriores.

En 2016, Edesur mantuvo la distribución de energía en Buenos Aires y cumplió con el plan de inversión del año.

El 29 de enero de 2016, el Ministerio de Energía y Minería instruyó al Ente Nacional Regulador de la Electricidad ("ENRE") para ajustar la tarifa de Edesur a través de una tarifa transitoria hasta la aplicación de la Revisión Tarifaria Integral ("RTI"), que inicialmente debía aplicarse antes del 31 de diciembre de 2016, pero que entró en vigor el 1 de febrero de 2017.

Bajo la RTI, el incremento total estimado es del 72% para toda la tarifa, incluyendo el incremento del VAD, que se aplicará en dos etapas: la primera el 1 de noviembre de 2017 y la segunda el 1 de febrero de 2018, que se incluirá gradualmente como parte de la tarifa, en 48 cuotas a partir del 1 de febrero de 2018.

La nueva tarifa estará vigente por cinco años hasta enero de 2022 y se ajustará semestralmente, principalmente en función de la inflación y en factores de eficiencia de la calidad del servicio e inversiones definidas en la Resolución 64/2017 del ENRE.

A partir de la aplicación de la nueva RTI en febrero de 2017, ha concluido el período de transición tarifario y Edesur se rige por su contrato de concesión.

Ampla (Brasil)

Ampla es la segunda mayor empresa de distribución de electricidad en el Estado de Río de Janeiro, Brasil, en términos de número de clientes y de ventas anuales de energía. Ampla se dedica principalmente a la distribución de energía eléctrica en 66 municipios ubicados en el Estado de Río de Janeiro y suministra a casi 3 millones de clientes en un área de concesión de 32.615 kilómetros cuadrados, con una población estimada de 8 millones. Ampla opera bajo una concesión de 30 años otorgada por el Gobierno brasileño y permanecerá vigente hasta diciembre de 2026. Al 31 de diciembre de 2016, los clientes residenciales, comerciales, industriales y otros representaban el 40%, 18%, 6% y 36%, respectivamente, de las ventas totales de Ampla de 11.181 GWh. En el año 2016, sus pérdidas de energía fueron del 19,4%, frente al 20,9% en 2015.

La siguiente tabla muestra los principales datos de desempeño de Ampla para cada uno de los períodos indicados:

	Año terminado el 31 de diciembre de		
	2016	2015	2014
Ventas de electricidad (GWh)	11.181	11.096	11.678
Residencial	4.688	4.715	4.754
Comercial	2.088	2.187	2.232
Industrial	638	872	970
Otros clientes ⁽¹⁾	3.767	3.322	3.721
Número de clientes (en miles)	3.054	2.997	2.876
Residencial	2.775	2.697	2.607
Comercial	177	175	172
Industrial	5	5	5
Otros clientes	97	120	92
Energía comprada (GWh)	14.348	14.591	14.647
Total pérdidas de energía (%)⁽²⁾	19,4	20,9	20,3

(1) Las cifras para otros clientes incluyen los peajes.

(2) Las pérdidas de energía se calculan como la diferencia porcentual entre la energía comprada y la vendida excluyendo peajes y consumo de energía no facturado (GWh) en un periodo determinado. Las pérdidas en distribución surgen de conexiones ilegalmente intervenidas a líneas de transmisión además de pérdidas técnicas. La cifra reportada en 2015 difiere de la reportada anteriormente debido a la recuperación de líneas ilegalmente conectadas.

En 2016, la tasa de recaudación de clientes fue del 97,1%, en comparación con el 94,2% en 2015.

En el año terminado el 31 de diciembre de 2016, los principales clientes no regulados de Ampla fueron (ordenados alfabéticamente): Anglo Ferrous Minas-Rio Mineral, Braskem Petroquímica, Lafarge Brasil, LLX Minas-Rio Logística, MAN Latin América, Michelin, Petrobras, Peugeot, Rio Polimeros S.A. y Votorantim.

Bajo el Contrato de Concesión N° 05/1996, que regula la distribución de electricidad en el área de concesión de Ampla, la empresa está sujeta a una revisión integral de tarifa por la ANEEL cada cinco años. Sin embargo, Ampla ha negociado una revisión tarifaria anticipada para 2018 en lugar de 2019.

Al 15 de marzo de 2016, la revisión tarifaria anual aumentó las tarifas promedio de los consumidores en un 7,4%.

Coelce (Brasil)

Coelce se dedica principalmente a la distribución de electricidad a municipios ubicados en el Estado de Ceará, y suministra energía a casi 3,8 millones de clientes dentro de un área de concesión de 148.920 kilómetros cuadrados, con una población estimada de 8,8 millones. Coelce opera bajo una concesión de 30 años otorgada por el Gobierno brasileño, que permanecerá en vigor hasta diciembre de 2027. Al 31 de diciembre de 2016, los clientes residenciales, comerciales, industriales y otros representaron el 36%, 18%, 9% y 37% respectivamente, de las ventas totales de energía de Coelce de 11.628 GWh. En los años 2016 y 2015, las pérdidas de energía fueron de 12,5%.

La siguiente tabla muestra los datos de operación principales de Coelce para cada uno de los periodos indicados:

	Año terminado el 31 de diciembre de		
	2016	2015	2014
Ventas de electricidad (GWh)	11.628	11.229	11.165
Residencial	4.129	3.959	3.940
Comercial	2.136	2.148	2.076
Industrial	1.055	1.196	1.206
Otros clientes ⁽¹⁾	4.308	3.925	3.942
Número de clientes (En miles)	3.890	3.758	3.625
Residencial	2.861	2.865	2.802
Comercial	236	232	230
Industrial	8	7	7
Otros clientes	786	654	587
Energía comprada (GWh)	13.298	13.016	12.806
Total pérdidas de energía (%)⁽²⁾	12,5	12,5	12,8

(1) Las cifras para otros clientes incluyen peajes.

(2) Las pérdidas de energía se calculan como la diferencia porcentual entre la energía comprada y la vendida excluyendo peajes y consumo de energía no facturado (GWh) en un periodo determinado. Las pérdidas en distribución surgen de conexiones ilegalmente intervenidas a líneas de transmisión además de pérdidas técnicas. La cifra reportada en 2015 difiere de la reportada anteriormente debido a la recuperación de líneas ilegalmente conectadas.

En 2016, la tasa de recaudación de clientes fue del 97,8% comparado con el 96,1% en 2015.

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2016, los clientes principales no regulados de Coelce fueron (ordenados alfabéticamente): Durametal Esmaltec, Gerdau, Grandene, Mecesa, Norsa Refrigerante, Shopping Norte, Petrobras, Vicunha Textil y Votorantim.

En virtud del contrato de concesión que regula la distribución de electricidad en la zona de concesión de Coelce, Coelce está sujeto a una revisión tarifaria exhaustiva por parte de la ANEEL cada cuatro años, y la siguiente se espera en 2019.

Al 19 de abril de 2016, la revisión tarifaria anual aplicó un aumento promedio de 13,0% a los consumidores.

Codensa (Colombia)

Codensa es una empresa colombiana de distribución de electricidad que suministra energía a un área de concesión de 35.194 kilómetros cuadrados en Bogotá y otros 135 municipios de las provincias de Cundinamarca, Tolima y Boyacá, con aproximadamente 3,2 millones de clientes.

Bajo la ley colombiana, dado que no se otorgan concesiones, se requiere una autorización administrativa para prestar el servicio de distribución. En el caso de Codensa, la autorización es de duración indefinida.

Desde 2001, Codensa solo suministra a clientes regulados. El mercado no regulado es atendido directamente por nuestra empresa de generación, Emgesa, a excepción del alumbrado público en Bogotá. En los años 2016 y 2015, las pérdidas de energía fueron del 7,1%.

La siguiente tabla muestra los principales datos operacionales de Codensa para cada uno de los períodos indicados:

Año terminado el 31 de diciembre de			
	2016	2015	2014
Ventas de electricidad (GWh)	13.632	13.946	13.660
Residencial	4.656	4.665	4.575
Comercial	2.294	2.280	2.213
Industrial	1.047	1.011	931
Otros clientes ⁽¹⁾	5.635	5.990	5.941
Número de clientes (En miles)	3.248	2.865	2.772
Residencial	2.890	2.543	2.459
Comercial	302	273	265
Industrial	48	45	44
Otros clientes	8	4	4
Energía comprada (GWh)⁽²⁾	14.680	15.039	14.726
Total pérdidas de energía (%)⁽³⁾	7,1	7,1	7,2

(1) Las cifras para otros clientes incluyen peajes.

(2) Durante 2016, el 42% de la electricidad comprada fue adquirida de Emgesa, el 20% en 2015 y el 28% en 2014.

(3) Las pérdidas de energía se calculan como la diferencia porcentual entre la energía comprada y la vendida excluyendo peajes y consumo de energía no facturado (GWh) en un periodo determinado. Las pérdidas en distribución surgen de conexiones ilegalmente intervenidas a líneas de transmisión además de pérdidas técnicas. La cifra reportada en 2015 difiere de la reportada anteriormente debido a la recuperación de líneas ilegalmente conectadas.

En 2016, la tasa de recaudación de clientes fue del 99,8% en comparación con el 100,5% en 2015. La recaudación de 2015 superó el 100% debido a la recaudación de facturas impagas de años anteriores.

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2016, el único cliente no regulado de Codensa fue Alumbrado Público Distrito Capital Bogotá.

La revisión tarifaria ordinaria de Codensa está actualmente en curso y se espera que concluya en 2017.

Enel Distribución Perú (Perú)

Enel Distribución Perú es una empresa de distribución de electricidad peruana que opera en un área de concesión de 1.517 kilómetros cuadrados bajo una concesión indefinida otorgada por el gobierno peruano. Cuenta con una concesión exclusiva para distribuir electricidad en la parte norte del área metropolitana de Lima, así como algunas provincias en la región de Lima, incluyendo Huaral, Huaura, Barranca y Oyón y la adyacente provincia del Callao. Al 31 de diciembre de 2016, Enel Distribución Perú distribuyó electricidad a aproximadamente 1,4 millones de clientes, un aumento de un 2,2% en comparación con 2015.

Al 31 de diciembre de 2016, Edelnor registró ventas de energía total de 7.782 GWh, un aumento de un 2,1% en comparación con 2015. En 2016, las pérdidas de energía bajaron al 7,8% desde el 8,1% en 2015.

La siguiente tabla muestra los datos de desempeño principal de Enel Distribución Perú para cada uno de los períodos indicados:

	Año terminado el 31 de diciembre de		
	2016	2015	2014
Ventas de electricidad (GWh)	7.782	7.624	7.339
Residencial	2.818	2.839	2.719
Comercial	1.353	1.688	1.641
Industrial	1.421	1.213	1.220
Otros clientes ⁽¹⁾	2.190	1.884	1.759
Número de clientes (En miles)	1.367	1.336	1.293
Residencial	1.296	1.266	1.223
Comercial	42	42	42
Industrial	1	1	1
Otros clientes	28	27	27
Energía comprada (GWh) ⁽²⁾	8.444	8.311	7.995
Total pérdidas de energía (%) ⁽³⁾	7,8	8,1	8,2

(1) Las cifras para otros clientes incluyen peajes y no considera consumo propio.

(2) En 2016, el 35% de la electricidad comprada fue adquirida a Edegel, Chinango y Enel Generación Piura. En 2015, el 26% de la electricidad

(3) Las pérdidas de energía se calculan como la diferencia porcentual entre la energía comprada y la vendida excluyendo peajes y consumo de energía no facturado (GWh) en un periodo determinado. Las pérdidas en distribución surgen de conexiones ilegalmente intervenidas a líneas de transmisión además de pérdidas técnicas. La cifra reportada en 2015 difiere de la reportada anteriormente debido a la recuperación de líneas ilegalmente conectadas.

En 2016, los principales clientes regulados de Edelnor fueron (ordenados alfabéticamente): Alicorp, APM Terminals, Centro Comercial Plaza Norte, Corporación Celima, Corporación JR Lindley, DP World, Fabrica Peruana de Eternit, Goodyear Perú, G&M Ferrovías S.A., Indeco, Lima Airport Partners, Makro Refineria La Pampilla, Sodima y YOBEL.

En 2016, la tasa de recaudación de clientes fue del 99,8% comparado al 98,6% en 2015.

La revisión de las tarifas de distribución de Enel Distribución Perú se espera para octubre de 2017, pero el 21 de diciembre de 2016, el Ministerio de Energía y Minas de Perú amplió la aplicación de las tarifas vigentes hasta octubre de 2018.

Para más detalles sobre la regulación de los negocios de distribución, véase “Ítem 4. Información sobre la Compañía– B. Visión General del Negocio — Marco Regulatorio de la Industria de Electricidad”. Para mayor información sobre el impacto financiero, véase “Ítem 5. Resumen Operativo y Financiero y Perspectivas — A. Resultados Operacionales — 2. Análisis de los Resultados Operacionales para los Años Terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.”

Estacionalidad

El negocio de distribución está directamente influenciado por los cambios estacionales en la demanda de energía. Aunque el precio al que una empresa de distribución compra electricidad puede cambiar estacionalmente y tiene un impacto en el precio al que se vende a los usuarios finales, no tiene un impacto en nuestra rentabilidad, ya que el costo de la electricidad comprada se pasa a los usuarios finales a través de tarifas que se establecen para períodos multianuales.

MARCO REGULATORIO DE LA INDUSTRIA DE ELECTRICIDAD

La siguiente tabla muestra un resumen de las principales características del marco regulatorio de la electricidad por segmento de negocio en los países en que operan.

		Argentina	Brasil	Colombia	Perú
GX	Mercado no regulado	Esquema de remuneración regulado (Resolución N° 482/2015)	Mercados spot con precios definidos por el regulador	Mercados spot con costo licitado (Precio ofertado)	Mercados spot con costos auditados por el regulador
	Regulado	Precio estacional	Licitación de energía termoeléctrica- 20 años / hidroeléctrica- 30 años	Licitación 3/5 años	Precio de nodo y licitación hasta 20 años
	Capacidad	Contribución a demanda de punta	--	Contribución energía firme (licitaciones de energía de por lo menos 20 años)	Ingresos basados en contribuciones durante la demanda de punta
TX	Características	Público – Acceso abierto – Tarifa regulada Régimen monopólico para los Operadores del Sistema de Transmisión (“OST”)			
DX	Ley	Contrato de concesión		Autorización de zona de operación	Concesión administrativa (indefinida)
	Expansión	95 años	30 años	-	Indefinido
	Revisión tarifaria	5 años	4/5 años	5 años	4 años
CX	Clientes no regulados	> 0,03 MW	> 0,5 MW a 3MW/ERNC >3MW/convencional	> 0,1 MW	> 0,2 a 2,5 MW opcional >2,5 MW obligatorio
	Mercado no regulado (%)	≈ 20%	≈ 25%	≈ 30%	≈ 45%

GX: Generación

TX: Transmisión

DX: Distribución

CX: Comercialización

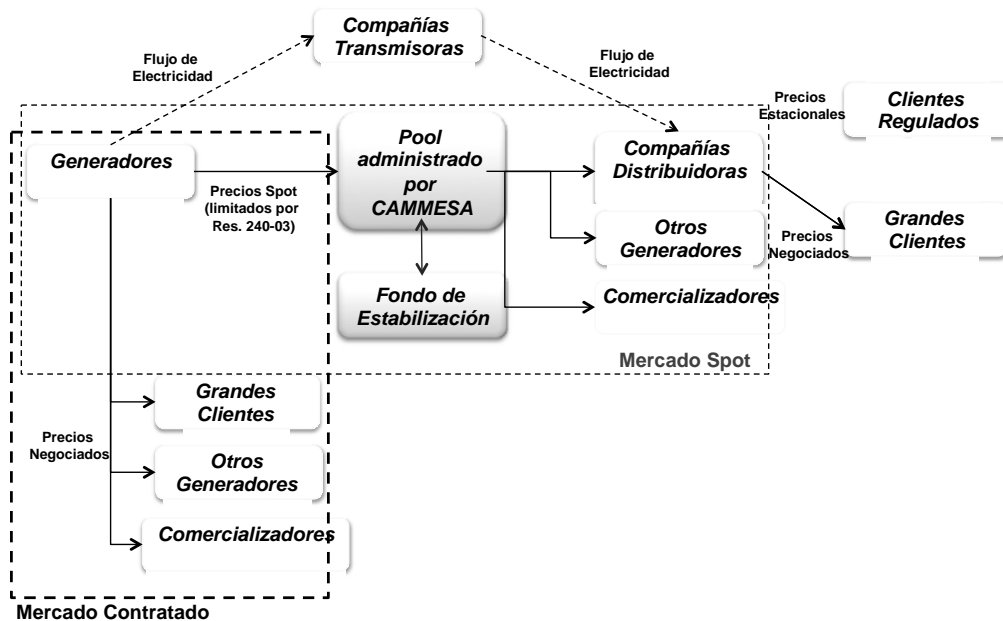
Marco Regulatorio de la Electricidad en Argentina

Visión General de la Industria y Estructura

En el Mercado Eléctrico Mayorista argentino (“MEM argentino”) hay cuatro categorías de agentes locales (generadores, transmisores, distribuidores y grandes clientes) y dos agentes externos (comercializadores de generación y comercializadores de

demanda), quienes están autorizados para comprar y vender electricidad y productos relacionados.

El siguiente diagrama muestra las relaciones entre los diferentes actores del MEM argentino:



El sector generación fue organizado sobre una base competitiva hasta marzo de 2013, con empresas generadoras independientes que vendían su producción en el mercado spot del MEM argentino, mediante contratos privados a compradores en el mercado de contratos del MEM argentino o a CAMMESA, a través de transacciones especiales.

El 26 de marzo de 2013 la Secretaría de Energía argentina publicó la Resolución N° 95/2013 que estableció un esquema de remuneración regulada para la actividad de generación de energía, comenzando de manera retroactiva desde febrero de 2013. El 2 de febrero de 2017, la Secretaría de Energía Eléctrica publicó la Resolución N° 19/2017 que estableció un nuevo esquema de remuneración para los generadores de energía existentes.

El sector de la transmisión es considerado como un servicio público que opera bajo condiciones monopólicas y está compuesto por varias compañías a las cuales el Gobierno argentino otorga concesiones. Una concesionaria opera y mantiene las instalaciones de más alto voltaje, y ocho concesionarias operan y mantienen instalaciones de medio y alto voltaje, a las cuales se conectan las centrales generadoras, los sistemas de distribución y los grandes clientes. Los sistemas de interconexión internacional también requieren concesiones otorgadas por la Secretaría de Energía argentina. Las compañías de transmisión están autorizadas para cobrar diferentes peajes por sus servicios.

La distribución es considerada como un servicio público, opera en condiciones de monopolio y está compuesta por compañías a las cuales el Gobierno argentino ha otorgado concesiones. Las empresas de distribución tienen la obligación de asegurarse de que la electricidad esté disponible a los consumidores finales dentro de un área de concesión específica, independientemente de si este cliente tiene contrato con la distribuidora o directamente con una generadora. Por consiguiente, estas empresas tienen tarifas reguladas y están sujetas a estándares de calidad de servicio. Las empresas distribuidoras pueden adquirir electricidad en el mercado spot del MEM argentino, al llamado “precio estacional”, definido por la Secretaría de Energía argentina como el tope para los costos de electricidad comprada por los distribuidores y que puede ser traspasado a los clientes regulados. Existen dos áreas de distribución de electricidad sujetas a concesión federal. Los concesionarios son: Edesur (una de nuestras filiales) y Edenor (que no tiene relación con nosotros), ambas ubicadas en el área del Gran Buenos Aires. Las áreas de distribución local están sujetas a concesiones otorgadas por las autoridades provinciales o municipales. Sin embargo, todas las empresas de distribución que actúan en el MEM argentino deben operar de acuerdo a sus reglas.

Entre los clientes, existen clientes regulados que son abastecidos por distribuidores a tarifas reguladas y los clientes grandes, que se clasifican en tres categorías: grandes clientes mayores, grandes clientes menores y grandes clientes privados. Cada una de estas categorías tiene diferentes requerimientos en cuanto a las compras de su demanda de energía. Por ejemplo, los grandes clientes mayores deben comprar el 50% de su demanda mediante contratos de suministro y el resto en el mercado spot, mientras que los grandes clientes menores y los grandes clientes privados deben comprar toda su demanda a través de contratos de suministro. Los grandes clientes participan en CAMMESA designando dos directores activos y dos suplentes a través de la Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de Argentina. Desde el 2013, debido a la Resolución N° 95, los grandes clientes compran electricidad directamente de CAMMESA, posterior al vencimiento de sus contratos bilaterales directamente con los generadores.

Existe un sistema interconectado, el SIN argentino, y sistemas más pequeños que proveen electricidad a áreas específicas. De acuerdo al Instituto de Estadísticas y Censos de Argentina (datos provisionales 2014 del Ministerio de Planificación Federal), el 99,4% de la energía requerida por el país es suministrada por el SIN argentino y solo el 0,6% es proporcionado por sistemas aislados

Principales Autoridades Regulatorias

El Ministerio de Energía y Minería argentino es el principal responsable de estudiar y analizar el comportamiento de los mercados de energía, preparar el plan estratégico respecto de la electricidad, hidrocarburos y otros combustibles, promoviendo políticas para aumentar la competencia y mejorar la eficiencia en la asignación de los recursos, liderando las acciones para aplicar las políticas del sector, orientando a los nuevos operadores al interés general, respetando la explotación racional de los recursos naturales y la preservación del medioambiente.

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad argentino (“ENRE”) lleva a cabo las medidas necesarias para que se cumplan los objetivos de política nacional con respecto a la generación, transmisión y distribución de electricidad. Sus principales objetivos son proteger los derechos de los consumidores, promover la competitividad en la producción, estimular las inversiones para asegurar el suministro en el largo plazo, promover el acceso libre, uso no discriminatorio y el uso generalizado de los servicios de transmisión y distribución, regular los servicios de transmisión y distribución para asegurar tarifas justas y razonables y estimular la inversión privada en la producción, transmisión y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible. El ENRE controla directamente la administración de Edenor y Edesur dado que son empresas de distribución que operan bajo una concesión nacional. En el caso de Edesur, el 12 de julio de 2012, el ENRE designó un supervisor, originalmente por 45 días hábiles, plazo que fue prorrogado por periodos sucesivos de la misma duración, con el objeto de monitorear y controlar los actos de administración de la empresa. La Resolución ENRE N° 243/2013 aumentó el plazo de 45 a 90 días hábiles y puede ser extendido por plazos sucesivos de 90 días. La designación del supervisor terminó en 2016.

Las principales funciones de CAMMESA son la coordinación y despacho de las operaciones, el establecimiento de precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas hechas a través del SIN argentino. Es también responsable de ejecutar el despacho económico a través de consideraciones económicas y racionalidad en la administración del recurso energía, coordinar la operación centralizada del SIN argentino para garantizar su seguridad y calidad, y administrar el MEM argentino, con el objeto de asegurar la transparencia a través de la participación de todos los actores involucrados y con respeto a las regulaciones respectivas.

Las principales funciones del Consejo Federal de Electricidad argentino son las siguientes: (i) administrar los fondos específicos para el sector de la electricidad y (ii) asesorar a la autoridad ejecutiva nacional y a los gobiernos provinciales con respecto a la industria eléctrica, las prioridades en el desarrollo de estudios y obras, concesiones y autorizaciones, y precios y tarifas en el sector de la electricidad. También provee asesoría respecto de las modificaciones que resultan de la legislación referente a la industria eléctrica.

El Consejo Federal del Medioambiente es una rama institucional del gobierno federal con la autoridad de atender los problemas medioambientales y sus soluciones en Argentina. Tiene autoridad legal para coordinar el desarrollo de la política medioambiental entre los estados miembros. Los estados miembros adoptan regulaciones o normas que son emitidas por la Asamblea Argentina, las que son emitidas como resoluciones.

El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable, un miembro del Consejo Federal del Medioambiente, asesora al Jefe del Gabinete de Ministros en la implementación de las medidas medioambientales y articula su inserción en los ministerios y otras áreas de la administración pública nacional. Procura fomentar la explotación racional y la soberanía sobre los recursos naturales de Argentina con consideración a la equidad e inserción social. La Secretaría está involucrada en la planificación y preservación medioambiental, planificación e implementación de la administración medioambiental nacional en la implementación del desarrollo sustentable, uso

racional de los recursos no renovables y diagnóstico de los problemas medioambientales, en coordinación con las diferentes áreas del Gobierno argentino.

La Ley Eléctrica

Generalidades

Originalmente, la industria eléctrica argentina fue desarrollada por empresas privadas. Debido a problemas de servicio, el Gobierno argentino comenzó a intervenir el sector en los años 1950s e inició un proceso de nacionalización. Se promulgó la Ley N° 15.336/60 para organizar el sector y establecer el marco regulatorio federal para iniciar proyectos mayores de transmisión y generación. Se crearon varias compañías del estado dentro de ese marco para llevar a cabo varios proyectos hidroeléctricos y nucleares.

Como resultado de la interrupción del servicio de electricidad en 1989, se aprobaron las siguientes leyes comenzando en 1990: Ley N° 23.696 (“Reforma del Estado”), Ley N° 23.697 (“Emergencia Económica”) y Ley N° 24.065 (“Marco de la Electricidad”). El objetivo de la nueva legislación fue esencialmente reemplazar el sistema verticalmente integrado basado en un monopolio del Estado centralmente planificado por un sistema competitivo basado en el mercado y en la planificación indicativa.

Desarrollos Regulatorios: la Industria después de la Ley de Emergencia Pública

En 2002 se promulgó la Ley N° 25.561, conocida como la Ley de Emergencia Pública, para manejar la crisis económica que comenzó ese año. Ésta obligó la renegociación de los contratos de servicios públicos (tales como contratos de concesión de transmisión y distribución de electricidad), e impuso la conversión de obligaciones nominadas en dólares a pesos argentinos a una tasa fija de Ar\$ 1,00 por US\$ 1,00. La conversión obligatoria de las tarifas de transmisión y distribución de dólares a pesos argentinos a una tasa fija (comparada con la tasa de cambio de mercado a esa fecha de aproximadamente Ar\$ 3,00 por US\$ 1,00) y las medidas regulatorias para limitar y reducir los “precios estacionales”, impidieron el traspaso de los costos variables de generación a las tarifas de los clientes finales. La Ley de Emergencia Pública también dio poderes al Gobierno argentino para llevar a cabo medidas monetarias, financieras y cambiarias adicionales para superar la crisis económica en el mediano plazo. Estas medidas han sido periódicamente extendidas. La más reciente, la ley N° 27.200, que fue promulgada en noviembre 2015 y extendió las medidas hasta el 31 de diciembre de 2017.

La ex Secretaría de Energía argentina introdujo una serie de medidas regulatorias dirigidas a corregir los efectos de la devaluación sobre los costos y precios del MEM argentino y a reducir los precios pagados por los clientes finales.

La Resolución SE N° 240/2003 cambió el método para calcular los precios spot, desacoplando esos precios del costo marginal de operación. Antes de esta resolución, los precios spot en el MEM eran típicamente fijados por unidades operando con gas natural en la temporada cálida (desde septiembre hasta abril) y unidades operando con combustible diésel en el invierno (de mayo a agosto). Debido a las restricciones en el suministro de gas natural, los precios de invierno fueron más altos, y se vieron afectados por la importación de combustible con precios en dólares. La resolución también impone un límite superior al precio spot en 120 Ar\$/MWh, que estaba vigente hasta la adopción de la Resolución 95 (marzo de 2013). Los generadores que adoptaron la Resolución N° 95/2013 se remuneran mediante tal resolución y posteriormente por la Resolución N° 529/2014, la Resolución N° 482/2015 y la Resolución N° 22.

Hasta el año pasado, el Gobierno argentino ha evitado el aumento de las tarifas de electricidad a clientes finales y los precios estacionales se han mantenido fijos en pesos argentinos.

La ex Secretaría de Energía argentina publicó la Resolución N° 95/2013, la Resolución N° 529/2014 y la resolución N° 482/2015, en 2013, 2014 y 2015, respectivamente, y bajo el nuevo gobierno, la Secretaría de Energía Eléctrica publicó la Resolución N° 22, que estableció un nuevo esquema retributivo para todas las empresas generadoras excepto para biomasa/biogás, plantas hidroeléctricas, centrales nucleares y bloques de energía comercializados a través de contratos energéticos regulados por la Secretaría de Energía. El esquema de remuneración se basa en costos promedio para las empresas generadoras, en contraste con el anterior sistema de precio marginal. El nuevo esquema establece pagos para costos fijos y costos variables dependiendo del tipo de tecnología, ya sea hidroeléctrica, termoeléctrica (turbina a gas, turbina a vapor, ciclo combinado), moto-generadores de combustión interna, eólica, solar fotovoltaica, biomasa/biogás, así como el tamaño de la planta (unidades pequeñas, medianas o grandes) separado por su tecnología y el tipo de combustible utilizado (gas natural, petróleo/ gasóleo, biocombustibles o carbón).

El 16 de diciembre de 2015, el presidente argentino promulgó el Decreto N° 134/2015, que declaró una estado de emergencia para el sector Nacional de Electricidad hasta el 31 de diciembre 2017 e instruyó al recién creado Ministerio de Energía y Minería que preparara

e implementara un programa para mejorar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar que el suministro se realice con las mejores condiciones técnicas y económicas.

El 22 de marzo de 2016, la Secretaría de Energía argentina emitió la Resolución 21, en la que se pedía capacidad adicional de generación termoeléctrica para las temporadas de verano de 2016 y 2017 y durante las temporadas de invierno de 2017 y 2018. Como resultado de ello, se adjudicaron licitaciones de 2.871 MW, de los cuales 1.915 MW fueron licitados durante la primera etapa y los otros 956 MW fueron adjudicados en una segunda etapa.

El 2 de febrero de 2017, la Resolución 19 de la Secretaría de Energía Eléctrica (“SEE”) estableció directrices para la remuneración de las centrales eléctricas existentes. La resolución define una remuneración mínima para la electricidad por tecnología y escala. Adicionalmente, las unidades termoeléctricas tienen la opción de ofrecer compromisos de disponibilidad con igual retribución diferencial para todas las tecnologías. Las generadoras termoeléctricas pueden declarar durante cada período de verano el valor de la potencia firme que se va a asignar a cada unidad durante un período de tres años con la posibilidad de diferenciar entre el verano y el invierno (pueden realizarse ajustes en el mismo período).

Como excepción aplicable a 2017, se autoriza la declaración de “Compromisos Garantizados de Disponibilidad” junto con la información requerida para la Programación Estacional de Invierno, del 1 de mayo al 31 de octubre de 2017. Los generadores firmarán un contrato de Compromiso de Disponibilidad Garantizada con CAMMESA, quien a su vez podrá asignar el contrato de demanda según lo definido por la SEE. La retribución percibida por una unidad con electricidad comprometida será proporcional a su cumplimiento o al valor mínimo calculado sobre la base del precio mínimo de la energía. Los generadores termoeléctricos también pueden ofrecer disponibilidad de energía adicional por períodos bimensuales, que serán subastados a un precio máximo.

Para las centrales hidroeléctricas, se define un nuevo esquema para evaluar la potencia basada en la potencia real disponible (lo que implica un valor de potencia más elevado para la remuneración en comparación con la regulación anterior). Las centrales hidroeléctricas también tienen un precio de energía base y un precio adicional diferenciado de mayo a octubre de 2017, y otro a partir de noviembre de 2017. Los valores de remuneración de la Resolución 19 están expresados en dólares y se convertirán al tipo de cambio publicado por la Central Banco de Argentina correspondiente al último día hábil, con fechas de vencimiento establecidas por CAMMESA.

FONINVEMEM

La Resolución N° 712 creó el FONINVEMEN, un fondo cuyo propósito es aumentar la generación y la potencia eléctrica dentro del MEM argentino. De acuerdo a la Resolución N° 406, la Secretaría de Energía argentina decidió pagar a los generadores el precio spot hasta el monto disponible en un fondo de estabilización, después de cobrar a los compradores del mercado spot a los precios estacionales, que eran más bajos que los precios spot del mismo período. El FONINVEMEN recibiría las diferencias entre los precios spot y los pagos a los vendedores, de acuerdo a la Resolución N° 406, desde el 1 de enero de 2004 hasta el 31 de diciembre de 2006. CAMMESA fue designado para administrar el FONINVEMEN.

En virtud de resolución N° 1.193, todos los generadores privados en el MEM argentino fueron llamados a participar en la construcción, operación y mantención de las centrales de generación eléctrica que se construirán con los fondos de FONINVEMEM, que consisten en dos centrales de generación de ciclo combinado de aproximadamente 825 MW cada una.

Debido a los recursos deficientes para construir las centrales, la Resolución N° 564 requirió que todos los generadores del sector privado derivados del MEM se comprometieran con el FONINVEMEN al incluir las diferencias entre los precios spot y los pagos efectuados en conformidad con la Resolución N° 406 por un período adicional terminando el 31 de diciembre de 2007. Estas centrales fueron terminadas en 2010 y funcionan con gas natural o combustibles alternativos.

Convenio para Administrar y Operar Proyectos

El 25 de noviembre de 2010 la Secretaría de Energía argentina suscribió un convenio con varias empresas generadoras, incluyendo nuestras filiales, en orden a: (i) aumentar la disponibilidad de unidades termoeléctricas, (ii) aumentar los precios de energía y potencia; y (iii) desarrollar nuevas unidades de generación por la vía de hacer contribuciones a partir de las deudas pendientes que CAMMESA debía a las empresas generadoras.

Este convenio procura lograr lo siguiente: (i) continuar la reforma del MEM argentino ; (ii) permitir la incorporación de nueva generación para satisfacer la creciente demanda de energía y potencia en el MEM argentino (en virtud de este convenio, nuestras filiales,

junto con el Grupo SADESA y Duke, formaron una empresa para desarrollar un proyecto de ciclo combinado de aproximadamente 800 MW, en la central termoeléctrica Vuelta de Obligado (“VOSA”); (iii) determinar un mecanismo para pagar los ajustes de ventas de los generadores con fechas de vencimiento a ser determinadas (“LVFVD”), lo que representa las demandas de los generadores para el periodo desde el 1 de enero de 2008 al 31 de diciembre de 2011. Estas contribuciones serán devueltas con los intereses y serán convertidas a dólares a la fecha de terminación de VOSA, considerando la tasa de cambio existente a la fecha en que fue firmado el convenio; y (iv) definir el método para el reconocimiento de la remuneración total debida a los generadores.

El 24 de octubre de 2012 se suscribió el contrato de suministro y construcción, llave en mano, de la central Vuelta de Obligado, entre General Electric Internacional Inc. y General Electric Internacional Inc. filial argentina, y la Secretaría de Energía argentina.

El proyecto también incluye la ampliación de la estación transformadora Río Coronda de 500 kV, que lo conecta al SIN argentino, la construcción de cuatro nuevos estanques de combustible, la construcción de un gasoducto para el abastecimiento de gas natural desde la red nacional, y el mantenimiento de la planta durante los periodos de operación en ciclo abierto y en ciclo combinado, por un periodo de diez años. La central termoeléctrica Vuelta de Obligado comenzó a operar en ciclo abierto el 3 de diciembre de 2014, con una capacidad de 540 MW. Se espera que la capacidad instalada total alcance a aproximadamente 800 MW en 2017.

Límites y Restricciones

Para preservar la competencia en el mercado eléctrico, los participantes en el sector eléctrico están sujetos a restricciones verticales y horizontales, dependiendo del segmento del mercado en el que ellos operan.

Restricciones de Integración Vertical

Las restricciones a la integración vertical se aplican a las empresas que intentan participar simultáneamente en diferentes sub-sectores del mercado eléctrico. Estas restricciones verticales fueron impuestas por el Marco Eléctrico (Ley N° 24.065), y se aplican de manera diferente dependiendo de cada subsector, de la siguiente manera:

Empresas Generadoras

- Ninguna empresa de generación, ni sus empresas controladas o su empresa controladora, pueden ser propietarios o accionistas mayoritarios o la entidad controladora de una empresa de transmisión; y
- Puesto que una empresa de distribución no puede poseer unidades de generación, un propietario de unidades de generación no puede poseer concesiones de distribución. Sin embargo, los accionistas de un generador eléctrico pueden poseer una entidad que tenga unidades de distribución, sea por ellos mismos o a través de otra entidad creada con el propósito de poseer y controlar unidades de distribución.

Empresas de Transmisión

- Ninguna empresa de transmisión, ni una de sus empresas controladas o su empresa controladora, pueden ser propietarios, accionistas mayoritarios o la compañía controladora de una empresa de generación;
- Ninguna empresa de transmisión, ni una de sus empresas controladas o su empresa controladora, pueden ser propietarios o accionistas mayoritarios o compañía controladora de una empresa de distribución; y
- Las empresas de transmisión no pueden comprar o vender energía eléctrica.

Empresas Distribuidoras

- Ninguna compañía de distribución, ni una de sus empresas controladas o su empresa controladora pueden ser propietarios o accionistas mayoritarios o la empresa controladora de una empresa de transmisión; y
- Una empresa de distribución no puede poseer unidades de generación. Sin embargo, los accionistas de una distribuidora eléctrica pueden poseer unidades de generación, sea por ellos mismos o a través de otra entidad creada con el objeto de poseer o controlar unidades de generación.

Restricciones de Integración Horizontal

Además de las restricciones de integración vertical descritas anteriormente, las empresas de transmisión y distribución están sujetas a las siguientes restricciones de integración horizontal:

Empresas de Transmisión

- Dos o más empresas de transmisión pueden fusionarse o ser parte de un mismo grupo económico sólo si ellos obtienen una aprobación expresa del ENRE. Tal aprobación es también necesaria cuando una empresa de transmisión intenta adquirir acciones de otra empresa de transmisión. En virtud de los acuerdos de concesión que rigen los servicios prestados por las empresas privadas que operan las líneas de transmisión entre 132 kW y 140 kW, el servicio es prestado por el concesionario sobre la base de exclusividad sobre ciertas áreas indicadas en el convenio de concesión. En virtud de los acuerdos de concesión que gobiernan los servicios prestados por las empresas privadas que operan los servicios de transmisión de alta tensión igual o superior a 220 kW, esas empresas deben prestar el servicio a base de exclusividad y están autorizadas a prestar servicios en todo el país sin limitaciones territoriales.

Empresas Distribuidoras

- Dos o más empresas de distribución se pueden fusionar o ser parte de un mismo grupo económico solo si obtienen la aprobación expresa del ENRE. Tal aprobación es necesaria cuando una empresa de distribución intenta adquirir acciones de otra empresa de transmisión o de distribución; y
- En virtud de los acuerdos de concesión que rigen los servicios prestados por empresas privadas que operan las redes de distribución, el servicio es prestado por el concesionario sobre la base de exclusividad en ciertas áreas indicadas en el acuerdo de concesión.

Regulación a Empresas Generadoras

Concesiones

Los generadores hidroeléctricos cuya capacidad de generación normal excede los 500 kW deben obtener una concesión para usar fuentes de agua públicas. Las concesiones pueden ser otorgadas por un plazo fijo o indefinido.

Tales concesionarios tienen derecho a: (i) tomar el control de propiedades privadas dentro del área de concesión (sujeto a las leyes generales y regulaciones locales) que son necesarias para crear embalses, así como para las líneas de alimentación subterráneas o sobre la tierra, y los canales de devolución, (ii) inundar las tierras necesarias para elevar el nivel de agua, (iii) solicitar a las autoridades el derecho a hacer uso de las capacidades conferidas en el Artículo 10 de la Ley N° 15.536, cuando la ocupación definitiva de la propiedad de terceras partes es absolutamente necesario, si esto no ha sido previsto en el acto de constitución de la concesión y no fuera posible alcanzar un acuerdo con esa tercera parte.

Despacho y Fijación de Precios

CAMMESA controla la coordinación de operaciones de despacho y la administración de las transacciones económicas del MEM argentino. Todos los generadores que son agentes del MEM deben estar conectados al SIN argentino y están obligados a cumplir con la orden de despacho para generar y entregar energía al SIN argentino. Las regulaciones de emergencia promulgadas después de la crisis de Argentina de 2001 tuvieron un significativo impacto en los precios de la energía. Entre las medidas implementadas en virtud de las regulaciones de emergencia estuvieron la especificación de precios en el MEM argentino y el requerimiento de que todos los precios spot fueran calculados sobre la base del precio del gas natural, incluso cuando se compra un combustible alternativo como el diésel para satisfacer la demanda debido a la falta de suministro de gas natural.

La introducción de la Resolución N° 95 suprimió el mercado para las transacciones de energía entre generadores, grandes clientes y comercializadores.

Precios Estacionales

Las regulaciones de emergencia también produjeron cambios significativos en los precios estacionales cargados a los distribuidores en el MEM argentino, incluyendo la implementación de un máximo (el cual varía dependiendo de la categoría del cliente) en el costo de la electricidad cobrado por CAMMESA a los distribuidores a un precio significativamente menor que el precio spot cobrado por los generadores.

De acuerdo con la Resolución N° 1.301, que anunció la eliminación de los subsidios, en noviembre de 2011 fueron publicados los precios de referencia estacionales del MEM argentino para la electricidad no subsidiada. Esta resolución también establece que (i) se descontinúa la práctica de aplicar precios subsidiados a los clientes no residenciales de acuerdo con su capacidad de pago y actividad económica; (ii) se crea un Registro de Excepciones incluyendo una nómina de usuarios exentos de la eliminación del subsidio, sujeto a que ellos pueden certificar su incapacidad de soportar los precios de referencia estacionales para la electricidad no subsidiada; y (iii) la identificación de un Subsidio Estatal Nacional, requiriendo a CAMMESA identificar los subsidios correspondientes a cada nivel de demanda. De acuerdo a la resolución, los distribuidores están también requeridos de notificar a los clientes residenciales que serán afectados por la eliminación de los subsidios.

Como resultado del Decreto N° 134, que declaró el estado de emergencia para el sector eléctrico argentino, el Ministerio de Energía y Minas dictó el 27 de enero de 2016 la Resolución N° 6, que cambió el precio estacional entre febrero de 2016 y abril de 2017 por el MEM. El precio estacional se calculó sobre la base de la programación operacional, despacho y cálculos de precio. Esta resolución permitió que los precios reflejen el costo real de energía, reduciendo los subsidios y creando precios diferenciados para los clientes residenciales en función de su uso eficiente de la energía. Este es el primer paso hacia la reconstitución de las condiciones de mercado.

Fondo de Estabilización

El fondo de estabilización, administrado por CAMMESA, fue creado para absorber las diferencias entre las compras hechas por los distribuidores a los precios estacionales y los pagos a los generadores por las compras de energía al precio spot. Cuando el precio spot es más bajo que el precio estacional, el fondo de estabilización se incrementa, y cuando el precio spot es más alto que el precio estacional, el fondo de estabilización disminuye. El balance resultante de este fondo en un momento dado refleja la acumulación de diferencias entre el precio estacional y el precio de energía horario en el mercado spot. El fondo de estabilización debe mantener un saldo mínimo para cubrir los pagos a los generadores si los precios en el mercado spot durante el trimestre exceden el precio estacional.

El fondo de estabilización ha sido afectado adversamente como resultado de las modificaciones en el precio spot y el precio estacional efectuadas por las normas de emergencia, en virtud de las cuales se establecieron precios estacionales por debajo de los precios spot resultando en grandes déficits en el fondo de estabilización. Estos déficits han sido financiados por el Gobierno argentino a través de préstamos a CAMMESA y con fondos de FONINVEMEN, pero estos continúan siendo insuficientes para cubrir las diferencias entre el precio spot y el precio estacional.

Ventas a Empresas de Distribución y Clientes Regulados

Con el objeto de estabilizar los precios para distribución, el mercado usa el precio estacional como el precio de la energía a ser pagado por los distribuidores por sus compras de electricidad transadas en el mercado spot. Este es un precio fijo determinado cada seis meses por la Secretaría de Energía argentina basado en el nivel de precio estacional recomendado por CAMMESA para el próximo periodo de acuerdo a su estimación del precio spot. CAMMESA estima este precio evaluando su suministro esperado, la demanda y la capacidad disponible, además de otros factores. El precio estacional se mantiene por al menos 90 días. Desde 2002 y hasta enero de 2016, la ex Secretaría de Energía argentina ha estado aprobando precios estacionales más bajos que los recomendados por CAMMESA.

Cargos Regulatorios Específicos para las Empresas Eléctricas

La autoridad para imponer cargos regulatorios en Argentina está dividida administrativamente entre los gobiernos federal, provincial y municipal. Por lo tanto, las tasas tributarias varían de acuerdo al domicilio del cliente.

Incentivos y Sanciones

El Programa de Servicio Energía Plus, parte del Programa Energía Plus, es suministrado por generadores que (i) han instalado

nueva capacidad de generación o (ii) han conectado capacidad de generación existente que no estaba antes conectada al SIN argentino. Todos los Grandes Clientes que al 1 de noviembre de 2006 tenían una demanda superior a su Demanda Base, tenían que suscribir un contrato con el Programa de Servicio de Energía Plus para cubrir el exceso de esa demanda. A los Grandes Clientes que no suscribieron tales contratos se les exige pagar montos adicionales por cualquier consumo que exceda la Demanda Base. Los precios de los contratos del Programa Servicio de Energía Plus deben ser aprobados por las autoridades pertinentes. Los clientes no regulados que no pudieron obtener un contrato del Servicio de Energía Plus pueden solicitar a CAMMESA que realice una subasta para satisfacer su demanda.

Regulación de las Empresas de Distribución

Concesiones

Las distribuidoras son empresas con una concesión para distribuir electricidad a los clientes (las concesiones se dan a los distribuidores por la jurisdicción donde operan, nacional, provincial o municipal). Los distribuidores están obligados a abastecer toda demanda de electricidad en sus zonas de concesión a las tarifas y bajo las condiciones que establece la normativa local. Las sanciones por no atender la demanda de electricidad se incluyen en los contratos de concesión. Se otorgan concesiones para la distribución y venta por menor, con plazos específicos para el concesionario establecido en el contrato. Los períodos de concesión se dividen en "períodos de gestión", que permiten al concesionario renunciar a la concesión en determinados intervalos.

Compras de Energía

Por medio de la Resolución N° 2.016, la Secretaría de Energía argentina aprobó precios estacionales para el periodo de noviembre de 2012 a abril de 2013. La resolución establece un precio único monómico (combinación de precios de energía y capacidad) para valorar todas las compras en el MEM argentino por todo distribuidor en el país y estableció los organismos regulatorios y/o entidades autorizadas que son responsables de instruir a los distribuidores en su jurisdicción para que los distribuidores apliquen correctamente los precios estacionales de referencia a sus respectivas tablas de precios.

Proceso de Fijación de Tarifas de Distribución

Las empresas de distribución bajo jurisdicción nacional y las empresas de transmisión han estado renegociando contratos desde 2005, y aunque las tarifas se establecieron temporal y parcialmente, las tarifas definitivas siguen pendientes. Como resultado, a pesar de que los términos para definir los precios de la energía conforme a la ley de electricidad argentina aún siguen vigentes, su implementación refleja las medidas tomadas por las autoridades que reducen la indemnización para todas las empresas de electricidad. Por otro lado, las tarifas de las empresas de distribución bajo jurisdicción provincial o municipal han sido ajustadas por las autoridades locales.

En 2006, nuestra filial Edesur y Edenor (no relacionada con nosotros), las mayores distribuidoras argentinas, celebraron un "Acuerdo para la Renegociación del Contrato de Concesión". Este acuerdo estableció, entre otras cosas, (i) un régimen de tarifa transitoria dependiente de la calidad del servicio; y (ii) una Revisión Tarifaria Integral ("RTI") a ser implementada por el ENRE según la Ley N° 25.561, que establecería las condiciones para un nuevo régimen tarifario por un período de cinco años. En diciembre de 2009 Edesur presentó al ENRE su propuesta tarifaria conforme al proceso RTI y también presentó estudios de apoyo de acuerdo con los requisitos establecidos por Resolución ENRE N° 467/2008. Esta presentación sólo incluyó los requisitos de ingresos y no incluyó propuestas de tarifa, que más tarde se presentaron al ENRE en mayo de 2010.

El 28 de enero de 2016, bajo el nuevo Gobierno y después de los cambios en el precio estacional, la Resolución de Emergencia N° 7 fue emitida por el Ministerio de Energía y Minería. La resolución encarga a ENRE ajustar las tarifas de Edenor y Edesur a través de una tarifa transitoria hasta que la RTI empiece a aplicarse, lo que se espera para el 31 de diciembre de 2016.

El 29 de enero de 2016, el ENRE emitió la Resolución N°1/2016, que estableció una nueva tarifa transitoria en vigor desde 1 de febrero de 2016. Su aplicación está de acuerdo con el la Resolución MEM N°7, que cambió los procedimientos de suministro y define la facturación mensual.

El 5 de abril de 2016, el ENRE promulgó las Resoluciones N° 54 y 55, que iniciaron la aplicación de la RTI para Edesur y Edelnor, y fueron complementadas por las sucesivas Resoluciones N° 463, 492 y 494, que definieron procedimientos, tasa de retorno, calidad de servicio y parámetros técnicos, entre otras cosas.

El 1 de septiembre de 2016, Edesur presentó al ENRE su propuesta y todos los informes requeridos relacionados con sus planes de inversión y el proceso de RTI.

El 28 de septiembre de 2016, el ENRE celebró una audiencia pública para discutir las propuestas de los distribuidores. El 30 de diciembre de 2016, ENRE promulgó la Resolución N° 626, en la que se aprobó el documento “Resolución Final de Audiencia Pública”, que informó y respondió a las opiniones expresadas en las propuestas tarifarias presentadas por las empresas y autorizó al ENRE a realizar modificaciones tarifarias.

El 1 de febrero de 2017, el ENRE publicó la Resolución N° 64 (posteriormente corregida por la Resolución N° 92), que cerró el proceso de RTI y definió la remuneración anual de Edesur a Ar\$ 14.539.836.941.

Como resultado del proceso de RTI a ser aplicado a partir del 1 de febrero de 2017, el Ministerio de Energía y Minería instruyó al ENRE para aumentar el VAD en un máximo del 42% en comparación con el VAD actual. El VAD se incrementará en dos etapas: la primera el 1 de noviembre de 2017 y la segunda el 1 de febrero de 2018, e incluirá las diferencias de VAD que representan el aumento gradual de la tarifa de Edesur.

El período de transición tarifaria concluyó el 1 de febrero de 2017 y Edesur se rige ahora por un contrato de concesión firmado en 1992 y por las modificaciones relacionadas implementadas por la Resolución N° 64 del ENRE.

Sanciones

Los distribuidores están sujetos a tres tipos de sanciones:

- 1) Sanciones por calidad servicio relacionado con el desempeño normal como interrupciones temporales, técnicas y servicios comerciales;
- 2) Sanciones extraordinarias, a criterio del ENRE, se aplican cuando los distribuidores no cumplen con sus obligaciones de servicio (por ejemplo, apagones); y
- 3) Sanciones de suministro relacionadas con el sistema en su conjunto incluyendo generación, transmisión y distribución destinado a compensar a los clientes. Este último está suspendido temporalmente porque el sistema no está generando suficiente electricidad.

Regulación de la Transmisión

El sector de transmisión está regulado basado en los principios establecidos en el Marco de la Electricidad y los términos de la concesión otorgada a Transener S.A. (el principal operador de líneas de transmisión en Argentina y una empresa no relacionada con nosotros) bajo el Decreto N° 2.743. Por razones tecnológicas, el sector de la transmisión es afectado fuertemente por economías de escala que limitan la competencia. Como resultado, el sector de transmisión opera bajo condiciones de monopolio y está sujeta a una regulación considerable. La Resolución N° 196 del Ministerio de Energía y Minería instruye al ENRE para completar la RTI antes del 31 de enero de 2017.

El Mercado de Gas Natural

Desde las medidas de emergencia económica de 2002, la falta de inversión en la producción de gas natural obligó al sistema a quemar cantidades cada vez mayores de combustibles líquidos.

El Gobierno argentino ha adoptado diversas medidas para mejorar el suministro de gas natural. Desde 2004, los productores locales de gas y el Gobierno argentino han firmado varios acuerdos para garantizar el suministro de gas. El último acuerdo fue firmado en julio de 2009 y llevó a un incremento del 30% en el precio del gas natural para los generadores de energía hasta diciembre de 2009. Además, en 2006 Argentina y Bolivia firmaron un acuerdo a 20 años que garantiza el derecho de Argentina a recibir hasta 28 millones de metros cúbicos de gas natural diariamente.

El Mercado Electrónico de Gas (“MEG”) fue creado recientemente para aumentar la transparencia de las operaciones físicas y comerciales en el mercado spot.

Exportaciones e Importaciones de Electricidad

Con el fin de priorizar el abastecimiento del mercado interno, la Secretaría de Energía argentina adoptó medidas adicionales que restringieron las exportaciones de electricidad y gas. La Resolución N° 949 estableció medidas que permitieron a los agentes exportar e importar electricidad bajo condiciones muy restringidas. Estas medidas impidieron que las generadoras pudieran cumplir con sus compromisos de exportación.

La Secretaría de Energía argentina publicó la Disposición N° 27, junto a resoluciones y decretos relacionados, que creó un plan para racionar las exportaciones de gas natural y el uso de la capacidad de transporte. Estas medidas restringieron el suministro de gas a Chile y Brasil. Se espera que estas restricciones continúen, dado que la Resolución N° 1.410 de Enargas emitida en octubre de 2010 reforzó dichas restricciones de distribución de gas a determinados clientes. Específicamente, la resolución ordenó que la distribución de gas debía hacerse en el siguiente orden, de mayor a menor prioridad: (i) clientes residenciales y comerciales; (ii) mercado de gas natural comprimido; (iii) grandes clientes; (iv) unidades termoeléctricas de generadores; y (v) exportaciones.

Regulación Ambiental

Las instalaciones de electricidad están sujetas a las leyes y regulaciones ambientales federales y locales, incluyendo la Ley N° 24.051, la “Ley de Residuos Peligrosos” y sus regulaciones complementarias.

Se imponen al sector de la electricidad algunas obligaciones de presentación de informes, monitoreo y estándares de emisión. El incumplimiento de estos requisitos autoriza al Gobierno argentino imponer sanciones tales como la suspensión de operaciones que, en el caso de los servicios públicos, podría resultar en la cancelación de concesiones.

La Ley N° 26.190, promulgada en 2007, definió el uso de las energías renovables no convencionales como de interés nacional y estableció el objetivo del 8% de cuota de mercado para la generación de fuentes renovables dentro de un plazo de diez años. En 2009, el gobierno tomó acciones para alcanzar este objetivo mediante la publicación de la Resolución N° 712 y el lanzamiento de una licitación internacional para promover la instalación de hasta 1.000 MW de capacidad de energía renovable. Esta resolución creó un mecanismo para vender energías renovables a través de contratos de quince años con CAMMESA con condiciones especiales de precio a través de ENARSA, una empresa estatal dedicada a actividades aguas arriba y aguas abajo relacionadas con hidrocarburos y electricidad. En junio de 2010, el programa GENREN otorgó un total de 895 MW, distribuidos de la siguiente manera: 754 MW en energía eólica, 110 MW en biocombustibles, 11 MW en mini-hidroeléctrica y 20 MW en unidades solares. Los precios otorgados varían de US\$ 150 por MWh (para unidades mini-hidroeléctricas) a US\$ 598 por MWh (para unidades solares). En 2011, la Secretaría de Energía argentina emitió la Resolución N° 108/11, la que permitió a CAMMESA firmar contratos directamente con los generadores de energía renovable en condiciones similares a la Resolución N° 712.

En octubre de 2015, la Ley N° 27.191, “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica”, definió las fuentes de energía renovable tales como: energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, olas, corrientes marinas, hidroeléctricas, biomasa, gas de relleno sanitario, plantas de tratamiento de gas, biogás y biocombustibles, excepto para los usos establecidos en la Ley N° 26.093. El nuevo límite de capacidad para centrales hidroeléctricas que califican bajo la ley N° 27.191 cambió de 30 a 50 MW. La ley establece que los grandes clientes deben satisfacer su demanda con contratos de tecnologías renovables según los siguientes valores: 8% en 2017, 12% en 2019, 16% en 2021, 18% en 2023 y 20% en 2025. Se establece un precio máximo de US\$ 113,00 por MWh para los contratos de energía renovable en el MEM. La ley no establece un compromiso específico de distribuidores. También establece una sanción para aquellos que no cumplan con las tarifas contenidas en el Artículo 8, que es el pago de un precio igual al costo variable de producción de electricidad generada con combustible diésel importado para el déficit de las energías renovables contratadas. Finalmente, la Ley N° 27.191 también establece incentivos para las inversiones: anticipación del reembolso del impuesto al valor agregado, aplicación de depreciación acelerada, creación de un fondo común para financiar proyectos y exención del arancel de importación.

Las resoluciones N° 71 y 72 del Ministerio de Energía y Minería, de 17 de mayo de 2016, ampliaron la Ley N° 27.191 y el Decreto Regulatorio N° 531, que inició el proceso de licitación de 1.000 MW del MEM para energías renovables como parte del “Programa RenovAr-Ronda 1” comprendieron lo siguiente: energía eólica de 600 MW, potencia fotovoltaica de 300 MW, biomasa de 65 MW, mini potencia hidroeléctrica de 20 MW y potencia de biogás de 15 MW.

Hubo 123 ofertas por un total de 6.366 MW, 105 de las cuales (42 para energía eólica por 2.870 MW, 50 para energía solar por 2.305 MW, ocho para biomasa y biogás por 23 MW, y cinco para pequeña energía hidroeléctrica por 11 MW). El 30 de septiembre de 2016, las ofertas se hicieron con la mayoría por debajo del precio máximo de adjudicación estipulado por el Ministerio; para la energía eólica el precio mínimo fue de US\$ 49 por MWh y para la energía solar US\$ 59 por MWh. En la Ronda 1 del programa RenovAr se adjudicaron 29 proyectos por un total de 1.142 MW. Posteriormente, se llevó a cabo una nueva ronda del Programa (Ronda 1.5), que otorgó 30 proyectos por un total de 1.281,5 MW y un precio medio de US\$ 54 por MWh (765,4 MW para energía eólica y 516,2 MW para energía solar).

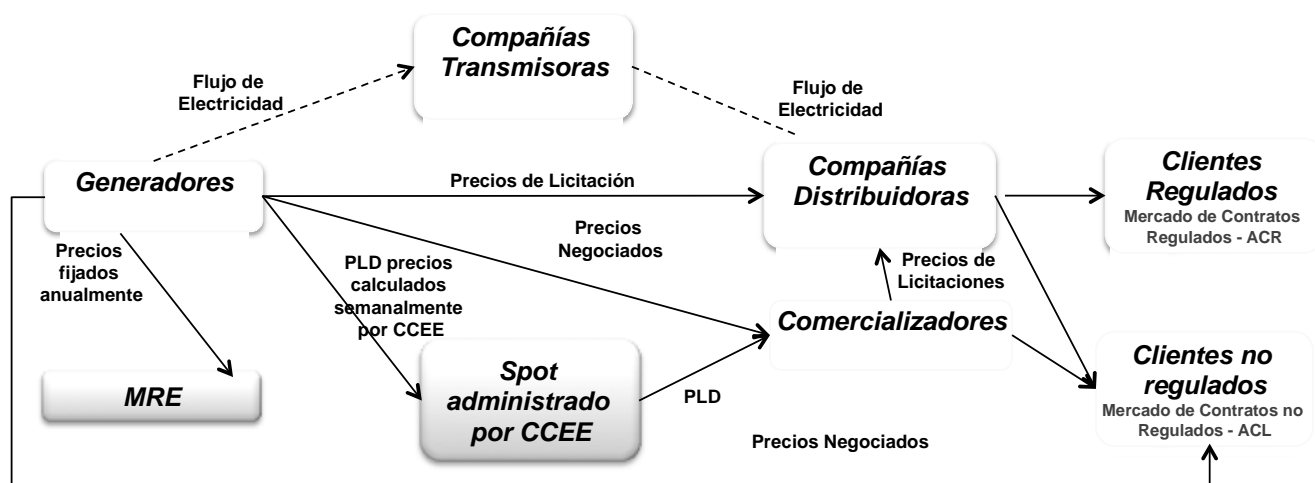
El Programa RenovAr (Ronda 1+ Ronda 1.5) adjudicó un total de 59 proyectos por un total de 2.423,5 MW a un precio ponderado de US\$ 57,44 por MWh.

Marco Regulatorio de la Electricidad en Brasil

Visión General y Estructura de la Industria

La industria eléctrica en Brasil está organizada como un gran sistema eléctrico interconectado, el SIN brasileño, que comprende la mayoría de las regiones de Brasil, además de varios otros sistemas pequeños y aislados.

El siguiente diagrama muestra las relaciones entre los diferentes actores en el SIN brasileño:



La generación, transmisión, distribución y comercialización son actividades legalmente separadas en Brasil.

El sector de generación está organizado sobre una base competitiva con generadores independientes que venden su producción a través de contratos privados con distribuidores, comercializadores o clientes no regulados. Las diferencias se venden en el mercado a corto plazo o mercado spot al Precio de Ajuste por las Diferencias ("PLD", por sus siglas en portugués). Hay también un mecanismo especial entre generadores hidroeléctricos que procuran transferir el riesgo hidrológico compensando las diferencias entre la energía asegurada de los generadores y aquella que es efectivamente producida, llamado Mecanismo de Reasignación de Electricidad ("MRE", por sus siglas en portugués).

La Constitución brasileña fue modificada en 1995 para autorizar la inversión extranjera en la generación de energía. Antes, todas las concesiones de generación se realizaron directamente o indirectamente por los brasileños o por el Estado brasileño.

El sector de transmisión opera bajo condiciones de monopolio. El Estado brasileño fija los ingresos de las empresas de transmisión. Esto se aplica a todas las empresas de electricidad con operaciones de transmisión en Brasil. Se fija la cuota de ingresos de transmisión y, por lo tanto, los ingresos de transmisión no dependen de la cantidad de electricidad transmitida.

La distribución de energía es un servicio público que opera bajo condiciones de monopolio y está compuesto por empresas a las que se les han otorgado concesiones. Los distribuidores del SIN brasileño no están facultados para (es decir, las empresas del segmento del negocio de distribución): (i) desarrollar actividades relacionadas con la generación o transmisión de electricidad; (ii) vender electricidad a clientes no regulados; (iii) mantener alguna participación patrimonial, directa o indirectamente, en cualquier otra empresa, corporación o sociedad; o (iv) desarrollar actividades que no están relacionadas con sus respectivas concesiones, excepto aquellas permitidas por ley o en el contrato de concesión pertinente. De manera similar, los generadores no están autorizados para tener participación patrimonial en empresas distribuidoras por sobre el 10,0%.

La venta de electricidad se rige por la Ley N° 10.848/2004, y los Decretos N° 5.163/2004 y N° 5.177/2004 de la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica o Cámara de Compensación, (“CCEE” por sus siglas en portugués) y la Resolución N° 109/2004 de ANEEL, que introdujo la Convención para la Comercialización de la Electricidad. Esta convención define los términos, reglas y procedimientos de la comercialización en la CCEE. Estas regulaciones introdujeron dos posibles situaciones para la ejecución de convenios de venta de energía: (i) el entorno de los contratos regulados, en el que participan los agentes de generación y distribución de energía, y (ii) el entorno de los contratos en el mercado libre, en el que participan los generadores, comercializadores, agentes de importación y exportación y los clientes no regulados.

Las relaciones comerciales entre los agentes que participan en la CCEE se rigen principalmente por convenios de venta de energía. Todos los convenios entre los agentes en la SIN brasileña están registrados con la CCEE. El registro incluye los montos de energía y los términos. Los precios de energía acordados no están registrados en la CCEE, sino que son especificados por las partes involucradas en los acuerdos.

La CCEE registra las diferencias entre la energía producida o consumida y la cantidad contratada. Las diferencias positivas o negativas se liquidan en el mercado de corto plazo y su precio se fija en el PLD, y se determinan semanalmente para cada nivel de energía o carga requeridas y para cada submercado, basado en el costo marginal de operación del sistema, dentro de un mínimo y máximo rango de precios.

El mercado no regulado incluye la venta de electricidad entre concesionarios de generación, productores independientes, auto-productores, comercializadores de electricidad, importadores de electricidad, clientes no regulados y especiales. También incluye contratos vigentes entre generadores y distribuidores hasta su expiración, momento en el que deben suscribirse nuevos contratos bajo los términos del nuevo marco regulatorio. De acuerdo a las especificaciones establecidas en la Ley N° 9.427/96, los clientes no regulados en Brasil son aquellos que actualmente: (i) representan una demanda de al menos 3.000 kW generada de fuentes convencionales y que compran su energía directamente a generadores o comercializadores, pero no directamente a los distribuidores, o (ii) representan una demanda en el rango de 500 a 3.000 kW generada con las ERNC y compran su energía directamente a generadores, comercializadores o distribuidores.

El SIN brasileño es coordinado por el Operador del Sistema Eléctrico Brasileño (“ONS”, por sus siglas en portugués) y está dividido en cuatro sub-sistemas eléctricos: Sudeste / Centro-Poniente; Sur; Noreste y Norte. Además del SIN brasileño hay también sistemas aislados, que no forman parte del SIN brasileño. Estos sistemas aislados están generalmente ubicados en las regiones norte y noreste de Brasil, y dependen únicamente en la energía generada por centrales termoeléctricas a carbón o petróleo. Según el informe mensual de electricidad de febrero de 2017 presentado por la Empresa de Investigación de Energía (“EPE” por sus siglas en portugués), el 99,4% de la energía requerida en Brasil es abastecida por el SIN brasileño y el restante el 0,6% es suministrado por sistemas aislados.

Principales Autoridades Regulatorias

El Ministerio de Minas y Energía brasileño (“MME brasileño”) regula la industria eléctrica y su rol principal es establecer las políticas, lineamientos y normas para el sector.

El Consejo Brasileño de Políticas Energéticas es responsable de desarrollar la política nacional de electricidad. Sus principales responsabilidades incluyen asesorar al presidente en la formulación de políticas y lineamientos para la energía, promover el suministro estable y seguro de los recursos energéticos del país, asegurar el suministro de energía a las zonas más alejadas del país, establecer directivas para programas específicos (tales como el uso de gas natural, alcohol, biomasa, carbón y energía termonuclear), y establecer directivas para la importación y exportación de energía.

La Empresa de Investigación de Energía (“EPE”, por sus siglas en portugués) es una entidad del MME brasileño. Su propósito es realizar investigaciones y estudios para apoyar la planificación del sector de energía.

ANEEL, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica brasileña, es la entidad que implementa las políticas regulatorias. Sus principales responsabilidades incluyen, entre otras: (i) la supervisión de las concesiones para la venta, generación, transmisión y distribución de electricidad; (ii) la promulgación de las normas del sector eléctrico; (iii) la implementación y regulación de la explotación

de recursos eléctricos, incluyendo el uso de la hidroelectricidad; (iv) promoción de los procesos de licitación para nuevas concesiones; (v) resolución de conflictos administrativos entre los agentes del sector eléctrico; y (vi) fijación de criterios y metodologías para establecer tarifas de transmisión y distribución, así como aprobar las tarifas eléctricas, garantizando que los consumidores paguen un precio justo por la energía suministrada y, al mismo tiempo, preservar el equilibrio económico-financiero de las empresas de distribución, de manera que puedan proveer el servicio según la calidad y continuidad acordadas.

El Comité para el Monitoreo del Sector Energético (“CMSE” por sus siglas en portugués) es una entidad creada bajo el ámbito del MME brasileño, bajo la directa coordinación del mismo. El CMSE fue creado para evaluar la continuidad y seguridad del suministro energético en todo el país. El CMSE tiene el mandato de: (i) seguir el desarrollo de las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de energía; (ii) evaluar el suministro y servicio al cliente así como la seguridad del sistema; (iii) identificar las dificultades y obstáculos que afecten la seguridad y regularidad del suministro; y (iv) recomendar propuestas de acciones preventivas que puedan ayudar a mantener la seguridad de suministro y servicios.

La CCEE es una compañía sin fines de lucro sujeta a la autorización, inspección y regulación de la ANEEL, cuyo propósito principal es llevar a cabo las transacciones mayoristas y la comercialización de energía eléctrica en el SIN brasileño, registrando los acuerdos que resultan de los ajustes del mercado y cuyos agentes se agrupan en cuatro categorías: generación, distribución, comercialización y consumidores.

El ONS está compuesto por las empresas generadoras, de transmisión y de distribución, y los consumidores independientes, y es responsable de la coordinación y control de las operaciones de generación y transmisión del SIN brasileño, sujeto a la regulación y supervisión de la ANEEL.

El Instituto Brasileño de Medioambiente y de Recursos Naturales Renovables (“IBAMA” por sus siglas en portugués) es una entidad ejecutiva de la Política Nacional del Medioambiente, que actúa como una organización federal independiente. Es parte del Ministerio del Medioambiente, con responsabilidad por la implementación de la Política Nacional del Medioambiente y por la preservación y conservación del patrimonio natural, ejerciendo control y supervisión sobre el uso de los recursos naturales. El IBAMA también se responsabiliza por los estudios de impacto ambiental y el otorgamiento de licencias medioambientales para proyectos en todo el país. La licencia medioambiental es un procedimiento por el cual la agencia medioambiental competente, al nivel federal, estatal o municipal, permite la instalación, expansión y operación de los negocios y actividades que requieran de recursos naturales. También puede considerar la contaminación efectiva o potencial, en cualquiera de sus formas, y cualquier causa de degradación del medioambiente. Esta licencia busca asegurar que las medidas preventivas y de control consideradas en el borrador del estudio sean compatibles con el desarrollo sustentable.

La Ley Eléctrica

General

El sector eléctrico brasileño fue reformado en 1993 mediante la Ley N° 8.631, que eliminó la igualación del sistema de tarifas de electricidad.

Las Ley de Concesiones N° 8.987 y la Ley del Sector Eléctrico N° 9.074, ambas promulgadas en 1995, pretenden promover la competencia y atraer capital privado al sector eléctrico. Desde entonces, varios activos de propiedad del Gobierno brasileño y/o de los gobiernos estatales han sido privatizados.

La Ley del Sector Eléctrico también introdujo el concepto de Productores Independientes de Energía (“PIE”), para abrir el sector eléctrico a las inversiones privadas. Los PIE son agentes individuales o agentes que actúan en un consorcio, que reciben una concesión, permiso o autorización del Gobierno brasileño para producir electricidad para la venta.

La Ley N° 9.648 creó el mercado mayorista de energía, compuesto por las empresas generadoras y de distribución. Bajo esta nueva ley, la compra y venta de electricidad son negociadas libremente.

El precio spot se utiliza para valorar la compra y venta de energía eléctrica en el mercado de corto plazo. Según la ley, el CCEE es el responsable de fijar los precios de la electricidad en el mercado spot. Estos precios se calculan sobre una base de costo marginal, con un modelo de condiciones futuras de operación y ajuste de una curva de orden de mérito con costos variables para unidades termoelectricas y costo de oportunidad para centrales hidroeléctricas, lo que resulta en un precio para cada subsistema establecido para la semana posterior a la determinación.

De acuerdo a la Ley N° 10.433, la estructura del mercado mayorista de energía es estrechamente regulada y supervisada por la ANEEL. La ANEEL también es responsable de establecer las reglas de gobernanza del mercado mayorista de energía, incluyendo medidas para estimular la inversión externa permanente.

Durante 2003 y 2004, el Gobierno brasileño estableció las bases para un nuevo modelo para el sector eléctrico brasileño a través de las leyes N° 10.847 y N° 10.848 de 15 de marzo de 2004 y el Decreto N° 5.163 del 30 de julio de 2004. Los objetivos principales de estas leyes y decretos fueron (i) garantizar la seguridad del suministro eléctrico, promover tarifas razonables y (ii) mejorar la integración social en el sector eléctrico brasileño a través de programas diseñados para proporcionar el acceso universal a la electricidad.

El nuevo modelo contempla una serie de medidas a seguir por los agentes, como la obligación de contratar toda la demanda de los distribuidores y los clientes no regulados. También define una nueva metodología para el cálculo de la garantía de la energía física para la venta de generación, la contratación de centrales hidroeléctricas y termoeléctricas en proporciones que garanticen el mejor equilibrio entre la garantía y el coste de suministro, además del constante monitoreo de la continuidad y seguridad del suministro, con la intención de detectar desequilibrios ocasionales entre la oferta y la demanda.

En términos de razonabilidad tarifaria, el modelo contempla la compra de electricidad por distribuidores en un entorno regulado a través de licitaciones con la tarifa más baja. Como resultado, se puede reducir el costo de adquirir electricidad que se traspaasa a clientes cautivos. El nuevo modelo incluye beneficios de electricidad para los clientes que aún no están incluidos en este programa, garantizando un subsidio para los clientes de bajos ingresos.

Límites y Restricciones

La Resolución Reglamentaria N° 299 deroga ciertas secciones de la Resolución de ANEEL N° 278, que estableció los límites y condiciones para la participación de distribuidores y comerciantes de electricidad. Específicamente, se derogó la sección de la Resolución N° 278 sobre límites a la generación. Posteriormente, la Resolución N° 378/2009 establece nuevos procedimientos para el análisis de fusiones y las infracciones a las regulaciones económicas en la industria eléctrica.

Regulación de las Empresas Generadoras

Concesiones

La Ley de Concesiones establece que, al recibir una concesión, los PIE y clientes tendrán acceso a los sistemas de distribución y transmisión que sean de propiedad de otras concesionarias, siempre que se les reembolsen sus costos según determine la ANEEL.

Las empresas o consorcios que pretendan construir u operar instalaciones de generación hidroeléctrica con una capacidad superior a 30 MW o redes de transmisión Brasil, deben recurrir a un proceso de licitación pública. Las concesiones otorgadas al titular de la dan derecho a generar, transmitir o distribuir electricidad, según sea el caso, en un área de concesión determinada por cierto periodo de tiempo.

Las concesiones se limitan a 35 años para nuevas concesiones de generación, y a 30 años para nuevas concesiones de transmisión o distribución. Las concesiones existentes pueden ser renovadas a discreción del Gobierno brasileño por un periodo igual a su término inicial.

En septiembre de 2012, la Resolución Provisional N° 579 de ANEEL estableció los criterios para la renovación de las concesiones de generación, transmisión y distribución que expiran entre 2015 y 2017. La Resolución prevé la reducción de las tarifas de la energía y la indemnización por los activos no depreciados en las centrales hidroeléctricas y en las instalaciones de transmisión. Además, la Resolución Provisional N° 577 define los procedimientos para el suministro temporal del servicio de energía eléctrica en el caso de cancelación de las concesiones debido a problemas de gestión. También refuerza los poderes de la ANEEL de intervenir en caso de desequilibrio económico-financiero con el objeto de evitar que afecte el servicio proporcionado.

El 23 de enero de 2013, el Congreso brasileño aprobó la Ley N° 12.783, que renovó concesiones de electricidad según la Resolución Provisional N° 579. Esta ley obliga a las empresas a reducir la tarifa eléctrica promedio en un 20,2% desde febrero de 2013, y a extender las concesiones de generación, transmisión y distribución por un máximo de 30 años, para las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas, que vencen entre 2015 y 2017.

Despacho y Fijación del Precios PLD

El PLD se utiliza para valorizar la compra y venta de electricidad en el mercado de compensación a corto plazo. El proceso de fijación de precios para la energía eléctrica transada en el mercado a corto plazo se basa en la información empleada por el ONS para

optimizar la operación del SIN brasileño.

Los modelos matemáticos usados para calcular el PLD toman en consideración la preponderancia de las centrales hidroeléctricas dentro de la matriz de generación brasileña. El propósito es encontrar un equilibrio óptimo entre el beneficio actual obtenido del uso del agua y el futuro beneficio resultante de su almacenamiento, medido en términos de los ahorros provenientes del uso de combustibles de las centrales termoeléctricas.

El PLD es un monto calculado sobre una base semanal para cada nivel de carga, basado en el Costo Marginal de Operación, el que es limitado por precios máximos y mínimos en vigor en cada periodo y sub-mercado. Los intervalos fijados para la duración de cada nivel son determinados por el ONS para cada mes, e informada al CCEE para ser incluido en el sistema de contabilidad y ajuste.

El modelo usado para computar el PLD procura obtener un resultado óptimo para cualquier periodo dado y para definir la generación hidroeléctrica y termoeléctrica para cada sub-mercado, considerando primero la demanda de electricidad y después las condiciones hidrológicas, los precios de los combustibles, el costo del déficit, la entrada en operación de nuevos proyectos y la disponibilidad de equipos usados para generación y transmisión. Como resultado de este proceso, puede obtenerse el Costo Marginal de Operación para cada nivel de carga y submercado.

El cálculo del precio se basa en el despacho ‘*ex-ante*’, que es determinado en base a información estimada existente con anterioridad a la operación real del sistema, tomando en cuenta los montos declarados de disponibilidad respecto de la generación y el consumo previstos para cada sub-sistema. El proceso completo de cálculo el PLD involucra el uso de modelos computacionales para calcular el Costo Marginal de Operación para cada sub-sistema en una base mensual y semanal.

El 25 de noviembre de 2014, la ANEEL aprobó nuevos límites para el PLD a contar de 2015. El límite máximo disminuyó desde R\$ 823 por MWh a R\$ 388 por MWh, y el mínimo se incrementó desde R\$ 16 por MWh a R\$ 30 por MWh. El principal propósito de los nuevos límites fue reducir el impacto financiero de los riesgos de exposición del distribuidor al mercado spot para la futura energía contratada, principalmente como una reacción a los altos precios spot de 2014. Además, el nuevo precio máximo mitiga los riesgos que enfrentan los generadores, tales como la exposición económica y financiera no recuperable cuando la producción está bajo los valores contratados. Sin embargo, la posibilidad de vender los excedentes de energía se reduce con precios más altos. Actualmente, los generadores pueden planificar sus excedentes de energía con el objeto de elevar sus ingresos produciendo más energía en los meses en los que se esperan los precios más altos.

La ANEEL define anualmente nuevos límites para el PLD. En diciembre de 2015, el rango del PLD para el 2016 se estableció entre R\$ 30,25 por MWh y R\$ 422,56 por MWh, y para 2017 entre R \$ 33,68 por MWh y R \$ 533,82 por MWh.

Mecanismo de Reasignación de Electricidad

El Mecanismo de Reasignación de Electricidad o “MRE” entrega protección financiera contra los riesgos hidrológicos para los generadores hidroeléctricos garantizando el uso óptimo de los recursos hidroeléctricos del sistema interconectado de energía.

El mecanismo garantiza que, no obstante el despacho centralizado, todos los generadores hidroeléctricos que participan en el MRE tendrán una participación en la generación hidroeléctrica total despachada en proporción a su energía asegurada, o máxima energía firme, que es la electricidad que una planta de generación hidroeléctrica es capaz de entregar de forma continua durante un año, con malas condiciones hidrológicas a largo plazo. El valor final de energía asignada a un generador hidroeléctrico puede ser mayor o menor que su energía asegurada, dependiendo de si la generación hidroeléctrica es mayor o menor que la totalidad de la energía hidroeléctrica asegurada, respectivamente. Este mecanismo permite a cada generador hidroeléctrico, antes de comprar energía en el mercado spot para dar cumplimiento a sus contratos, comprar energía más barata a un precio que cubre los costos incrementales de la operación, el mantenimiento de las centrales hidroeléctricas y la compensación financiera por el uso de agua. La tarifa usada para comercializar la energía en el MRE, la Tarifa Óptima de Energía, fue fijada en R\$ 11,58 por MWh para el 2017.

Como la generación hidroeléctrica global es más estable que la producción hidroeléctrica individual, el MRE es un mecanismo muy eficiente para reducir la volatilidad de la producción individual y el riesgo hidrológico. Por lo tanto, los contratos de energía son solo instrumentos financieros en el sistema brasileño y la generación está totalmente desvinculada de los contratos de energía.

En noviembre 2015, como forma de mitigar los impactos de la sequía, la ANEEL aprobó las condiciones para renegociar el riesgo hidrológico con los generadores hidroeléctricos que participan en el MRE.

Ventas entre los Agentes del Mercado

El modelo actual para el sector eléctrico establece que la comercialización de energía eléctrica se lleva a cabo en dos entornos de mercado: el Ámbito de Contratación Regulada (“ACR”, por sus siglas en portugués) y el Ámbito de Contratación de Mercado Libre

(“ACL”, por sus siglas en portugués).

La contratación en el ACR se formaliza mediante contratos bilaterales regulados, llamados Contratos de Comercialización de Electricidad en el Ámbito Regulado (“CCEAR”, por sus siglas en portugués) suscrito entre agentes vendedores (vendedores, generadores, productores independientes o auto-productores) y agentes compradores (distribuidores) que participan en las subastas de compra y venta de energía eléctrica.

Por otra parte, en el entorno ACL la negociación entre los agentes generadores, agentes comercializadores, clientes del mercado libre, importadores y exportadores de energía eléctrica se lleva a cabo libremente, donde los acuerdos para la compra y venta de electricidad se concreta mediante contratos bilaterales.

Los agentes generadores, sin consideración a si son concesionarios de generación pública, PIE, auto-productores o agentes comercializadores, pueden vender energía eléctrica dentro de los dos entornos. Esto permite que el mercado global mantenga su naturaleza competitiva. Todos los acuerdos que hayan sido suscritos en el ACR o en el ACL son registrados en el CCEE y sirven como base para la contabilización y la determinación de ajustes por diferencias en el mercado de corto plazo.

Ventas por Empresas Generadoras a Clientes no Regulados

En el entorno de contratos no regulados, las condiciones para comprar energía son negociables entre los proveedores y sus clientes. En cuanto al entorno regulado, donde operan las empresas de distribución, la compra de energía debe ser llevada a cabo a través de procesos de licitación coordinados por la ANEEL. En 2012, el Decreto N° 455 del MME brasileño ordenó la creación de un índice de precios y la exigencia de registrar los contratos de energía *ex ante*. El nuevo índice de precios fue publicado en junio de 2014 y fue probado internamente por un periodo de seis meses antes que fuera oficialmente publicado en el mercado en diciembre de 2014.

Ventas por Empresas de Distribución y Clientes Regulados

De acuerdo a las regulaciones del mercado, toda la demanda energética de los distribuidores debe satisfacerse a través de subastas reguladas coordinadas por la ANEEL. Hay procesos de licitación independientes para: (i) contratar la capacidad existente para poder ajustar las condiciones de los contratos actuales o para celebrar nuevos acuerdos de compra de energía para reemplazar los acuerdos vencidos y (ii) contratación de nueva capacidad para satisfacer la demanda futura.

Las licitaciones para la capacidad actual son de la siguiente manera: (i) licitaciones A-0, licitaciones de ajuste de energía, para complementar la energía necesaria para los consumidores de distribución en el mercado de concesiones, con un límite del 1% de la energía requerida; y (ii) licitaciones A-1, para la adquisición de energía de todas las fuentes de generación existentes con acuerdos de compra de energía de hasta 5 años.

Las necesidades futuras de energía se cubren con: (i) licitaciones A-3, para la adquisición de energía de nuevas fuentes de generación (generalmente termoeléctrica y las ERNC), e incluyen las licitaciones de reserva que también se realizan para mejorar la estabilidad del sistema; y (ii) licitaciones A-5, para las compras de energía de cualquier fuente nueva de generación a ser suministrada cinco años después de la licitación. Ambos tipos de licitación involucran acuerdos de compra que varían entre 20 y 30 años.

En 2014 se realizó una licitación A-0 que resultó en 2.046 MW a un precio promedio de R\$ 268 por MWh. El 6 de junio de 2014 se realizó una licitación A-3 en la que de los 2.746,6 de potencia licitados, 418 MW fueron asignados a la central hidroeléctrica San Antonio, a un precio promedio de R\$ 121 por MWh, y 551 MW asignados a 21 parques eólicos, a un precio promedio de R\$ 130 por MWh.

En 2015 se realizaron seis licitaciones: (i) una licitación A-1 que se realizó en diciembre con 1.954 MW asignados a centrales hidroeléctricas (94%), centrales termoeléctricas de biomasa (4%) y centrales termoeléctricas de gas (2%) a un precio promedio de R\$ 147,8 por MWh; (ii) cuatro licitaciones A-3, (a) una en abril con 97 MWh asignados a centrales termoeléctricas de biomasa (70%) y parques eólicos (30%) a un precio promedio de R\$ 200 por MWh; (b) dos en agosto, en que 233 MWh fueron asignados a central solar a un precio promedio de R\$ 301,8 por MWh y 314,3 MWh fueron asignados a parques eólicos (72%), centrales hidroeléctricas (15%), centrales termoeléctricas a gas (7%) y centrales termoeléctricas de biomasa (6%) a un precio promedio de R\$ 189 por MWh; y (c) una en noviembre con 508 MW asignados a parques eólicos (52%) y plantas solares (48%) a un precio promedio de R\$ 249 por MWh; y (iii) una licitación A-5 en que se asignaron 1.160 MWh a centrales termoeléctricas a gas (73%), centrales hidroeléctricas (20%) y centrales termoeléctricas de biomasa (7%) a un precio promedio de R\$ 259,2 por MWh.

El 29 de abril de 2016, en una licitación A-5 se asignaron de 528.877 MW a centrales hidroeléctricas (61,4%), a centrales termoeléctricas de biomasa (37,5%) y a centrales termoeléctricas a gas (1,1%) a un precio promedio de R\$ 198,59 por MWh. Además, se celebró una licitación A-1 el 23 de diciembre de 2016, que asignó 21 MW a un precio promedio de R\$ 118,15 por MWh.

Ventas de Capacidad a Otras Empresas Generadoras

Los generadores pueden vender su energía a otros generadores a través de la negociación directa en condiciones y precios acordados libremente.

Incentivos y Sanciones

Otro cambio impuesto en el sector eléctrico corresponde a la separación de los procesos de licitación de “energía anteriormente existente” y proyectos de “nueva energía”. El Gobierno brasileño cree que un “proyecto de nueva energía” necesita de condiciones contractuales más favorables, tales como contratos de compra de energía a largo plazo (15-25 años para las centrales termoeléctricas y 30 años para las centrales hidroeléctricas) y ciertos niveles de precios para cada tecnología de manera de promover las inversiones para la expansión requerida. Por otra parte, las “centrales eléctricas anteriormente existentes”, que incluyen centrales eléctricas depreciadas, pueden vender su energía a precios menores y con contratos a plazos más cortos.

La Ley Nº 10.438/2002 creó ciertos programas de incentivos para el uso de fuentes alternativas en la generación de electricidad, conocidos con el nombre de Proinfa. Ella asegura la compra de la electricidad generada por Electrobras por un periodo de 20 años y el apoyo financiero del *Banco Nacional do Desenvolvimento* (“BNDES” por sus siglas en portugués), un banco de desarrollo de propiedad del Estado. Otros programas incluyen un descuento de hasta el 50% en las tarifas de distribución o transmisión, y una excepción especial para los consumidores con volúmenes de consumo de electricidad en el rango de 500 kW a 3.000 kW que decidan migrar a un entorno no regulado, siempre que tales consumidores compren electricidad de empresas generadoras que utilizan fuentes de electricidad no convencionales.

Los agentes de ventas son responsables de los pagos a los agentes de compra si ellos son incapaces de cumplir sus obligaciones de entrega. Las regulaciones de la ANEEL establecen multas aplicables a los agentes de venta de electricidad basadas en la naturaleza y materialidad de la infracción (incluyendo advertencias, multas, suspensión temporal del derecho a participar en licitaciones para nuevas concesiones, licencias o autorizaciones y confiscación). Por cada infracción, las multas pueden llegar hasta el 2% de los ingresos del concesionario que resultan de la venta de electricidad y servicios proporcionados (netos de impuestos) en el periodo de doce meses inmediatamente precedente a cualquier aviso de evaluación. La ANEEL también puede imponer restricciones en los términos y condiciones de los acuerdos entre partes relacionadas y, bajo circunstancias extremas, dar por terminados esos contratos.

El Decreto Nº 5.163 establece que los agentes vendedores deben asegurar el 100% de cobertura física para sus contratos de energía y potencia. Esta cobertura debe estar constituida por garantías físicas de sus propias centrales de generación o a través de la compra de energía o contratos de potencia de terceras partes.

Entre otras cosas, la Resolución Normativa Nº 109 de la ANEEL especifica que cuando no se logran estos límites, las empresas generadoras y comercializadoras están sujetos a sanciones financieras. La determinación de las sanciones se basa en un periodo de 12 meses y los ingresos obtenidos por la recaudación de esas sanciones se revierten a la modalidad tarifaria dentro del ACR.

Si no se cumplen los límites de contratos y coberturas físicas definidos en las Normas de Comercialización, el Superintendente de CCEE notifica las empresas generadoras y comercializadoras pertinentes. De acuerdo a los Procedimientos de Comercialización específicos, los agentes del CCEE están habilitados para presentar una apelación a ser evaluada por el Directorio del CCEE, que decide si cobrar o cancelar la sanción financiera.

Los agentes de generación pueden vender energía a través de contratos suscritos dentro del ACR o en el ACL. Los PIE deben proporcionar una cobertura física de su propia generación de energía por el 100% de sus contratos de venta. Los auto-productores generan energía para su uso exclusivo y, con la autorización de la ANEEL, pueden vender el exceso de energía a través de contratos. En ambos casos la verificación de la cobertura física es cumplida en una base mensual, en base a la información de generación y a los contratos de venta para los últimos doce meses. Los agentes generadores deben pagar multas si fallan en el suministro de cobertura física.

Regulación de Empresas de Distribución

Compras de Energía

En el mercado regulado, las empresas de distribución eléctrica compran la electricidad a través de licitaciones públicas anuales, reglamentadas por la ANEEL y organizadas por la CCEE.

Hay dos tipos de licitaciones reguladas: (i) para contratar capacidad existente con el fin de ajustar las condiciones de los contratos actuales o celebrar nuevos acuerdos de compra de energía para reemplazar acuerdos vencidos, y (ii) para contratar nueva capacidad, incluyendo electricidad renovable (biomasa, mini-hidroeléctrica, solar y eólica), para satisfacer la demanda futura como se describió

anteriormente en “Ítem 4. Información sobre la Compañía— B. Visión general del Negocio — Marco Regulatorio de la Industria Eléctrica— Reglamento de Empresas Generadoras — Ventas por Empresa de Distribución y Clientes Regulados.”

Las autoridades definen un precio máximo y todos los distribuidores participantes que llamen a licitación deben celebrar contratos sobre una base prorrateada con cada uno de los generadores de la licitación.

Tarifas de Distribución a Clientes Finales

Las tarifas de distribución a los clientes finales están sujetas a revisión de la ANEEL, que tiene la autoridad para ajustar y revisar estas tarifas en respuesta a cambios en los costos de compra de energía y las condiciones del mercado.

Proceso de Fijación de Tarifas de Distribución

Al ajustar las tarifas de distribución, la ANEEL divide el Valor de Referencia Anual, los costos de las empresas de distribución, en: (i) los costos que están fuera del control del distribuidor, tales como las compras de energía e impuestos (“costos Paquete A”) y (ii) costos que están bajo el control de los distribuidores (“costos Paquete B”), la Distribución del Valor Agregado. El contrato de concesión de cada empresa de distribución prevé un ajuste anual.

La Ley de Concesiones establece tres tipos de revisiones para las tarifas de cliente final: (i) revisión ordinaria de tarifa según el contrato de concesión de cada distribuidor, (ii) ajustes de inflación anual menos un factor "X" (un valor único para cada distribuidor que refleja sus aumentos recientes en eficiencia, la gestión de sus costos operacionales y la calidad de su servicio) y (iii) revisiones extraordinarias de tarifas.

La fijación de precios de las empresas de distribución tiene por objeto mantener márgenes operativos constantes para el concesionario al permitir las ganancias tarifarias debidas a los costos del Paquete A y al permitir al concesionario conservar las ganancias de eficiencia logradas por períodos de tiempo definidos. Las tarifas a los clientes finales también se ajustan según la variación de los costos incurridos en la compra de electricidad.

La cuenta de ajuste de valor ("CVA" en sus siglas en portugués) es un mecanismo que ayuda a mantener la estabilidad en el mercado energético y permite la creación de los costos diferidos del Paquete A, que son compensados a través de ajustes tarifarios anuales basados en honorarios para compensar el déficit/superávit del año anterior.

En diciembre de 2014, las empresas de distribución en Brasil, incluyendo a Ampla y Coelce, firmaron una enmienda a los contratos de concesión que permite que los costos diferidos (CVA y otros) formen parte de los activos a ser compensados al término de la concesión, si no fueron previamente compensados por las tarifas. Actualmente, las NIFF permiten el reconocimiento de ingresos diferidos, garantizando que las cantidades son recuperables.

Las revisiones ordinarias de tarifa toman en cuenta toda la estructura de fijación de tarifas para la compañía, incluyendo los costos de prestación de servicios y compra de energía, así como un retorno para el inversionista. El período de revisión de tarifa es definido por los distribuidores al momento de firmar su respectivo contrato de concesión. Por lo tanto, en Brasil algunos distribuidores tienen un período de tres años, la mayoría tienen períodos de cuatro años y algunos tienen períodos de cinco años. Esto significa que la revisión de tarifas se aplica a todos los distribuidores, pero con diferentes períodos de tiempo.

Desde 2003, la ANEEL ha realizado revisiones periódicas de tarifa cada cuatro años, que definen la metodología que se aplicará durante las revisiones ordinarias de tarifa. Hasta el segundo ciclo de revisiones periódicas de tarifas, la metodología se basó en los costos regulatorios para una empresa modelo, que consideraba las características especiales de cada zona de concesión de distribución.

En noviembre de 2011, la ANEEL aprobó una nueva metodología para el tercer ciclo de revisiones periódicas de tarifa, efectiva de 2011 a 2014. Los principales cambios fueron:

- Los valores definidos en el ciclo anterior son ajustados por la variación en el número de clientes, el consumo y las redes, descontando las ganancias de productividad alcanzadas por los distribuidores en base a un *benchmarking* nacional de electricidad;
- Se adoptó una nueva metodología para estimar la distribución de las ganancias de productividad y para mantener el equilibrio económico y financiero durante el ciclo tarifario; y
- Se introdujo un nuevo mecanismo de incentivo para mejorar la calidad del servicio.

La ley garantiza un equilibrio económico y financiero para una empresa en el caso de que haya un cambio sustancial en sus costos operacionales. En el caso de que los costos de los componentes de la Paquete A aumenten significativamente durante el período entre dos ajustes de tarifa anual, el concesionario puede solicitar que la ANEEL traspase esos costos a los clientes finales.

En junio de 2014, la ANEEL publicó propuestas para cambiar la metodología para el cuarto ciclo tarifario que incluía modificaciones al WACC (reducción propuesta de 11,4% a 10,9% de tasa real antes de impuestos), la base regulatoria de activos, el factor X y los costos operacionales. Después de evaluar las contribuciones de los distribuidores en Audiencia Pública 023, ANEEL decidió examinar la propuesta de 12,3% WACC. Como resultado, el WACC aumentó de 11,4% a 12,3% (tasa real antes de impuestos). La nueva tasa fue publicada en la Resolución Normativa N° 648 el 2 de marzo de 2015, efectiva retroactivamente al 5 de febrero de 2015. La metodología para el cuarto ciclo tarifario está siendo aplicado a todos los distribuidores en sus revisiones ordinarias de tarifa. A finales de 2017 habrá una nueva revisión del WACC y será efectiva a partir de 2018.

Ingresos de Banderas de Tarifa

Desde enero de 2015, la ANEEL ha aplicado un cargo mensual adicional a las tarifas de los clientes, siempre que el costo marginal del sistema sea mayor que el costo marginal establecido. El objetivo del regulador es proporcionar a los consumidores el costo real de generación, considerando la tarifa adicional anticipada al distribuidor, como se describe en la tabla siguiente, que de lo contrario tendría en la próxima revisión anual de ajuste de tarifa.

Este mecanismo se compone de tres niveles principales codificados por colores: verde, amarillo y rojo. Desde su creación, los rangos de costos y las tarifas adicionales han ido cambiando según nuevas expectativas del costo marginal de generación. El 26 de enero de 2016, la ANEEL publicó su modificación más reciente mediante Nota 16, la cual estableció dos niveles dentro de los criterios rojos. La modificación entró en vigencia el 1 de febrero de 2016.

	Descripción	Se aplica cuando el costo marginal (MC) (R\$ / MWh)	Tarifa adicional (R\$ / MWh)
Verde	Condiciones favorables de generación	$MC < 211,28$	No adicional
Amarillo	Condiciones menos favorables de generación	$211,28 \leq MC < 422,56$	+0,0015
Rojo nivel 1	Condiciones de generación costosas	$422,56 \leq MC < 610,00$	+0,0030
Rojo nivel 2	Condiciones de generación más costosas	$610,00 \leq MC$	+0,0045

Adicionalmente, el 12 de septiembre de 2016 la ANEEL aprobó la Resolución N° 733, que estableció la aplicación de una tarifa horaria a los clientes de baja tensión y definió dónde pueden monitorear el valor de la energía durante el consumo. Esta nueva tarifa se denomina tarifa blanca y entrará en vigor en enero de 2018.

Cuenta de Desarrollo Energético – CDE

Creada por la Ley N° 10.438, la CDE es un fondo gubernamental que tiene como objetivo promover el desarrollo de fuentes alternativas de energía, promover la globalización de los servicios de energía y subsidiar a clientes residenciales de bajos ingresos. El fondo se financia a través de cargos incluidos en las tarifas de consumidores y generadores y de contribuciones del gobierno.

En septiembre de 2015, tras un pronunciamiento judicial que suspendió el pago de los cargos de la CDE a los socios de Embrace Association, la ANEEL asignó la contribución perdida entre otros clientes. Los déficits generados por la pérdida de cargos ha sido incluida en el próximo ajuste anual de tarifa de distribución.

La ANEEL redujo el presupuesto de 2016 en un 36% debido a una mayor eficacia que permitió una reducción en el cargo a los clientes para financiar los costos de energía en zonas aisladas.

El 22 de junio de 2016 se promulgó la Resolución Provisional N° 735, que estableció que la CCEE reemplazará a Electrobras como cobrador de deudas de los cargos de la CDE, así como al administrador de los fondos. Entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2029, los cargos anuales de la CDE disminuirán gradualmente hasta que estén plenamente satisfechos. A partir del 1 de enero de 2030, el costo anual por MWh será prorrateado según el nivel de tensión del consumidor.

Plan Gubernamental de Reducción de Tarifas (Resolución Provisional N° 579/2012)

El 12 de septiembre de 2012, la Resolución Provisional N° 579 del Gobierno brasileño redujo las tarifas a los clientes finales y definió nuevas políticas de renovación de concesiones para las empresas generadoras y de transmisión.

Para reducir las tarifas, el Gobierno brasileño propuso eliminar dos cargos sectoriales, la Reserva de Reversión Global (“RGR” por sus siglas en portugués), que son fondos para promover la expansión en el sector de la electricidad y para indemnizar concesiones, y la Factura de Consumo de Combustible (“CCC” por sus siglas en portugués), que es un subsidio para empresas generadoras termoeléctricas principalmente localizadas en la región norte. También redujo en un 75% la CDE o Cuenta de Desarrollo Energético. Estos cargos son cubiertos directamente con fondos del Gobierno brasileño.

Adicionalmente, esta resolución dispone nuevas políticas de renovación de las concesiones para las empresas generadoras y de transmisión, cuyos contratos de concesión vencen antes de 2017 (que corresponde al 20% de las empresas generadoras). Aunque leyes existentes prevén la posibilidad de renovar esas concesiones, no había una guía clara de los términos de las concesiones renovadas. Con la nueva política los cargos a las compras de energía se reducirán debido al no reconocimiento de los activos ya amortizados, y por lo tanto si el titular de la concesión elige renovarla bajo esos términos, entonces ellos solo estarán habilitados para recuperar los costos relacionados con la operación y el mantenimiento. Las empresas afectadas representan 23 GW de capacidad hidroeléctrica y 85.000 kilómetros de líneas de transmisión. Aproximadamente el 65% de las empresas generadoras afectadas y todas las empresas de transmisión afectadas están de acuerdo con las nuevas reglas.

La legislación que contiene la Resolución Provisional N° 579 fue aprobada por la Cámara de Representantes de Brasil y fue enviada para la firma del Presidente de Brasil, por la Ley N° 12.783. El plan de reducción de tarifas fue aprobado el 24 de enero de 2013 después de una revisión extraordinaria de tarifas; con ello se espera que las tarifas sean reducidas en aproximadamente un 20%, las que serán traspasadas a los clientes.

A principios de 2013, los distribuidores tenían un déficit entre la demanda regulada y los proveedores de energía. Fueron involuntariamente obligados a comprar la energía necesaria para atender a sus clientes regulados en el mercado spot. Debido a este desequilibrio, el 8 de marzo de 2013, el Decreto Presidencial N° 7.945 autorizó la transferencia de recursos federales a los distribuidores a fin de que paguen parte de los costos extra de la energía a los que había sido expuestos involuntariamente. Los costos de energía extra no pagados por recursos federales se recuperaron mediante tarifas reguladas en 2014 y 2015 como establecido por la regulación de ANEEL, ajustado por la tasa de interés SELIC.

En 2014, el Decreto N° 8.203 autorizó el uso de la CDE para cubrir parte de los costos adicionales de las empresas de distribución por exposición involuntaria al mercado spot. Así, el decreto permite que Hacienda anticipe los recursos de la CDE.

Extensión de los Contratos de Concesión de Distribución

Desde septiembre de 2012, las concesiones de distribución bajo la Ley N° 9.074/1995 pueden ser prorrogados por el Gobierno brasileño, una vez, por un período de hasta 30 años, con el fin de garantizar continuidad, servicio eficiente, precios factibles y rentabilidad para los distribuidores.

El 20 de octubre de 2015, la ANEEL aprobó el proyecto para complementar el Contrato de Concesión y recomendó la extensión de las concesiones al Ministerio de Minas y Energía. El 28 de diciembre de 2015, el gobierno prorrogó el plazo para la ejecución de esas extensiones debido a su complejidad.

Distribución de Energía Generada

El 24 de noviembre de 2015, la ANEEL, en una audiencia pública, aprobó la regulación de Distribución de Energía Generada a través de un mecanismo de compensación de energía. Los sistemas de generación de energía pueden tener capacidades de hasta 3MW para los sistemas hidroeléctricos y hasta 5MW para y otras fuentes.

La ANEEL ha estado simplificando los procedimientos para facilitar la conexión de micro y mini generadores dentro de la red de distribución. A partir de enero de 2017, una solicitud de conexión puede ser efectuada en línea.

Regulación de la Transmisión

Las líneas de transmisión en Brasil usualmente son muy largas, puesto que las centrales hidroeléctricas suelen estar muy distantes de los grandes centros de consumo energético. A la fecha, el sistema nacional está casi totalmente interconectado. Solo los estados de Amazonas, Roraima, Acre, Amapá, Rondônia y una parte de Pará aún no tienen acceso al sistema interconectado de energía.

En estos estados, el suministro se lleva a cabo por pequeñas centrales termoeléctricas o hidroeléctricas localizadas cerca de sus respectivas ciudades capitales, pero el Gobierno brasileño está gradualmente conectando estas áreas.

El sistema interconectado de electricidad permite el intercambio de electricidad entre las diferentes regiones cuando alguna de ellas enfrenta problemas, tales como una reducción en la generación hidroeléctrica debido a una caída de los niveles de sus embalses. Dado que las épocas de lluvia son diferentes en el sur, sudeste, norte y noreste de Brasil, las líneas de transmisión de alto voltaje (500 kV o 750 kV) hacen posible abastecer a localidades con producción energética insuficiente desde los centros de generación que están en una ubicación más favorable.

Cualquier agente del mercado de electricidad que produce o consume energía está autorizado para usar la Red Básica. Los consumidores del mercado no regulado tienen también este derecho, sujeto a que cumplan con ciertos requerimientos técnicos y legales. Esto se llama “acceso libre” y está garantizado por ley y por la ANEEL.

La operación y administración de la Red Básica es responsabilidad del ONS, que tiene también la responsabilidad de administrar el despacho de energía desde las centrales en condiciones óptimas, involucrando el uso del sistema interconectado, los embalses hidroeléctricos y los combustibles de las centrales termoeléctricas.

De modo similar a las empresas de distribución, las empresas de transmisión también tienen tres revisiones de tarifas: (i) una revisión ordinaria de tarifas cada cuatro años; (ii) ajustes anuales de tarifas debido a la inflación y los ingresos anuales permitidos (un monto fijo pagado por consumidores y generadores); y (iii) revisión extraordinaria de tarifas.

La Ley N° 13.203, publicada el 8 de diciembre de 2015, modificó los descuentos aplicables a las tarifas de utilización de los Sistemas de Transmisión y Distribución, incluyendo la cantidad de generación y el destino final de la energía cuando se auto-produce. Para la regulación de esta ley, la ANEEL estableció la audiencia pública N° 38 que fue sustituida por la Resolución N° 77.

Regulación Medioambiental

La Constitución brasileña faculta tanto al Gobierno Federal como a los gobiernos estatales y locales para dictar leyes destinadas a proteger el medioambiente y para emitir reglamentos para dichas leyes. Si bien el Gobierno brasileño tiene el poder de promulgar regulaciones ambientales, los gobiernos estatales son usualmente más estrictos. La mayoría de las regulaciones ambientales en Brasil se encuentran a nivel de gobierno estatal y local, más que a nivel federal.

Las centrales hidroeléctricas deben obtener concesiones por los derechos de agua y aprobaciones ambientales. Las empresas termoeléctricas generadoras, de transmisión y de distribución deben obtener aprobaciones ambientales de parte de las autoridades de regulación ambiental.

Marco Regulatorio de la Electricidad en Colombia

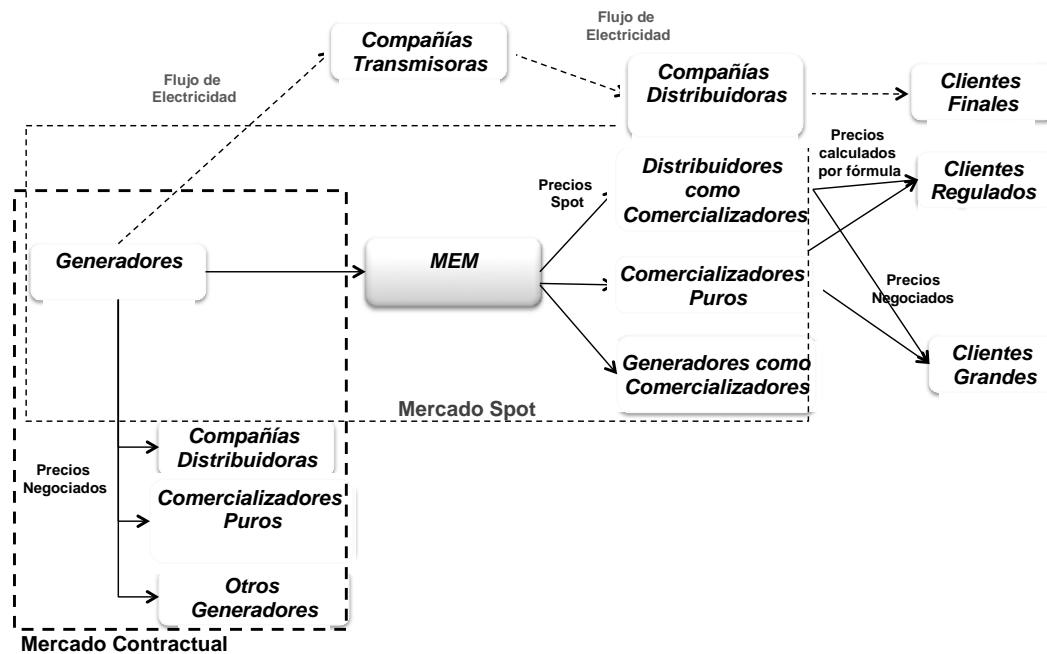
Visión General de la Industria y Estructura

El Mercado Eléctrico Mayorista en Colombia (“MEM colombiano”) se basa en un modelo de mercado competitivo y opera bajo principios de acceso abierto. El Gobierno colombiano participa en este mercado a través de una estructura institucional que es responsable de establecer las políticas y regulaciones, así como de ejercer los poderes de supervisión y control con respecto a los participantes en el mercado. Para su operación efectiva el MEM depende de una agencia central conocida como XM, que se encarga del despacho central de mercado a través del Centro Nacional de Despacho (“CND”) y la gestión del sistema de intercambio comercial a través de la Autoridad del Sistema de Intercambio Comercial.

El SIN colombiano incluye centrales de generación, la red de interconexión, líneas regionales de transmisión, líneas de distribución y los consumidores finales.

Hay dos categorías de agentes, generadores y comercializadores, que pueden comprar y vender electricidad, así como productos relacionados en el MEM colombiano. Todo el suministro eléctrico ofrecido por las empresas generadoras conectados al SIN colombiano y todos los requerimientos de electricidad de los clientes finales, cuya demanda está representada por las empresas comerciales, se comercializan en el MEM colombiano.

El siguiente gráfico muestra las relaciones entre los distintos participantes en el MEM colombiano:



La actividad de generación consiste en la producción de electricidad a través de centrales hidroeléctricas, termoeléctricas y todas las otras centrales de generación conectadas al SIN colombiano. El sector de generación es organizado sobre una base competitiva, con generadores independientes que venden su producto en el mercado spot o a través de contratos privados con grandes clientes, otros generadores y comercializadores. Las empresas generadoras deben participar en el MEM colombiano con todas sus centrales de generación o unidades conectadas al SIN colombiano con capacidades de al menos de 20 MW. Las empresas generadoras declaran su disponibilidad de energía y el precio al que están dispuestos a venderla. Esta electricidad es despachada centralmente por el Centro Nacional de Despacho o “CND”.

La comercialización consiste en la intermediación entre los participantes del mercado que proveen generación de electricidad, servicios de transmisión y de distribución y los clientes de estos servicios, sea que esa actividad sea llevada a cabo o no en conjunto con otras actividades del sector eléctrico.

Las transacciones de electricidad en el MEM colombiano se llevan a cabo bajo las siguientes modalidades:

1. Mercado spot de energía: mercado diario a corto plazo;
2. Contratos Bilaterales: mercado a largo plazo; y
3. “Energía Firme”.

La “Energía Firme” se refiere al máximo de energía eléctrica que una planta generadora es capaz de entregar en una base continua durante un año, en condiciones de hidrología pobre. La empresa generadora que adquiere un compromiso de Oferta de Energía Firme (“OEF”) recibirá una remuneración fija durante el periodo del compromiso, que se explica más abajo en la sección “Incentivos y Sanciones”.

La transmisión opera bajo condiciones de monopolio, con un ingreso anual fijo garantizado, determinado por el valor nuevo de reemplazo de las redes y equipos y por el valor resultante de los procesos de licitación que adjudican nuevos proyectos para la expansión del Sistema Nacional de Transmisión. Este valor es distribuido entre los comercializadores del Sistema Nacional de Transmisión en proporción a sus demandas de energía.

La distribución se define como la operación de las redes locales por debajo de 220 kV. Cualquier cliente puede tener acceso a una red de distribución por la cual el cliente paga un cargo por conexión.

Existe un sistema interconectado, el SIN colombiano, y varios sistemas regionales aislados y más pequeños que proporcionan electricidad a áreas específicas. Según la Agencia de Planificación de Minería y Energía colombiana, el 97% de la población colombiana recibió electricidad a través de la red pública en 2015.

Principales Autoridades Reguladoras

El Ministerio de Minas y Energía colombiano (“MME”) es responsable de elaborar las políticas del sector eléctrico, que procura el mejor uso de los recursos mineros y de energía disponibles en Colombia, y, a su vez, contribuye al desarrollo económico y social del país.

La Agencia de Planificación de Minería y Energía colombiana es responsable de planificar la expansión de la generación y de las redes de transmisión.

El Consejo de Políticas Económicas y Sociales colombiano (“CONPES”) es la máxima autoridad de planificación nacional y trabaja como ente asesor para el gobierno en todos los aspectos relacionados con el desarrollo económico y social de Colombia. Coordina y dirige a las entidades responsables por lo económico y lo social, a través del estudio y aprobación de documentos sobre el desarrollo de políticas.

El Departamento Nacional de Planeación colombiano desempeña las funciones del Secretariado Ejecutivo del CONPES y es, por lo tanto, responsable de la coordinación y presentación de la documentación para discusión en las reuniones.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (“CREG”) implementa los principios de la industria establecidos en la Ley Eléctrica Colombiana. Esta comisión está constituida por ocho expertos nombrados por el presidente colombiano, el MME, el Ministerio de Crédito Público y el director del Departamento de Planificación Nacional colombiano, o sus representantes. Esos principios son:

- eficiencia (la correcta asignación y uso de los recursos y abastecimiento de la electricidad a mínimo costo);
- calidad (cumplimiento con los requerimientos técnicos);
- continuidad (abastecimiento continuo de la electricidad, sin interrupciones injustificadas);
- adaptabilidad (la incorporación de moderna tecnología y sistemas de administración para promover la calidad y la eficiencia);
- neutralidad (tratamiento imparcial a todos los clientes de la electricidad);
- solidaridad (la provisión de fondos por los clientes de altos ingresos para subsidiar el consumo de subsistencia de clientes de bajos ingresos); y
- equidad (suministro de electricidad adecuado y no discriminatorio a todas las regiones y sectores del país).

La CREG está facultada para dictar las regulaciones que gobiernan las operaciones técnicas y comerciales y establecer cargos sobre las actividades reguladas. Las principales funciones de la CREG son:

- (i) establecer las condiciones para una desregulación gradual del sector eléctrico hacia un mercado abierto y competitivo;
- (ii) aprobar los cargos para las redes de transmisión y distribución y para los clientes regulados;
- (iii) establecer la metodología para el cálculo de las tarifas máximas para el abastecimiento del mercado regulado;
- (iv) normas para la planificación y coordinación de las operaciones del SIN colombiano;
- (v) exigencias técnicas de calidad, confiabilidad y seguridad del suministro; y
- (vi) protección de los derechos de los clientes.

El Consejo Nacional de Operaciones es responsable de establecer los estándares técnicos para facilitar la integración y la operación eficientes del SIN colombiano. Es un ente consultivo compuesto por el director del CND y representantes de las empresas generadoras, de transmisión y distribución.

El Comité Asesor para la Comercialización es un ente consultor que asiste a la CREG en los aspectos comerciales del MEM colombiano.

La Superintendencia de Industria y Comercio colombiana asesora al Gobierno Nacional y participa en la formulación de políticas para promover la competencia, proteger a los consumidores y proteger la propiedad industrial, entre otras cosas. También investiga, corrige y sanciona prácticas de competencia comercial restrictivas, tales como prácticas monopólicas, y supervisa las fusiones de compañías que operan en la misma actividad productiva con el fin de prevenir una excesiva concentración o monopolios en ciertas industrias.

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios colombiana es responsable de supervisar a todas las compañías de servicios de utilidad pública. La Superintendencia monitorea la eficiencia de todas las compañías de servicio público y la calidad de los servicios. La Superintendencia puede también asumir el control de compañías de servicio público cuando la disponibilidad del servicio público o la viabilidad de esas compañías están en riesgo. Otras responsabilidades incluyen hacer cumplir las regulaciones, imponer sanciones y, en general, supervisar el desempeño financiero y administrativo de las empresas de utilidad pública, proveer normas y reglas de contabilidad a las empresas de servicio público y, en general, organizar redes de información y bases de datos concernientes a los servicios públicos.

El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible colombiano (“MADS”) es responsable de la gestión del medioambiente y de los recursos naturales renovables. Es también responsable de liderar y regular la planificación medioambiental así como de desarrollar políticas y regulaciones. Su objetivo es recuperar, conservar, proteger y promover el uso sustentable de los recursos naturales renovables, el medioambiente de la nación y asegurar el desarrollo sustentable, sin perjuicio de las funciones asignadas a otros sectores.

El MADS, junto con el presidente colombiano, procura desarrollar políticas nacionales sobre el medioambiente y los recursos naturales renovables para asegurar el derecho de los colombianos a un medioambiente saludable donde estén protegidos el patrimonio natural y la soberanía nacional.

La Ley Eléctrica

Generalidades

El Congreso colombiano aprobó en 1994 la Ley N° 142, conocida como la Ley de Servicio Público Domiciliario, y la Ley N° 143, las cuales forman el marco legal básico que gobierna actualmente el sector eléctrico en Colombia. Las reformas más significativas incluyen la apertura de la industria eléctrica a la participación del sector privado, la segregación funcional del sector eléctrico en cuatro actividades distintas (generación, transmisión, distribución y comercialización), la creación de un mercado mayorista de electricidad abierto y competitivo, la regulación de las actividades de transmisión y distribución como monopolios regulados, y la adopción de los principios de acceso universal aplicables a las redes de transmisión y distribución.

La Ley Eléctrica colombiana regula la generación, comercialización, transmisión y distribución de electricidad (en su conjunto, las “Actividades”). De acuerdo a la ley, cualquier compañía existente antes de 1994, sea local o extranjera, puede desarrollar cualquiera de las Actividades. Las empresas creadas después de esa fecha pueden involucrarse exclusivamente en una de esas Actividades. La comercialización, sin embargo, puede combinarse ya sea con generación o distribución.

En 2014, el Gobierno colombiano publicó la Ley de Energía Renovable N° 1.715, que promueve el desarrollo de las energías renovables y proyectos de eficiencia energética. La ley propone reducciones de impuestos para proyectos relacionados con energías renovables. También establece el desarrollo de un fondo nacional que promueve la investigación en temas relacionados y define la metodología para la autogeneración a gran y pequeña escala.

Límites y Restricciones

La participación de mercado para los generadores y comercializadores es limitada. El límite para los generadores es el 25% de la Energía Firme del sistema colombiano. La principal medición de participación de mercado usado por la CREG en generación, es el porcentaje de Energía Firme que tiene un participante del mercado.

Además, si la participación de una empresa de generación está en el rango del 25% al 30% del total de Energía Firme de Colombia y el índice de mercado Herfindahl Hirschman, una medida de concentración de mercado, es al menos 1.800, tal empresa queda sujeta al monitoreo de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Si la participación de una empresa de generación eléctrica excede el 30% de la Energía Firme de Colombia, esa empresa podría ser requerida de vender la participación que excede el límite del 25%.

Del mismo modo, un comercializador no puede tener más del 25% de la actividad comercial en el SIN colombiano. Las limitaciones para los comercializadores toman en cuenta las ventas internacionales de energía. La cuota de mercado se calcula sobre una base mensual según la demanda comercial de los comercializadores, y estos tienen hasta seis meses para reducir su cuota de mercado cuando superan el límite.

Tales límites se aplican a los grupos económicos, incluyendo las compañías que son controladas por otra compañía o están bajo el control común de otras compañías. Adicionalmente, los generadores no pueden tener más del 25% de interés en un distribuidor, y viceversa. Sin embargo, esta limitación sólo se aplica a compañías individuales y no inhibe la propiedad cruzada de compañías del mismo grupo corporativo.

Una compañía de distribución puede tener sobre el 25% del patrimonio de una compañía integrada si la participación de mercado de la última compañía es inferior al 2% del negocio nacional de generación. Una compañía creada antes de la promulgación de la Ley N° 143 no puede fusionarse con otra compañía creada después de que esta ley entrara en vigor.

Un generador, distribuidor, comercializador o una compañía integrada (es decir, una firma que combina actividades de generación, transmisión y distribución) no puede tener más del 15% de las acciones de una empresa de transmisión si esta última representa más del 2% del negocio nacional de transmisión en términos de ingresos.

Regulación de las Empresas Generadoras

Concesiones

Según las leyes N° 142 y N° 143 de 1994, las actividades económicas relacionadas con el suministro del servicio de electricidad se rigen por los principios constitucionales de actividad económica de libre mercado, iniciativa privada de libre mercado, libertad de entrada y salida del mercado, libertad corporativa, competencia de libre mercado y propiedad privada; con regulación e inspección, supervisión y control del Estado.

De acuerdo con la Ley N° 143, estos principios constitucionales de libertad son la norma general en la industria eléctrica, mientras que la concesión es la excepción. Diferentes agentes económicos, públicos, privados o mixtos, pueden participar en las actividades del sector, cuyos agentes gozan de libertad para desarrollar sus funciones en un contexto de competencia de libre mercado. Para operar o iniciar proyectos, los agentes deben obtener de las autoridades competentes los necesarios permisos medioambientales, sanitarios y derechos de agua, así como otros permisos y licencias municipales. Todos los agentes económicos pueden construir centrales de generación y sus respectivas líneas de interconexión con las redes de transmisión e interconexión.

El Gobierno colombiano no puede participar legalmente en la ejecución y explotación de proyectos de generación. Como norma general, tales proyectos serán ejecutados por el sector privado. El Gobierno colombiano solo está autorizado para suscribir por su propia cuenta contratos de concesión relacionados con la generación cuando no existen agentes preparados para asumir estas actividades en condiciones comparables.

Despacho y Precios

La compra y venta de electricidad pueden realizarse entre generadores, distribuidores actuando en su calidad de comercializadores (que no generan o distribuyen electricidad) y clientes no regulados. No hay restricciones para nuevos participantes en el mercado, siempre y cuando cumplan con las leyes y reglamentos aplicables.

El MEM colombiano facilita la venta del exceso de energía que no ha sido comprometido en contratos. En el mercado mayorista se establece un precio spot por hora para todas las unidades despachadas, basado en el precio de oferta por la unidad de precio de energía más alto para ese periodo. El CND recibe cada día ofertas de precio de todos los generadores participantes en el MEM colombiano. Estas ofertas indican precios y la capacidad disponible para cada hora en el día siguiente. Basado en esta información, el CND, guiado por el principio de “despacho óptimo” (que supone una capacidad infinita de transmisión en la red), ordena el despacho optimizado para el periodo de 24 horas, considerando las condiciones iniciales de operación, y determinando qué generadores serán despachados el día siguiente para satisfacer la demanda esperada. El precio para todos los generadores se fija como el precio del generador más caro despachado en cada hora bajo el despacho óptimo. Este sistema de clasificación de precios pretende asegurar que la demanda nacional, incrementada por la cantidad total de energía exportada a otros países, se satisfará con la combinación de menor costo de las unidades generadoras disponibles en el país.

Además, el CND planifica el despacho, que toma en cuenta las limitaciones de la red, así como otras condiciones necesarias para satisfacer la demanda de energía esperada para el día siguiente, de manera segura, confiable y eficiente desde el punto de vista del costo. Las diferencias de costo entre el “despacho planificado” y el “despacho óptimo” son llamadas “costos de restricción”. El valor neto de estos costos de restricción es asignado proporcionalmente a todos los comercializadores del SIN colombiano, de acuerdo a su propia demanda de energía, y estos costos son traspasados a los clientes finales. Algunos generadores han iniciado procedimientos legales contra el gobierno argumentando que los precios reconocidos no cubren plenamente los costos asociados con estas restricciones, porque las regulaciones actuales no toman en cuenta todos los costos incurridos en una generación segura y confiable. Sin embargo, la CREG cree que la Resolución N° 036 modificó la remuneración para las centrales hidroeléctricas asignando el costo de oportunidad al precio spot, lo que compensaría esos costos.

Durante 2012 y 2013, estaba bajo evaluación el “Estatuto para situaciones de escasez en el MEM como parte de las regulaciones operativas”. En 2014, la CREG publicó la Resolución N° 026/2014, la cual promulgó el Estatuto que define las reglas de operación bajo condiciones críticas de suministro.

Ventas de Empresas Generadoras a Clientes no Regulados

En el mercado no regulado, las empresas generadoras y los clientes no regulados suscriben contratos en los que se acuerdan libremente los términos y precios. Generalmente estos convenios establecen que el cliente paga la energía que consume cada mes, sin un mínimo o un máximo. Los precios son fijados en pesos colombianos, indexados mensualmente al PPI colombiano. De acuerdo a la resolución de la CREG N° 131 de 1998, para ser considerados no regulados, los clientes deben tener una demanda de energía promedio por seis meses de al menos 0,1 MW, o un mínimo de 55 MWh en la demanda media mensual de energía durante los seis meses previos.

Ventas de Empresas de Distribución a Clientes Regulados

El mercado regulado es servido por comercializadores o por distribuidores que actúan como comercializadores, quienes facturan todos los costos del servicio, de acuerdo a los precios regulados por la CREG. El esquema permite a los distribuidores transferir a las tarifas de los clientes el precio promedio de las compras de todas las transacciones del mercado que afectan el mercado regulado, mitigando así la volatilidad del mercado spot y proporcionado al mercado una señal de eficiencia. Además, la CREG estableció una fórmula por el costo total del servicio, que transfiere al mercado regulado los costos de transmisión, distribución, comercialización y de las pérdidas físicas.

Ventas de Empresas Generadoras a Comercializadores para el Mercado Regulado

Los comercializadores en el mercado regulado deben comprar energía a través de procedimientos que aseguren una competencia de libre mercado. Para evaluar las ofertas, el comprador toma en cuenta los factores de precio así como otras condiciones técnicas y objetivos comerciales a ser definidos antes del proceso de contratación. Estos acuerdos pueden ser suscritos bajo diferentes modalidades, tales como pago por la cantidad contratada, pago por la cantidad requerida con o sin límite, pago por la cantidad consumida, etc. Los precios están expresados en pesos colombianos indexados mensualmente al IPC colombiano.

Ventas a Otras Empresas Generadoras

Las empresas generadoras pueden vender su energía a otras generadoras bajo condiciones y precios negociados libremente.

Cargos Regulatorios

Contribución de generación según la Ley N° 99 de 1993: Las empresas generadoras están obligadas a hacer pagos mensuales basados en su generación a las corporaciones regionales autónomas para la protección del medioambiente, en las áreas donde están localizadas las centrales, y a las municipalidades donde las centrales de generación están situadas. Para mayor información, véase “Regulación Medioambiental” más abajo.

Contribución de generación para el Fondo de Apoyo Financiero para Energía para Zonas no Conectadas: La Ley N° 633 de 2000 (reforma tributaria) establece que los generadores deben hacer una contribución de un peso colombiano por cada kilowatt despachado en la Bolsa de Energía Mayorista, para el Fondo de Apoyo Financiero para Energía para Zonas no Conectadas. Este requerimiento fue extendido hasta 2021 por medio de la Ley N° 1.715 de mayo 2014 y por medio del Decreto N° 142 de enero de 2015.

Incentivos y Sanciones

Los generadores conectados al SIN colombiano pueden también recibir “pagos por confiabilidad”, que son el resultado de la OEF que ellos proveen al sistema. La OEF es un compromiso por parte de las empresas generadoras respaldado por sus recursos físicos capaces de producir energía es firme en periodos de escasez. El generador que adquiere una OEF recibirá una compensación fija durante el periodo del compromiso, sea que el cumplimiento de su obligación sea requerido o no. Para recibir el pago por confiabilidad, los generadores tienen que participar en licitaciones de energía firme declarando y certificando esa energía firme. Durante un periodo de transición que terminó en noviembre de 2012, el suministro de energía firme para fines de confiabilidad fue asignado proporcionalmente a la energía firme declarada por cada generador. Después del periodo de transición, solo la energía firme adicional requerida por el sistema es adjudicada a través de licitaciones. Las licitaciones de asignación de la OEF están orientadas a proyectos de generación con periodos de construcción de menos de 4 años y proyectos con largos periodos de construcción (“GPPS”). Además, la CREG puede llevar a cabo licitaciones de reconfiguración OEF orientadas al ajuste de diferencias entre la OEF asignada y la demanda esperada. Cuando la demanda es más alta o más baja de lo esperado, la CREG puede organizar licitaciones en las cuales ella puede comprar más energía firme, o por el contrario, agentes con excedentes de OEF pueden vender sus compromisos.

Durante 2011, la CREG publicó resoluciones para la asignación de OEF para proyectos con periodos de construcción de menos de 4 años en los periodos desde diciembre de 2014 hasta noviembre de 2015 y desde diciembre de 2015 hasta noviembre de 2016. Para el primero de estos periodos, la OEF fue asignada, a prorrata, a los generadores existentes, mientras que para el segundo periodo realizó una segunda licitación para el sector eléctrico el 27 de diciembre de 2011. Desde entonces no ha sido necesario realizar ninguna licitación para suministrar futuros requerimientos adicionales de energía firme.

En la licitación mencionada participaron siete empresas con un total de ocho proyectos, de los cuales cinco fueron asignados a un precio de US\$ 15,7 por MWh. Los nuevos proyectos son Río Ambeima (hidroeléctrico, 45 MW), Carlos Lleras Restrepo (hidroeléctrico, 78 MW), San Miguel (hidroeléctrico, 42 MW), Gecelca 32 (termoeléctrico, 250 MW) y Tasajero 2 (termoeléctrico, 160 MW). Las nuevas asignaciones se hicieron por un periodo de veinte años a partir del 1 de diciembre de 2015.

Además, el 26 de enero de 2012 se concluyó la licitación para proyectos con periodos de construcción largos, que asignó OEFs por un periodo de veinte años a tres proyectos hidroeléctricos y uno termoeléctrico. Dos de estos fueron asignados a centrales nuevas: Termonorte, que tendrá una capacidad de 88 MW hacia 2017, y el proyecto hidroeléctrico Porvenir II, que tendrá una capacidad de 352 MW hacia 2018. Los otros dos corresponden a incrementos en OEF para centrales que ya estaban en construcción y tenían disponible energía firme siguiendo el proceso de licitaciones llevado a cabo en 2008 (las centrales hidroeléctricas Sogamoso y Pescadero-Ituango). El proceso terminó con la asignación de precios bajo el máximo definido (US\$ 15,70 por MWh), y estaban relacionados con Termonorte (US\$ 14,90 por MWh); Porvenir II (US\$ 11,70 por MWh) y *Sogamoso y Pescadero-Ituango* (US\$ 15,70 por MWh).

La CREG reguló la reconfiguración del esquema de licitaciones bajo la metodología de cargo por confiabilidad, que permitió a los agentes cambiar el inicio de las OEF renunciando a los “pagos por confiabilidad”, y pagando una prima. XM publicó los resultados de la reconfiguración de la venta por licitación de OEF y las empresas participantes fueron Termocol, Amoya y Gecelca.

Durante 2012, la CREG también emitió el Documento N° 48 sobre la asignación de OEF para el periodo desde diciembre de 2016 hasta noviembre de 2017. La CREG indicó que (i) dadas las condiciones del sistema no era necesaria una licitación para asignación de OEF, y (ii) el calendario de asignaciones será publicado una vez que haya mayor certidumbre sobre las fechas de la ejecución del acuerdo de interconexión Colombia-Panamá y los procesos de importación de gas natural. Adicionalmente, en julio de 2012 se realizó una licitación de reconfiguración para el periodo desde diciembre de 2012 hasta noviembre de 2013, con el fin de minimizar la diferencia entre el OEF asignado y la demanda esperada para ese periodo.

La OEF fue asignada a Termocol, que es propietaria del proyecto de Poliobras (4.5 GWh por día) y a Amoyá, propietaria del proyecto Isagen (0,5 GWh por día). Se llama a tales licitaciones cuando las OEF previamente asignadas excedan la demanda proyectada para un período determinado. La licitación terminó con un margen de precio de US\$ 0,60 por MWh, que es mayor que el pago de cargo por confiabilidad de diciembre de 2012 a noviembre de 2013. Proyectos tales como *Ambeima* y *Porvenir II* han perdido su OEF.

Durante 2013, la Resolución N° 062 creó incentivos para que las centrales termoeléctricas respaldaran sus OEF con gas natural importado para garantizar su OEF por 10 años comenzando en diciembre de 2015. La nueva resolución propone los fundamentos de la remuneración para el grupo de centrales termoeléctricas con el objeto de desarrollar el primer terminal de regasificación en Colombia.

El 10 de marzo de 2014, la CREG publicó la Resolución N° 022, que definió un ingreso regulado transitorio con el objeto de motivar a los participantes del sistema a construir un terminal de GNL. Durante 2014, los participantes comenzaron a contratar agentes de comercialización e importación; sin embargo, debido al retraso de la fase de construcción, la CREG ha permitido a los generadores termoeléctricos cumplir con sus OEF usando combustibles alternativos.

También en 2014, la CREG publicó la Circular N° 088, indicando que no se necesitaba una licitación para el período de diciembre de 2016 a noviembre de 2020. En 2015, la CREG presentó la metodología para calcular la energía firme para las centrales eólicas. La nueva resolución permite proyectos sin mediciones de viento durante 10 años, para utilizar datos de proxy para calcular la curva de energía en relación con viento. Los resultados de la aproximación deben ser certificados por el Consejo Nacional de Operaciones.

También en 2015 la CREG declaró a través de la Resolución N° 177 que la energía firme existente era suficiente para suministrar la demanda esperada hasta 2019. Por esa razón, asignó OEF a las centrales existentes para los periodos de 2016-2017, 2017-2018, y 2018-2019.

En 2016, la CREG declaró mediante la Resolución N° 115 que no hay necesidad de una licitación de pagos por confiabilidad para satisfacer la demanda durante 2019-2020. Sin embargo, no definió el mecanismo por el cual la OEF se distribuirá entre las centrales. Se espera que la CREG publique una nueva metodología durante el primer semestre de 2017.

Exportaciones e Importaciones de Electricidad

Las Decisiones de la Comunidad Andina de Naciones (“CAN”) CAN 536 de 2002, CAN 720 de 2009 y CAN 757 de 2011, firmadas por los países que participan en la Comunidad Andina de Naciones – Colombia, Ecuador, Bolivia y Perú – establecieron el marco general para la interconexión de sistemas eléctricos que creó un despacho económico coordinado para los países involucrados en las interconexiones. Dentro de este marco, en marzo de 2003 se inauguró el sistema de interconexión entre Colombia y Ecuador. Los dos países adoptaron un régimen transitorio de acuerdo a CAN 757, mientras se adoptan los estándares comunes que hagan viables las transacciones internacionales.

Además de la interconexión con Ecuador, Colombia también está interconectada con Venezuela mediante tres enlaces, siendo el más importante la línea Cuestitas-Cuatricentenario. Durante 2011 y 2012, hubo transferencias de energía de Colombia a Venezuela a través de esta línea, según un acuerdo entre los presidentes de ambas naciones. El acuerdo permite transacciones estimadas en 30 GWh por mes, con una demanda de 70 MW en periodos de demanda baja y media, y de 140 MW en periodos de alta demanda. El contrato fue suscrito el 1 de febrero de 2013 por un periodo de once meses y fue formalizado mediante un contrato entre Isagen (Colombia) y Corpoelec (Venezuela).

También hay un proyecto de interconexión de energía con Venezuela que está siendo desarrollado por el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas, según un convenio entre Colombia y Venezuela. Según los términos de este convenio, Colombia venderá energía a Venezuela a una tarifa mucho más barata que los costos en los que se incurre para producirla. Venezuela pagará la electricidad con combustibles en lugar de dinero. Se estima que este proyecto de interconexión costará US\$ 8 mil millones e incluye la construcción de 35,6 kilómetros de línea de transmisión con una capacidad de 34.500 voltios, para abastecer de electricidad a la región de San Fernando de Atabapo, en Venezuela.

En la primera mitad de 2012, la CREG y la Autoridad Nacional de Servicios Públicos de Panamá (“ASEP”) emitieron resoluciones que disponían el fortalecimiento del proceso de licitación de derechos de construcción de la futura línea de interconexión entre Colombia y Panamá.

Las resoluciones también complementan las resoluciones preexistentes estableciendo disposiciones que permiten a empresas de distribución panameñas participar en futuras licitaciones en Colombia. Las resoluciones más importantes emitidas por Colombia son (i) CREG 002, que procura resolver las discrepancias entre la capacidad firme en Panamá y las OEF en Colombia; (ii) CREG 004, que delinea los intercambios en condiciones de racionamiento; y (iii) CREG 057, que es un acuerdo operativo entre los operadores de los sistemas de Colombia y Panamá. Panamá también emitió resoluciones paralelas que permiten a las compañías colombianas participar en licitaciones en Panamá como agentes de interconexión internacional.

Emgesa, Isagen, Celsia y su filial EPSA participaron en el proceso de licitación para obtener derechos en la capacidad de la línea en Panamá, que se llevó a cabo el 21 de agosto de 2012. Estas empresas estaban en condiciones de participar en la licitación formando filiales en Panamá y cumpliendo con los requerimientos de la ley panameña, incluyendo las disposiciones respecto de las garantías.

En junio de 2012, se encargó a la empresa Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá (“ICP”), de copropiedad de Interconexión Eléctrica de Colombia y la estatal Empresa de Transmisión Eléctrica de Panamá, la construcción de un proyecto de interconexión y se le permitió unirse a la licitación por derechos de capacidad. ICP entregó el monto base que era necesario para participar en la licitación y procedió a obtener las precalificaciones en julio y agosto de 2012. Sin embargo, el proceso de licitación fue suspendido indefinidamente el 19 de agosto de 2012. Esto se debió primariamente a razones financieras dado que el gobierno panameño, basándose en limitaciones presupuestarias, se rehusó a dar un firme compromiso de aportar capital.

Se espera que ICP continúe procurando apoyo financiero para asegurar la viabilidad del proyecto y reducir las incertidumbres a los participantes. Con el apoyo de Banco Interamericano de Desarrollo, ICP ha contratado un consultor para llevar a cabo un estudio que explore planes alternativos que pudieran resultar en precios de energía más competitivos y mejores oportunidades de negocio. El Gobierno colombiano también está en conversaciones con su contraparte panameña en orden a reiniciar el proceso.

En noviembre de 2012, Chile, Colombia, Ecuador, Perú y Bolivia firmaron la Declaración de Santiago. El propósito principal de esta declaración es facilitar las transacciones regionales de electricidad por la vía de armonizar los marcos regulatorios de los países miembros con el objeto de conectar las redes eléctricas de los países firmantes del área del Pacífico.

Mercado del Gas

El gas natural es importante en el sector eléctrico colombiano puesto que es un combustible clave para la generación. El mercado del gas natural colombiano opera bajo condiciones cercanas a las de un monopolio y consiste en un mercado primario, un mercado secundario y un mercado de corto plazo. Los contratos de suministro dependen de un equilibrio entre demanda y oferta para los próximos cinco años, el cual es calculado por la autoridad regulatoria cada año. Si la demanda excede a la oferta, se llevan a cabo licitaciones; y si ocurre lo contrario, se llevan a cabo negociaciones bilaterales. Los contratos de transporte son comercializados bajo esquemas de negociación bilateral o a través de licitaciones.

Este marco regulatorio es el resultado de una anterior propuesta que buscaba reformar el mercado mayorista del gas natural y asegurar que opere bajo principios de transparencia y liquidez. Este nuevo marco también delinea qué entidades son elegibles para participar en cada mercado, los tipos de transacciones permitidas y la clase de contratos que pueden suscribirse. Más aún, procura crear disposiciones de “fuerza mayor” estandarizadas para esos contratos de manera de clarificar las responsabilidades de las partes. Las nuevas normas entraron en vigor en agosto de 2013.

Durante 2014, la CREG definió las normas para elegir el Gestor del Mercado del gas, invitó a participar para la consiguiente selección como Gestor del Mercado de gas natural, y reguló la creación de instrumentos de fideicomiso a su cargo. En 2015, el Gestor del Mercado fue elegido y empezó a operar. Sus principales responsabilidades son la validación y monitoreo del registro de participantes, el suministro de mercado primario y secundario y el registro de los contratos de transporte, y la implementación de licitaciones a largo y corto plazo.

Durante 2015, la CREG presentó el esquema final para la indexación de contratos de suministro, que considera dos metodologías: negociación bilateral y aplicación de fórmula regulada. Además, el Ministerio de Energía colombiano emitió regulaciones relacionadas

a la fiabilidad y seguridad del suministro de gas natural; al modificar la definición de demanda esencial, la prioridad de atención y los principales temas para el desarrollo del "Plan de Abastecimiento de Gas Natural".

En 2016, la Unidad de Planeación Minero Energética ("UPME") publicó la versión final del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, que incluía los principales proyectos necesarios en el mercado del gas con el fin de evitar la escasez y procurar un abastecimiento a largo plazo para el país. Entre los proyectos más esperados está una segunda planta de GNL en la costa del Pacífico y la construcción de una nueva tubería, conectando la nueva planta con las instalaciones existentes.

Finalmente, como mecanismo para abastecer la demanda termoeléctrica y mejorar la fiabilidad del suministro eléctrico nacional, la primera planta de GNL ubicada en el Caribe inició operaciones comerciales en diciembre de 2016. Esta planta provee gas para al menos el 25% de la demanda nacional de gas.

Regulación de las Empresas de Distribución

Los distribuidores (u operadores de redes) son responsables de la planificación, inversión, operación y mantenimiento de las redes eléctricas por debajo de 220 kV. Estas incluyen sistemas de transmisión regionales y sistemas de distribución local. Cualquier usuario tiene acceso a la red de distribución pagando una tasa de conexión. Bajo este esquema, el distribuidor es responsable de operar la red de distribución, incluyendo el transporte y control de las pérdidas técnicas y no técnicas de energía.

Proceso de Determinación de la Tarifa de Distribución

La CREG regula los precios de distribución que permiten a las empresas de distribución recuperar los costos, incluyendo los de operación, mantenimiento y costos de capital, en condiciones de operación eficientes. Los cargos de distribución son fijados por la CREG para cada empresa basado en el costo de reemplazo de los activos de distribución existentes, el costo del capital, así como los costos operacionales y de mantenimiento, que dependen del nivel de tensión.

La metodología para remunerar el segmento de negocio de distribución fue definida por la CREG en el año 2008. El WACC fue fijado en el 13,9%, antes de impuestos, para los activos que operan por sobre los 57,5 kV, y el 13%, antes de impuestos, para los activos que operan por debajo de ese umbral. La CREG también definió una metodología para el cálculo de los cargos de distribución definiendo un esquema de incentivos para los costos de administración, operación y mantenimiento, calidad de servicio y pérdidas de energía. Durante 2009, después de auditar la información entregada por las empresas, la CREG definió los cargos de distribución aplicables hasta octubre de 2013 o hasta que la CREG defina nuevos cargos de distribución.

Los cargos de distribución son fijados para un periodo de cinco años y son actualizados mensualmente de acuerdo a la inflación, y se definen en cuatro diferentes niveles de tensión que son aplicados dependiendo del punto de conexión del cliente, como sigue:

- Nivel 1: menos de 1 kV;
- Nivel 2: al menos 1 kV, pero menos de 30 kV;
- Nivel 3: al menos 30 kV, pero menos de 57,5 kV; y
- Nivel 4: al menos 57,5 kV, pero menos de 220 kV.

La CREG inició en 2013 la revisión de los cobros de distribución a través de la Resolución N° 043, que contenía una propuesta de metodología de remuneración que fue después complementada por la Resolución N° 079, que contiene los Propósitos y Normas para la Distribución de la Remuneración para el periodo 2015-2019. En 2015 y 2016, la CREG publicó las resoluciones N° 179, N° 024 y N° 176, que describen parámetros remunerativos. Estos proyectos de metodologías incorporan incentivos de reemplazo (compensación anual para las inversiones en mejoras de eficiencia de calidad; nueva tecnología y control de las pérdidas de energía) mediante la inclusión de la depreciación como parte de una fórmula tarifaria en los planes de inversión. La nueva metodología de remuneración de distribución se publicará en 2017. En marzo de 2017 se publicaron los comentarios finales sobre la Resolución N° 19/2017, con conceptos relevantes en remuneración de baja tensión e incentivos para la calidad del servicio.

Además, la CREG emitió las resoluciones N° 083, N° 112 y N° 095, que definen la metodología para calcular el WACC de la transmisión y distribución de la electricidad además de la distribución y transporte del gas natural.

Incentivos y Sanciones

En diciembre de 2011, la CREG definió un mecanismo de cobertura que exige a los comercializadores que son los clientes finales garantizar a los distribuidores el pago del sistema de transmisión regional y las tarifas del sistema de distribución local. La CREG estableció que este tipo de comercializadores debe usar uno de los siguientes instrumentos, con el objeto de dar seguridad de pago a los

distribuidores: garantías bancarias, letras de crédito stand-by (de bancos locales o internacionales) y prepagos mensuales. Estos mecanismos seguirán en vigor durante tres meses después de la emisión de la nueva metodología de remuneración de comercialización.

Al mismo tiempo, la CREG definió una nueva regulación para las pérdidas no técnicas. Definió que las empresas que tienen pérdidas más altas que las aprobadas en la regulación actual deberían diseñar un plan para reducirlas. La CREG aprobó nuevos criterios para las pérdidas que se incluirán en las tarifas para las empresas que controlan sus pérdidas a un nivel eficiente, y estableció que las pérdidas no técnicas por sobre el nivel de eficiencia deben ser asumidas por los distribuidores.

El negocio de distribución tiene incentivos tarifarios que dependen de la calidad del servicio. Además, los distribuidores deben hacer pagos compensatorios a los clientes cuando no pueden lograr los criterios de continuidad de servicio establecidos. En 2012, la CREG estableció una nueva norma de calidad de servicio para los sistemas regionales de transmisión. Específicamente, definió compensaciones por la energía no suministrada y las interrupciones de servicio en los sistemas regionales de transmisión.

También en 2012, la CREG definió la regulación de calidad de potencia. En general, estableció los estándares mínimos de calidad y diseñó un mecanismo en el cual los clientes pueden presentar sus reclamos a las empresas distribuidoras y recibir compensaciones si la compañía no cumple con los estándares. Este mecanismo introduce nuevos requisitos de medición.

Regulación en la Transmisión

Las empresas de transmisión que operan al menos con redes de 220 kV constituyen el Sistema de Transmisión Nacional, o “STN”. Ellas deben proporcionar acceso a terceras partes en igualdad de condiciones y están autorizadas para cobrar una tarifa por sus servicios. La tarifa de transmisión incluye un cargo de conexión que cubre los costos operacionales de las instalaciones y un cargo por uso, que solo se aplica a los comercializadores.

La CREG garantiza a las empresas de transmisión un ingreso fijo anual. El ingreso es determinado por el valor nuevo de reemplazo de la red y equipos, y por el valor resultante de los procesos de licitación de adjudicación de nuevos proyectos para la expansión del STN. Este valor es asignado a los comercializadores del STN en proporción a su demanda de energía. En 2012 la CREG estableció la nueva regulación de calidad de servicio para el STN. Definió incentivos por la falta de suministro y obligó a las empresas a compensar a los clientes, reduciendo sus cargos, por las interrupciones del servicio en el STN.

La expansión del STN se realiza según los planes del modelo de expansión diseñados por la Agencia de Planificación de Minería y Energía colombiana y conforme a procesos de licitación abiertos a empresas de transmisión nuevas y existentes, que son gestionados por el MME según las directrices establecidas por la CREG. La construcción, operación y mantención de nuevos proyectos se conceden a la compañía que ofrece el valor presente más bajo de flujos futuros de efectivo necesarios para llevar a cabo el proyecto.

La revisión de los cobros regulados de transmisión comenzó en 2013 con la publicación de las bases para la metodología de remuneración propuesta por la Resolución de la CREG N° 042. Estas bases se complementaron con el desarrollo de los Propósitos y Directrices para la Remuneración de Transmisión para el periodo 2015-2019 y por resoluciones que han sido sometidas a revisión en virtud de las resoluciones CREG N° 178, 023 y 177. La Resolución CREG N° 042 fue definida por el MME y busca asegurar expansiones oportunas y activos adecuados. Se espera que la nueva metodología de remuneración de la transmisión se publique durante la primera mitad de 2017.

Regulación de la Comercialización

El mercado de comercialización está dividido en clientes regulados y clientes no regulados. Los clientes en el mercado no regulado pueden celebrar contratos de suministro de electricidad libre y directamente con un generador o un distribuidor, actuando como comercializadores, o con un comercializador puro. Los clientes no regulados, que en 2013 representaban alrededor del 33% del mercado, consisten en clientes con una demanda máxima superior a 0,1 MW o un consumo mensual mínimo de 55 MWh.

La comercialización implica la reventa de la electricidad comprada en el mercado mayorista. Puede ser realizada por generadores, distribuidores o agentes independientes, que cumplan con ciertos requisitos. Las partes acuerdan libremente los precios de comercialización para los clientes no regulados.

La comercialización para clientes regulados está sujeta a un “régimen de libertad regulada” en el que las tarifas son fijadas por cada comercializador utilizando una combinación de las fórmulas generales de costo dadas por la CREG, y los costos de comercialización individuales aprobados por la CREG para cada comercializador. Dado que la CREG aprueba límites a los costos, por razones económicas los comercializadores en el mercado regulado pueden establecer tarifas inferiores. Las tarifas incluyen, entre otras cosas, costos de abastecimiento de energía, cargos de transmisión, cargos de distribución y un margen de comercialización.

La fórmula más reciente para las tarifas de comercialización entró en vigencia en 2015 y fue establecida por la Resolución CREG N° 180. Los cambios principales de esta fórmula fueron el establecimiento de un cargo mensual fijo que cubre los costos operacionales

más un ingreso variable para comercializadores que cubre el riesgo crediticio, subsidios de capital de explotación y otros los costos de ventas. Los costos de venta han sido aprobados individualmente para los comercializadores en 2015 y 2016. En el caso de Codensa, en 2015 la CREG publicó la Resolución N° 120/2015 que aprueba los costos de venta de Condensa. La nueva tarifa se aplica a contar de enero de 2016.

En mayo de 2009 se creó una empresa llamada Derivex para incorporar un mercado de derivados de energía. En octubre de 2010 Derivex inició sus operaciones con la suscripción del primer contrato de futuros de energía.

En diciembre de 2011, la CREG emitió el Código de Venta al Detalle, que incluye normas específicas para mejorar las relaciones de los comercializadores con los otros agentes del mercado. Establece, entre otras consideraciones, nuevas regulaciones sobre la medición de la energía, pérdidas no técnicas, la conexión de los comercializadores al mercado eléctrico mayorista y riesgo crediticio de los comercializadores.

En octubre de 2013, la CREG publicó una nueva resolución que define el “patrimonio técnico” (patrimonio que corresponde al patrimonio mínimo que permite a los agentes realizar operaciones en el mercado mayorista, sea como vendedores o compradores) como mecanismo para calificar las capacidades técnicas de una empresa con el fin de proteger al mercado mayorista de empresas inestables. Según la nueva norma, cualquier transacción en el mercado spot debe ser más baja que el patrimonio técnico de las empresas involucradas en la transacción.

Para mejorar la fijación de precios mayoristas, la CREG ha estado diseñando un nuevo esquema de adquisición de energía basado en licitaciones a largo plazo de energía, conocidas como Mercado Organizado (“MOR”). Las reglas finales para este nuevo sistema no están disponibles, pero la CREG emitió un borrador del mecanismo a través de la Resolución N° 117, y el plazo para consultas ya se ha cerrado. Se espera que la resolución final sobre el MOR se emita durante 2017.

Tarifas a los Clientes Finales

El comercializador de energía es responsable de cargar los costos de electricidad a los consumidores finales y transferir los pagos a los agentes de la industria. Las tarifas aplicadas a los clientes regulados son calculadas según una fórmula establecida por la CREG. Esta fórmula refleja los costos de la industria (generación, transmisión, distribución), dependiendo del nivel de conexión del usuario, pérdidas de comercialización, restricciones, costos administrativos y costos operacionales del mercado. Actualmente la fórmula de revisión de precios está siendo revisada y la Resolución CREG N° 240B/2015 establece la base de los estudios para determinar la fórmula del costo por unidad de proveer servicios a clientes regulados. Se espera que la comisión emita la fórmula durante el 2017.

Existen varios factores que afectan los costos finales del servicio. Los subsidios y/o contribuciones se aplican según el nivel socio económico de cada cliente, y cuando los subsidios exceden las contribuciones, el Gobierno colombiano compensa esa diferencia. Otro factor que afecta la tarifa final es el área de distribución, que establece una tarifa única de distribución para las empresas de distribución en zonas geográficas adyacentes.

Además, para subsidiar el valor de la electricidad para los clientes residenciales más vulnerables económicamente que residen en las áreas rurales menos desarrolladas, el MME estableció el Fondo de Energía Social (“FOES”). El Decreto N° 011/2012 regula el FOES y según el Artículo 103 de la Ley N° 1.450 de 2011 (publicada el 2012). El FOES compensa CP\$ 46 kWh del precio de la electricidad para los clientes mencionados.

Energía Renovable y Eficiencia Energética

Desde 2001, la eficiencia energética ha sido promovida en Colombia a través de la Ley N° 697, que ha sido el marco para los programas de eficiencia, incluyendo el programa de uso racional y eficiente de la energía. En diciembre de 2012, la Agencia de Planificación de Minería y Energía colombiana publicó la Resolución N° 0563, que establece el procedimiento para la exclusión del impuesto sobre las ventas para los programas o actividades relacionadas con el consumo de energía reducido y eficiencia energética.

En 13 de mayo de 2014 se promulgó la Ley de Energías Renovables (Ley N° 1.715). Esta nueva ley establece un marco legal general y crea un fondo destinado a promover el desarrollo de las energías renovables no convencionales, eficiencia energética y programas diseñados para reducir la demanda de electricidad. Uno de sus principales objetivos es la sustitución progresiva de la generación a diésel en las zonas no interconectadas y aisladas, para reducir el costo de la energía y las emisiones de gases de efecto invernadero.

Durante la segunda mitad del 2014, el gobierno trabajó en varios aspectos de la regulación, y como resultado, en diciembre el MME promulgó los decretos N° 2.492 y 2.469, que establecen directrices para el mecanismo de respuesta a la demanda y la venta de excedentes de energía por auto-generadores.

El MME promulgó en 2015 el Decreto N° 2.143, que define el proceso que los agentes deben realizar para poder recibir los beneficios fiscales y arancelarios establecidos por la Ley N° 1.715. De acuerdo a este decreto, para recibir beneficios fiscales, los agentes

deben obtener certificados de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y ANLA según los procedimientos y requisitos definidos por la Resolución UPME N° 45 de 2016 y la Resolución MADS N° 1.283 de 2016.

Regulación Medioambiental

El marco de la regulación ambiental en Colombia fue establecido en la Ley N° 99/1993, que también creó el Ministerio de Medioambiente (ahora llamado Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible) como la autoridad para la definición de políticas medioambientales. El ministerio define los temas y ejecuta las políticas y los reglamentos que se enfocan en la recuperación, conservación, protección, organización, administración y uso de los recursos renovables.

Toda entidad que planea desarrollar proyectos o actividades relacionados con la generación, interconexión, transmisión o distribución de electricidad que puedan resultar en deterioro del medioambiente debe obtener primero permisos y licencias ambientales y también establecer planes de manejo ambiental.

Las centrales generadoras que tienen una capacidad instalada total superior a 10 MW deben contribuir a la conservación del medioambiente. Estos recursos se llaman “transferencias”, que las empresas generadoras entregan a las municipalidades y a las autoridades medioambientales regionales según el Artículo 222 de la Ley N° 1.450/2011, el cual enmendó el Artículo 45 de la Ley N° 99 de 1993. El monto a transferir depende de la generación de la central y la tarifa es establecida por la CREG, la cual es actualizada anualmente.

La Resolución N° 909 fue promulgada para mejorar la calidad del aire y para permitir la recuperación de la energía de residuos y/o residuos peligrosos en las centrales de generación termoeléctrica por medio del establecimiento de límites admisibles para las emisiones producidas por fuentes estacionarias. En 2011, el Decreto Institucional N° 3.570 estableció la nueva estructura regulatoria del sector medioambiental, creando el MADS (previamente, las funciones del Ministerio de Medioambiente estaban establecidas junto con las funciones del Ministerio de Vivienda). El principal objetivo del MADS es la formulación y administración de las políticas medioambientales y de los recursos naturales renovables. En 2012 el MADS publicó diversas resoluciones. La Resolución N° 1.517 estableció los procedimientos relativos a la Compensación Medioambiental por la Pérdida de Biodiversidad, en tanto que el Decreto N° 1.649 de 2012 estableció los reglamentos para la planificación y manejo de las cuencas hidrográficas. Adicionalmente, la Resolución N° 1.526 estableció los requerimientos procedimentales para la extracción de las áreas forestales protegidas por la Ley N° 2 de 1959.

Debido a discusiones nacionales acerca de licencias ambientales, el MADS promulgó el Decreto N° 2.041, cuyo objetivo es reducir los plazos necesarios para obtener las licencias requeridas. En 2016, la Resolución N° 376 estableció siete actividades adicionales que no requieren modificaciones de licencia.

En 2015, el MADS publicó el Decreto Único Reglamentario N° 1.076 para el sector ambiental, que integra todos los decretos existentes sobre temas medioambientales del país. El MADS continuó desarrollando la regulación para reducir la contaminación de aguas causada por las aguas vertidas y el flujo ecológico. Actualizó parámetros y límites de vertidos máximos específicos permitidos a aguas superficiales y sistemas públicos de alcantarillado.

El MADS está liderando los asuntos del cambio climático. El MADS ha incluido las Medidas de Mitigación Apropriadas a Nivel Nacional en la cartera de proyectos del Mecanismo de Desarrollo Limpio. El MADS también pertenece al grupo de negociación que representa a Colombia en la Conferencia de la Partes. En 2015, la Unidad de Cambio Climático presentó las Contribuciones Determinadas Nacionalmente para Colombia y se comprometió con la reducción de sus emisiones de invernadero en un 20% al 2030 y, sujeto a la provisión de apoyo internacional, Colombia podría aumentar su meta de reducción del 20% al 30% al 2030 en relación con Business as Usual (“BAU” por sus siglas en inglés). Durante 2016, el MADS definió las acciones necesarias para lograr estos objetivos en diferentes sectores y estableció las responsabilidades organizativas del Sistema Nacional de Cambio Climático (SISCLIMA) a través del Decreto N° 298.

En 2016, el Decreto N° 630 estableció medidas para renovar la flota de taxis en 2017 y obtener beneficios para el uso de vehículos con tecnologías de cero emisiones, eléctricas o de hidrógeno.

Durante 2016, el MADS delimitó el ecosistema Páramo. Hasta el momento, el ministerio ha publicado la delimitación de 18 de estos ecosistemas en todo el país. Estos ecosistemas proporcionan suministro de agua a las centrales hidroeléctricas y a la población, así como otros servicios ambientales.

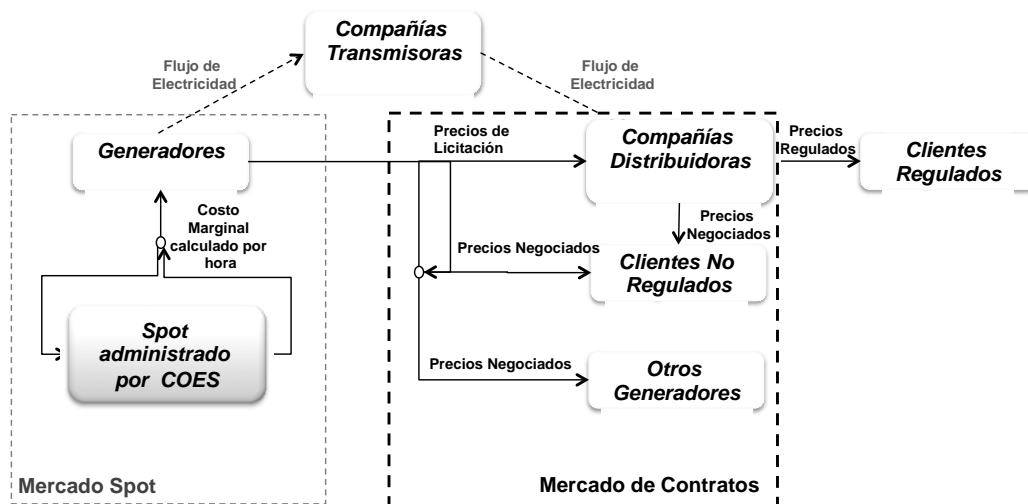
El MADS emitió en 2016 la Resolución N° 1.312, que estableció los Términos de Referencia para la Evaluación de Impacto Ambiental para plantas eólicas terrestres.

Marco Regulatorio de la Electricidad en Perú

Visión General de la Industria y Estructura

En el mercado peruano de electricidad mayorista (“MEM peruano”) hay cuatro categorías de agentes locales: generadores, transmisores, distribuidores y grandes clientes. Los generadores y distribuidores realizan la comercialización.

El siguiente gráfico muestra la relación entre los varios participantes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (“SEIN”).



El segmento de generación está compuesto por empresas que poseen centrales de generación. Este segmento se destaca por constituir un mercado competitivo en el que los precios tienden a reflejar el costo marginal de producción. Los generadores de electricidad, como productores de energía, tienen compromisos de venta de potencia y energía con sus clientes bajo contrato. Los generadores pueden vender su capacidad y energía tanto a distribuidores como a clientes no regulados.

La energía recibida por los clientes de un generador no coincide necesariamente con la energía producida por ese proveedor, puesto que la producción de las centrales de generación es adjudicada por el COES, vía despacho centralizado. El costo de transferencia se minimiza revisando los costos variables de producción de cada planta generadora, sin consideración a sus compromisos contractuales. La única excepción a esta regla son las centrales a gas natural, que declaran el precio del gas para fines del despacho una vez al año. Por lo tanto, hay un mercado de corto plazo que también es administrado por el COES, donde se realiza un balance económico entre la energía producida y la demanda de los clientes de los generadores.

La producción de las centrales de generación y el consumo de energía de los clientes se valorizan al costo marginal por hora y los generadores deficitarios compran energía a los generadores que tienen excedentes. El balance hecho en relación con las ventas de energía se hace también con respecto a la potencia. El precio de la potencia corresponde a un precio regulado por el Organismo Supervisor de Inversión en Energía y Minería (“Osinergrmin”).

En 2008, debido a problemas de transporte de gas y de transmisión de electricidad, el Osinergrmin definió una nueva regla para calcular los precios spot. El Decreto N° 049 estableció dos modelos, uno que representaba un despacho teórico sin considerar restricción alguna, y otro que consideraba el despacho real, con restricciones. El precio spot se obtiene del despacho teórico (conocido como “costo marginal ideal”), y los costos operacionales adicionales resultado de las restricciones del sistema son pagados a través de la demanda desde los generadores afectados a través de un mecanismo establecido por la autoridad. El régimen de “costo marginal ideal” se extendió hasta el 1 de octubre de 2017. En los últimos años, el costo marginal ideal ha sido muy similar a los costos reales y no ha tenido un impacto relevante. Las liquidaciones hechas por el COES también incluyen pagos y/o recaudaciones para servicios suplementarios tales como la frecuencia y la regulación de voltaje. También consideran compensaciones por los costos operacionales extra, tales como operación a carga mínima, pruebas operacionales aleatorias, etc.

El sistema de transmisión está compuesto por líneas de transmisión, subestaciones y equipos para la transmisión de electricidad desde las centrales a los centros de consumo o puntos de distribución. La transmisión en Perú se define como todas las líneas o subestaciones con un voltaje mayor a 60 kV. Algunas empresas generadoras y de distribución también operan sistemas de sub-transmisión al nivel de transmisión.

La distribución de electricidad es una actividad llevada a cabo en las áreas de concesión otorgadas a las diferentes empresas de distribución. Los clientes con una demanda de potencia inferior a 200 kW son considerados clientes regulados, y su suministro de energía es considerado como un servicio público. Los clientes cuya demanda de potencia está en el rango de 200 - 2.500 kW son libres para elegir si son considerados clientes regulados o no regulados. Una vez que este tipo de cliente elige una opción, debe permanecer en esa categoría por al menos tres años. Si el cliente quiere cambiar su categoría de regulado a no regulado, o viceversa, debe dar un aviso con un año de anticipación.

Hay solamente un sistema interconectado, el SEIN, y varios sistemas regionales aislados y más pequeños que suministran electricidad a áreas específicas. Según el Osinergmin, al 31 de diciembre de 2015 el 93,3% de la población obtenía electricidad a través de la red pública.

Principales Autoridades Regulatorias

El Ministerio de Energía y Minas peruano (“MINEM”) define las políticas energéticas aplicables a toda la nación, regula las materias medioambientales aplicables al sector energía y supervisa el otorgamiento, supervisión, vencimiento y terminación de licencias, autorizaciones y concesiones para las actividades de generación, transmisión y distribución. El 10 de agosto de 2012, el Decreto Supremo N° 030 modificó los artículos de organización y definió las actividades del MINEM y el Departamento de Administración de Gas Natural.

La Agencia para la Promoción de la Inversión Privada es una entidad pública responsable de atraer inversión privada en obras de utilidad pública y en obras de infraestructura. También asesora a los inversionistas en sus decisiones de inversión.

Osinergmin es una entidad regulatoria pública autónoma que controla y hace cumplir las regulaciones legales y técnicas relacionadas con las actividades de electricidad, hidrocarburos y minería, controla y hace cumplir las obligaciones establecidas en los contratos de concesión y es responsable por la preservación del medioambiente en relación con el desarrollo de estas actividades. La Oficina Reguladora de Tarifas del Osinergmin tiene la autoridad de publicar las tarifas reguladas. También controla y supervisa los procesos de licitaciones que requieren las empresas de distribución para comprar la energía de los generadores.

El COES coordina las operaciones de corto, mediano y largo plazo del SEIN a mínimo costo, manteniendo la seguridad del sistema y optimizando los recursos de energía. También planifica el desarrollo de transmisión del SEIN y administra el mercado de corto plazo.

El Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual (“INDECOPI”) es responsable de promover la competencia, protegiendo los derechos de los clientes y salvaguardando todas las formas de propiedad intelectual.

La Dirección General de Electricidad (“DGE”) es el ente regulador técnico responsable de evaluar el sector eléctrico y propone las normas necesarias para el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad.

El Ministerio del Medioambiente peruano (“MINAM”) define las políticas medioambientales aplicables a todo el país y es la cabeza del sistema nacional de administración del medioambiente, que incluye el Sistema de Evaluación de Impacto Medioambiental Nacional, el Sistema de Información Medioambiental Nacional, el Sistema de Áreas Naturales Protegidas, así como la administración de los recursos naturales en su área de competencia, la biodiversidad y cambio climático, entre otros.

La Ley Eléctrica peruana

Generalidades

El marco legal general aplicable a la industria eléctrica en Perú incluye: la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25.844/1992) y sus reglamentos complementarios, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28.832), el Reglamento Técnico sobre la Calidad del Suministro Eléctrico (Decreto Supremo N° 020), el Reglamento para la Exportación e Importación de Electricidad (Decreto Supremo N° 049), la Ley Antimonopolio para el Sector Eléctrico (Ley N° 26.876), y la ley que regula la actividad del Osinergmin (Ley N° 26.734, junto con la Ley N° 27.699) y el Decreto Ley N° 1.221, que mejora la regulación de la distribución de la electricidad para promocionar el acceso a la electricidad en Perú.

Algunas de las características del marco regulatorio son (i) la separación de las tres actividades principales: generación, transmisión y distribución; (ii) precios libremente determinados para el suministro de electricidad en condiciones de mercado competitivas; (iii) un sistema de precios regulados basado en el principio de eficiencia junto con un régimen de licitaciones; y (iv) la operación privada de los sistemas de interconexión eléctrica sujeta a los principios de eficiencia y calidad de servicio.

La Ley N° 29.852 y la Norma N° 021-2012-EM crearon el Sistema de Seguridad de la Energía con Hidrocarburos y el Fondo para la Inclusión Social de la Energía (“FISE”). Estas leyes también crearon un sistema de compensación social y de servicio universal para los sectores más vulnerables de la población que será financiado con sobrecargos en las facturas de la electricidad a los clientes no regulados (equivalente al sobrecargo que existe hoy para los clientes regulados sobre el Fondo de Compensación Social Eléctrico, “FOSE”), sobrecargos para el transporte de derivados líquidos de los hidrocarburos y los gasoductos multipropósito del gas natural y sobrecargos sobre el uso de los gasoductos de gas natural.

El Osinergmin y las empresas de distribución son los administradores del FISE, que dirigen los fondos a (i) masificar el gas natural en los sectores vulnerables, (ii) desarrollar nuevas fuentes de energía como celdas fotovoltaicas, paneles solares, etc., y (iii) suministrar gas de petróleo líquido a los sectores vulnerables.

La Ley N° 29.969/2012 se refiere a la masificación del gas natural. Los distribuidores eléctricos estatales están autorizados para manejar programas de gas natural, incluyendo la distribución de gas natural en sus áreas de concesión. Ellos también están autorizados para asociarse con compañías especializadas en el desarrollo de proyectos de distribución de gas. Dentro de un plazo máximo de tres años desde el inicio de la distribución de gas, el MINEM iniciará un proceso de promoción de las inversiones privadas para el otorgamiento de concesiones de distribución de gas a través de la red de gasoductos.

La Ley N° 29.970 garantiza la seguridad en la energía y promueve el desarrollo del complejo petroquímico en el sur del país. De acuerdo a esta ley se han establecido las siguientes agendas como materias de interés nacional: (i) la garantía de la seguridad en la energía, (ii) el transporte de etano al sur del país, y (iii) la construcción de gasoductos regionales en Huancavelica, Junín y Ayacucho, y conectarlos con los gasoductos existentes.

La Ley N° 1.221, promulgada el 24 de septiembre de 2015, se aplica desde 2016 y establece las siguientes modificaciones principales :

- En las tarifas de distribución, se definirán el VAD y los cálculos de tasa de retorno interno (“IRR” por sus siglas en inglés) para cada empresa de distribución con más de 50.000 clientes. • El MINEM definirá una zona técnica de responsabilidad (“ZRT”) para cada distribuidor, según sus áreas de operación. Las inversiones en la ZRT, que pueden ser realizadas por un distribuidor o una tercera persona, deben ser aprobadas por el distribuidor. Los costos de inversión y los costos auditados (con un máximo) serán reconocidos a través del VAD.
- El VAD incluirá un cargo de innovación tecnológica y/o un componente de eficiencia de distribución de energía. El VAD se ajustará también para promover mejoras de calidad del servicio.
- Los distribuidores deben garantizar su demanda regulada por 24 meses.
- Los distribuidores deberán ejecutar las inversiones de electrificación urbana o reembolsar la contribución, si la inversión se lleva a cabo por un tercero, cuando la tasa de ocupación está por sobre el 40%.
- La generación y transmisión de concesiones procedentes de procesos de licitación están restringidas a un período de 30 años. En el caso de concesiones de generación hidroeléctrica, se requiere un informe favorable para la cuenca emitido por el MINEM.
- Establecer las condiciones de las fuentes de las ERNC y cogeneración que les permita inyectar los excedentes de energía al sistema de distribución sin afectar a la seguridad operativa.

Límites y Restricciones

A partir de la promulgación de la Ley de Concesiones para la Electricidad, la integración vertical está restringida, y las actividades en los segmentos de generación, transmisión y distribución deben ser desarrolladas por diferentes empresas. La Ley Antimonopolio para el Sector Eléctrico regula los casos en los que la integración vertical u horizontal es permitida.

Una autorización antimonopolio es obligatoria para aquellas empresas eléctricas que tienen más del 5% de una empresa de otro segmento, sea pre-existente o como resultado de un proceso de fusión o integración. También se requiere una autorización para la

integración horizontal de actividades de generación, transmisión y distribución, que resulte en una participación de mercado de 15% o más, de cualquier segmento del negocio, sea antes o como resultado de cualquier operación. Tales autorizaciones son otorgadas por el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual, usando la información de participación de mercado entregada por el Osinergmin.

Regulación de Empresas Generadoras

Concesiones

Las empresas generadoras que poseen u operan una planta generadora con una capacidad instalada mayor que 500 kW requieren una concesión otorgada por el MINEM. Una concesión para la actividad de generación eléctrica es un permiso unilateral otorgado por el MINEM al generador. Las autorizaciones son otorgadas por el MINEM por un periodo de tiempo ilimitado, aunque su terminación está sujeta a las mismas consideraciones y requerimientos que la terminación de una concesión bajo los procedimientos establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas, y sus reglamentos relacionados.

Para recibir una concesión, el solicitante debe primero solicitar una concesión temporal de dos años, y subsecuentemente debe solicitar la concesión definitiva. Para recibir una autorización el solicitante debe presentar una petición al MINEM. Si la petición es admitida y no se presenta oposición, el MINEM otorga la autorización para desarrollar las actividades de generación por un tiempo ilimitado, sujeto al cumplimiento de las regulaciones aplicables.

Despacho y Determinación de Precios

La coordinación de las operaciones de despacho de electricidad, la determinación de los precios spot y el control y administración de las transacciones económicas que ocurren en el SEIN son controladas por el COES. Los generadores pueden vender energía directamente a grandes consumidores y comprar el déficit o transferir los excedentes entre la energía contratada y la producción efectiva, en el pool, al precio spot. La Resolución N° 080-2012-OS/CD estableció el criterio y la metodología para decidir la operación en tiempo real bajo condiciones excepcionales según sea declarado por el MINEM.

Ventas de Empresas Generadoras a Clientes no Regulados

Las ventas a clientes no regulados son efectuadas a precios y condiciones mutuamente acordados, los que incluyen peajes y compensaciones por el uso de los sistemas de transmisión y, de ser necesario, a las empresas de distribución por el uso de sus redes.

Ventas a Empresas de Distribución y a Ciertos Clientes Regulados

Las ventas a los distribuidores pueden ser bajo contratos bilaterales a un precio no mayor que el precio regulado, en el caso de clientes regulados, o a un precio acordado, en el caso de clientes no regulados. Además del método bilateral permitido por la Ley de Concesiones Eléctricas, la Ley N° 28.832 ha establecido también la posibilidad de que los distribuidores puedan satisfacer la demanda de sus clientes regulados o no regulados bajo contratos suscritos después de un proceso de licitación de potencia y energía.

Ventas de Capacidad a Otras Empresas Generadoras

El COES determina la capacidad firme para cada central en una base anual. La capacidad firme es la mayor capacidad que un generador puede suministrar al sistema en ciertas horas punta, tomando en cuenta información estadística y contabilizando el tiempo en que debe estar fuera de servicio para propósitos de mantención y en condiciones extremadamente secas, en el caso de centrales hidroeléctricas.

Dependiendo de la relación entre la capacidad firme y los requerimientos contractuales de una empresa generadora, esta empresa puede ser obligada a comprar o vender capacidad en el mercado spot.

Cargos Reglamentarios

Además de los impuestos aplicables a todas las industrias (principalmente en la forma del impuesto a la renta y el impuesto al valor agregado), los operadores de la industria eléctrica están sujetos a una contribución especial regulada que financia los costos incurridos por el regulador en relación con la regulación, supervisión y monitoreo de la industria eléctrica. La tasa aplicable es de hasta el 1% de la facturación anual de cada empresa, y los fondos cobrados son distribuidos proporcionalmente al MINEM y al Osinergmin.

Los generadores que tienen centrales hidroeléctricas también pagan derechos de agua (royalty) en función de la energía hidroeléctrica producida y la tarifa regulada de la energía en horas punta.

Licitaciones Promovidas por el Estado

Durante 2009 el MINEM realizó varios estudios que concluyeron que en un futuro cercano habría una falta de capacidad de generación de energía en el sistema. El MINEM recomendó la construcción de nuevas centrales de electricidad que sirvieran como respaldo para garantizar el flujo de electricidad al sistema y evitar apagones. Como resultado, la Agencia de Promoción de Inversiones (PROINVERSIÓN) desarrolló una licitación pública en agosto de 2010 procurando asegurar inversiones para tres proyectos localizados en *Reserva Fría de Talara, Trujillo and Ilo*, que agregaría 800 MW al sistema. La licitación adjudicó dos proyectos: *Reserva Fría de Talara* (200 MW, para EEP SA nuestra filial) e *Ilo* (400 MW, para Enersur, empresa no relacionada). Estas centrales reciben pagos regulares por estar permanentemente disponibles para operar y suministrar energía al SEIN cada vez que el COES lo requiera y también serán reembolsados por los costos incurridos en combustible para la generación de electricidad. La planta de generación de Trujillo fue posteriormente reemplazada por la planta de generación de Eten, y fue adjudicada a la *Planta de Reserva Fría de Generación de Eten S.A.* (200 MW).

El 21 de marzo de 2013, la Agencia Peruana de Promoción de Inversiones realizó una licitación pública internacional para promover la inversión privada en el proyecto de central hidroeléctrica (Central Hidroeléctrica Molloco, 280 MW), ubicada en las colinas de la región de Arequipa. Fue adjudicada a Corsan Corviam, asociación de Engevix-Enex.

Los servicios prestados por las empresas generadoras, de transmisión y distribución deben cumplir con estándares técnicos establecidos en las normas técnicas sobre la calidad de suministro eléctrico. El no cumplimiento podría resultar en la imposición de multas por el Osinergmin.

Los generadores reciben un pago por capacidad cuyo principal componente es la anualidad de una planta a demanda máxima. Sin embargo, para ser elegible para recibir ese pago, las centrales deben ser parte del margen de reserva establecido anualmente por el Osinergmin. El ranking de capacidad se establece en base de la capacidad firme de cada planta conectada al sistema y a su eficiencia relativa (ordenada por los costos variables). Solo aquellas centrales que aparecen en el ranking según lo requerido para cubrir la demanda máxima más el margen de reserva reciben el pago por capacidad. Cada año el Osinergmin establece el precio de capacidad que será asignado y pagado a cada generador por este concepto.

Exportaciones e Importaciones de Electricidad

Se ha implementado una línea de transmisión de 220 kV para la interconexión con Ecuador. Sin embargo, la línea no ha funcionado de manera continua por problemas regulatorios. En 2016 y 2015, las exportaciones netas de electricidad totalizaron 15,5 GWh y 54,3 GWh, respectivamente. También se aprobaron regulaciones internas para la aplicación de la Decisión CAN 757, que establece que cuando se realizan transacciones bilaterales de electricidad con otros países de la CAN, el Comité de Operación Económica del SEIN debe enviar informes semanales al MINEM y al Osinergmin demostrando que se ha dado prioridad al abastecimiento del mercado interno (Decreto Supremo N° 011-2012-EM).

Los gobiernos de Perú y Chile han constituido un grupo de trabajo bilateral para discutir materias energéticas. El propósito de este grupo es identificar y aprovechar las sinergias potenciales entre ambos países. A requerimiento de los presidentes de ambos países, el grupo de trabajo deberá proponer un marco para un acuerdo para la integración eléctrica de ambos países que establecería las normas generales para intercambios de energía entre ellos. A la fecha de este Informe, ambos países han llevado a cabo negociaciones pero un acuerdo final está aún pendiente.

Regulación de Empresas de Distribución

Licitaciones para Suministro a Clientes Regulados

La Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica estableció un régimen de licitaciones para la adquisición de energía y capacidad por parte de distribuidores mediante licitaciones competitivas y precios firmes. El regulador aprueba las condiciones generales y establece un precio máximo para el proceso de licitación. Adicionalmente, los distribuidores pueden firmar con los generadores contratos bilaterales de corto plazo para comprar bloques de energía no cubiertos por licitaciones y para compensar desequilibrios futuros.

Los nuevos contratos para vender energía a empresas de distribución para la reventa a clientes regulados deben tener precios fijos determinados por licitaciones públicas. Solo una pequeña parte de la electricidad comprada por las empresas de distribución (incluidas en viejos contratos) se mantienen a precios nodo. Estos precios se determinan anualmente por el Osinergmin y son los precios máximos para la electricidad comprada por las empresas de distribución que se puede transferir a los clientes regulados en esos contratos.

Tarifas de Distribución al Cliente Final

La tarifa de electricidad para clientes regulados incluye cargos por capacidad y energía por generación y transmisión y por el VAD, que incluye un retorno regulado sobre la inversión, cargos fijos de operación y mantención y un porcentaje estándar para las pérdidas de distribución de energía.

Proceso de Fijación de las Tarifas de Distribución

El VAD se determina cada cuatro años, y para la próxima revisión tarifaria de 2018, el VAD se establecería para cada empresa con 50.000 o más clientes.

El retorno real sobre la inversión para una empresa de distribución depende de su rendimiento en relación con los estándares elegidos por el Osinergmin para una empresa modelo teórica. El sistema de tarifas permite un mayor retorno para las empresas de distribución que son más eficientes que la empresa modelo. Los estudios de tarifas son efectuados por las empresas de distribución. Las tarifas preliminares se prueban para asegurar que proporcionen una tasa interna promedio anual real de retorno de entre el 8% y el 16% sobre el costo de reemplazo de activos de distribución relacionados con la electricidad.

El proceso de determinación de tarifas de distribución más reciente ha estado en vigor desde noviembre de 2013 y seguirá vigente hasta octubre de 2018 (prorrogado a partir de octubre de 2017 debido la nueva regulación).

Cargos Regulatorios

Además de los impuestos que se aplican a todas las industrias (principalmente el impuesto sobre la renta y el impuesto al valor agregado), los operadores del sector eléctrico están sujetos a una contribución especial de regulación que compensa los costos incurridos por el Estado en relación con la regulación, supervisión y monitoreo de la industria eléctrica. La tasa aplicable es de hasta el 1% de la facturación anual de cada empresa y los fondos recaudados se distribuyen proporcionalmente al MINEM y el Osinergmin (autoridades reguladoras).

Incentivos y Sanciones

La Ley N° 28.832 y Decreto Supremo N°052-2007-EM (“Reglamento General sobre Licitaciones de Suministro”) declaran que si se llama a licitación con un anticipo de más de tres años, los distribuidores recibirán pagos de incentivos que se añadirán a los precios del generador en las licitaciones y después se traspasarán a los clientes. Este incentivo no puede ser mayor al 3% de las tarifas aplicadas.

El concesionario de distribución puede perder su concesión si no entrega evidencia de un suministro garantizado por los siguientes 24 meses, como mínimo, a menos que haya convocado a licitaciones públicas según la norma actual y no haya recibido suficientes ofertas para cumplir con sus requerimientos totales para el periodo establecido.

Regulación de la Transmisión

Las actividades de transmisión se dividen en dos categorías: la “principal”, que es para el uso común y que permite el flujo de energía a través de la red nacional; y la “secundaria”, que son aquellas líneas que conectan una central generadora con el sistema nacional que conecta la transmisión principal con la red de distribución o que conecta directamente a ciertos consumidores finales. La Ley N° 28.832 también definió los “sistemas de transmisión garantizados” y los “servicios de transmisión complementarios”, aplicables a proyectos que entraron en operación con posterioridad a la promulgación de esa Ley. Las líneas del sistema garantizado son el resultado de una licitación pública y las líneas complementarias son construidas libremente y explotadas como proyectos privados. Las líneas del sistema principal y del sistema garantizado están accesibles a todos los generadores y permiten que la electricidad sea entregada a todos los clientes. Los concesionarios de transmisión reciben una remuneración anual fija, así como ingresos de tarifas variables y los peajes de conexión por kW. Las líneas del sistema secundario y del sistema complementario son accesibles por todas las generadoras pero son utilizadas únicamente para servir a ciertos usuarios que son responsables de efectuar pagos por uso del sistema.

Regulación Medioambiental

El marco legal ambiental aplicable a actividades relacionadas con la energía en Perú se establece en la Ley Ambiental (ley N° 28.611) y en el Reglamento para la Protección del Medioambiente sobre las Actividades de Electricidad (Decreto Supremo N° 029-94-EM). El MINEM dicta las disposiciones legales ambientales específicas aplicables a las actividades de electricidad, y el Osinergmin está a cargo de supervisar ciertos aspectos de su aplicación e implementación. Según la Ley Ambiental, el Ministerio de Medioambiente peruano tiene las funciones principales de (i) diseño de las políticas medioambientales generales para cada actividad productiva, y (ii)

establecer los principales lineamientos de las diferentes autoridades de gobierno para su reglamentación ambiental sectorial. Durante 2010, mayoría de las funciones de supervisión sobre la aplicación y ejecución de las disposiciones de la Ley Ambiental fueron transferidas del Osinergmin al Ministerio del Medioambiente peruano.

Las fuentes ERNC, mencionadas en las regulaciones peruanas como Recursos de Energías Renovables (“RER”), para generación de electricidad son consideradas como aquellos que provienen de las siguientes fuentes: biomasa, viento, sol, geotérmicas y de las mareas, así como las centrales hidroeléctricas cuya capacidad instalada está por debajo de los 20 MW.

En 2008, la autoridad emitió normas para promover el uso de las ERNC (RER). Los principales incentivos de inversión establecidos por estas normas son: (i) un porcentaje objetivo del consumo nacional de electricidad, fijado cada cinco años, a ser cubierto por generación eléctrica basada en RER, excluyendo centrales hidroeléctricas (para el primer periodo de cinco años ese porcentaje es 5%); (ii) a través de licitaciones de energía a ser cubierta por ERNC, el inversionista adjudicatario recibe la garantía de un precio firme por la energía inyectada al sistema durante el periodo del contrato de suministro de hasta 20 años; y (iii) prioridad en el despacho de carga y acceso a las redes de transmisión y de distribución.

En diciembre de 2015 se efectuó la última licitación ERNC con el objetivo de proveer 1.300 GWh al sistema interconectado, entendiendo que se requieren 450 GWh por año de mini proyectos hidroeléctricos con una capacidad máxima de 20 MW cada uno. Como resultado, 1.741 GWh se adjudicaron a tres parques eólicos (739 GWh), dos proyectos de plantas solares (523 GWh), dos proyectos de biomasa termoeléctrica (30 GWh) y seis proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas (449 GWh).

Además, otras normas establecieron incentivos tributarios, incluyendo (i) depreciación acelerada de los activos para propósitos del impuesto a la renta, y (ii) recuperación anticipada del impuesto a las ventas. En 2011, la comisión permanente del Congreso aprobó la Ley N° 29.764, que extiende estos beneficios tributarios hasta el año 2020.

La Ley N° 29.968 creó el Servicio de Certificación Medioambiental Nacional para las Inversiones Sustentables (“SENACE”), una organización pública especializada con autonomía técnica y un estatuto legal separado, que reporta al Ministro del Medioambiente peruano. Este organismo es responsable de revisar y aprobar los estudios detallados de impacto medioambiental de los proyectos de inversión públicos, privados o de capital mixto, sean nacionales o multirregionales, que involucren actividades, construcciones y otras actividades comerciales y de servicio cuyas características, importancia y/o ubicación puede resultar en impactos medioambientales significativos, con la excepción de aquellos expresamente excluidos por un Decreto Supremo con el voto favorable del Consejo de Ministros.

El SENACE procura implementar un único sistema de procedimientos administrativos medioambientales para garantizar inversiones sustentables, a través de la implementación de una única ventana de certificación medioambiental.

Materias primas

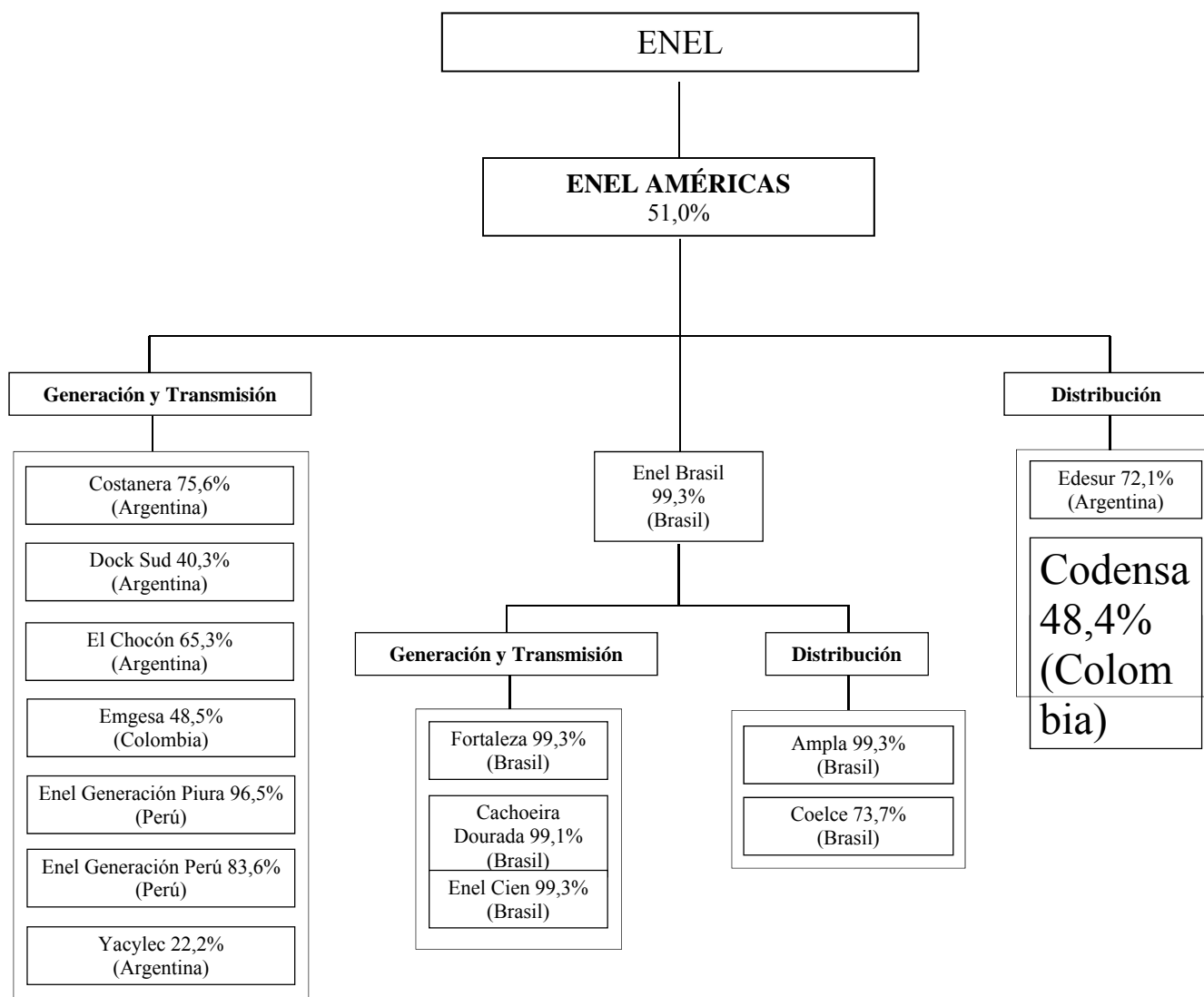
Para información sobre nuestras materias primas, véase “Ítem 11. Declaraciones Cuantitativas y Cualitativas sobre Riesgos del Mercado — Riesgo de Precio de los Commodities.”

C. Estructura Organizacional

Principales Filiales y Asociadas

Somos parte de un grupo de electricidad controlado por la empresa italiana Enel, nuestra empresa matriz final, que posee el 51,0% de nuestras acciones al 31 de diciembre de 2016. Enel es una compañía energética con operaciones multinacionales en los mercados de energía y gas, con un enfoque en Europa y Latinoamérica. Enel opera en más de 30 países en cuatro continentes, produce energía a través de una capacidad neta instalada de 84 GW y distribuye electricidad y gas a través de una red que cubre 1,9 millones de kilómetros. Con más de 61 millones de usuarios en todo el mundo, Enel tiene la mayor base de clientes entre los competidores europeos y figura entre las principales compañías energéticas de Europa en términos de capacidad instalada y EBITDA reportado. Enel cotiza en la Bolsa de Milán.

Estructura Organizacional Simplificada de Enel Américas⁽¹⁾
Al 31 de diciembre de 2016



(1) Sólo se presentan en este diagrama las principales subsidiarias operacionales. El porcentaje establecido para cada subsidiaria representa nuestro interés económico en cada subsidiaria. Favor remítase a la “Presentación de Información” para la explicación del cálculo de interés económico.

Las empresas enumeradas en la siguiente tabla las consolidamos al 31 de diciembre de 2016. En el caso de las filiales, nuestro participación económica se calcula multiplicando nuestro porcentaje de participación económica en una filial que es directamente de nuestra propiedad por el porcentaje de participación económica de cada entidad en la cadena de propiedad de dicha filial.

Principales filiales y país de las operaciones	% de participación económica de Enel Américas (en %)	Activos consolidados de cada filial principal (en miles de millones de Ch\$)	Ingresos de explotación y otros ingresos operacionales de cada filial principal
Generación y transmisión de electricidad			
<i>Generación de electricidad</i>			
Dock Sud (Argentina) ⁽¹⁾	40,3	138.131	83.363
El Chocón (Argentina)	65,3	267.633	28.241
Costanera (Argentina)	75,6	187.640	92.633
Fortaleza (Brasil)	99,3	181.633	159.477
Cachoeira Dourada (Brasil)	99,1	180.149	192.912
Emgesa (Colombia)	48,5	2.009.933	778.880
Enel Generación Perú (Perú)	83,6	824.626	360.187
Enel Generación Piura (Perú)	96,5	169.879	65.145
<i>Transmisión de electricidad</i>			
CIEN (Brasil)	99,3	235.735	52.179
Distribución de electricidad			
Edesur (Argentina)	72,1	669.219	664.100
Ampla (Brasil)	99,3	1.663.067	879.499
Coelce (Brasil)	73,7	1.025.347	804.640
Codensa (Colombia)	48,4	1.275.422	928.621
Enel Distribución Perú (Perú)	75,7	827.190	585.196

(1) Poseemos el 57,1% de Inversora Dock Sud S.A., un vehículo de inversiones a través del cual participamos en Dock Sud.

Segmento de Generación y Transmisión

Las siguientes empresas incluyen compañías de generación y transmisión consolidadas por nosotros al 31 de diciembre de 2016.

Dock Sud (Argentina)

Dock Sud es propietaria y operadora de instalaciones de generación con capacidad de 870 MW compuesta de dos centrales. La central eléctrica de Dock Sud posee cuatro turbinas a gas y una turbina a vapor. Dos de las turbinas a gas y la turbina a vapor conforman una planta de ciclo combinado. En 2016, Dock Sud generó 5.025 GWh. Somos propietarios del 57,1% de Inversora Dock Sud S.A., un vehículo de inversión a través del cual poseemos a Dock Sud. Nuestra participación económica en Dock Sud es del 40,3%.

Costanera (Argentina)

Costanera es una sociedad anónima abierta argentina de generación eléctrica, con 2.304 MW de capacidad instalada total en Buenos Aires. Costanera consiste de seis turbinas a vapor con una capacidad agregada de 1.131 MW, que queman petróleo y gas, y dos instalaciones de ciclo combinado que operan con gas natural, con una capacidad de 1.173 MW. Costanera fue adquirida al Gobierno argentino después de la privatización de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires S.A. Poseemos un 75,6% de participación económica en Costanera.

El Chocón (Argentina)

El Chocón es una empresa argentina de generación eléctrica. Tiene dos centrales hidroeléctricas con una capacidad instalada agregada de 1.364 MW ubicadas entre las provincias de Neuquén y Río Negro, en la cuenca del Comahue, al sur de Argentina. Una concesión a 30 años, que expira en el año 2023, fue otorgada por el Gobierno argentino a nuestra filial, Hidroinvest S.A., que compró el 59,0% de las acciones de El Chocón en julio de 1993 durante el proceso de privatización. Poseemos un 65,3% de participación económica en El Chocón.

Cachoeira Dourada (Brasil)

Cachoeira Dourada es propietaria y opera una central hidroeléctrica de paso que usa las aguas del Río Paranaíba, ubicado en el Estado de Goiás, que consiste de diez unidades de generación con un total de 665 MW de capacidad instalada. Cachoeira Dourada inició sus operaciones en 1997 y al 31 de diciembre de 2016 tiene una concesión que expira en 2027. Enel Brasil es propietaria del 99,8% de Cachoeira Dourada y nuestra participación económica es del 99,1%.

CIEN (Brasil)

CIEN es una empresa brasileña de transmisión y comercialización de propiedad de Enel Brasil en un 100%. Transmite electricidad a través de dos líneas de transmisión propias que conectan Argentina y Brasil, cubriendo una distancia de 500 kilómetros, con una capacidad de transmisión total de 2.100 MW. Al 31 de diciembre de 2016, la Línea 1 de CIEN tiene una concesión que expira en el 2020, y a Línea 2 de CIEN tiene una concesión que expira el 2022. CIEN consolida a CTM y TESA, que operan la parte argentina de la línea de interconexión con Brasil. Nuestra participación económica en CIEN es del 99,3%.

Enel Brasil (Brasil)

Enel Brasil fue constituida en 2005 para administrar todos nuestros activos brasileños de generación, transmisión y distribución que Enel poseía en conjunto con Enersis, Endesa Américas y Chilectra Américas. Enel Brasil consolida las operaciones de dos empresas de generación (Cachoeira Dourada y Fortaleza), la empresa de transmisión CIEN, así como dos empresas de distribución (Ampla y Coelce). Poseemos el 99,3% de participación económica en Enel Brasil.

Fortaleza (Brasil)

Fortaleza posee y opera una central de ciclo combinado a gas natural de 327 MW, con la capacidad para generar un tercio de la electricidad requerida por el Estado de Ceará, un estado con una población de 8,8 millones de habitantes. Al 31 de diciembre de 2016, Fortaleza tiene una concesión que expira en 2031. Fortaleza es 100% propiedad de Enel Brasil, y tenemos una participación económica del 99,3%.

Emgesa (Colombia)

Emgesa tiene una capacidad de generación instalada total de 3.510 MW, de los cuales el 87% corresponde a centrales hidroeléctricas y el 13% a centrales termoeléctricas. Empresa de Energía de Bogotá S.A. tiene una participación directa en Emgesa del 51,5%. Somos propietarios del 48,5% de las acciones de Emgesa y tenemos el 56,4% del derecho a voto. Como resultado de nuestra propiedad en Emgesa y según un acuerdo de accionistas, podemos designar la mayoría de los miembros del Directorio y, por lo tanto, controlamos Emgesa. Para mayor información, véase “Ítem 5. Resumen Operativo y Financiero y Perspectivas – A. Resultados Operacionales. – 1. Análisis de los Principales Factores que Afectan los Resultados de la Operación y la Condición Financiera de la Empresa”.

Enel Generación Perú (Perú)

Enel Generación Perú, una empresa de generación eléctrica, posee y opera siete centrales hidroeléctricas y dos centrales termoeléctricas, con una capacidad instalada consolidada total de 1.684 MW. En octubre de 2009 y en septiembre de 2014, adquirimos acciones adicionales de la compañía. Al 31 de diciembre de 2016, tenemos un interés económico del 83,6%. Para más información sobre las adquisiciones, véase “Ítem 4. Información sobre la Compañía – A. Historia y Desarrollo de la Compañía – Historia”.

Enel Generación Perú posee el 80% de las acciones de Chinango S.A.C. y Peruana de Energía S.A.A. (no relacionada con nosotros) posee el 20% restante.

Enel Generación Piura (Perú)

Enel Generación Piura tiene una capacidad de generación de 293 MW, consistente en dos centrales termoeléctricas, Malacas y Malacas II, ambas ubicadas en la provincia de Talara-Piura, que operan usando gas natural producido localmente. Somos propietarios del 96,5% de Enel Generación Piura.

Segmento de Distribución

Las siguientes son empresas de distribución consolidadas por nosotros al 31 de diciembre de 2016.

Edesur (Argentina)

Edesur es una de las mayores empresas de distribución eléctrica en Argentina en términos de compras de energía. Edesur opera en un área de concesión de 3.309 kilómetros cuadrados en la parte central-sur del área metropolitana de Buenos Aires, sirviendo aproximadamente a 2,5 millones de clientes bajo una concesión que expira en 2087. Nuestra participación económica en Edesur es del 72,1%.

Ampla (Brasil)

Ampla es la segunda mayor empresa de distribución de electricidad en el Estado de Río de Janeiro, Brasil, en términos de número de clientes y ventas de energía anual. Ampla se dedica principalmente a la distribución de electricidad en 66 municipalidades del Estado de Río de Janeiro, y sirve a más de 3 millones de clientes en un área de concesión de 32.615 kilómetros cuadrados. Al 31 de diciembre de 2016, Ampla tiene una concesión que expira en 2026. Tenemos una participación económica del 99,3% en Ampla.

Coelce (Brasil)

Coelce es el único distribuidor de electricidad en el Estado de Ceará, ubicado en el noreste de Brasil, y suministra servicios a más de 3,8 millones de clientes dentro de un área de concesión de 148.920 kilómetros cuadrados. Al 31 de diciembre de 2016, Coelce tiene una concesión que expira en 2027. Antes de 2014, nuestra participación económica en Coelce era del 49,2%, y como resultado de una oferta de compra voluntaria que se completó en mayo de 2014, nuestra participación ascendió al 64,9%. Nuestra participación económica en Coelce es 73,7%.

Codensa (Colombia)

Codensa es una empresa de distribución eléctrica que sirve un área de concesión de 35.194 kilómetros cuadrados en Bogotá y otras 135 municipalidades de las provincias de Cundinamarca, Tolima y Boyacá, sirviendo a aproximadamente 3,2 millones de clientes. Nuestra participación económica en Codensa es del 48,4%, que representa el 57,2% de sus derechos de voto, y como resultado de esto y según un acuerdo de accionistas, nosotros designamos a la mayoría de los miembros del Directorio de Codensa, por lo que tenemos control sobre la misma. Para mayor información sobre el control y consolidación de Codensa, véase "Ítem 5. Resumen Operacional y Financiero y Perspectivas – A. Resultados Operacionales"— 1. Análisis de los Principales Factores que Afectan los Resultados Operacionales y Condición Financiera de la Compañía".

Enel Distribución Perú (Perú)

Enel Distribución Perú es una empresa de distribución eléctrica peruana que opera en un área de concesión de 1.517 kilómetros cuadrados. Cuenta con una concesión exclusiva para distribuir electricidad en la parte norte del área metropolitana de Lima, así como algunas provincias de la región de Lima, incluyendo Huaral, Huaura, Barranca y Oyón, y la adyacente provincia de Callao. Al 31 de diciembre de 2016, Enel Distribución Perú distribuía electricidad a aproximadamente 1,4 millones de clientes. Tenemos una participación económica del 75,7% en Enel Distribución Perú.

Empresas relacionadas y sociedades de administración conjunta seleccionadas

Yacylec (Argentina)

Yacylec es una empresa de transmisión eléctrica argentina. Al 31 de diciembre de 2016, Yacylec tenía una concesión que expira en 2088. Nuestra participación económica en Yacylec es del 22,2%. El sistema de transmisión de Yacylec consiste en:

- Tres líneas de transmisión de 500 kV, de 4 kilómetros de longitud cada una, desde la central de Hidroeléctrica Yaciretá a la estación transformadora Rincón de Santa María.
- La estación transformadora Rincón de Santa María, de 500 kV, ubicada en la provincia de Corrientes.
- Una línea de transmisión de 500 kV (296 kilómetros de extensión) desde la estación transformadora Rincón de Santa María a la estación transformadora Resistencia, y una expansión de la estación transformadora Resistencia, ubicada en la provincia del Chaco.

- Un sistema de comunicaciones.

D. Propiedad, Plantas y Equipo.

Nuestra propiedad, plantas y equipo se concentran principalmente en activos de generación, transmisión y distribución de electricidad en los cuatro países en que operamos.

Propiedad, Plantas y Equipo de Empresas Generadoras

Realizamos nuestros negocios de generación y transmisión directamente en Argentina, Colombia y Perú, consolidando los ingresos de 28 centrales generadoras y a través de nuestra filial Enel Brasil, que consolida los ingresos de dos centrales generadoras. Como resultado de esto, tenemos un total 30 centrales de energía en Sudamérica.

A través de Enel Brasil, también somos propietarios y operamos un sistema de transmisión que consiste de dos líneas de transmisión de 2.100 MW de 500 kilómetros que unen a Rincón de Santa María en Argentina con Itá en el Estado de Santa Catarina en Brasil.

Una parte sustancial del flujo de caja y utilidades netas de nuestras filiales generadoras se deriva de la venta de electricidad producida por nuestras instalaciones de generación eléctrica. Daños significativos en una o más de nuestras principales instalaciones de generación o la interrupción de la producción de electricidad, sea producto de terremotos, inundaciones, actividad volcánica, sequías severas y prolongadas o cualquier otro tipo de desastres naturales, podrían tener un efecto material adverso en nuestras operaciones.

La siguiente tabla muestra las centrales de generación de nuestra propiedad, al final de cada año, por país y sus características básicas:

			Capacidad Instalada ⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de		
País/Empresa	Nombre de Central	Tipo de Central ⁽²⁾	2016	2015	2014
			(En MW)		
Argentina					
Costanera					
	Costanera Turbina a vapor	Turbina a vapor/Gas natural+ Petróleo	1.131	1.131	1.131
	Costanera Ciclo combinado II	Ciclo combinado/Gas natural + Diésel	851	851	851
	Buenos Aires Ciclo combinado I	Ciclo combinado/Gas natural	322	322	322
	Total		2.304	2.304	2.304
El Chocón					
	Chocón	Embalse	1.200	1.200	1.200
	Arroyito	De pasada	128	128	128
			36	—	—
	Costanera DE ⁽³⁾	Motores diésel (Diésel + Petróleo)			
	Total		1.364	1.328	1.328
Dock Sud					
	Dock Sud CC	Ciclo combinado/Gas natural + Diésel	798	798	798
	Dock Sud TG	Turbina a gas/ Gas natural + Diésel	72	72	72
	Total		870	870	870
Tota Capacidad en Argentina			4.537	4.502	4.502
Brasil					
Cachoeira Dourada	Cachoeira Dourada	De pasada	665	665	665
Fortaleza	Fortaleza ⁽⁴⁾	Ciclo Combinado /Gas	327	322	322
Total Capacidad en Brasil			992	987	987

País/Empresa	Nombre de la Central	Tipo de Central ⁽²⁾	Capacidad Instalada ⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de		
			2016	2015	2014
			(En MW)		
Colombia					
Emgesa	Guavio ⁽⁵⁾	Embalse	1.250	1.213	1.213
	Menor Guavio ⁽⁵⁾	Embalse	13	—	—
	Paraíso	Embalse	277	277	277
	La Guaca	De Pasada	325	325	325
	Termozipa	Turbina a vapor/Carbón	236	236	236
	Cartagena	Turbina a vapor/ Gas natural	208	208	208
	Plantas menores ⁽⁶⁾	De Pasada	75	75	75
	Betania	Embalse	541	541	541
	Dario Valencia	De Pasada	150	150	150
	Salto II	De Pasada	35	35	35
	Quimbo	Embalse	400	400	—
	Total Capacidad en Colombia			3.509	3.460
Perú					
Enel Generación Perú					
	Huinco	De Pasada	268	268	247
	Matucana	De Pasada	137	137	137
	Callahuanca	De Pasada	84	84	80
	Moyopampa	De Pasada	69	69	66
	Huampani ⁽⁷⁾	De Pasada	31	30	30
	Santa Rosa ⁽⁷⁾	Turbina a Gas /Diésel	418	419	413
	Ventanilla ⁽⁷⁾	Ciclo combinado/Gas natural	479	484	485
	Total		1.486	1.491	1.458
Chinango					
	Yanango	De pasada	43	43	43
	Chimay ⁽⁷⁾	De pasada	155	152	151
	Total		198	195	194
Enel Generación Piura	Malacas ⁽⁷⁾⁽⁸⁾	Turbina a gas/Gas Natural + Diésel	293	298	297
	Total		293	298	297
Total Capacidad en Perú			1.977	1.984	1.949
Capacidad Consolidada			11.014	10.933	10.498

1. La capacidad instalada corresponde a la capacidad instalada bruta sin considerar los MW que cada planta consume para su propio funcionamiento.
2. “Embalse” y “de pasada” se refieren a plantas hidroeléctricas que utilizan la fuerza de una presa o un río, respectivamente, para mover las turbinas que generan electricidad. “Vapor” se refiere a las centrales termoeléctricas alimentadas con gas natural, carbón, diésel o petróleo para producir vapor que mueve las turbinas. “Turbina a gas” (“TG”) o “Ciclo Abierto” se refieren a la energía térmica que utiliza diésel o gas natural para producir el gas que mueve las turbinas. “Ciclo Combinado” se refiere a una central térmica alimentada con gas natural, diésel o petróleo para generar gas que primero mueve una turbina y luego recupera el gas de ese proceso para generar vapor para mover una segunda turbina.
3. Los cuatro motores diésel fueron instalados durante 2015 y comenzaron operaciones comerciales en julio de 2016. Estos motores están ubicados en nuestra planta termoeléctrica de Costanera. Véase “Ítem 4. Información sobre la Compañía — B. Información General del Negocio — Operaciones en Argentina”.
4. Estamos actualizando la capacidad de la central según la aprobación de ANEEL.
5. En abril de 2016, las dos unidades auxiliares iniciaron operaciones comerciales como una central independiente (Menor Guavio de 13 MW en total). Esta planta también alimenta los servicios auxiliares de El Guavio. En diciembre de 2016, El Guavio aumentó su capacidad en 50 MW después de algunas pruebas de capacidad (10 MW por unidad).
6. Las plantas menores tienen una capacidad total de 75 MW. Al 31 de diciembre de 2016, Emgesa posee y opera cuatro plantas menores: Charquito (19,5 MW), El Limonar (18 MW), Laguneta (18 MW) y Tequendama (19,5 MW). Laguneta se informó anteriormente como una central eléctrica independiente.
7. La variación de la capacidad instalada de esta planta en 2016 fue el resultado de pruebas realizadas por COES.
8. Incluye la capacidad instalada (189 MW) de la central Reserva Fría de Talara.

Propiedad, Plantas y Equipo de Empresas de Transmisión y Distribución

Tenemos importantes intereses o inversiones en distribución de electricidad. La descripción de cada empresa de distribución está incluida en este “Ítem 4. Información sobre la Compañía.” La siguiente tabla describe nuestro equipo principal usado para nuestro negocio de distribución, tales como líneas de transmisión, subestaciones, transformadores y redes de distribución.

Estamos asegurados contra daños a subestaciones, transformadores en las subestaciones, la red de distribución que está a menos de un kilómetro de los edificios administrativos y subestaciones. Los riesgos cubiertos incluyen las pérdidas ocasionadas por fuegos, explosiones, terremotos, inundaciones, rayos, daños a maquinaria y otros eventos similares. Las pólizas de seguros incluyen cláusulas de responsabilidad, que protegen a nuestras empresas de las denuncias presentadas por terceros.

Las líneas de transmisión y los equipos conectados a ellas no califican como activos asegurables para daños materiales, aunque tengan pólizas de seguro que incluyen cláusulas de responsabilidad civil por daños a terceros causados por estas instalaciones de transmisión. Estos criterios se aplican en el caso de la línea de interconexión Argentina-Brasil, nuestro activo principal de transmisión, para el que existe cobertura de seguro contra daños a los bienes y responsabilidad civil para la estación de conversión de Garabí, las subestaciones de conexión Argentina-Brasil y hasta un kilómetro de líneas desde las subestaciones. La cobertura de responsabilidad contra terceros solo es aplicable para el resto de las líneas de transmisión.

TABLA DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Características generales					
	Ubicación	Área de concesión (en km²)	Líneas de transmisión ⁽¹⁾		
			2016	2015	2014
			(en kilómetros)		
Edesur	Argentina	3.309	1.123	1.120	1.115
Ampla ⁽²⁾	Brasil	32.615	2.403	2.398	2.395
Coelce ⁽³⁾	Brasil	148.920	5.127	5.101	5.069
Codensa ⁽⁴⁾⁽⁵⁾	Colombia	35.194	928	857	857
Enel Distribución Perú	Perú	1.517	648	573	534
Total		221.556	10.229	10.050	9.970

(1) Las líneas de transmisión consisten en circuitos con voltajes entre 34,5-500 kV.

(2) Las líneas de transmisión informadas anteriormente difieren desde que actualizamos las fechas de puesta en servicio.

(3) Las líneas de transmisión para 2015 incluían algunas líneas en construcción, pero que aún no estaban en funcionamiento.

(4) En octubre de 2016, Codensa se fusionó con sus filiales DECSA y Cundinamarca, con Codensa continuando como la empresa subsistente. Las cifras para 2016 incluyen DECSA y Cundinamarca.

(5) Las cifras de 2015 y 2014 difieren de las reportadas anteriormente dado que ahora estamos reportando el trazado de la línea independientemente del número de circuitos.

Subestaciones de energía e interconexión y Transformadores ⁽¹⁾

Año terminado el 31 de diciembre de

	2016			2015			2014		
	Cantidad de subestaciones	Cantidad de transformadores	Capacidad (MVA)	Cantidad de Subestaciones	Cantidad de Transformadores	Capacidad (MVA)	Cantidad de subestaciones	Cantidad de transformadores	Capacidad (MVA)
Edesur ⁽²⁾	71	184	12.504	71	183	12.424	70	175	11.949
Ampla ⁽³⁾	117	291	5.127	115	294	4.726	115	306	4.658
Coelce ⁽⁴⁾	113	183	3.026	111	179	2.955	109	175	2.780
Codensa ⁽⁵⁾⁽⁶⁾	169	414	10.433	122	339	9.840	122	331	9.337
Enel Distribución Perú ⁽⁷⁾	37	138	4.119	36	132	3.837	34	129	3.652
Total	507	1.210	35.209	455	1.127	33.782	450	1.116	32.375

- (1) La tensión de estos transformadores se encuentra entre el rango de 500 kV (alta tensión) a 1 kV (media tensión).
- (2) Las cifras relacionadas con el número de transformadores y su capacidad relacionada podrían diferir de las reportadas anteriormente, ya que ahora estamos incluyendo transformadores móviles usados como respaldos.
- (3) Las cifras relacionadas con el número de subestaciones y su capacidad podrían diferir de las reportadas anteriormente, ya que ahora no incluimos subestaciones de propiedad de terceros. El número de transformadores también podría diferir de los reportados anteriormente, ya que ahora consideramos transformadores monofásicos y trifásicos como una sola unidad.
- (4) La capacidad del 2014 reportada anteriormente incluía la capacidad de un transformador de respaldo que no estaba instalado en ninguna subestación.
- (5) En octubre de 2016, Codensa se fusionó con sus filiales DECSA y Cundinamarca, con Codensa continuando como la empresa subsistente. Las cifras para 2016 incluyen DECSA y Cundinamarca.
- (6) Las cifras de 2015 y 2014 difieren de las reportadas anteriormente, ya que ahora incluimos subestaciones de media tensión.
- (7) Las cifras relacionadas con el número de subestaciones y su capacidad podrían diferir de las reportadas anteriormente, ya que ahora incluimos subestaciones de media tensión. El número de transformadores también podría diferir de los reportados anteriormente, ya que ahora consideramos transformadores monofásicos y trifásicos como una sola unidad.

Redes de distribución – Líneas de medio y bajo voltaje ⁽¹⁾

Año terminado el 31 de diciembre de

	2016		2015		2014	
	Medio voltaje	Voltaje bajo	Medio voltaje	Voltaje bajo	Medio voltaje	Voltaje bajo
	(En kilómetros)					
Edesur	8.002	17.152	7.872	17.018	7.577	16.541
Ampla ⁽²⁾	35.530	18.668	35.211	18.394	34.649	18.124
Coelce	86.024	51.423	84.290	50.223	83.318	49.718
Codensa ⁽³⁾	28.507	41.307	20.266	28.270	20.016	28.136
Enel Distribución Perú	4.597	22.826	4.484	22.268	4.308	21.819
Total	162.660	151.376	152.123	136.173	149.868	134.338

- (1) Líneas de medio voltaje: 1 kV-34,5 kV; Líneas de baja tensión: 110-380 V.
- (2) La cifra para las líneas de baja tensión para 2014 fue errónea debido a un cambio en el sistema de información.
- (3) En octubre de 2016, Codensa se fusionó con sus filiales DECSA y Cundinamarca, Codensa continuando como la empresa subsistente. Las cifras para 2016 incluyen DECSA y Cundinamarca.

Transformadores para Distribución ⁽¹⁾

Año terminado el 31 de diciembre de

	2016		2015		2014	
	Cantidad de transformadores	Capacidad (MVA)	Cantidad de transformadores	Capacidad (MVA)	Cantidad de transformadores	Capacidad (MVA)
Edesur	19.814	6.280	20.487	6.159	22.155	6.062
Ampla	122.384	5.043	120.387	4.858	118.358	4.666
Coelce ⁽²⁾	138.060	3.357	134.135	3.208	132.050	3.112
Codensa ^{(2) (3)}	65.607	6.361	53.512	5.854	53.200	5.818
Enel Distribución Perú	10.900	1.865	10.758	1.774	10.532	1.699
Total	356.765	22.907	339.279	21.853	336.295	21.357

(1) La tensión para estos transformadores se encuentra entre el rango entre 34,5 kV (media tensión) y 110 V (baja tensión).

(2) Las cifras relacionadas con el número y la capacidad de los transformadores podrían diferir de las reportadas anteriormente, ya que ahora no incluimos los transformadores propiedad de los clientes.

(3) En octubre de 2016, Codensa se fusionó con sus filiales DECSA y Cundinamarca, Codensa continuando como la empresa subsistente. Las cifras para 2016 incluyen DECSA y Cundinamarca.

Seguros

Nuestras instalaciones de generación y distribución de electricidad están aseguradas contra daños causados por desastres naturales tales como terremotos, incendios, inundaciones, otros actos de Dios (pero no por sequías, que no son considerados como riesgos de fuerza mayor y no están cubiertos por el seguro) y por daños debidos a acciones de terceros, sobre la base del valor de tasación de las instalaciones determinado ocasionalmente por un tasador independiente. Basado en estudios geológicos, hidrológicos y de ingeniería, la administración cree que es remoto el riesgo de los eventos descritos anteriormente que resultan en un efecto adverso material en nuestras instalaciones. Las reclamaciones bajo las pólizas de seguro de nuestras filiales están sujetas a deducibles habituales y otras condiciones. También mantenemos un seguro de interrupción del negocio que proporciona cobertura por el incumplimiento de cualquiera de nuestras instalaciones por un período de hasta 24 meses, incluyendo el período deducible. La cobertura de seguros tomada sobre nuestra propiedad es aprobada por la administración de cada compañía, teniendo en cuenta la calidad de las compañías de seguros y las necesidades, condiciones y evaluaciones de riesgo de cada instalación, y se basa en las directrices corporativas generales. Todas las pólizas de seguro se compran a aseguradores internacionales de buena reputación. Seguimos continuamente monitoreando y nos reunimos con las compañías de seguros para obtener la que creemos es la cobertura de seguro más comercialmente razonable.

Inversiones en proyectos

La inversión total para cada proyecto que se describe a continuación fue convertida a pesos chilenos al tipo de cambio de Ch\$ 669,47 por dólar, el tipo de cambio observado de dólar al 31 de diciembre de 2016. Los montos presupuestados incluyen líneas de conexión que eventualmente podrían ser propiedad de terceros y pagadas como peajes, salvo indicación de lo contrario.

Proyectos en construcción

Perú. Expansión del proyecto hidroeléctrico Huampani

Huampani es una central hidroeléctrica ubicada en Lurigancho Chosica, distrito de Lima, Perú. El Proyecto Huampani de Recuperación Hidroenergética consiste en la ampliación de la capacidad instalada de la central (actualmente 31 MW) mediante la instalación de dos nuevas turbinas (un total de 0,7 MW) dentro del canal de descarga de la hidroeléctrica Huampani existente, utilizando

su propio generador y equipo auxiliar. Se conectará a la subestación de Huampani a través de una línea de 10kV de 140 metros de longitud.

El permiso medioambiental para el proyecto fue otorgado en agosto de 2016 y el Estudio de Pre-Operatividad (“EPO”) fue aprobado por el COES en septiembre de 2016.

En septiembre de 2016, asignamos el contrato de agua a cable, que es un paquete que simplifica la planificación y el desarrollo de un sitio dado que un vendedor supervisa la mayor parte del suministro de equipos a un consorcio. El contrato se celebró entre el consorcio y nuestra filial Enel Generación Perú y entró en vigor en noviembre de 2016. Actualmente, el consorcio está desarrollando un plan de ingeniería detallado del proyecto civil y el diseño de los equipos electromecánicos, que se espera se finalicen en el primer semestre de 2017.

Se espera que la construcción comience en junio de 2017 y alcance su plena producción hacia fines de 2017. Este proyecto está siendo financiado principalmente por fondos generados internamente. La inversión total estimada es de Ch\$ 2.257,7 millones, de los cuales Ch\$ 303,3 millones se devengaron al 31 de diciembre de 2016.

Proyectos en Desarrollo

Continuamente analizamos distintas oportunidades de crecimiento en los países en los que participamos. Estudiamos y evaluamos nuestra cartera de proyectos, centrándonos recientemente en la construcción de centrales más pequeñas y menos invasivas para el medioambiente. Estas centrales se construyen con mayor rapidez, permiten mayor flexibilidad para activarse o desactivarse según las necesidades del sistema y generalmente tienen mayor aceptación de los residentes del área. Se hará hincapié en el desarrollo de tecnologías de energía renovable. En el negocio de generación termoeléctrica, buscamos nuevas oportunidades, ya sea mediante la construcción de proyectos totalmente nuevos o modernizando los activos ya existentes y mejorando (por ejemplo, operacional y/o ambientalmente) el desempeño de dichos activos. La puesta en marcha esperada para cada proyecto se evalúa y se define en función de las oportunidades comerciales y de nuestra capacidad de financiamiento de estos proyectos. Los proyectos en desarrollo más importantes son los siguientes:

Negocio de Generación

Colombia. Mejoras en la planta termoeléctrica Termozipa

Termozipa es una planta de carbón de nuestra filial Emgesa, ubicada a unos 40 kilómetros de Bogotá, Colombia. Consta de cuatro unidades con una capacidad total instalada de 336 MW que se alimentan con carbón de las minas locales. La central inició operaciones comerciales en 1964 con una unidad y añadió el resto en 1984.

El proyecto prevé grandes mejoras a las calderas, molinos, turbinas, generadores, semi plantas, tomas de agua, sistemas de media y baja tensión, precipitadores electrostáticos y sistemas auxiliares, lo que prolongará la vida útil de la central por 15 años o 100.000 horas de operaciones más, y mejorará la tasa de calor específico (que es una medida de la eficiencia de la planta), y reducirá su indisponibilidad.

La mejora medioambiental tiene como objetivo lograr los mejores estándares medioambientales para las emisiones de gas entre las centrales termoeléctricas de carbón en América Latina, reduciendo los siguientes objetivos: emisiones de óxido de nitrógeno (NO_x) a menos de 330 mg/Nm³ (miligramos por metro cúbico); emisiones de dióxido de azufre (SO₂) a menos de 400 mg/Nm³ y emisiones de partículas a menos de 35 mg/Nm³.

Las mejoras como parte del proyecto de ampliación de vida comenzaron a finales de 2016 y se espera que las mejoras principales se terminen en 2017 con el objetivo de alcanzar nuevos estándares de régimen de emisiones para todas las unidades para 2020. Este proyecto está siendo financiado por fondos generados internamente con una inversión total estimada de Ch\$ 79,700 mil millones, de los cuales Ch\$ 6,3 mil millones fueron devengados al 31 de diciembre de 2016.

Argentina. Nueva unidad de ciclo combinado de Costanera

En el contexto de los cambios regulatorios implementados por el gobierno argentino y la serie de licitaciones que se han realizado y que se espera continúen efectuando nuevas inversiones en energía, estamos analizando la posible instalación de un nuevo ciclo combinado en Costanera. La intención es competir por contratos de energía eléctrica mediante licitaciones ofrecidas por el Ministerio

de Energía y Minas. El proceso comenzó en el cuarto trimestre de 2016, cuando el gobierno solicitó indicaciones preliminares de interés en la presentación de proyectos a dicho proceso. Las licitaciones para nuevas unidades de ciclo combinado están previstas para 2017.

El proyecto consistiría en la instalación de una unidad de ciclo combinado con una capacidad instalada de hasta 450 MW conectada a las barras de 220 kV y 132 kV de la subestación Costanera existente. La unidad de ciclo combinado podría funcionar con gas natural, como el combustible preferible o, si no está disponible, con diésel.

Actualmente estamos analizando varias configuraciones técnicas, utilizando diferentes sistemas de propulsión. En noviembre de 2016, iniciamos el proceso de licitación para el proyecto principal. Los estudios necesarios para obtener los permisos medioambientales y la conexión a la red eléctrica se terminaron el año pasado, y en diciembre de 2016 enviamos los resultados de los estudios a las autoridades respectivas.

Se estima que el periodo de construcción será de 32 meses, dependiendo de la configuración técnica elegida. La fecha de puesta en marcha de la nueva unidad se estima en 2020.

Este proyecto sería financiado por fondos generados internamente y con deuda externa en una estructura inicial de aproximadamente 30%-70%, respectivamente. La inversión total estimada está en el rango de Ch\$ 168.526 millones y Ch\$ 252.789 millones, dependiendo del tipo y tamaño del proyecto que finalmente se elija. Al 31 de diciembre de 2016, se han devengado Ch\$ 30,9 millones.

Negocio de Distribución

Argentina

En 2016, Edesur invirtió Ch\$ 84 mil millones para satisfacer el crecimiento de la demanda y mejorar la calidad de su servicio. Estas inversiones incluyeron obras de ampliación de las subestaciones de Sarandí, Gerli, Quilmes y Santa Rita, finalización de la ampliación de la subestación de Caballito, renovación de los dispositivos 648-649 y cambio de potencia en la subestación de Alberdi, 190 kilómetros de expansión en redes de media y baja tensión, renovación de 54 kilómetros de redes eléctricas de media y baja tensión, 21 nuevos centros de transformación de media y baja tensión, 150 nuevos centros de procesamiento, 36 nuevas cámaras de pozos en Buenos Aires (distribuidas en los siguientes distritos: Villa del Parque, Villa Santa Rita, Villa Gral. Mitre, Villa Crespo, Villa Devoto, Flores, Forest, Mataderos, Liniers, Balvanera, Almagro, Boedo, Parque Centenario y Villa Soldati), mejora de centros de procesamiento para evitar la entrada de agua y refuerzo mecánico en líneas aéreas de media tensión para resistir tormentas.

En 2016, Edesur implementó el “Plan de Verano 2015-2016” (de diciembre de 2015 a marzo de 2016) compuesto por un plan de contingencia para hacer frente a las condiciones climáticas extremas causadas por “El Niño” bajo un intenso nivel de intensidad. Este plan estableció planes de contingencia, mantenimiento preventivo y correctivo de instalaciones y redes, profundización de planes de comunicación, planes de asignación y reasignación de recursos humanos en condiciones de emergencia y la implementación del Centro de Emergencia para manejar el movimiento, la disponibilidad y el abastecimiento de combustibles para los generadores. Entre enero y marzo de 2016, mantuvimos una instalación de 60 unidades móviles de generación eléctrica (“UGEMs”), que son generadores a motor portátiles ubicados en puntos críticos, para poder generar energía en un momento dado en las áreas donde la red de media tensión estuviera sobrecargada, reduciendo la demanda en la red en sus puntos más expuestos, salvando así a esos cables de la destrucción debido a una sobrecarga. Se utilizaron 84 unidades en el período anterior.

Para el periodo de invierno de 2016 se realizaron ajustes y se reforzaron las acciones, intensificando el seguimiento de las variables climáticas para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico y la continuidad del suministro.

Brasil

En 2016, Ampla invirtió un total de Ch\$ 178,7 mil millones para la implementación de nuevas conexiones, mejorando la calidad de las redes de distribución y realizando proyectos para reducir las pérdidas de energía. Ampla invirtió en sistemas de control, mediante el uso de tecnología y actividades sociales.

Coelce invirtió Ch\$ 104,1 mil millones para satisfacer la demanda de redes y conexiones de los clientes y respaldar el reciente crecimiento sostenido en la demanda en el Estado de Ceará, incluyendo proyectos para aumentar la capacidad de transporte de energía a través de líneas de transmisión llamadas “proyectos de aumento de carga”.

Colombia

En el año 2016, Codensa invirtió Ch\$ 143 mil millones, de los cuales Ch\$ 93 mil millones fueron utilizados para la expansión centrada principalmente en las conexiones a redes y nuevos clientes para mejorar la calidad del servicio. Además, se invirtieron Ch\$ 50

mil millones en proyectos destinados a garantizar la sostenibilidad del negocio de distribución, afrontar incrementos de carga, cumplir con los requisitos legales, proporcionar mantención correctiva, mejorar la infraestructura del alumbrado público e invertir en sistemas y comunicaciones.

Perú

En 2016, Enel Distribución Perú invirtió Ch\$ 83 mil millones, lo que representa una disminución del 15% en comparación con 2015. Las inversiones más importantes fueron la ampliación y fortalecimiento de las redes de media y baja tensión (Ch\$ 44 mil millones), la ampliación de la capacidad de las subestaciones de transformación y líneas de transmisión, incluyendo obras para las nuevas subestaciones de Malvinas, Filadelfia y Comas (Ch\$ 20 mil millones), la mejora de la infraestructura de iluminación pública (Ch\$ 1 mil millones) y otras inversiones destinadas a reducir las pérdidas comerciales (Ch\$ 2 mil millones).

Mayores Gravámenes

La deuda de Costanera con el proveedor Mitsubishi Corporation ("MC") corresponde a los pagos pendientes de equipos adquiridos a MC en noviembre de 1996, la que fue refinanciada en octubre de 2014. El valor de los activos comprometidos para asegurar esta deuda era de Ch\$ 7,2 mil millones al 31 de diciembre de 2016.

Cambio Climático

En los últimos años, los países en los que operamos han visto un aumento de los acontecimientos relacionados con las energías renovables no convencionales (ERNC) y las estrategias para combatir el cambio climático. Esto ha obligado a los sectores público y privado a adoptar estrategias para cumplir con los nuevos requisitos ambientales, como lo demuestran las obligaciones legales a nivel local, los compromisos asumidos por los países a nivel internacional y las exigencias de los mercados internacionales.

Las plantas de ERNC proveen energía con mínimo impacto medioambiental y casi sin emisiones de CO₂. Ellas son, por lo tanto, consideradas como alternativas tecnológicas que fortalecen el desarrollo de la energía sustentable, por cuanto complementan la producción de los generadores tradicionales.

Enel, nuestra controlador final, anunció en octubre de 2015 que ya no construirá centrales eléctricas de carbón porque considera que la tecnología es contraproducente para su objetivo de ser neutra en carbono en 2050. Los cierres de las centrales eléctricas de carbón existentes están programados para el final de sus ciclos de vida. La capacidad perdida será sustituida por tipos de generación más respetuosos con el medio ambiente, centrándose en las ERNC.

Nuestra central hidroeléctrica Callahuanca (80,2 MW en operación desde 1938) es una planta de ERNC que ha suministrado energía limpia y renovable a la red nacional peruana.

Además, estamos ampliando la planta hidroeléctrica de Huampani en Perú (ver arriba), lo que indirectamente evitará las emisiones de CO₂ al desplazar la operación de unidades termoeléctricas e implementar mejoras a la central termoeléctrica de Termozipa en Colombia (ver arriba), que tiene como objetivo lograr los mejores estándares ambientales para las emisiones de gases entre las centrales termoeléctricas de carbón en América Latina mediante la reducción de las emisiones de NO_x, SO₂ y de partículas. En Argentina, durante el primer trimestre de 2016, Costanera realizó en la central de Buenos Aires algunos trabajos en la turbina de gas de su ciclo combinado. El trabajo principalmente inyectó agua a la cámara de combustión a través de los quemadores con el fin de reducir las emisiones de NO_x durante la quema de combustible líquido (gas de petróleo). Como resultado, hemos reducido las emisiones de NO_x en torno al 75% en comparación con el valor inicial.

Ítem 4A. Comentarios no Resueltos de la Administración

Ninguno.

Ítem 5. Resumen Operativo y Financiero y Perspectivas

A. Resultados Operacionales

General

El siguiente análisis debe ser leído en conjunto con nuestros Estados Financieros Consolidados y sus respectivas notas, los cuales se encuentran incluidos en el Ítem 18 de este Informe, y la “Información Financiera Seleccionada” incluida, en “Ítem 3. Nuestros Estados Financieros Consolidados al 31 de Diciembre de 2016 y 2015 por los Tres Años Terminados al 31 de Diciembre 2016, han sido preparados según las NIFF, emitidos por la IASB.

1. Análisis de los Principales Factores que Afectan los Resultados Operacionales y la Condición Financiera de la Compañía

Somos una empresa eléctrica domiciliada en Chile que tiene y opera empresas generadoras de transmisión y distribución en Argentina, Brasil, Colombia y Perú. Nuestros ingresos y caja provienen principalmente de las operaciones de nuestras filiales, empresas controladas conjuntamente y asociados, que operan en estos países.

Factores tales como (i) condiciones hidrológicas, (ii), precios de los combustibles (iii) nuevas regulaciones, (iv) acciones excepcionales adoptadas por las autoridades gubernamentales y (v) cambios en las condiciones económicas en países en que operamos afecte de una manera importante nuestros resultados financieros. Además, nuestros resultados de operaciones y condición financiera se ven afectados por las variaciones en los tipos de cambio entre el peso chileno y las monedas de los países en los que operamos. Estas variaciones de cambio pueden afectar sustancialmente la consolidación de los resultados de nuestras empresas. Tenemos ciertas políticas contables críticas que afectan nuestros resultados operacionales consolidados.

Nuestra estrategia de diversificación apunta a equilibrar el impacto de cambios significativos en un país con cambios en sentido opuesto en otros países, o entre generación y distribución, con el objeto de reducir, en la medida de lo posible, el impacto adverso de las variaciones en los principales factores que afectan nuestros resultados operacionales consolidados. A continuación se analiza el impacto de estos factores sobre nosotros en el período correspondiente a este reporte.

Nuestra compañía posee directamente 48,5% y 48,4% de porcentaje de propiedad, y 56,4% y 57,1% de las acciones con derecho a voto de Emgesa y Codensa respectivamente. Ejercemos control sobre Emgesa y Codensa a través de acuerdos de accionistas con la Empresa de Energía de Bogotá S.A., la cual posee el resto de la participación accionaria de ambas compañías. Tenemos el derecho de designar a la mayoría de los miembros del Directorio de Emgesa y Codensa y, por lo tanto, consolidamos a Emgesa y Codensa en nuestros estados financieros consolidados.

El 1 de octubre de 2016, DECSA y EEC se fusionaron en Codensa, nuestra subsidiaria colombiana. Antes de la fusión, DECSA y EEC fueron tratadas como joint ventures. Los efectos de esta transacción en nuestros estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2016 se describen en la Nota 6 de nuestros estados financieros consolidados.

a. Negocio de Generación y Transmisión

Nuestro negocio de generación de electricidad se realiza en Argentina a través de Costanera, El Chocón y Dock Sud, en Brasil a través de Cachoeira Dourada y Fortaleza, en Colombia a través de Emgesa, y en Perú a través de Enel Generación Perú y Enel Generación Piura. Una parte sustancial de nuestra capacidad de generación depende de las condiciones hidrológicas imperantes en los países donde operamos. Nuestra capacidad instalada al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014 fue 11.014 MW, 10.933 MW y 10.498 MW respectivamente. En esos mismos años, nuestra capacidad hidroeléctrica instalada representó el 53,1%, 52,9% y 51,1% respectivamente. Véase "Ítem 4. Información de la Compañía – D. Propiedades, Plantas y Equipos."

La generación hidroeléctrica fue de 22.250 GWh, 22.171 GWh y 22.439 GWh en 2016, 2015 y 2014 respectivamente. Nuestra generación hidroeléctrica durante 2016 fue un 0,4% mayor que en 2015 debido a condiciones hidrológicas más favorables en Brasil y Colombia, lo que se compensó parcialmente con peores condiciones hidrológicas en Argentina y Perú.

En los países en que operamos, las condiciones hidrológicas pueden oscilar entre muy húmedas a muy secas. Entre estos dos extremos hay una amplia gama de condiciones hidrológicas. Por ejemplo, un nuevo año de sequía tiene efectos muy diferentes en nuestro negocio, dependiendo de si sigue a varios años de sequía o un período de abundantes lluvias. Por otro lado, un buen año hidrológico repercute menos si viene después de varios años húmedos que después de una prolongada sequía.

En Argentina, los meses con mayores precipitaciones son de mayo a agosto y los meses cuando la nieve y el hielo se derrite por lo general se producen de octubre a diciembre, proporcionando un flujo de agua a los ríos Collón Cura y Limay que alimentan el embalse El Chocón y la central hidroeléctrica, ubicada al sudoeste de Argentina en la región del Comahue.

Brasil tiene varias cuencas fluviales con cascadas que se utilizan para la generación hidroeléctrica. La mayoría de los ríos de Brasil se alimentan principalmente de precipitaciones. Debido a su clima tropical, las precipitaciones se concentran mayormente en el verano desde noviembre a mayo y son más livianas en el invierno. Estas condiciones hidrológicas prevalecen en Brasil del sur en el Río Paranaíba en la cuenca Parana donde está nuestra filial, la central hidroeléctrica Cachoeira Dourada.

Las condiciones hidrológicas en Colombia varían significativamente a lo largo de las diferentes regiones y dependen de la topografía y las condiciones geográficas. Hay dos patrones de precipitaciones. Uno se caracteriza por dos períodos de lluvia separados por una temporada más seca que se observa en la región Andina y en el centro del país, el área más poblada y el centro de la actividad económica, donde se ubican todas nuestras centrales hidroeléctricas excepto Guavio. El segundo patrón se caracteriza por una temporada de lluvias seguida por una temporada más seca, que se observa en la Orinoquia (parte este del país), donde se ubica nuestra planta hidroeléctrica más grande, Guavio (1.263 MW) y las condiciones hidrológicas son influenciadas por el Amazonas.

Las condiciones hidrológicas en Perú también varían considerablemente dependiendo de la ubicación. La costa, que concentra la mayoría de la población y de actividad económica, por lo general tiene menos precipitaciones. En las montañas andinas, las precipitaciones suelen ser más abundantes de noviembre a marzo proporcionando un fuerte caudal a la cuenca del Río Rímac, alimentando cinco de las siete centrales hidroeléctricas. La zona de la selva también tiene la mayoría de su lluvia en el mismo periodo pero en mayores volúmenes y alimenta las cuencas de los ríos Tarma y Tulumayo donde se encuentran nuestras dos centrales hidroeléctricas.

Para analizar el impacto de las condiciones hidrológicas en nuestro negocio, generalmente categorizamos nuestras condiciones hidrológicas como secas, húmedas o normales aunque hay muchos otros escenarios posibles aparte de estos tres. Las condiciones hidrológicas extremas pueden afectar de una manera importante nuestros resultados operacionales y las condiciones financieras. Sin embargo, es difícil calcular los efectos de la hidrología sobre nuestras utilidades sin al mismo tiempo tener en cuenta otros factores, ya que nuestros resultados operacionales sólo pueden explicarse examinando una combinación de factores y no cada uno de forma independiente.

Las condiciones hidrológicas afectan los precios de mercado de electricidad, los costos de generación, los precios spot, tarifas y el mix de generación hidroeléctrica o termoeléctrica, que constantemente está siendo definido por el operador del mercado para minimizar el costo de operación de todo el sistema. La generación hidroeléctrica es casi siempre el método menos costoso para generar electricidad y normalmente tiene un costo marginal cercano a cero. La excepción es en los años de sequías prolongadas, ya que las autoridades podrían asignar un costo por el uso del agua, que puede significar que la generación hidroeléctrica no tenga necesariamente el costo marginal más bajo en aquel momento. Generalmente, las centrales hidroeléctricas se despachan antes que las termoeléctricas debido a que su costo marginal es mucho menor. El costo de generación termoeléctrica no depende de hidrología sino de precios globales de commodities tales como GNL, carbón y petróleo.

Los precios spot dependen principalmente de condiciones hidrológicas y de los precios de commodities. En la mayoría de casos, las condiciones hidrológicas abundantes permiten bajar los precios bajan mientras que las condiciones secas normalmente aumentan los precios. Los precios del mercado spot nos afectan ya que compramos electricidad en el mercado spot si tenemos algún déficit entre nuestra generación y las ventas de energía contratada, y vendemos la electricidad en el mercado spot si tenemos excedentes de energía eléctrica.

Hay muchos otros factores que pueden afectar los resultados operacionales incluyendo el nivel de ventas contratadas frente a ventas sin contratos, compras y ventas en el mercado spot de electricidad, los precios, la demanda de energía, problemas técnicos e imprevistos que pueden afectar la disponibilidad de nuestras centrales termoeléctricas, las ubicaciones de las centrales en relación a los centros urbanos de demanda y las condiciones del sistema de transmisión, entre otros.

Las condiciones hidrológicas no tienen un efecto aislado pero deben evaluarse en conjunto con otros factores para mejor comprender el impacto en nuestros resultados operacionales.

Argentina es un mercado controlado, con un esquema de remuneración definida y sin comercialización de energía y commodities. Los esquemas de remuneración definen la remuneración regulada de las compañías generadoras, lo cual provee una remuneración según los costos fijos y variables más la remuneración adicional. Los precios de mercado no están relacionados con las condiciones hidrológicas ni con los precios de los commodities. No existe el mercado eléctrico desde que se suspendió la libre comercialización bilateral. Como consecuencia, El Chocón vende la mayor parte de su energía al operador del mercado a precio regulado, que no se ve afectado por condiciones hidrológicas y sus resultados dependen principalmente de la cantidad de electricidad que genera. En 2016, la generación de El Chocón disminuyó con respecto a 2015 debido a niveles hidrológicos más bajos del río Limay, donde nuestras plantas están ubicadas, debido a baja acumulación de precipitaciones durante los meses de invierno. En 2015, la generación de El Chocón aumentó, teniendo como resultado un aumento en los ingresos operacionales con respecto al mismo periodo del año 2014, principalmente como resultado de mejores condiciones hidrológicas del río Limay, con resultados operacionales más altos que el mismo período en 2014, principalmente como resultado de mejores condiciones hidrológicas en la región del Comahue. Costanera y Dock Sud son centrales termoeléctricas, por lo que sus resultados dependen sólo de su generación termoeléctrica.

En Brasil, existe un mecanismo de reubicación de electricidad que proporciona una protección financiera contra los riesgos hidrológicos para generadores hidroeléctricos. El operador del mercado define cuál de las centrales hidroeléctricas debe generar electricidad para reducir al mínimo el costo del sistema y los generadores con déficits compran energía de los generadores con excedentes a un precio definido, el costo marginal de operación es fijado anualmente por ANEEL. Todos los generadores hidroeléctricos que participan en el mecanismo de reasignación de energía eléctrica ("MRE" en sus siglas en portugués), participan en la generación hidroeléctrica total enviada en proporción a su energía asegurada, independientemente de las ventas contratadas. Durante 2016, las condiciones hidrológicas fueron mejores que los años previos en la mayoría del país, lo que se refleja en precios más bajos en el mercado spot, y la mayoría de los generadores hidroeléctricos fueron capaces de cubrir la energía asegurada, o máxima energía firme, que es la energía que una planta generador hidroeléctrica es capaz de distribuir en una base continua durante un año, con condiciones hidrológicas pobres a una largo plazo y a bajos precios. Durante 2015 y 2014, la sequía afectó a todos los generadores hidroeléctricos que participan en el MRE, y el total de la generación hidroeléctrica no fue capaz de cubrir la energía asegurada. Fortaleza es una central termoeléctrica, y sus resultados dependen principalmente de la generación termoeléctrica, sus costos de generación, costo de compra de energía y su política comercial.

En Colombia, las condiciones hidrológicas del 2016 fueron más favorables que en 2015, a pesar de que ambos años estuvieron bajo los promedios históricos. La primera mitad del año 2016 y todo el año 2015 estuvieron influenciados por el fenómeno de El Niño, que tuvo como resultado condiciones de sequía para todo el sistema y precios spot muy altos. En 2015 y 2014, se vieron afectadas por el fenómeno del Niño que dio lugar a condiciones de sequía en el sistema completo con precios spot muy altos. Sin embargo, las condiciones hidrológicas que afectan la planta hidroeléctrica del Guavio fueron mejores que los promedios históricos, y la puesta en marcha de la central hidroeléctrica El Quimbo en noviembre 2015 permitió a Emgesa compensar la baja generación hidroeléctrica en sus otras plantas afectadas por la sequía.

En Perú, en 2016, las condiciones hidrológicas fueron peores que la media histórica. Adicionalmente, la lenta tasa de crecimiento económico y aplazamientos en los proyectos mineros dieron como resultado una sobreoferta de electricidad, lo cual se reflejó en bajos precios de venta, mientras que los costos de operación aumentaron debido a la sequía, que fue más severa en 2016 que en 2015 y 2014. La planta de Enel Generación Piura es una planta termoeléctrica y sus resultados depende mayoritariamente de su generación, de sus costos de generación, de los costos de compra de energía y de sus políticas comerciales.

b. Negocio de Distribución

Nuestro negocio de distribución de electricidad se realiza en Argentina a través de Edesur, en Brasil a través de Ampla y Coelce, en Colombia a través de Codensa, y en Perú a través de Enel Distribución Perú. Para el año terminado el 31 de diciembre de 2016, las ventas de electricidad aumentaron levemente sobre el 0,6% en comparación a 2015, sumando un total de 62.716 GWh. Actualmente, nuestros distribuidores sirven a ciudades principales de sud América, suministrando electricidad a más de 14 millones de clientes. Estas empresas se enfrentan a una demanda creciente de electricidad, en parte debido al crecimiento demográfico, en parte debido a un mayor consumo, lo que los obliga a invertir continuamente en sus instalaciones.

En el negocio de la distribución, los ingresos se derivan principalmente de la reventa de energía eléctrica comprada de los generadores. Los ingresos asociados con la distribución incluyen la recuperación del costo de la electricidad comprada y los ingresos resultantes del "Valor Agregado de Distribución" o VAD, que se asocia con la recuperación de los costos y el retorno de la inversión con respecto a los activos de distribución, además de las pérdidas de energía física permitidos por el regulador. Otros ingresos derivados de nuestros servicios de distribución consisten en cargas para nuevas conexiones, mantenimiento y alquiler de metros, entre otros.

Las regulaciones se encuentran entre los factores clave que impactan los resultados financieros en el negocio de la distribución. Esto es especialmente cierto cuando las acciones adoptadas por las autoridades gubernamentales definen o intervienen con tarifas de cliente directamente reguladas o afectan el precio en que los distribuidores pueden comprar su energía. Nuestra capacidad de compra de

electricidad se depende fuertemente de la disponibilidad de generación y en menor medida en las regulaciones. Además, nos estamos centrando en la reducción de pérdidas físicas, especialmente aquellas debido a conexiones ilegales y mejorar nuestros índices de cobro y nuestra eficiencia.

c. Cambios regulatorio más relevantes

El Marco regulatorio que rige nuestro negocio en los cuatro países en los que operamos tienen un impacto sustancial en nuestros resultados operacionales. En particular, los reguladores fijan (i) los precios de la energía en el negocio de generación, tomando en consideración factores tales como los costos de los combustibles, los niveles de los embalses, las tasas de cambio, las inversiones futuras en la capacidad instalada y el crecimiento en la demanda, y (ii) las tarifas de distribución que incluyen los costos de las compras de energía pagadas por las empresas de distribución (que las empresas de distribución traspasan a sus clientes) y el VAD todo lo cual tiene como objetivo permitir a nuestras empresas obtener un retorno regulado sobre sus inversiones y garantizar la calidad de servicio y la confiabilidad. Las utilidades de nuestras entidades consolidadas están determinadas principalmente a través de los procesos de fijación tarifaria. En Argentina, la Secretaría Argentina de Energía publicó la Resolución 22/2016, la cual actualizaba temporalmente las tarifas o esquemas de remuneración para compañías generadoras a partir de febrero de 2017. El costo fijo de remuneración aumentó 70% y 120% para los generadores térmicos e hidroeléctricos respectivamente, el costo variable de remuneración aumentó 40% tanto para los generadores térmicos e hidroeléctricos y la remuneración por mantenimiento no recurrente aumentó 60% y 25% para los generadores térmicos e hidroeléctricos respectivamente.

En general, nuestras empresas distribuidoras están sujetas a ajustes anuales de tarifas y a procesos integrales de fijación de tarifas, o revisiones tarifarias, las que se llevan a cabo de acuerdo a calendarios definidos por los reguladores en cada país. Por ejemplo, en Brasil, el próximo proceso integral de fijación tarifaria para Coelce será en 2019, si embargo Ampla negoció los plazos de su revisión tarifaria que tendrá lugar en 2018. En Colombia, el proceso integral de fijación tarifaria para Codensa está teniendo lugar actualmente y se espera que termine en 2017. Las tarifas de Enel Distribución Perú se espera que serán revisadas en 2018. Cada una de estas revisiones presenta sus propias particularidades y desafíos, debido a que las revisiones de tarifas buscan captar la eficiencia de la distribución y economías de escala basada en el crecimiento económico.

Para información adicional relacionada con los marcos regulatorios en los países donde operamos, véase "Ítem 4. Información de la Compañía - B. Visión General del Negocio - Marco Regulatorio de la Industria de Electricidad".

d. Condiciones Económicas

Las condiciones macroeconómicas, tales como cambios en los niveles de empleo e inflación o deflación en los países en los que nosotros operamos pueden tener un impacto significativo sobre nuestros resultados operacionales. Factores macroeconómicos tales como la variación de la tasa de cambio de la moneda local respecto del dólar de los Estados Unidos pueden impactar los resultados de nuestras operaciones, así como de los activos y de los pasivos, dependiendo del porcentaje denominado en dólares. Por ejemplo, una devaluación de las monedas locales respecto del dólar, incrementa el costo de los planes en gastos de capital. Para información adicional véase "Ítem 3. Información Clave — D. Factores de Riesgo — Los riesgos de tipo de cambio pueden afectar adversamente nuestros resultados y el valor en dólares de los dividendos a ser pagados a los titulares de los ADSs" y "— Es probable que las fluctuaciones económicas en América del Sur afecten nuestros resultados operacionales y condición financiera, así como el valor de nuestros títulos"

Además hemos tomado en consideración varios análisis y estudios realizados por agencias internacionales tales como la Equipo de Tareas sobre Adquisiciones del Comité de Regulación de la SEC, el cual sugirió que Argentina actualmente no es una economía hiperinflacionaria. Adicionalmente, hemos consultado a nuestros pares en Argentina y, en ese contexto, hemos notado que las empresas públicas argentinas que han adoptado IFRS no han introducido ajustes para reflejar la inflación desde que realizaron su transición a IFRS. En resumen, no hemos observado información objetiva verificable que nos lleve a la conclusión que la economía argentina debiera ser considerada una economía hiperinflacionaria, de acuerdo a los indicadores establecidos en la IAS 29.

Tipo de Cambio de Moneda Local

Las variaciones en la paridad del dólar y las monedas locales en los países en los cuales operamos pueden tener un impacto en nuestros resultados operacionales y en la posición financiera global. El impacto dependerá de en qué medida las tarifas están vinculadas al dólar, de los activos y pasivos denominados en dólares, y de la conversión, para fines de la consolidación, de los estados financieros de nuestras filiales extranjeras a la moneda de presentación, que es el peso chileno.

Al 31 de diciembre de 2016, tuvimos una deuda consolidada total de Ch\$ 2.884 mil millones, de los cuales el 22,1% fue denominada en dólares, el 46,8% en pesos colombianos, el 19,5% en reales brasileños, el 10,8% en soles peruanos, el 0,8% en pesos chilenos (incluyendo la UF chilena que está indexada a la inflación) y no contabilizamos deuda en pesos argentinos.

La siguiente tabla presenta los tipos de cambios de cierre y promedios de las monedas locales con respecto al dólar para los períodos indicados.

Tipos de Cambio de las Monedas Locales respecto del Dólar

	2016		2015		2014	
	Promedio	De Cierre	Promedio	De Cierre	Promedio	De Cierre
Argentina (peso argentino por dólar)	14,76	15,89	9,25	13,04	8,11	8,55
Brasil (reales por dólar)	3,48	3,26	3,34	3,90	2,35	2,66
Colombia (peso colombiano por dólar)	3.050,79	3.001	2.748	3.149	1.997	2.392
Perú (soles por dólar)	3,37	3,36	3,18	3,41	2,84	2,99
Chile (pesos chilenos por dólar)	676,19	669,47	654,66	710,16	570,40	606,75

Fuentes: Banco Central de cada país.

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2016, nuestros ingresos de explotación fueron de Ch\$ 5.197 mil millones o US\$ 7,7 mil millones de los cuales el 36,2% fueron generados por las operaciones en Brasil, el 29,5% en Colombia, el 17,4% en Perú y el 16,7% en Argentina.

La siguiente tabla muestra el efecto reconocido como “Ganancias (pérdidas) de conversión de monedas extranjeras” en nuestros estados financieros consolidados sobre los ingresos integrales para la traducción de los estados financieros de nuestras subsidiarias extranjeras para propósitos de consolidación en la moneda de presentación, el peso chileno:

	Conversión de ganancias o pérdidas de monedas extranjeras		
	2016 ThCh\$	2015 ThCh\$	2014 ThCh\$
Argentina	(60.390.257)	(77.204.771)	(3.627.084)
Colombia	4.500.774	(160.522.082)	(120.301.154)
Brasil	246.759.422	(428.619.742)	38.871.966
Perú	(45.987.411)	23.681.916	67.649.223
Chile	421.576	(1.872.994)	21.777.698
Total	145.304.104	(644.537.673)	4.370.648

Los estados financieros de compañías extranjeras con monedas funcionales distintas al peso chileno se traducen de la siguiente forma: (i) para activos y pasivos, se utiliza el tipo de cambio vigente a la fecha de cierre de los estados financieros; (ii) para los ítems de los estados financieros integrales, se utiliza el tipo de cambio promedio para el período, (iii) para el patrimonio se mantiene el tipo de cambio histórico desde la fecha de adquisición o del aporte de capital, y (iv) para las utilidades retenidas se utiliza el tipo de cambio promedio a la fecha de su originación.

La siguiente tabla muestra los tipos de cambio locales de cierre y promedio en relación al peso chileno para los años que se indican:

	2016		2015		2014	
	Promedio	De Cierre	Promedio	De Cierre	Promedio	De Cierre
Argentina (Peso argentino por Ch\$)	0,02183	0,02374	0,01412	0,01824	0,01423	0,01394
Brasil (Real brasileiro por Ch\$)	0,00515	0,00487	0,00509	0,00558	0,00412	0,00437
Colombia (Peso colombiano por Ch\$)	4,51174	4,48222	4,19703	4,47257	3,50421	3,92279
Perú (Sol peruano por Ch\$)	0,00499	0,00502	0,00486	0,00480	0,00498	0,00493

El cálculo de la apreciación o depreciación de las monedas extranjeras en relación al peso chileno para un periodo comparado con el periodo anterior se realiza determinando el cambio porcentual entre los recíprocos de los valores en pesos chilenos en relación a la moneda determinada. Es una medida del cambio porcentual en dos periodos en el monto de moneda extranjera necesaria para el intercambio a un peso chileno. Un cambio porcentual positivo significa que la moneda extranjera está apreciada en relación al peso chileno. Un cambio porcentual negativo significa que la moneda extranjera está devaluada en relación al peso chileno.

La siguiente tabla muestra la apreciación o devaluación en 2016 versus 2015, y 2015 versus 2014 para los tipos de cambio locales de cierre y promedio en relación al peso:

	Apreciación/ (Devaluación) por peso chileno (en %)			
	2016/2015		2015/2014	
	Promedio	De Cierre	Promedio	De Cierre
Peso argentino	(35,3)	(23,2)	0,8	(23,6)
Real brasilero	(1,1)	14,7	(19,1)	(21,7)
Peso colombiano	(7,0)	(0,5)	(16,5)	(12,3)
Sol peruano	(2,6)	(4,4)	2,4	2,7

A continuación se presenta el análisis de resultados de operaciones, en aquellos casos en los cuales los impactos de la apreciación o devaluación son significativos.

Argentina

Como resultado de la crisis económica argentina, a comienzos de la década del 2000, y a la significativa intervención gubernamental en el sector eléctrico en 2002, no hemos recibido dividendos de Costanera, Edesur, El Chocón and Dock Sud desde el 2000, 2009, 2012 and 2013 (año en que Dock Sud se convirtió en nuestra filial), respectivamente. En 2011, registramos una pérdida por deterioro del patrimonio en Costanera de Ch\$ 5,4 miles de millones y Ch\$ 115,4 mil millones en infraestructura y cobros por deterioro de valor del fondo de comercio para Edesur. El deterioro económico adicional de Argentina o de nuestras filiales que operan en ese país, no deberían tener ningún efecto significativo en nuestros resultados financieros y operacionales. Para mayor información véase "Ítem 5. Revisión Operativa y Financiera y Perspectivas. — B. Liquidez y Recursos de Capital." Nuestras operaciones argentinas no afectan nuestra liquidez consolidada.

Nuestras operaciones argentinas no afectan nuestra liquidez consolidada. Nuestros efectivo y equivalente de efectivo argentinos llegaron a Ch\$ 145,3 mil millones al 31 de diciembre de 2016, lo que representa el 8,1% del total de nuestros efectivo y equivalente de efectivo. Del total del efectivo y equivalente de efectivo en Argentina, el 98,4% está denominado en moneda local y el restante 1,6% está denominado en dólares. La deuda Argentina fue de Ch\$ 35,3 mil millones al 31 de diciembre de 2016, lo que representa el 1,2% del total de la deuda. Del total de la deuda Argentina, el 2,4% está denominado en moneda local y el restante 97,6% está denominado en dólares. El efecto de la conversión de la moneda de convertir las declaraciones de resultados integrales del peso argentino a peso chileno ha llevado a un aumento de 35,3% en el monto de pesos chilenos en 2016, en comparación el 2015.

e. Políticas Contables Críticas

Las políticas contables críticas se definen como aquellas que reflejan juicios e incertidumbres significativos, que podrían presentar resultados sustancialmente distintos bajo supuestos y condiciones diferentes. Creemos que nuestras políticas contables críticas con respecto a la preparación de nuestros Estados Financieros Consolidados bajo NIFF, se limitan a las que se describen a continuación.

Para mayor información de las políticas contables y de los métodos usados en la preparación de los estados financieros, véase las Notas 2 y 3 de la Notas a nuestros Estados Financieros Consolidados.

Deterioro de Activos Durables

Durante el año, y principalmente al final del año, evaluamos si existe algún indicio de que un activo pudiera haber sufrido una pérdida por deterioro. Si existiese tal indicio, hacemos una estimación del monto recuperable de ese activo para determinar el monto de la pérdida por deterioro cuando sea apropiado. En el caso de activos identificables que no generan ingresos de manera independiente, hacemos una estimación del monto recuperable de la unidad generadora de caja a la que pertenece ese activo, que se entiende es el grupo identificable más pequeño de activos que generan cajas independientes.

Sin perjuicio a lo establecido en el párrafo precedente, en el caso de unidades generadoras de caja a los cuales se les ha asignado un mayor o menor valor de inversiones o activos intangibles con una vida útil indefinida, se realiza sistemáticamente el análisis de su recuperabilidad al cierre de cada período.

El monto recuperable es el mayor entre (i) el valor razonable menos el costo necesario para la venta, y (ii) el “valor en uso”, que es definido como el valor presente de las cajas futuras. Para calcular el monto recuperable de la propiedad, planta y equipo, el mayor o menor valor de inversiones y los activos intangibles, nosotros usamos el criterio de valor en uso en prácticamente todos los casos.

Para estimar el valor de uso, preparamos proyecciones futuras de flujos de efectivo futuros basados en los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la administración sobre los ingresos y costos de las unidades que generan efectivo utilizando las proyecciones del sector, experiencias pasadas y expectativas futuras.

En general, estas proyecciones comprenden los siguientes cinco años, y los flujos de caja estimados para los años siguientes se basan en la aplicación de tasas de crecimiento razonables, entre 3,2% y 11,1%, y la tasa de crecimiento única para todo el periodo proyectado está en línea con las tasas de crecimiento promedio de largo plazo para el sector eléctrico.

Estos flujos de cajas son descontados a una determinada tasa de descuento antes de impuestos. Esta tasa refleja el costo de capital del negocio y del área geográfica en que se lleva a cabo. La tasa de descuento es calculada tomando en consideración el valor del dinero en el tiempo y las primas de riesgo usadas generalmente por los analistas del mercado para esa actividad comercial específica y país involucrado.

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales, que se aplicaron en 2016, 2015 y 2014, son las siguientes:

		Año terminado el 31 de diciembre					
País	Divisa	2016		2015		2014	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
		(En %)					
Argentina	Peso argentino	29,8	40,6	32,7	39,4	23,3	38,9
Brasil	Real brasileiro	11,0	21,8	11,1	21,1	9,7	22,7
Colombia	Peso colombiano	10,0	10,7	8,5	15,1	8,0	13,3
Perú	Sol peruano	7,2	11,5	7,3	13,5	7,3	14,3

Si el valor recuperable es menor que el valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por la pérdida de valor por la diferencia, y se carga al rubro “Reverso de pérdidas por deterioro de valor (pérdida por deterioro) reconocido en la ganancia o pérdida” en el estado de resultados integral consolidado.

Las pérdidas por deterioro de un activo reconocidas en un año anterior, son reversadas cuando la cantidad de su valor recuperable estimado cambia, incrementando el valor del activo, con un crédito a las utilidades, limitado al valor libro del activo si no hubiera ocurrido el ajuste. En el caso de los aumentos de valor (goodwill), los ajustes que se han hecho no son reversibles.

Litigios y Contingencias

Estamos actualmente involucrados en ciertos litigios relacionados con impuestos. Como se explica en la Nota 22 de las Notas de nuestros Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2016, hemos estimado gastos probables de recursos para resolver estas demandas que bordean Ch\$ 266 mil millones. Hemos llegado a esta estimación previa consulta con nuestros asesores legales y tributarios quienes están viendo nuestra defensa en estos temas y un análisis de posibles resultados, suponiendo una combinación de estrategias de litigio y liquidación.

Los Ingresos de Cobertura Directamente Vinculados al dólar

Hemos establecido una política para cubrir la parte de los ingresos directamente vinculados con el dólar mediante la obtención de la financiación en dólares. Las diferencias de cambio relacionadas con esta deuda, ya que son operaciones de cobertura de flujos de

efectivo, se pagan netos de impuestos a una cuenta de reserva patrimonial que forma parte de Otros Ingresos Integrales y se registran como ingresos durante el período en que se realizan los flujos de caja cubiertos. Este término se ha estimado en diez años.

Esta política refleja un análisis detallado de los futuros flujos de ingresos en dólares. Tal análisis puede cambiar en el futuro debido a las nuevas regulaciones que limitan la cantidad de electricidad de los flujos de efectivo vinculadas al dólar.

Pasivos por Pensiones y Beneficios Post Empleo

Contamos con diferentes programas de beneficios definidos para nuestro personal. De acuerdo a estos programas se pagan beneficios a los empleados a su retiro y utilizan fórmulas basadas en los años de servicio y la compensación de los participantes. También entregamos ciertos beneficios adicionales en particular para algunos empleados retirados.

Los pasivos contabilizados para las pensiones y los beneficios post jubilatorios reflejan nuestra mejor estimación del costo futuro de cumplir con nuestras obligaciones en virtud de estos programas. La contabilidad aplicada a estos planes de beneficios involucran cálculos actuariales, los cuales contienen supuestos claves que incluyen: rotación del personal, expectativa de vida y edad de retiro, tasas de descuento, los futuros niveles de compensaciones y de beneficios, tasa de siniestros en virtud de los planes médicos y costos médicos futuros. Estos supuestos cambian a medida que las condiciones económicas y de mercado cambian, y cualquier variación en alguno de estos supuestos podría tener un efecto importante sobre los resultados operacionales informados.

El efecto de un aumento de un punto porcentual en la tasa de descuento utilizada en el cálculo del valor presente de los beneficios post jubilatorios definidos, implicaría una disminución del pasivo de Ch\$ 46,9 mil millones, Ch\$ 32,6 mil millones y Ch\$ 46,8 mil millones al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014, respectivamente y el efecto de una disminución de un punto porcentual en la tasa de descuento en el cálculo del valor presente de nuestra obligación de beneficios post jubilatorios definidos, implicaría un aumento del pasivo en Ch\$ 55,1 mil millones, Ch\$ 38 mil millones y Ch\$ 56,7 mil millones al 31 de diciembre 2016, 2015 y 2014, respectivamente.

Cambio en Moneda Funcional y de Referencia para el Reporte Financiero

Hemos revisado nuestra moneda funcional de acuerdo a IFRS. Hemos concluido que como resultado de la Reorganización de 2016, el ambiente económico en el cual opera Enel Américas cambió, y que los ingresos y egresos de caja están principalmente denominados en dólares. Por lo tanto, el 1 de enero de 2017 cambiamos nuestra moneda funcional y de referencia desde Pesos Chilenos a Dólares de Estados Unidos, esta medida fue discutida y aprobada por el Directorio de la compañía en su reunión del 28 de octubre de 2016 y fue aprobada en la Junta Extraordinaria de Accionistas del 27 de abril de 2017.

Véase la Nota 38 de los Estados Financieros Consolidados.

Pronunciamientos Contables Recientes

Véase la Nota 2.2 de las Notas a nuestros Estados Financieros Consolidados para información adicional relativa a pronunciamientos contables recientes.

2. Análisis de los Resultados Operacionales para los Años Terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015.

I. Análisis de los Resultados de Operaciones Continuas

Ingresos de Operaciones Continuas

Negocio de Generación y Transmisión

La siguiente tabla muestra las ventas de electricidad de nuestras subsidiarias y sus cambios correspondientes para los años terminados el 31 de diciembre de 2016 and 2015:

	Ventas de electricidad durante el año terminado el 31 de diciembre de 2016			
	2016	2015	Cambio	Cambio
		(en GWh)		(en %)
Costanera (Argentina)	5.713	8.168	(2.455)	(30,1)
El Chocón (Argentina)	2.574	3.801	(1.226)	(32,3)
Dock Sud (Argentina)	5.025	3.802	1.223	32,2
Cachoeira Dourada (Brasil)	6.399	3.215	3.185	99,1
Fortaleza (Brasil)	3.049	3.326	(277)	(8,3)
Emgesa (Colombia)	18.015	16.886	1.129	6,7
Enel Generación Perú (Perú)	9.091	8.633	458	5,3
Enel Generación Piura (Perú)	709	650	58	9,0
Total	50.575	48.480	2.094	4,3

Negocio de Distribución

La siguiente tabla muestra las ventas de electricidad de nuestras filiales, por país, y sus variaciones correspondientes para los años terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015:

	Ventas de electricidad durante Año terminado el 31 de diciembre			
	2016	2015	Cambio	Cambio
		(en GWh)		(en %)
Edesur (Argentina)	18.493	18.492	1	0,0
Ampla (Brasil)	11.181	11.096	85	0,8
Coelce (Brasil)	11.628	11.229	400	3,6
Codensa (Colombia)	13.632	13.946	(314)	(2,3)
Enel Distribución Perú (Perú)	7.782	7.624	158	2,1
Total	62.716	62.387	329	0,5

La siguiente tabla muestra los ingresos de operaciones continuadas, por segmento de negocios y empresa para los años terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015:

	Año terminado el 31 de diciembre			
	2016	2015	Cambio	Cambio
	(en millones de Ch\$)			(en %)
Negocios de Generación y Transmisión en Argentina	207.605	212.136	(4.531)	(2,1)
Costanera	92.633	100.857	(8.224)	(8,2)
El Chocón	28.241	40.005	(11.763)	(29,4)
Dock Sud	86.363	69.963	16.400	23,4
Otros	368	1.312	(944)	(72,0)
Negocios de Generación y Transmisión en Brasil	387.094	305.830	81.264	26,6
Cachoeira Dourada	192.912	91.563	101.349	n.a.
Fortaleza	159.477	159.052	425	0,3
CIEN	52.179	55.534	(3.355)	(6,0)
Otros	(17.473)	(319)	(17.154)	n.a.
Negocio de Generación y Transmisión en Colombia	778.880	778.768	112	0,0
Emgesa	778.880	778.768	112	0,0
Negocio de Generación y Transmisión en Perú	458.974	437.887	21.087	4,8
Enel Generación Perú	396.807	382.877	13.930	3,6
Enel Generación Piura	65.145	58.093	7.053	12,1
Otros	(2.978)	(3.082)	104	(3,4)
Otros segmentos de negocio de generación y transmisión reportables	—	141	(141)	(100,0)
Total segmentos de negocios reportables de Generación y Transmisión	1.832.554	1.734.762	97.792	5,6
Negocio de distribución en Argentina				
Edesur	664.100	607.345	56.755	9,3
Negocio de distribución en Brasil	1.684.139	1.836.864	(152.725)	(8,3)
Ampla	879.499	1.026.680	(147.181)	(14,3)
Coelce	804.640	810.184	(5.544)	(0,7)
Negocio de distribución en Colombia	923.912	884.468	39.444	4,5
Codensa	923.912	884.467	39.445	4,5
Negocio de distribución en Perú	585.196	562.046	23.150	4,1
Enel Distribución Perú	585.196	562.046	23.150	4,1
Total segmentos reportables de distribución	3.857.347	3.890.723	(33.376)	(0,9)
Menos: ajustes de consolidación y actividades no principales	(492.615)	(324.045)	(168.570)	52,0
Total Ingresos	5.197.286	5.301.440	(104.154)	(2,0)

Negocio de Generación y Transmisión: Ingresos de Operaciones Continuadas

En Argentina, los ingresos de Costanera disminuyeron en Ch\$ 8,2 mil millones, o 8,2% en 2016, principalmente debido a la devaluación del peso argentino versus el peso chileno, lo que resultó en menores ingresos por Ch\$ 35,5 mil millones. Este decrecimiento fue parcialmente compensado por un aumento de Ch\$ 25,7 mil millones relacionado con la disponibilidad de contratos de ciclo combinado con la Secretaría Argentina de Energía y Ch\$ 1,9 mil millones de aumento debido a mayores ventas de energía. Las mayores ventas de energía son atribuibles en Ch\$ 3,5 mil millones a aumento por mayores tarifas debido a la resolución 22/2016, parcialmente compensado en Ch\$ 1,6 mil millones por una baja en las ventas de energía de 2.455 GWh o 30,1% , como resultado de paradas de plantas por mantenciones.

En 2016, los ingresos de El Chocón disminuyeron en Ch\$ 11,8 mil millones o 29,4 %, principalmente debido a la devaluación del peso argentino con respecto al peso chileno, lo que resultó en menos ingresos por Ch\$ 14,1 mil millones. Esta baja fue parcialmente compensada por un incremento de Ch\$ 1,4 mil millones debido a aumento en las ventas de energía atribuibles a un aumento de Ch\$ 9,4 mil millones debido a más altas tarifas debido a la resolución 22/2016, parcialmente compensada por una baja en las ventas de Ch\$ 8,0

mill millones debido a una baja en las ventas de energía de 1.227 GWh, o 32,3%, debido una baja en la generación hidroeléctrica como consecuencia de la sequía.

En 2016, los ingresos de Dock Sud aumentaron en Ch\$ 16,4 mil millones o 23,4%, principalmente debido a un aumento de Ch\$ 32,2 mil millones atribuibles a mayores ventas de energía de 1.223 GWh, o 32,3%, y a un aumento de Ch\$ 8,9 mil millones atribuible a tarifas más altas debido a los incrementos de tarifas que resultaron de la resolución 22/2016. Estos aumentos se vieron parcialmente compensados por las bajas en ingresos de Ch\$ 24,7 mil millones debido a la devaluación del peso argentino con respecto al peso chileno.

En 2016 en Brasil, los ingresos de Cachoeira Dourada aumentaron en Ch\$ 101,3 mil millones, o 110,7%, principalmente debido al aumento en las ventas de energía en Ch\$ 109,2 mil millones y en 3.185 GWh o 99,1 % debido a clientes sin regulación, lo que fue parcialmente compensado por una disminución de Ch\$ 6,9 mil millones debido a menores precios como resultado de mejoras en las condiciones hidrológicas, y menores ingresos de Ch\$ 1,0 mil millones debido a la devaluación del real brasileño con respecto al peso chileno.

En 2016, los ingresos por Fortaleza permanecieron relativamente estables comparados con 2015, incrementándose en Ch\$ 0,5 mil millones o 0,3%, pese a la menor generación de electricidad. El aumento en los ingresos son atribuibles a un aumento en los incentivos estatales a la industria y a la mejora de los resultados de las coberturas de commodities por Ch\$ 3,6 mil millones, parcialmente compensado por una baja en los ingresos de Ch\$ 7,2 mil millones por baja en las ventas de energía de 3.184 MW o 8,3%, por una baja en los precios promedio de venta de Ch\$ 5,7 mil millones como resultado de una mejora de las condiciones hidrológicas y a una pérdida de Ch\$ 1,8 mil millones debido a la devaluación del real brasileño con respecto al peso chileno.

En 2016, los ingresos de CIEN disminuyeron en Ch\$ 3,4 mil millones o 6,0% principalmente debido a una baja en los ingresos por regulaciones de Ch\$ 2,7 mil millones (Ingresos Anuales Permitidos o “RAP” según sus siglas en portugués), y una baja en los ingresos de Ch\$ 0,7 mil millones debido a la devaluación del real brasileño con respecto al peso chileno.

Los ingresos de CIEN disminuyeron en Ch\$ 3,4 mil millones, o 6,0%, en 2016, principalmente debido a menores ingresos regulatorios por Ch\$ 2,7 mil millones (Ingresos Anuales Permitidos o “RAP” según sus siglas en portugués) y menores ingresos por Ch\$ 0,7 mil millones debido a la devaluación del real brasileño en relación al peso chileno.

En 2016, en Colombia los ingresos comparados con 2015 se mantuvieron relativamente estables, aumentando en Ch\$ 0,1 mil millones o 0,01%, a pesar de la mayor generación, principalmente debido al comienzo de la operación de la planta hidroeléctrica de El Quimbo en noviembre de 2015. Los ingresos por ventas de energía se incrementaron en Ch\$ 53,5 mil millones principalmente debido al aumento de las ventas de energía de Ch\$ 47,7 mil millones correspondiente a 1.129 MW o 6,7%, parcialmente compensadas por la pérdida de Ch\$ 54,4 mil millones debido a la devaluación del peso colombiano con respecto al peso chileno.

En 2016 en Perú, los ingresos de Enel Generación Perú aumentaron en Ch\$ 13,9 mil millones, o 3,6%. Este aumento de ingresos es principalmente explicado por un aumento en los peajes de Ch\$ 16,0 mil millones, debido a clientes no regulados y a un aumento en las ventas de energía de Ch\$ 9,5 mil millones correspondientes a 458 MW o 5,3%, parcialmente compensado por una baja en los ingresos de Ch\$ 9,6 mil millones debido a la devaluación del sol peruano con respecto al peso chileno, por una baja en los ingresos debido precios promedio de venta más bajos en Ch\$ 1,2 mil millones y a una baja en los ingresos de Ch\$ 1,0 mil millones debido a un ingreso extraordinario como resultado de un reembolso de seguro ocurrido en 2015.

En 2016, los ingresos de Enel Generación Piura aumentaron en Ch\$ 7,1 mil millones, o 12,1%, principalmente debido al aumento atribuible a mayores ventas de energía correspondientes a 58 MW, o 9,0%, al aumento de ventas de GNL de Ch\$ 3,6 mil millones debido a la sequía y al aumento de los precios promedio de venta de Ch\$ 1,2 mil millones, parcialmente compensado por una baja de ingresos de Ch\$ 1,5 mil millones debido a la devaluación del sol peruano con respecto al peso chileno.

Negocio de Distribución: Ingresos de Operaciones Continuas

En 2016, en Argentina, los ingresos de Edesur aumentaron en Ch\$ 56,8 mil millones, o 9,3%, principalmente debido a un aumento de Ch\$ 419,7 mil millones atribuible a mayores ingresos de energía relacionado con las nuevas tarifas de Edesur que aplican desde el 1 de febrero de 2016, aumento que se explica por servicios de peaje por Ch\$ 5,6 mil millones y un aumento de Ch\$ 5,6 mil millones por sobreprecios. Estos aumentos fueron parcialmente compensados por una baja de Ch\$ 184,0 mil millones a causa de la derogación de algunas resoluciones que hasta 2015 permitían ingresos adicionales que quedaban registrados como costos financieros operativos y costos de inversiones, y una baja de Ch\$ 214,5 mil millones debido a la devaluación del peso argentino con respecto al peso chileno.

En 2016, en Brasil, los ingresos de Ampla disminuyeron en Ch\$ 147,2 mil millones, o 6,0%, principalmente debido a la disminución de ingresos por ajustes tarifarios en conexión con correcciones de costos traspasables por Ch\$ 193,2 mil millones y una baja en los ingresos de Ch\$ 11,5 mil millones debido a la devaluación del real brasileiro en relación al peso chileno, lo que fue parcialmente compensado por el aumento en los servicios de concesiones por Ch\$ 23,8 mil millones, un aumento por ajustes de tarifas promedio de Ch\$ 14,4 mil millones y un aumento debido a arriendo de equipos eléctricos de Ch\$ 7,5 mil millones.

En 2016, los ingresos de Coelce disminuyeron Ch\$ 5,5 mil millones o 0,7%, principalmente debido a una baja en los ingresos regulatorios por ajustes tarifarios de correcciones de costos traspasables y a una baja en los ingresos por subsidios de Ch\$ 24,1 mil millones debido a consumidores de bajos ingresos, lo que fue parcialmente compensado por un ajuste en las tarifas promedio de Ch\$ 71,0 mil millones, por un aumento en los servicios de concesiones por Ch\$ 18,2 mil millones y por un aumento en los ingresos debido a arriendo de equipos eléctricos por Ch\$ 6,5 mil millones.

En 2016, en Colombia, los ingresos por Codensa aumentaron en Ch\$ 39,5 mil millones, o 4,5%, principalmente debido a un aumento de tarifas por Ch\$ 670,3 mil millones, lo que fue parcialmente compensado por una baja de Ch\$ 580,3 mil millones debido a una baja en la venta físicas de energía de 2,3% principalmente relacionado con una baja en la demanda de mercado debido a programas gubernamentales diseñados para promover el consumo eficiente de electricidad y a una disminución de Ch\$ 61,7 mil millones debido a la devaluación del peso colombiano con respecto al peso chileno.

En 2016, en Perú, los ingresos de Enel Distribución Perú aumentaron en Ch\$ 23,2 mil millones, o 4,1%, principalmente debido a una aumento de Ch\$ 18,9 mil millones por el incremento de 2,1% de las ventas físicas de energía y a un aumento de Ch\$ 13,9 mil millones por mayores precios de venta debido a ajustes de tarifas reguladas. Este aumento se vio parcialmente compensado por una disminución de Ch\$ 14,4 mil millones debido a la devaluación del sol peruano con respecto al peso chileno.

Costos Operacionales Totales de la Operaciones Continuas

Los costos operacionales totales de las operaciones continuadas consisten principalmente en las compras de electricidad a terceros, compras de combustibles, depreciación, amortización y pérdidas por deterioro, costos de mantención, peajes pagados a las empresas de transmisión, salarios a empleados y gastos de administración y ventas.

La siguiente tabla muestra el desglose de los costos operacionales consolidados en pesos chilenos para los años terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015.

	2016	Año terminado el 31 de diciembre 2015 (en millones de Ch\$)	Cambio	Cambio (en %)
Compras de Electricidad	1.651.607	1.885.916	(234.310)	(12,4)
Consumo de Combustible	244.886	258.114	(13.228)	(5,1)
Costos de Transportes	266.484	245.813	20.671	8,4
Otros commodities y combustibles	482.121	387.358	94.764	24,5
Otros Gastos ⁽¹⁾	552.701	488.529	64.172	13,1
Costos de beneficios del personal y otros ⁽¹⁾	356.117	420.597	(64.480)	(15,3)
Depreciación, amortización y pérdidas por deterioro ⁽¹⁾	426.214	360.354	65.860	18,3
Costo total de operación de operaciones que continúan	3.980.130	4.046.681	(66.551)	(1,6)

(1) Corresponde a gastos de administración y ventas

La siguiente tabla muestra el desglose de costos totales de operación (excluidos los gastos de administración y ventas), para las operaciones que continúan por segmentos reportables y por segmentos operativos para los años terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015:

	Año terminado el 31 de diciembre			
	2016	2015	Cambio	Cambio
	(en millones de Ch\$)			(en %)
Negocios de Generación y Transmisión en Argentina	59.539	50.332	9.207	18,3
Costanera	5.156	4.598	558	12,1
El Chocón	3.210	4.574	(1.364)	(29,8)
Dock Sud	52.965	43.266	9.699	22,4
Otros	(1.793)	(2.106)	313	(14,9)
Negocios de Generación y Transmisión en Brasil	181.654	131.431	50.223	38,2
Cachoeira Dourada	100.796	17.396	83.400	n.d
Fortaleza	96.350	111.229	(14.879)	(13,4)
CIEN	1.981	3.126	(1.145)	(36,6)
Otros	(17.474)	(319)	(17.154)	n.d
Negocios de Generación y Transmisión en Colombia	293.212	321.665	(28.453)	(8,8)
Emgesa	293.212	321.665	(28.453)	(8,8)
Negocios de Generación y Transmisión en Perú	234.674	174.513	60.161	34,5
Enel Generación Perú	209.323	151.046	58.277	38,6
Enel Generación Piura	28.326	26.124	2.202	8,4
Otros	(2.976)	(2.657)	(319)	12,0
Total Segmento Reportable de Negocios de Generación y Transmisión	769.078	677.941	91.137	13,4
Negocio de Distribución en Argentina	303.352	157.387	145.965	92,7
Edesur	303.352	157.387	145.965	92,7
Negocio de Distribución en Brasil	1.142.264	1.386.391	(244.127)	(17,6)
Ampla	605.121	804.701	(199.581)	(24,8)
Coelce	537.143	581.689	(44.546)	(7,7)
Negocio de Distribución en Colombia	532.282	500.571	31.711	6,3
Codensa	532.282	500.571	31.711	6,3
Negocio de Distribución en Perú	395.536	379.015	16.521	4,4
Enel Distribución Perú	395.536	379.015	16.521	4,4
Total Segmento Reportable de Negocio de Distribución	2.373.434	2.423.364	(49.930)	(2,1)
Menos: ajustes de consolidación y actividades no principales	(497.413)	(324.103)	(173.310)	53,5
Costos Totales de Operación (excluyendo ventas y costos administrativos)	<u>2.645.099</u>	<u>2.777.202</u>	<u>(132.103)</u>	<u>(4,8)</u>

Negocio de Generación y Transmisión: Costos Operacionales de Operaciones Continuas

En 2016, en Argentina, los costos operacionales aumentaron Ch \$ 0,6 mil millones, o 12,1%, principalmente debido al aumento del consumo de combustible de Ch\$ 2,3 mil millones relacionado con mantenciones programadas, parcialmente compensado por la disminución en costos de Ch\$ 1,6 mil millones, por la devaluación del peso argentino con respecto al peso chileno.

Los costos operacionales de El Chocón disminuyeron en Ch\$ 1,4 mil millones, o 22,4%, principalmente debido a disminución de costos de Ch\$ 1,6 mil millones por la devaluación del peso argentino con respecto al peso chileno.

En 2016, los costos de operación de Dock Sud aumentaron en Ch\$ 9,7 mil millones principalmente debido al aumento de Ch\$ 13,7 mil millones por consumo de gas como resultado de una aumento de generación física de energía del 32,3% y al aumento de los precios de compra de gas por Ch\$ 8,7 mil millones en relación a la Resolución 22/2016. Estos aumentos fueron parcialmente compensados por una disminución en los costos de Ch\$ 13,3 mil millones por a la devaluación del peso argentino con respecto al peso chileno.

En 2016, en Brasil, los costos de operación de Cachoeira Dourada aumentaron en Ch\$ 83,4 mil millones, o 479%, principalmente debido al aumento de Ch\$ 90,5 mil millones atribuibles a la mayor compra de energía física de 272% como resultado de ventas a clientes

sin regulación. Lo que fue parcialmente compensado por una baja de Ch\$ 8,3 mil millones debido a menores precios de compras como resultado de mejoras en las condiciones hidrológicas en Brasil.

En 2016, los costos de operación de Fortaleza disminuyeron Ch\$ 14,9 mil millones, o 13,4%, principalmente debido a la disminución de Ch\$ 24,9 mil millones en la compra de energía como resultado de menores precios debido a la mejora de condiciones hidrológicas y a la baja de consumo de combustible de Ch\$ 11,1 mil millones por las interrupciones de operaciones de plantas para mantenimiento. Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas por un aumento de Ch\$ 16,7 mil millones atribuible a un 50% de mayores de compras de energía relacionado con el mantenimiento de las plantas y a un aumento de Ch\$ 5,6 mil millones costos misceláneos y costos variables relacionados con la cobertura de compras de gas.

En 2016, los costos de operación de CIEN disminuyeron en Ch\$ 1,2 mil millones, o 36,6 %, principalmente debido a una disminución en la compra de energía de Ch\$ 1,1 mil millones.

En 2016, en Colombia, los costos de operación de Emgesa disminuyeron en Ch\$ 28,5 mil millones, o 8,8 %, principalmente debido a la devaluación del peso colombiano con respecto al peso chileno de Ch\$ 22,5 mil millones y a la disminución de compras de energía debido a precios más bajos como resultado de mejores condiciones hidrológicas. Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas por un aumento en los costos de transporte de Ch\$ 11,9 mil millones, debido a mayores precios de peajes como resultado de la inflación.

En 2016, en Perú los costos de operación de Enel Generación Perú aumentaron en Ch\$ 38,2 mil millones, principalmente por el aumento relacionado con el reconocimiento de la provisión por demandas de Ch\$ 28,1 mil millones y a un aumento de compras de energías físicas de energía en el mercado spot por Ch\$ 19,9 mil millones para complementar su propia baja de generación hidroeléctrica y mayores ventas físicas a clientes con contrato.

En 2016, los costos de operación de Enel Generación Piura aumentaron en Ch\$ 2,2 mil millones, o 8,4 %, principalmente debido a aumento de costos de consumo de combustible atribuibles al uso de petróleo en vez de gas, y al aumento del costo de transporte de Ch\$ 1,1 mil millones debido a peajes por el aumento de clientes.

Negocio de Distribución: Costos Operacionales de Operaciones Continuas

En 2016, en Argentina los costos de operación de Edesur aumentaron Ch\$ 145,9 mil millones, o 92,7 % fundamentalmente debido a una aumento de Ch\$ 163,2 mil millones de los costos de compra relacionado con ajustes inflacionarios y a un aumento de Ch\$ 34,6 mil millones en costos variables misceláneos y costos de servicios debido a multas por calidad de servicio impuestas por ENRE, parcialmente compensadas por una baja de Ch\$ 55,6 mil millones por la devaluación del peso argentino con respecto al peso chileno.

En 2016, en Brasil, los costos de operación de Ampla disminuyeron en Ch\$ 199,6 mil millones, o 24,8%, principalmente debido a una baja de Ch\$ 158,0 mil millones como resultado de la disminución de 1,7% de las compras físicas de energía debido a las condiciones económicas adversas del país y la disminución de Ch\$ 58,0 mil millones por los menores precios de compra debido a mejores condiciones hidrológicas. Esta disminución fue parcialmente compensada por un aumento de Ch\$ 23,8 mil millones en costos variables misceláneos y costos de servicios relacionados con aumentos en los costos de construcción, en relación a los contratos de concesiones.

En 2016, los costos de operación de Coelce disminuyeron en Ch\$ 44,5 mil millones, o 7,6 %, principalmente debido a la disminución del precio promedio de compra de Ch\$ 72,8 mil millones atribuido a las mejoras en las condiciones hidrológicas, parcialmente compensado por el alza de Ch\$ 17,7 mil millones por el aumento del 2,2 % de las compras de energía física y a un alza de Ch\$ 18,2 mil millones en otras variables misceláneas y costos de servicios relacionados con un aumento en los costos de construcción relacionados con acuerdos de concesiones.

En 2016, en Colombia, los costos de operación de Codensa aumentaron en Ch\$ 31,8 mil millones, o 6,3%, principalmente debido a una aumento de Ch\$ 21,3 mil millones por mayores precios de compra de energía en el mercado spot y a través de contratos, a una aumento de Ch\$ 26,3 mil millones debido a mayores precios promedio de compra s, y a una aumento de Ch\$ 18,1 mil millones por mayores precios de peaje alto, todo esto parcialmente compensado por una disminución en Ch\$ 35,0 en los costos debido a la devaluación del peso colombiano con respecto al peso chileno.

En 2016, en Perú, los costos de operación de Enel Distribución Perú aumentaron en Ch\$ 16,5 mil millones, principalmente debido a una aumento de las compras de energía de Ch\$ 29,7 mil millones debido a mayores precios de compra de contratos, parcialmente compensado por una baja de Ch\$ 9,7 mil millones debido a la devaluación del sol peruano con respecto al peso chileno y a una baja en otras variables misceláneas y costos de servicios debido a la baja de costos en otros negocios fuera del giro.

Gastos de administración y ventas de Operaciones Continuas

Los gastos de administración y ventas corresponden a salarios, compensaciones, gastos administrativos, depreciación, amortización y pérdidas por deterioro, y materiales y suministros de oficina.

La siguiente tabla muestra el desglose de nuestros gastos de administración y ventas consolidados, como porcentaje del total de los gastos de administración y ventas consolidados, para los años terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015:

	Año terminado el 31 de diciembre	
	2016	2015
	(en %)	
Gastos de administración y ventas como porcentaje del total de los gastos de administración y ventas		
Otros costos fijos	41,4	38,5
Costo de beneficios del personal y otros	26,7	33,1
Depreciación, amortización y pérdidas por deterioro	31,9	28,4
Total	100,0	100,0

La siguiente tabla muestra los gastos de administración y ventas por segmento de negocios y empresa para los años terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015:

	2016	Año terminado el 31 de diciembre 2015		Cambio	Cambio (en %)
		(en millones de Ch\$)			
Negocios de Generación y Transmisión en Argentina	86.583	110.595	(24.012)	(21,7)	
Costanera	55.027	75.886	(20.859)	(27,5)	
El Chocón	9.643	8.421	1.222	14,5	
Dock Sud	20.466	23.388	(2.921)	(12,5)	
Otros	1.446	2.900	(1.454)	(50,1)	
Negocios de Generación y Transmisión en Brasil	43.395	42.843	552	1,3	
Cachoeira Dourada	12.962	12.195	768	6,3	
Fortaleza	14.150	12.956	1.194	9,2	
CIEN	16.198	18.089	(1.891)	(10,5)	
Otros	85	(397)	481	n.a.	
Negocios de Generación y Transmisión en Colombia	113.587	84.275	29.312	34,8	
Emgesa	113.587	84.275	29.312	34,8	
Negocios de Generación y Transmisión en Perú	108.973	106.048	2.925	2,8	
Enel Generación Perú	96.370	91.718	4.652	5,1	
Enel Generación Piura	12.602	14.305	(1.704)	(11,9)	
Otros	—	25	(25)	(100,0)	
Otros segmentos reportables del Negocio de Generación y Transmisión	—	(1.637)	1.637	(100,0)	
Total segmento reportable del Negocio de Generación y Transmisión	352.538	342.124	10.414	3,0	
Negocio de Distribución en Argentina	265.119	346.182	(81.064)	(23,4)	
Edesur	265.119	346.182	(81.064)	(23,4)	
Negocio de Distribución en Brasil	407.742	323.139	84.602	26,2	
Ampla	247.208	195.556	51.652	26,4	
Coelce	160.534	127.583	32.951	25,8	
Negocio de Distribución en Colombia	145.324	148.309	(2.985)	(2,0)	
Codensa	145.324	148.309	(2.985)	(2,0)	
Negocio de Distribución en Perú	78.490	75.327	3.163	4,2	
Enel Distribución Perú	78.490	75.327	3.163	4,2	
Otros segmentos reportables del Negocio de Distribución	—	1.383	(1.383)	(100,0)	
Total segmentos reportables del Negocio de Distribución	896.675	894.341	2.334	0,3	
Menos: ajustes de consolidación y actividades no principales	85.818	33.015	52.803	n.a.	
Total de ventas y gastos de administración	<u>1.335.031</u>	<u>1.269.480</u>	<u>65.551</u>	<u>5,2</u>	

En 2016, las ventas y gastos administrativos para operaciones continuadas aumentaron en Ch\$ 65,6 mil millones, o 5,2%, en comparación a 2015. Los principales cambios se explican a continuación.

Negocio de Generación y Transmisión:

En 2016, en Argentina, los gastos de administración y ventas de Costanera y Dock Sud disminuyeron en Ch\$ 24,0 mil millones, principalmente debido a la devaluación del peso argentino en relación con el peso chileno que llevó a bajar los costos en Ch\$ 14,3 mil millones y Ch\$ 2,2 mil millones respectivamente. Las ventas y los gastos administrativos de El Chocón aumentaron en Ch\$ 1,2 mil millones debido a un aumento de Ch\$ 1,9 mil millones en otros gastos, lo cual fue parcialmente compensado por una baja de Ch\$ 1,0 mil millones debido a la devaluación del peso argentino con respecto al peso chileno.

En Colombia, los gastos de administración y ventas de Emgesa aumentaron en Ch\$ 29,3 mil millones principalmente debido a una pérdida de Ch\$ 22,7 mil millones como resultado de la provisión por cuentas incobrables registradas en 2016.

En 2016, en Perú los gastos de administración y ventas de Enel Generación Perú aumentaron en Ch\$ 4,7 mil millones, principalmente debido a un aumento de Ch\$ 13,7 mil millones relacionado con la amortización del proyecto Curibamba en Junio de

2016, parcialmente compensado por una disminución de los gastos de depreciación de Ch\$ 4,8 mil millones debido a la venta de las líneas de transmisión y a una disminución de Ch\$ 4,7 mil millones por el reverso de provisiones por cuentas incobrables contabilizado en 2015 por las cuentas por cobrar de Cajamarquilla. Las ventas y gastos administrativos de Enel Generación Piura disminuyeron en Ch\$ 1,7 mil millones principalmente debido a la disminución de Ch\$ 1,4 mil millones relacionados a la contingencia de impuesto por IPC reconocido en 2015.

Negocio de Distribución:

En Argentina, los gastos de administración y ventas de Edesur disminuyeron en Ch\$ 81,1 mil millones, principalmente debido a una baja de Ch\$ 117,5 mil millones debido a la devaluación del peso argentino con respecto al peso chileno, lo que fue parcialmente compensado por un aumento de Ch\$ 30,9 mil millones en gastos de remuneraciones relacionados con los aumentos de salario y los pagos por indemnizaciones, y un aumento de Ch\$ 6,9 mil millones por las provisiones de cuentas incobrables.

En Brasil, los gastos de administración y ventas de Ampla aumentaron Ch\$ 51,7 mil millones debido a un aumento de Ch\$ 17,8 mil millones como resultado de mayores costos por servicios de mantenimiento de terceros para líneas y redes, un aumento de Ch\$ 16,4 mil millones de la provisión por cuentas incobrables y el aumento de Ch\$ 13,8 mil millones por amortización de activos.

Los gastos de administración y ventas de Coelce aumentaron Ch\$ 33,0 mil millones principalmente debido al aumento de Ch\$ 19,3 mil millones de la provisión por cuentas incobrables, Ch\$ 9,5 mil millones de aumento asociado a la amortización de activos y el aumento de Ch\$ 8,1 mil millones en de mayores costos por servicios de mantenimiento de terceros para líneas y redes.

En Colombia, los gastos de administración y ventas de Codensa disminuyeron Ch\$ 3,0 mil millones comparado con 2015, principalmente debido a la devaluación del peso Colombiano en relación al peso chileno.

En Perú, los gastos de administración y ventas de Enel Distribución Perú aumentaron Ch\$ 3,2 mil millones principalmente por el aumento de Ch\$ 2,2 mil millones en otros gastos relacionados con los servicios de contratistas.

Ingresos Operacionales de Operaciones Continuas

La siguiente tabla muestra los ingresos operacionales provenientes de operaciones continuadas por segmentos reportables y por segmentos operacionales en aquellos segmentos reportables para los años terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

	2016	Año terminado el 31 de diciembre 2015 (en millones de Ch\$)	Cambio	Cambio (in %)
Negocios de Generación y Transmisión en Argentina	61.484	51.209	10.275	20,1
Costanera	32.449	20.372	12.077	59,3
El Chocón	15.388	27.009	(11.621)	(43,0)
Dock Sud	12.932	3.309	9.622	n.a.
Otros	715	518	197	38,1
Negocios de Generación y Transmisión en Brasil	162.044	131.556	30.488	23,2
Cachoeira Dourada	79.153	61.973	17.181	27,7
Fortaleza	48.976	34.867	14.109	40,5
CIEN	34.000	34.320	(319)	(0,9)
Otros	(86)	397	(482)	n.a.
Negocios de Generación y Transmisión en Colombia	372.080	372.828	(748)	(0,2)
Emgesa	372.080	372.828	(748)	(0,2)
Negocios de Generación y Transmisión en Perú	115.328	157.326	(41.998)	(26,7)
Enel Generación Perú	91.111	139.689	(48.578)	(34,8)
Enel Generación Piura	24.217	17.663	6.554	37,1
Otros	—	(26)	26	(100,0)
Otros segmentos reportables de los Negocios de Generación y Transmisión	—	1.777	(1.777)	(100,0)
Total Segmento Reportable de los Negocios de Generación y Transmisión	710.936	714.696	(3.760)	(0,5)
Negocio de Distribución en Argentina	95.629	103.775	(8.146)	(7,8)
Edesur	95.629	103.775	(8.146)	(7,8)
Negocio de Distribución en Brasil	134.132	127.334	6.798	5,3
Ampla	27.170	26.423	748	2,8
Coelce	106.962	100.911	6.051	6,0
Negocio de Distribución en Colombia	246.306	235.587	10.719	4,5
Codensa	246.306	235.587	10.719	4,5
Negocio de Distribución en Perú	111.170	107.705	3.465	3,2
Enel Distribución Perú	111.170	107.705	3.465	3,2
Otros segmentos reportables del Negocio de Distribución	—	(1.383)	1.383	(100,0)
Total Segmentos Reportables del Negocio de Distribución	587.238	573.019	14.219	2,5
Menos: ajustes de consolidación y actividades no principales	(81.019)	(32.957)	(48.062)	n.a.
Total Ingresos Operacionales	1.217.155	1.254.758	(37.604)	(3,0)

Negocios de Generación y Transmisión

El ingreso operacional en 2016 fue ligeramente menor que en 2015 debido principalmente a que Enel Generación Perú compensó sus mayores resultados registrados por nuestras subsidiarias en Brasil y Argentina, mientras que en Colombia, el ingreso operacional fue similar en ambos periodos.

En Argentina, el nuevo esquema de remuneración fue aplicado en febrero de 2016, lo cual resultó en mayores ingresos operacionales de nuestras plantas de generación térmica Costanera and Dock Sud. El aumento de ingresos operacionales de Costanera se explica principalmente por sus contratos de disponibilidad de ciclo combinado y por la mayor generación de energía de Dock Sud. El Chocón, una planta hidroeléctrica, experimentó una disminución del ingreso operacional debido a las empeoradas condiciones hidrológicas y a la devaluación del peso argentino en relación al peso chileno, los cuales no están compensados por el nuevo esquema de remuneración.

En Brasil, Cachoeira Dourada vendió más energía a clientes no regulados que la que compró a otros generadores a un precio menor, debido a las mejores condiciones hidrológicas, con lo cual incrementó el ingreso operacional. El ingreso operacional de Fortaleza mejoró a pesar de sus menores ventas físicas, principalmente explicado por el menor consumo de combustible debido a la detención de operaciones de sus plantas térmicas y menores costos de energía.

En Colombia, el ingreso operacional de Emgesa aumentó debido a la leve mejora en las condiciones hidrológicas, especialmente en la segunda mitad del año, y que junto a la puesta en marcha de la Central El Quimbo, permitió una reducción de la generación térmica acompañada de las compras de combustible. Sin embargo, debido a la devaluación del peso colombiano en relación al peso chileno, el ingreso operacional en pesos chilenos en 2016 fue muy similar que el año 2015.

El ingreso operacional de Enel Generación Perú disminuyó debido a los menores precios promedio de venta, por la sobreoferta, y también por mayores costos operacionales debido a condiciones hidrológicas menos favorables y por mayores costos no recurrentes por demandas legales y amortizaciones de proyectos. El ingreso operacional de Enel Generación Piura mejoró debido a la mayor generación térmica y a las mayores ventas.

Negocio de Distribución

El ingreso operacional aumentó 2,5% en 2016 en relación a 2015, principalmente debido a los ajustes anuales de tarifas en la mayoría de los países donde operan nuestras subsidiarias

En Argentina, ingreso operacional de Edesur fue afectado negativamente por la devaluación del peso Argentino en relación al peso chileno, compensando los resultados positivos de la tarifa temporal aplicada desde febrero de 2016.

En Brasil, Coelce y Ampla mejoraron sus ingresos operacionales principalmente debido al ajuste de tarifas y la as menores compras de energía principalmente debido a las mejores condiciones hidrológicas.

En Colombia, Codensa mejoró su ingreso operacional principalmente debido a los ajustes tarifarios anuales, a pesar del aumento de ventas producto de los programas gubernamentales para reducir el consumo.

Enel Distribución Perú mejoró su ingreso operacional debido a mayores ventas físicas como resultado de que nuevos clientes eligieron ser no regulados y a los ajustes tarifarios anuales.

Ingresos Operacionales de Operaciones Continuas

La siguiente tabla muestra los ingresos operacionales provenientes de operaciones continuadas por segmentos reportables y por segmentos operacionales en aquellos segmentos reportables para los años terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

	Año terminado el 31 de diciembre			
	2016	2015	Cambio	Cambio
	(en millones de Ch\$)			(en %)
Resultados Financieros				
Ingresos Financieros	186.938	294.770	(107.833)	(36,6)
Costos Financieros	(522.801)	(385.455)	(137.346)	35,6
Resultados de activos y pasivos indexados	(698)	(9.266)	8.568	(92,5)
Ganancias (pérdidas) netas de tipo de cambio	39.851	128.238	(88.387)	(68,9)
Total	(296.711)	28.287	(324.998)	n.a.
Otros				
Otras ganancias (pérdidas)	8.209	(6.566)	14.775	n.a.
Participación en las pérdidas o ganancias de entidades asociadas y de negocios conjuntos contabilizados según el método patrimonial	1.830	3.333	(1.503)	(45,1)
Total	10.039	(3.233)	13.272	n.a.
Total otros resultados	(286.672)	25.054	(311.726)	n.a.

Resultados Financieros de Operaciones Continuas

Nuestros resultados financieros totales netos en 2016 fueron de una pérdida neta de Ch\$ 296,7 mil millones, mientras que en 2015, se registró una ganancia neta de Ch\$ 28,3 mil millones, principalmente explicada por:

- Disminución de los ingresos financieros por Ch\$ 107,8 mil millones en 2016 principalmente debido a la disminución de Ch\$ 57,1 mil millones en ingresos por intereses no recurrentes, comparado con 2015, debido a las cuentas por cobrar que acumulan intereses de la planta térmica Vuelta de Obligado según se estipula en el acuerdo con nuestras subsidiarias El Chocón, Costanera y Dock Sud y a la disminución de Ch\$ 32,2 mil millones en ingresos por intereses financieros no recurrentes registrados comparado con 2015, debido a la exención (waiver) de pago de intereses relacionados con la deuda de Edesur y Costanera con CAMMESA;
- Aumento del costo financiero de Ch\$ 137,3 mil millones en 2016 principalmente explicado por Ch\$ 66,3 mil millones de Emgesa relacionado con la central El Quimbo, a Ch\$ 47,1 mil millones de Edesur debido a los intereses acumulados por multas impagas por calidad de servicio y Ch\$ 18,4 mil millones de Edesur, Dock Sud y Costanera, principalmente debido a mayores saldos de deuda vigente con CAMMESA; y
- Disminución de ganancias (pérdidas) por tipo de cambio en moneda extranjera de Ch\$ 88,4 mil millones en 2016 básicamente debido a la disminución de Ch\$ 49,2 mil millones relacionado con las ganancias no recurrentes por diferencias de cambio de moneda extranjera en 2015 en relación a las cuentas por cobrar denominadas en dólares de la planta térmica Vuelta de Obligado y una disminución de Ch\$ 21,8 mil millones en diferencias de cambio positivas de deuda denominada en moneda extranjera de nuestras subsidiarias brasileñas.

Otros Resultados No-Operacionales de Operaciones Continuas

Otros resultados no operacionales ascendieron a Ch\$ 10,0 mil millones en 2016, un aumento de Ch\$ 13,3 mil millones comparado con 2015, principalmente debido a otras ganancias de Enel Generación Perú producto de la venta de las líneas de transmisión de alto voltaje por Ch\$ 19,2 mil millones, parcialmente compensado por las pérdidas registradas por Ch\$ 9,9 mil millones debido a la fusión de Cundinamarca y Codensa.

Impuesto a la Renta

El gasto total por impuesto a la renta disminuyó en Ch\$ 164,3 mil millones, o 31,4%, en 2016 comparado con 2015, principalmente debido a un menor gasto impositivo como resultado del menor resultado imponible en relación a 2015.

La tasa de impuesto a la renta efectivo vigente fue 38,6% en 2016 y 40,9% en 2015, lo cual se explica principalmente como resultado de los menores impuestos por la apreciación del peso chileno expresado en dólares, lo cual impacta el saldo de inversión en el extranjero expresado en dólares para propósitos tributarios (en otras palabras, la base impositiva para las inversiones en el extranjero), considerando que la moneda de impuestos de Enel Américas era el peso chileno. En 2016, el peso chileno se apreció frente al dólar, con lo cual disminuyó la base imponible de nuestras inversiones en el extranjero, y por consiguiente el gasto de impuesto a la renta en 2016 con respecto a 2015 fue menor.

La legislación tributaria en Chile establece que las cuentas tributarias de las compañías que posean inversiones en el extranjero en monedas distintas del peso chileno deben ser corregidos monetariamente para efectos impositivos, de acuerdo a los cambios en el tipo de cambio en moneda extranjera a la fecha de los estados financieros. Las variaciones en este sentido además generan cambios en las bases impositivas de aquellas inversiones, y tienen consecuencias al calcular el impuesto a la renta (actualmente informado como pérdida/ ganancias cambiarias para propósitos de devolución de impuestos). El efecto impositivo relacionado se reconoce como “Provisión de impuesto actual/ beneficio.” Mientras que el efecto de corrección monetaria también impacta la base impositiva de las inversiones, con lo cual afecta su diferencia en la base imponible del exterior, la compañía no ha sido capaz de reconocer los efectos correspondientes de los activos y pasivos por impuestos diferidos, puesto que las condiciones de este reconocimiento bajo IAS 12 no se realizaron a la fecha del balance de la compañía. Por lo tanto, este concepto comprende una diferencia permanente que se refleja en el impuesto a la renta vigente a la conciliación de tasa efectiva reflejada en el impuesto a la renta legal que se presenta en la Nota 17 de nuestros estados financieros consolidados bajo el ítem “Corrección Monetaria para propósitos tributarios (inversiones en subsidiarias, asociadas, empresas conjuntas y de capital).”

La siguiente tabla muestra el efecto impositivo de las tasas aplicadas en otros países que producen una diferencia entre las tasas impositivas domésticas y nominales en Chile (12.0% para 2016 y 12.9% para 2015) a las decretadas en cada jurisdicción extranjera:

	Tasa de Impuesto Nominal (%)		Efecto impositivo de las tasas aplicadas en los países	
	2016	2015	2016 ThCh\$	2015 ThCh\$
Argentina	35,0	35,0	(5.956.233)	(35.876.093)
Brasil	34,0	34,0	(20.797.438)	(26.523.564)
Colombia	40,0	39,0	(76.551.807)	(89.366.919)
Perú	29,5	28,0	(8.754.332)	(13.049.116)
			<u>(112.059.810)</u>	<u>(164.815.692)</u>

El efecto impositivo de conciliación, o las diferencias entre la tasa de impuesto nominal y la tasa impositiva legal para cada país se detalla a continuación.

En Argentina, el efecto impositivo de conciliación disminuyó durante 2016 comparado con 2015 debido al menor ingreso imponible de El Chocón como resultado de las ganancias no recurrentes relacionadas con la planta térmica Vuelta de Obligado en 2015. La tasa efectiva de impuesto fue 55,8% en 2016 y 27,7% en 2015, principalmente debido al reconocimiento en 2015 de los ingresos no recurrentes de Edesur, lo cual produjo una utilidad neta para propósitos financieros, una reducción de la pérdida tributaria por amortizar y el reconocimiento en 2015 de ganancias no recurrentes en Costanera, El Chocón, y Dock Sud relacionadas con la planta térmica Vuelta de Obligado.

En Brasil, el efecto de conciliación tributaria disminuyó en 2016 comparado con 2015 debido al menor ingreso imponible de nuestras subsidiarias brasileñas como consecuencia de los menores ingresos por menor demanda local de electricidad. La tasa efectiva de impuesto fue 22,6% en 2016 y 32,0% en 2015, principalmente debido a mayores pérdidas tributarias de arrastre de Ampla y Enel Brasil.

En Colombia, el efecto de conciliación tributaria disminuyó en 2016 comparado con 2015 debido al aumento en la tasa de impuesto local corporativo a 40% en 2016, comparado con 39% en 2015, parcialmente compensado por menores ingresos imponibles de Emgesa como resultado del cese de capitalización de los costos de endeudamiento atribuibles a la planta hidroeléctrica El Quimbo, la que inició operaciones en 2015. Las tasas efectivas de impuesto en Colombia fueron 41,4% en 2016 y 38,0% en 2015, debido a los menores beneficios impositivos de gastos de capital realizados en 2016, los cuales son atribuidos a la finalización de la central El Quimbo en 2015. Ese beneficio impositivo fue otorgado para promover inversiones en activos productivos, y aplica un 30% del monto invertido a la deducción del ingreso imponible. Este beneficio tributario se considera una diferencia permanente que resulta en una tasa efectiva de impuesto menor a la tasa de impuesto legal, puesto que la base impositiva depreciable del activo es equivalente a su monto bruto.

En Perú, la conciliación del efecto impositivo disminuyó en 2016 comparado con 2015 debido a la disminución en el ingreso imponible debido a los menores resultados de las operaciones de Enel Generación Perú. La tasa efectiva de impuestos fue 44,0% en 2016 y 29,9% en 2015. La mayor tasa efectiva de impuestos en 2016 fue resultado de la reforma tributaria implementada en Perú en 2014, lo cual llevó a una reducción progresiva de las tasas impositivas. La tasa impositiva en 2017 será 29,5%.

Ingreso Neto

La siguiente tabla muestra nuestro ingreso neto de operaciones continuadas antes del impuesto a la renta, impuestos a las ganancias e ingreso neto de operaciones continuadas para los años terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

	Año terminado el 31 de diciembre			
	2016	2015 (en millones de Ch\$)	Cambio	Cambio (en %)
Ingresos Operacionales	1.217.155	1.254.758	(37.603)	(3,0)
Otros Resultados	(286.671)	25.054	(311.725)	n.d
Ingresos de Operaciones Continuadas antes de impuestos a la renta	930.484	1.279.812	(349.329)	(27,3)
Impuestos a la renta	(359.369)	(523.663)	164.295	(31,4)
Ingresos netos de Operaciones Continuadas	571.115	756.149	(185.034)	(24,5)
Ingresos de operaciones descontinuadas	115.130	388.321	(273.190)	(70,4)
Ingresos Netos atribuibles a:	686.245	1.144.469	(458.224)	(40,0)
Ingreso Neto atribuible a la sociedad controladora	383.060	661.587	(278.527)	(42,1)
Ingreso Neto atribuible a participaciones minoritarias	303.186	482.883	(179.697)	(37,2)

II. Resultados de Operaciones Descontinuadas

El 1 de marzo de 2016, se hizo efectiva la separación de los negocios de generación y distribución chilenos y no chilenos. Las participaciones chilenas y sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de caja relacionados, fueron asignados a la nueva entidad incorporada denominada Enel Chile. Por lo tanto, el estado de resultados integral de Enel Américas para el año terminado el 31 de diciembre de 2016 sólo incluye los ingresos y gastos de dos meses de los negocios chilenos comparado con los doce meses que incluyen los ingresos y gastos de los negocios chilenos para el año terminado el 31 de diciembre de 2015 (véase la Nota 5 Activos No Recurrentes o Grupos Enajenables Disponibles para la Venta o Mantenedidos para Distribución de los Propietarios y Operaciones Descontinuadas de nuestros estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2016).

La siguiente tabla muestra un desglose por naturaleza del ítem en la línea “Ingresos después de impuestos de operaciones descontinuadas” para el periodo de dos meses terminado el 29 de febrero de 2016 y para el año terminado el 31 de diciembre de 2015:

	Para los dos meses terminados el 29 de febrero de 2016	Para el año terminado el 31 de diciembre de 2015
	(en millones de Ch\$)	
Ingresos	402.810	2.382.671
Otros ingresos operacionales	2.561	14.736
Total Ingresos y Otros Ingresos Operacionales	405.371	2.397.407
Materias Primas y Bienes Fungibles	(236.672)	(1.481.986)
Margen de Contribución	168.699	915.421
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	3.367	21.004
Gastos de beneficios a empleados	(16.099)	(136.555)
Gastos de Depreciación y Amortización	—	(153.202)
Reverso de pérdidas por deterioro reconocido en el Estado de Resultados como ganancia o pérdida	(968)	3.055
Otros gastos	(16.591)	(125.850)
Ingreso Operacional	138.408	523.873
Otras Ganancias	—	20.056
Ingresos Financieros	2.563	15.270
Costos Financieros	(8.616)	(61.616)
Participación en las pérdidas o ganancias de entidades asociadas y de negocios conjuntos contabilizados según el método patrimonial	1.293	8.905
Diferencias de cambio de monedas extranjeras	(21)	(13.395)
Ganancias de activos y pasivos indexados	267	4.839
Ingresos antes de impuestos	133.894	497.932
Gastos por Impuestos a la Renta, operaciones descontinuadas	(18.763)	(109.613)
INGRESO NETO DE OPERACIONES DESCONTINUADAS	115.131	388.319
Ingresos Netos de operaciones descontinuadas atribuibles a:		
Accionista de Enel Américas	77.879	293.191
Intereses de participaciones minoritarias	37.251	95.129
INGRESO NETO DE OPERACIONES DESCONTINUADAS	115.130	388.320

Debido a la clasificación de las actividades de generación y distribución de electricidad en Chile como operaciones descontinuadas, aquellas líneas de negocio no se incluyen en la Nota 32, Información por Segmento, en nuestros estado financieros consolidados.

3. Análisis de Resultados Operacionales para los Años Terminados el 31 de diciembre de 2015 and 2014.

I. Análisis de Resultados de Operaciones Continuas

Ingresos de Operaciones Continuas

Negocios de Generación y Transmisión

La siguiente tabla muestra las ventas de electricidad de nuestras subsidiarias y sus correspondientes cambios para los años terminados el 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	Ventas de electricidad durante el año terminado el 31 de diciembre			
	2015	2014 (en GWh)	Cambio	Cambio (en %)
Costanera (Argentina)	8.168	7.051	1.117	15,8
El Chocón (Argentina)	3.801	3.391	410	12,1
Dock Sud (Argentina)	3.802	4.834	(1.032)	(21,4)
Cachoeira Dourada (Brasil)	3.215	3.903	(688)	(17,6)
Fortaleza (Brasil)	3.326	3.205	121	3,8
Emgesa (Colombia)	16.886	15.773	1.113	7,1
Enel Generación Perú (Perú)	8.633	9.320	(687)	(7,4)
Enel Generación Piura (Perú)	650	596	54	9,1
Total	48.481	48.073	408	0,8

Negocio de Distribución

La siguiente tabla muestra las ventas de electricidad de nuestras subsidiarias, por país, y sus variaciones correspondientes para los años terminados el 31 de diciembre de 2015 and 2014:

	Ventas de electricidad durante el año terminado el 31 de diciembre			
	2015 (en GWh)	Cambio	Cambio (en %)	Cambio
Edesur (Argentina)	18.492	17.972	520	2,9
Ampla (Brasil)	11.096	11.678	(582)	(5,0)
Coelce (Brasil)	11.215	11.165	50	0,4
Codensa (Colombia)	13.946	13.660	286	2,1
Enel Distribución Perú (Perú)	7.624	7.338	286	3,9
Total	62.373	61.813	560	0,9

La siguiente tabla muestra los ingresos de operaciones continuadas, por segmento reportable y por segmento operativo en tales segmentos reportables para los años finalizados al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	Año terminado el 31 de diciembre			
	2015	2014	Cambio	Cambio
	(en millones de Ch\$)			(en %)
Negocios de Generación y Transmisión en Argentina	212.136	167.630	44.506	26,6
Costanera	100.857	75.194	25.663	34,1
El Chocón	40.005	30.174	9.831	32,6
Dock Sud	69.963	61.606	8.357	13,6
Otros	1.312	656	656	100,0
Negocios de Generación y Transmisión en Brasil	305.830	437.033	(131.203)	(30,0)
Cachoeira Dourada	91.563	158.965	(67.402)	(42,4)
Fortaleza	159.052	210.793	(51.741)	(24,5)
CIEN	55.534	70.800	(15.266)	(21,6)
Otros	(319)	(3.525)	3.206	(91,0)
Negocios de Generación y Transmisión en Colombia	778.768	753.385	25.383	3,4
Emgesa	778.768	753.373	25.395	3,4
Otros	12	12	—	—
Negocios de Generación y Transmisión en Perú	437.887	401.695	36.192	9,0
Enel Generación Perú	382.877	353.795	29.082	8,2
Enel Generación Piura	58.093	50.849	7.244	14,2
Otros	(3.082)	(2.949)	(133)	4,5
Otros Segmentos Reportables de los Negocios de Generación y Transmisión	141	3,126	(2.985)	(95,5)
Total Segmento Reportable de los Negocios de Generación y Transmisión	1.734.762	1.762.869	(28.107)	(1,6)
Negocio de Distribución en Argentina	607.345	371.412	235.933	63,5
Edesur	607.345	371.412	235.933	63,5
Negocio de Distribución en Brasil	1.836.864	1.969.226	(132.362)	(6,7)
Ampla	1.026.680	1.092.282	(65.602)	(6,0)
Coelce	810.184	876.944	(66.760)	(7,6)
Negocio de Distribución en Colombia	884.468	982.771	(98.303)	(10,0)
Codensa	884.468	982.771	(98.303)	(10,0)
Negocio de Distribución en Perú	562.046	478.700	83.346	17,4
Enel Distribución Perú	562.046	478.700	83.346	17,4
Total Segmento Reportable del Negocio de Distribución	3.890.723	3.802.109	88.614	2,3
Menos: ajustes de consolidación y actividades no principales	(324.045)	(358.608)	34.563	(9,6)
Total Ingresos	<u>5.301.440</u>	<u>5.206.370</u>	<u>95.070</u>	<u>1,8</u>

Negocios de Generación y Transmisión: Ingresos de Operaciones Continuadas

En Argentina, los ingresos de Costanera aumentaron en Ch\$ 25,7 mil millones o 34,1% en 2015, los que comprenden principalmente Ch\$ 8,8 mil millones de aumentos de tarifas por la Resolución 482/2015, Ch\$ 5,6 mil millones por el mayor despacho térmico por 1.195 GWh, y Ch\$ 3 mil millones asociado a los contratos de disponibilidad de ciclo combinado ejecutados con la Secretaría de Energía. Los ingresos de El Chocón también se incrementaron en 32,6%, o Ch\$ 9,8 mil millones, principalmente explicado por los Ch\$ 7,6 mil millones relacionados al mayor despacho hidroeléctrico por 607 GWh debido a las mejores condiciones hidrológicas y Ch\$ 2,6 mil millones atribuibles a las mayores tarifas relacionadas con la Resolución 482/2015. Adicionalmente, los ingresos de Dock Sud aumentaron en 13,6% o Ch\$ 8,4 mil millones principalmente debido al aumento de ventas de energía Ch\$ 7,3 mil millones, principalmente debido a mayores tarifas relacionadas con la Resolución 482/2015.

En Brasil, los ingresos de Cachoeira Dourada disminuyeron en Ch\$ 67,4 mil millones, o 42,4%, en 2015, básicamente debido a la disminución de Ch\$ 37,1 mil millones como consecuencia de menores precios en el mercado spot y a una disminución de Ch\$ 30,3 mil

millones por la devaluación del real brasilero en relación al peso chileno, y que resultó en una disminución de 19,1% en el peso chileno en 2015 comparado con 2014. Los ingresos de Fortaleza disminuyeron en 24,5% o Ch\$ 51,7 mil millones para el año 2015 como resultado de la baja de Ch\$ 40,2 mil millones atribuida a la devaluación del real brasilero y la disminución de Ch\$ 11,6 mil millones del precio en el mercado spot. Los ingresos de CIEN disminuyeron en 18,0% o Ch\$ 12,1 mil millones principalmente debido a la devaluación del real brasilero que se tradujo en menores ingresos por Ch\$ 12,9 mil millones.

Los ingresos de Emgesa en Colombia aumentaron en Ch\$ 25,4 mil millones, o 3,4%, en 2015, debido a Ch\$ 60,2 mil millones de mayores ventas físicas por 1,113 GWh, las que fueron mayoritariamente ventas contratadas, y el aumento de Ch\$ 90,2 mil millones mayores precios de venta en el mercado spot como resultado de la sequía causada por el fenómeno del Niño. Estos incrementos fueron parcialmente compensados por una pérdida de Ch\$ 124,1 mil millones por la devaluación del peso colombiano en relación al peso chileno, lo cual resultó en una baja de 16,5% expresado en pesos chilenos en 2015 comparado con 2014.

Los ingresos de Enel Generación Perú en Perú crecieron en 8,1%, o Ch\$ 28,8 mil millones en 2015. La apreciación del sol peruano en relación al peso chileno resultó en un aumento de ingresos de 2,4%, o Ch\$ 52,8 mil millones comparado con 2014. Esto fue parcialmente compensado por la disminución de Ch\$ 19,1 mil millones o 687 GWh de menores ventas físicas principalmente a empresas distribuidoras, y una disminución de Ch\$ 4,8 mil millones por menores precios spot producto de la menor demanda. En Enel Generación Piura, los ingresos fueron 14,2% o Ch\$ 7,2 mil millones mayores que en 2014 principalmente debido al aumento de Ch\$ 7,6 mil millones producto de la apreciación del sol peruano.

Negocio de Distribución: Ingresos de Operaciones Continuas

Los ingresos de Edesur en Argentina aumentaron en Ch\$ 235,9 mil millones, o 63,5% en 2015, principalmente debido al aumento de Ch\$351.5 mil millones relacionado a la aplicación de la Resolución 32/2015, la cual comprende lo siguiente: (i) Ch\$ 305.9 mil millones de ingresos no recurrentes para financiar los gastos e inversiones asociadas al servicio normal público de distribución de energía; (ii) Ch\$ 34,0 mil millones por el reconocimiento de ingresos de los fondos PUREE a partir del 1 de febrero de 2015; y (iii) Ch\$ 11,6 mil millones de ingresos adicionales por el reconocimiento de los costos no transferidos a tarifas en enero de 2015. En 2014, Edesur además registró ingresos extraordinarios por Ch\$ 144,3 mil millones como resultado de la aplicación de la Resolución 250/2013, la cual reconoció costos no transferidos a tarifas entre Octubre 2013 y Diciembre 2014.

Los ingresos de Ampla, en Brasil, disminuyeron en Ch\$ 65,6 mil millones, o 6,0% en 2015, principalmente debido a la devaluación del real brasilero en relación al peso chileno en Ch\$ 208,2 mil millones, parcialmente compensado por los mayores ingresos de operaciones por Ch\$ 142,6 mil millones, los que están básicamente compuestos por (i) un aumento de Ch\$ 83,5 mil millones debido al mayor precio promedio por ajustes de tarifa del 11%, (ii) Ch\$ 50 mil millones provenientes principalmente de ingresos regulatorios, y (iii) Ch\$ 16,3 mil millones de mayores ingresos por aumento de peajes. Los ingresos de Coelce disminuyeron en Ch\$ 66,8 mil millones, o 7,6%, en 2015, principalmente debido a la devaluación del real brasilero de Ch\$ 167,1 mil millones, parcialmente compensado por: (i) aumento de Ch\$ 57,5 mil millones por el mayor precio promedio de venta en 9% por ajustes tarifarios, y (ii) Ch\$ 31 mil millones básicamente provenientes de ingresos regulatorios.

Los ingresos de Codensa disminuyeron en Ch\$ 98,3 mil millones, o 10,0%, en 2015, principalmente debido a Ch\$162,1 mil millones relacionados con la devaluación del peso colombiano en relación al peso chileno, lo cual fue parcialmente compensado por (i) Ch\$ 33,9 mil millones por el aumento de 5% del precio promedio de venta por ajustes tarifarios, (ii) Ch\$ 14,2 mil millones de mayores ventas físicas de energía en 286 GWh principalmente debido a la mayor actividad comercial e industrial y (iii) Ch\$ 10,2 mil millones de incremento en otros servicios de distribución.

En Perú, los ingresos de Enel Distribución Perú aumentaron en Ch\$ 83,4 mil millones en 2015, principalmente atribuible a mayores ventas de energía por Ch\$ 80,4 mil millones debido a (i) Ch\$ 51,9 mil millones, o 11%, de mayores precios promedio de venta producto de los ajustes tarifarios, (ii) Ch\$ 17,9 mil millones de mayores ventas de energía por 286 GWh y (iii) Ch\$ 10,6 mil millones de apreciación del sol peruano en relación al peso chileno.

Costos Operacionales Totales de Operaciones Continuas

Los costos operacionales totales de operaciones continuas consisten principalmente de compras de energía por parte de terceros, consumo de combustible, depreciación, amortización y pérdidas por deterioro, costos de mantenimiento, peajes pagados a compañías de transmisión, salarios de empleados y gastos administrativos y de ventas.

La siguiente tabla muestra los costos operacionales consolidados en pesos chilenos para los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	Año terminado el 31 de diciembre			
	2015		2014	
	(en millones de Ch\$)	(en %)	(en millones de Ch\$)	(en %)
Compras de Energía	1.885.916	46,6	1.824.003	47,8
Consumo de Combustible	258.114	6,4	205.534	5,4
Costos de Transporte	245.813	6,1	265.185	6,9
Otras materias primas y combustibles	387.358	9,6	336.947	8,8
Otros Gastos ⁽¹⁾	488.529	12,1	463.729	12,1
Gastos de beneficios a empleados y otros ⁽¹⁾	420.597	10,4	333.898	8,7
Depreciación, Amortización y pérdidas por deterioro ⁽¹⁾	360.354	8,9	389.073	10,2
Total Costos de Operación de Operaciones Continuas	4.046.681	100	3.818.369	100,0

(1) Corresponde a gastos de administración y ventas.

La siguiente tabla muestra nuestros costos operacionales totales (excluyendo los gastos administrativos y de ventas) de operaciones continuadas por segmentos reportables y por segmentos operacionales dentro de tales segmentos reportables para los años terminados el 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	Año terminado el 31 de diciembre			
	2015	2014	Cambio	Cambio
	(en millones de Ch\$)			(en %)
Negocios de Generación y Transmisión en Argentina	50.332	47.296	3.036	6,4
Costanera	4.598	6.777	(2.179)	(32,2)
El Chocón	4.574	8.427	(3.853)	(45,7)
Dock Sud	43.266	34.976	8.290	23,7
Otros	(2.106)	(2.884)	778	(27,0)
Negocios de Generación y Transmisión en Brasil	131.431	234.225	(102.794)	(43,9)
Cachoeira Dourada	17.396	72.988	(55.592)	(76,2)
Fortaleza	111.229	158.318	(47.089)	(29,7)
CIEN	3.126	3.343	(217)	(6,5)
Otros	(319)	(424)	105	n.a.
Negocios de Generación y Transmisión en Colombia	321.665	220.460	101.205	45,9
Emgesa	321.665	220.303	101.362	46,0
Otros	—	157	(157)	(100,0)
Negocios de Generación y Transmisión en Perú	174.513	151.707	22.806	15,0
Enel Generación Perú	151.046	133.735	17.311	12,9
Enel Generación Piura	26.124	20.916	5.208	24,9
Otros	(2.657)	(2.944)	287	(9,7)
Total Segmento reportable Negocio de Generación y Transmisión	677.941	653.688	24.253	3,7
Negocio de Distribución en Argentina	157.387	161.995	(4.608)	(2,8)
Edesur	157.387	161.995	(4.608)	(2,8)
Negocio de Distribución en Brasil	1.386.391	1.313.723	72.668	5,5
Ampla	804.701	707.301	97.400	13,8
Coelce	581.689	606.422	(24.733)	(4,1)
Negocio de Distribución en Colombia	500.571	547.594	(47.023)	(8,6)
Codensa	500.571	547.594	(47.023)	(8,6)
Negocio de Distribución en Perú	379.015	315.116	63.899	20,3
Enel Distribución Perú	379.015	315.116	63.899	20,3
Total segmentos reportables Negocio de Distribución	2.423.364	2.338.428	84.936	3,6
Menos: ajustes de consolidación y actividades no principales	(324.103)	(360.447)	36.344	(10,1)
Total Costos Operativos (excluyendo ventas y gastos administrativos)	2.777.202	2.631.669	145.534	5,5

Negocios de Generación y Transmisión: Costos Operacionales de Operaciones Continuas

En Argentina, los costos operacionales disminuyeron en Ch\$ 2,2 mil millones, o 32,2% y Ch\$ 3,9 mil millones, o 45,7% en Costanera y El Chocón respectivamente, principalmente debido a menores compras de energía en Costanera por Ch\$ 2,3 mil millones y en El Chocón Ch\$ 2,2 mil millones, ambos como consecuencia del término de contratos de venta, los cuales no fueron renovados bajo la regulación actual. Los costos operacionales de Dock Sud se incrementaron en Ch\$ 8,3 mil millones, o 23,7%, en 2015, principalmente debido a mayor consumo de combustible por Ch\$ 7,8 mil millones, el cual fue finalmente reembolsado por CAMMESA en el esquema de remuneración.

En Brasil, los costos operacionales de Cachoeira Dourada disminuyeron Ch\$ 55,6 mil millones, o 76,2%, en 2015, principalmente debido a los menores precios promedio spot de compra de energía equivalente a Ch\$ 37,8 mil millones y la devaluación del real brasileño en relación al peso chileno que implicó Ch\$ 11,2 mil millones de menores costos. Los costos operacionales de Fortaleza disminuyeron Ch\$ 47,1 mil millones, o 29,7%, en 2015, principalmente debido a menores precios promedio de compra que alcanzaron los Ch\$ 31,1 mil millones de menores costos y la devaluación del real brasileño que resultó en una disminución de Ch\$ 17,8 mil millones. Los costos operacionales de CIEN disminuyeron Ch\$ 0,2 mil millones, o 6,5%, en 2015, principalmente explicado por otros gastos variables de aprovisionamiento y servicios.

En Colombia, los costos operacionales de Emgesa aumentaron Ch\$ 101,2 mil millones, o 45,9%, en 2015, principalmente debido a las mayores compras de energía por Ch\$ 95,2 mil millones por mayores precios spot, lo cual a su vez fue resultado de la sequía, y en relación a la mayor 550 MWh generación térmica equivalente a Ch\$ 35,4 mil millones. Estos incrementos fueron parcialmente compensados por las ganancias por Ch\$ 36,5 mil millones generadas por la devaluación del peso colombiano en relación al peso chileno.

En Perú, los costos operacionales de Enel Generación Perú aumentaron Ch\$ 17,5 mil millones, o 13,1%, en 2015, principalmente debido a los mayores costos relacionados con la apreciación del sol peruano en relación al peso chileno por Ch\$ 20,0 mil millones. Este incremento fue parcialmente compensado por la disminución de Ch\$ 2,8 mil millones relacionada con menores precios spot. En EEPsA, los costos operacionales aumentaron Ch\$ 5,2 mil millones o 24,9% en 2015, principalmente debido al aumento de Ch\$ 3,1 mil millones por la apreciación del sol peruano y Ch\$ 2,1 mil millones debido a mayores costos de transporte.

Negocio de Distribución: Costos Operacionales de Operaciones Continuas

En Argentina, los costos operacionales de Edesur disminuyeron en Ch\$ 4,6 mil millones, o 2,8% en 2015, principalmente por una reducción en las compras de energía explicadas por una disminución de Ch\$ 14,5 mil millones relacionadas con la baja de precios promedio de compra de energía, compensados parcialmente por mayores costos de Ch\$ 8,7 mil millones por compras de energía física y Ch\$ 1,2 mil millones en costos más altos debido a la apreciación del peso argentino en relación con el peso chileno.

En Brasil, los costos operacionales de Ampla aumentaron en Ch\$ 97,4 mil millones, o 13,8% en 2015, debido principalmente a un aumento de Ch\$ 175,3 mil millones en los precios de compra de energía relacionado con la sequía y costos regulatorios más altos de Ch\$ 58 mil millones, lo cual fue parcialmente compensado por Ch\$ 134,8 mil millones en costos relacionados con la devaluación del real brasileño en relación al peso chileno. En Coelce, los costos operacionales disminuyeron en Ch\$ 24,7 mil millones, o 4,1% en 2015, debido a la depreciación del real brasileño, que dio lugar a costos más bajos de Ch\$ 115,6 mil millones, que fue parcialmente compensado por la mayor energía de Ch\$ 50,8 mil millones en compras debido a mayores precios de compra por la sequía, y Ch\$ 31 mil millones de mayores otros gastos de aprovisionamiento relacionados a mayores costos regulatorios.

En Codensa, los costos operacionales disminuyeron en Ch\$ 47 mil millones, o 8,6% en 2015, debido principalmente a la devaluación del peso colombiano en relación con el peso chileno que dio lugar a Ch\$ 90,4 mil millones en menos costos, lo cual fue parcialmente compensado por (i) mayores compras de energía por Ch\$ 28,1 mil millones debido a Ch\$ 17,8 mil millones relacionados con un mayor precio de compra de 4,9% y Ch\$ 10,3 mil millones de aumento en compras de energía física debido a la mayor demanda, y (ii) Ch\$ 9,3 mil millones de mayores gastos de transporte.

Los costos operacionales de Enel Distribución Perú aumentaron en Ch\$ 63,9 mil millones, o 20,3% en 2015, debido principalmente a Ch\$ 43,8 mil millones en aumento atribuible al 14% de alza en los precios de energía por la incorporación del nuevo contrato como resultado de las últimas licitaciones de energía, y Ch\$ 8,2 mil millones en aumento de compras en energía física. Además, debido a la apreciación del sol peruano en relación con el peso chileno, los costos operacionales aumentaron en Ch\$ 7,4 mil millones.

Gastos de administración y ventas de Operaciones Continuas

Los gastos de administración y ventas corresponden a salarios, compensaciones, gastos administrativos, depreciación, amortización y pérdidas por deterioro, y materiales y suministros de oficina.

La siguiente tabla muestra el desglose de nuestros gastos de administración y ventas consolidados, como porcentaje del total de los gastos de administración y ventas consolidados, para los años terminados el 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	Año terminado el 31 de diciembre	
	2015	2014
	(en %)	
Ventas y Costos Administrativos como porcentaje de las Ventas y Costos Administrativos		
Otros costos	38,5	39,1
Costos de beneficios del personal	33,1	28,1
Depreciación, amortización y pérdidas por deterioro	28,4	32,8
Total	100,0	100,0

La siguiente tabla muestra los gastos de administración y ventas por segmentos reportables y por segmentos operacionales en cada segmento reportable para los años terminados el 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	2015	Año terminado el 31 de diciembre 2014 (en millones de Ch\$)	Cambio	Cambio (en %)
Negocios de Generación y Transmisión en Argentina	110.595	81.625	28.970	35,5
Costanera	75.886	54.715	21.171	38,7
El Chocón	8.421	7.408	1.013	13,7
Dock Sud	23.388	17.165	6.223	36,3
Otros	2.900	2.337	563	24,1
Negocios de Generación y Transmisión en Brasil	42.843	53.974	(11.131)	(20,6)
Cachoeira Dourada	12.195	14.124	(1.929)	(13,7)
Fortaleza	12.956	15.481	(2.525)	(16,3)
CIEN	18.089	25.336	(7.247)	(28,6)
Otros	(397)	(967)	570	(59,0)
Negocios de Generación y Transmisión en Colombia	84.275	83.435	840	1,0
Emgesa	84.275	83.435	840	1,0
Negocios de Generación y Transmisión en Perú	106.048	91.131	14.917	16,4
Enel Generación Perú	91.718	78.902	12.816	16,2
Enel Generación Piura	14.305	12.345	1.960	15,9
Otros	25	(116)	141	(121,3)
Otros segmentos reportables de los Negocios de Generación y Transmisión	(1.637)	(1.286)	(351)	27,3
Total segmento reportable de los Negocios de Generación y Transmisión	342.124	308.879	33.245	10,8
Negocio de Distribución en Argentina	346.182	260.646	85.536	32,8
Edesur	346.182	260.646	85.536	32,8
Negocio de Distribución en Brasil	323.139	354.277	(31.138)	(8,8)
Ampla	195.556	201.135	(5.579)	(2,8)
Coelce	127.583	153.142	(25.559)	(16,7)
Negocio de Distribución en Colombia	148.309	173.202	(24.893)	(14,4)
Codensa	148.309	173.202	(24.893)	(14,4)
Negocio de Distribución en Perú	75.327	72.598	2.729	3,8
Enel Distribución Perú	75.327	72.598	2.729	3,8
Otros	—	1.250		
Total segmento reportable del Negocio de Distribución	894.341	861.973	32.368	3,8
Menos: ajustes de consolidación y actividades no principales	33.015	15.849	17.166	108,3
Total Ventas y Costos Administrativos	1.269.480	1.186.701	82.779	7,0

Los gastos de administración y ventas de operaciones oontinuadas aumentaron Ch\$ 82.8 mil millones, o 7,0% en 2015 en comparación a 2014, como se explica a continuación.

En Argentina, los gastos de administración y ventas de Costanera aumentaron Ch\$ 21,2 mil millones principalmente debido a mayores gastos de personal por Ch\$12,7 mil millones a causa de un aumento en la fuerza laboral y en los sueldos y beneficios y a la mayor depreciación y a las pérdidas por deterioro por Ch\$ 5,3 mil millones. En Dock Sud, los gastos de administración y ventas aumentaron Ch\$ 6,2 mil millones en 2015 en comparación al 2014 principalmente debido a la mayor depreciación por Ch\$ 5,8 mil millones y mayores gastos de personal por Ch\$ 2,1 mil millones que resultaron de aumentos de sueldos y beneficios. En Edesur, los gastos de administración y ventas aumentaron en Ch\$ 85,5 mil millones principalmente debido a gastos mayores de personal por Ch\$

72,9 mil millones, debido a aumentos en sueldos y beneficios, otros mayores gastos en Ch\$ 10,5 mil millones por gastos de contratistas y mayores gastos de depreciación por Ch\$ 2,5 mil millones.

En nuestras filiales brasileñas y colombianas, los gastos de administración y ventas disminuyeron principalmente debido al efecto favorable de la conversión de moneda al convertir el peso colombiano y real brasileño al peso chileno, respectivamente.

En Perú, los gastos de administración y ventas de Enel Generación Perú aumentaron Ch\$ 12,9 mil millones en 2015 en comparación con 2014, atribuible a mayores gastos en depreciación y pérdidas por deterioro por Ch\$ 7,3 mil millones, más otros gastos relacionados con el contrato de servicios de Ch\$ 3,7 mil millones y mayores gastos de personal por Ch\$ 1,8 mil millones.

Resultados Operacionales de Operaciones Continuas

La siguiente tabla muestra nuestros resultados operacionales de las operaciones continuadas por segmento de negocio y por segmento operacional para los años que terminaron el 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	Año terminado el 31 de diciembre			
	2015	2014	Cambio	Cambio
	(en millones de Ch\$)			
				(en %)
Negocios de Generación y Transmisión en Argentina	51.209	38.708	12.501	32,3
Costanera	20.372	13.702	6.670	48,7
El Chocón	27.009	14.339	12.670	88,4
Dock Sud	3.309	9.465	(6.156)	(65,0)
Otros	518	1.202	(684)	(56,9)
Negocios de Generación y Transmisión en Brasil	131.556	148.834	(17.278)	(11,6)
Cachoeira Dourada	61.973	71.853	(9.880)	(13,8)
Fortaleza	34.867	36.994	(2.127)	(5,7)
CIEN	34.320	42.121	(7.801)	(18,5)
Otros	397	(2.134)	2.531	(118,6)
Negocios de Generación y Transmisión en Colombia	372.828	449.490	(76.662)	(17,1)
Emgesa	372.828	449.635	(76.807)	(17,1)
Negocios de Generación y Transmisión en Perú	157.326	158.857	(1.531)	(1,0)
Enel Generación Perú	139.689	141.158	(1.469)	(1,0)
Enel Generación Piura	17.663	17.588	75	0,4
Otros	(26)	111	(137)	(123,8)
Otros Segmento Reportable de los Negocios de Generación y Transmisión	1.777	4.413	(2.636)	(59,7)
Total Segmento Reportable de los Negocios de Generación y Transmisión	714.696	800.302	(85.606)	(10,7)
Negocio de Distribución en Argentina	103.775	(51.229)	155.004	(302,6)
Edesur	103.775	(51.229)	155.004	(302,6)
Negocio de Distribución en Brasil	127.334	301.226	(173.892)	(57,7)
Ampla	26.423	183.846	(157.423)	(85,6)
Coelce	100.911	117.380	(16.469)	(14,0)
Negocio de Distribución en Colombia	235.587	261.975	(26.388)	(10,1)
Codensa	235.587	261.975	(26.388)	(10,1)
Negocio de Distribución en Perú	107.705	90.986	16.719	18,4
Enel Distribución Perú	107.705	90.986	16.719	18,4
Otros Segmento Reportable del Negocio de Distribución	(1.383)	(1.250)	(133)	10,6
Total Segmento Reportable del Negocio de Distribución	573.019	601.708	(28.689)	(4,8)
Menos: ajustes de consolidación y actividades no principales	(32.957)	(14.010)	(18.947)	135,2
Total Ingreso Operativo	<u>1,254.758</u>	<u>1.388.000</u>	<u>(133.242)</u>	<u>(9,6)</u>

Otros Resultados de Operaciones Continuas

La siguiente tabla muestra los otros resultados de operaciones continuadas para los años terminados el 31 de diciembre de 2015 and 2014:

	2015	Año terminado el 31 de diciembre 2014 (en millones de Ch\$)	Cambio	Cambio (en %)
Resultado Financiero				
Ingresos Financiero	294.770	251.122	43.648	17,4
Costos Financieros	(385.455)	(432.314)	46.859	(10,8)
Resultados de activos y pasivos indexados	(9.266)	(13.630)	4.364	(32,0)
Ganancias (Pérdidas) netas por tipos cambio de moneda extranjeras	128.238	(18.494)	146.732	(793,4)
Total	28.287	(213.316)	241.603	(113,3)
Otros				
Otros ganancias (pérdidas)	(6.566)	877	(7.443)	(848,7)
Participación en las pérdidas o ganancias de entidades asociadas y de negocios conjuntos contabilizados según el método patrimonial	3.333	2.560	773	30,2
Total	(3.233)	3.437	(6.670)	(194,1)
Total Otros Resultados	25.054	(209.879)	234.933	(111,9)

Resultado Financiero de Operaciones Continuas

Nuestro resultado financiero total en 2015 fue una ganancia neta de Ch\$ 28,3 mil millones, un aumento de Ch\$ 241,6 mil millones comparado con 2014.

Esta mejora se explica principalmente por un aumento de Ch\$ 146,7 mil millones en las diferencias por conversión de moneda extranjera no recurrente, principalmente debido a la diferencia positiva en la tasa de cambio de divisas relacionadas con cuentas por cobrar denominadas en dólares de la central termoeléctrica Vuelta de Obligado ("VOSA") por Ch\$ 141,6 mil millones. Esta central se financió a través de la contribución de las deudas pendientes de CAMMESA a nuestras filiales generadoras argentinas. Estas contribuciones se reembolsaron con intereses según el contrato (registrado como ingreso financiero como se explica a continuación), y reconocidas en dólares, basado en el tipo de cambio existente a la fecha en que se firmó el acuerdo. En diciembre de 2015, un informe técnico confirmó que la planta a gas pasó todas las pruebas de operación; por lo tanto, dimos cuenta de los efectos de dolarización de las cuentas por cobrar considerando el tipo de cambio actual entre el peso argentino y el dólar.

Los costos financieros disminuyeron en Ch\$ 46,9 mil millones en 2015 comparado con 2014, debido principalmente a (i) Ch\$ 68,7 mil millones de disminución de costos financieros en Ampla y Coelce como resultado de la revaluación de sus activos no amortizados al final del periodo de concesión a sus nuevos valores de reemplazo, y (ii) Ch\$ 18,2 mil millones de menores costos financieros debido al efecto de la conversión de la moneda al convertir de varias monedas funcionales de nuestras filiales en el extranjero a peso chileno, particularmente nuestras filiales brasileñas. Estas disminuciones fueron compensadas por mayores costos financieros en Edesur y Costanera en Ch\$ 40 mil millones, debido principalmente a mayores saldos de deuda vigentes con CAMMESA.

Adicionalmente, los ingresos financieros aumentaron en Ch\$ 43,6 mil millones en 2015 comparado con 2014, principalmente debido a (i) mayores intereses no recurrentes por Ch\$ 57,1 mil millones acumulados en cuentas por cobrar de VOSA, (ii) Ch\$ 38,6 mil millones no recurrentes de ingresos más altos debido a una exención de pago de intereses por la deuda que Edesur y Costanera deben a CAMMESA relacionadas con la aplicación de la Resolución N° 1208/2015, (iii) Ch\$ 37,6 mil millones de mayores ingresos financieros en Ampla y Coelce debido a la revaluación de sus activos no amortizados al final de las concesiones en sus valores nuevos de reemplazo y los ingresos por intereses, (iv) Ch\$ 19,9 mil millones de mayores ingresos por intereses acumulados de Ampla y Coelce debido a la regulación de activos y pasivos. Estos incrementos se compensaron parcialmente por menores ingresos de inversiones y otros valores financieros de Ch\$ 23,1 mil millones y los ingresos no recurrentes registrados en 2014 de Ch\$ 84,5 mil millones de la restructuración de la deuda acordada entre Costanera y Mitsubishi Corporation ("MC") en octubre de 2014.

Impuesto a la Renta

El gasto total por el impuesto a la renta aumentó 22,9% en 2015 o Ch\$ 97,7 mil millones en comparación a 2014, debido principalmente al mayor ingreso imponible en comparación con el año anterior por Ch\$53,1 mil millones en El Chocón, Ch\$ 21,1 mil millones en Coelce, Ch\$ 11,9 mil millones en Dock Sud, Ch\$ 8,0 mil millones en Edelnor y Ch\$ 4,3 mil millones en Edesur.

La tasa efectiva de impuesto fue del 40,9% en 2015 y el 36,2% en 2014, principalmente como resultado de: (i) mayores impuestos debido a la devaluación del peso chileno en relación al dólar, considerando que una porción significativa del saldo de nuestras inversiones en el extranjero están denominadas en dólares para propósitos impositivos, la cual fue la moneda utilizada para pagar dichas inversiones. La moneda impositiva de Enersis Américas S.A. es además el peso chileno, como se explica más adelante.

En 2015, el peso chileno se depreció en relación al dólar, con lo cual aumentó la base impositiva de nuestras inversiones extranjeras y aumentó el gasto actual en impuestos en 2015 comparado con 2014. La legislación impositiva en Chile establece que las cuentas tributarias de las compañías que poseen inversiones en el extranjero en monedas distintas al peso chileno son monetariamente corregidas para propósitos de impuestos de acuerdo a los cambios en el tipo de cambio de moneda extranjera a la fecha de los estados financieros. Las variaciones a este respecto también generan cambios en las bases impositivas de aquellas inversiones, y tienen consecuencias de ingresos tributarios al realizar el cálculo de impuesto a la renta actual (actualmente se reportan como ganancias/ pérdidas de tipo de cambio para propósitos de declaración de renta). El efecto impositivo relacionado se reconoce como “Provisión actual de impuesto/ beneficio”. Mientras que el efecto de la corrección monetaria también impacta a la base impositiva para las inversiones, y por lo tanto afecta a su diferencia de base externa, la Compañía no es capaz de reconocer el efecto correspondiente de los activos/ pasivos diferidos, puesto que las condiciones para su reconocimiento bajo IAS 12 no se realizaron a la fecha del balance. Por lo tanto, este concepto corresponde a la diferencia permanente que se refleja en el impuesto a la renta legal a la tasa efectiva de conciliación presentada en la Nota 17 de nuestros estados financieros consolidados bajo el ítem línea “Corrección Monetaria para propósitos tributarios (inversiones en subsidiarias, asociadas, empresas conjuntas y de capital).”

La siguiente tabla muestra el efecto impositivo de las tasas aplicadas en otros países que crean una diferencia entre las tasas domésticas impositivas en Chile y las tasas impositivas (22,5% en 2015 y 21% en 2014) promulgadas en cada jurisdicción extranjera:

	Tasas de Impuestos (%)		Efectos de Tasas sobre impuestos aplicados en otros países	
	2015	2014	2015 ThCh\$	2014 ThCh\$
Argentina	35,0	35,0	(35.876.093)	7.239.770
Brasil	34,0	34,0	(26.523.564)	(41.357.762)
Colombia	39,0	34,0	(89.366.919)	(84.883.915)
Perú	28,0	30,0	(13.049.116)	(21.030.440)
			<u>(164.815.692)</u>	<u>(140.032.347)</u>

El efecto impositivo de conciliación en Argentina aumentó en 2015, comparado con 2014 debido al mayor ingreso imponible en las subsidiarias El Chocón y Edesur, principalmente como resultado de un aumento en el ingreso imponible obtenido de las nuevas resoluciones emitidas por el regulador de mercado. La tasa efectiva de impuestos fue 27,67% en 2015 y (48,9%) en 2014, principalmente explicado por: (i) un aumento en los ingresos de nuestra subsidiaria Edesur relacionado con la aplicación de la Resolución 32/2015, la cual generó un resultado neto para propósitos financieros y una reducción de las pérdidas tributarias por amortizar; y (ii) un aumento de los resultados de operaciones de nuestra subsidiaria Dock Sud comparado con la pérdida neta reconocida en 2014.

El efecto de conciliación tributaria en Brasil disminuyó en 2015 comparado con el año anterior debido al menor ingreso imponible de nuestras subsidiarias brasileñas como consecuencia de los menores ingresos por menor demanda local de electricidad. La tasa efectiva de impuesto fue 31,8% en 2015 y 26,21% en 2014, como resultado del menor beneficio impositivo (SUDENE) reconocido en 2015 comparado con 2014 en nuestra subsidiaria Coelce. El SUDENE es un beneficio tributario otorgado a aquellas entidades que obtengan la aprobación para la implementación de nuevos proyectos de expansión o de diversificación de los proyectos existentes, los que son claves para el desarrollo del nordeste de Brasil, y corresponden al 75% de reducción del gasto de impuesto a la renta corporativo y se calcula en relación a las utilidades de operaciones. Este beneficio impositivo produce una disminución en la tasa efectiva al compararla con la tasa de impuesto legal.

En relación a Colombia, el efecto de conciliación tributaria disminuyó levemente en 2015 comparado con 2014, debido al aumento en la tasa de impuesto local a 30% en 2015. Las tasas efectivas de impuesto en Colombia fueron 38,0% en 2015 y 31,92% en 2014, debido a los menores beneficios impositivos de gastos de capital realizados por nuestra subsidiaria Emgesa en la construcción de la central hidroeléctrica El Quimbo en 2015 comparado con 2014. Ese beneficio impositivo fue otorgado para promover inversiones en activos productivos, y aplica un 30% del monto invertido a la deducción del ingreso imponible. Este beneficio tributario se considera

una diferencia permanente que resulta en una tasa efectiva de impuesto menor a la tasa de impuesto legal, puesto que la base impositiva depreciable del activo es equivalente a su monto bruto.

La conciliación del efecto impositivo en Perú disminuyó en 2015 comparado con el año anterior, debido a la disminución en la tasa de impuesto local decretada en 2015. La tasa efectiva de impuestos fue 29,89% en 2015 y 13,93% en 2014. La menor tasa efectiva de impuestos en 2014 fue resultado de la reforma tributaria implementada en Perú, la cual llevó a una reducción progresiva de las tasas impositivas. El efecto de los cambios en las tasas de impuesto fue reconocida en 2014 como una disminución de la tasa efectiva de impuesto para el año. Este efecto impositivo no recurrente no existió en 2015.

Ingresos Netos

La siguiente tabla muestra nuestros ingresos netos consolidados de las operaciones continuadas antes de impuesto a la renta, impuestos a la renta e ingresos netos de las operaciones continuadas para los periodos indicados:

	2015	Año finalizado el 31 de diciembre 2014 (en millones de Ch\$)	Cambio	Cambio (en %)
Ingreso Operativo	1.254.758	1.388.000	(133.242)	(9,6)
Otros Resultados	25.054	(209.879)	234.933	n.a.
Ingreso antes de Impuestos	1.279.812	1.178.121	101.691	8,6
Impuesto a la renta	(523.663)	(425.958)	(97.705)	22,9
Ingreso Neto de operaciones continuadas	756.149	752.163	3.986	0,5
Ingreso de operaciones descontinuadas	388.321	215.332	172.989	80,3
Ingreso Neto atribuible a:	1.144.469	967.495	176.974	18,3
Ingreso Neto atribuible al controlador	661.587	571.873	89.714	15,7
Ingreso Neto atribuible a participaciones minoritarias	482.883	395.622	87.261	22,1

II. Análisis de los Resultados de Operaciones Descontinuadas

Ingresos de Operaciones Descontinuadas

Negocios de Generación y Transmisión

La siguiente tabla muestra las ventas físicas de electricidad de Enel Generación Chile y sus filiales y los cambios correspondientes para los años terminados el 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	2015	Año finalizado el 31 de diciembre 2014 (en GWh)	Cambio	Cambio (en %)
Enel Generación Chile y subsidiarias	23.558	21.156	2.402	11,4

Negocio de Distribución

La siguiente tabla muestra las ventas físicas de electricidad de Chilectra Chile y los cambios correspondientes para los años terminados el 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	2015	Año finalizado el 31 de diciembre 2014 (en GWh)	Cambio	Cambio (en %)
Enel Distribución Chile	15.893	15.690	203	1,3

La siguiente tabla muestra los ingresos de operaciones descontinuadas por empresa para los años terminados el 31 de diciembre de 2015 and 2014:

	2015	Año finalizado el 31 de diciembre		Cambio (en %)
		2014	Cambio	
		(en millones de Ch\$)		
Negocio de Generación y Transmisión				
Enel Generación Chile y subsidiarias	1.543.812	1.220.566	323.246	26,5
Negocio de Distribución				
Enel Distribución Chile y subsidiarias	1.257.732	1.127.893	129.839	11,5
Negocios no eléctricos y ajustes de combinación	(404.137)	(300.952)	(103.185)	34,3
Total	2.397.407	2.047.507	349.900	17,1

Negocios de Generación y Transmisión: Ingresos

Los ingresos de Enel Generación Chile aumentaron en Ch\$ 323,2 mil millones, o 26,5% en 2015 comparado con 2014, principalmente por causa de: (i) Ch\$153,6 mil millones como resultado de un aumento de 16,0% en los precios promedio de venta de energía, (ii) Ch\$ 88,9 mil millones de aumento de ventas físicas en 2.401 GWh, o un 11,3%, debido tanto a un aumento en ventas contratadas, especialmente a distribuidores, como a un aumento de ventas en el mercado spot, y (iii) Ch\$ 69,9 mil millones de mayores ingresos por GasAtacama, empresa que fue consolidada por Enel Generación Chile a partir de mayo de 2014.

Negocio de Distribución: Ingresos

Los ingresos de Enel Distribución Chile aumentaron en Ch\$ 129,8 mil millones, o 11,5% en 2015 comparado con 2014. Este aumento es el resultado de: (i) mayores ventas en energía por Ch\$ 115,1 mil millones, principalmente debido al aumento de Ch\$ 7,1/MWh (10,7%) de la tarifa a los clientes regulados debido al ajuste de costo indexado regular en la tarifa, lo cual representó Ch\$ 105,4 mil millones del aumento, y (ii) Ch\$ 16,4 mil millones de aumento de ingresos por Otros Servicios, relacionado principalmente con peajes cobrados a empresas generadoras y alquiler y mantenimiento de las instalaciones de iluminación de calles e instalación de redes eléctricas. El número de clientes aumentó en aproximadamente 43.500 en 2015, en comparación con el 2014, llegando a un total de aproximadamente 1.780.800.

Costos Operacionales de las Operaciones Descontinuadas

Los costos operacionales totales consisten principalmente en las compras de energía de terceros, compras de combustible, peajes pagados a empresas de transmisión, depreciación, amortización y pérdidas por deterioro, costos de mantención, sueldos de empleados y gastos de administración y ventas.

La siguiente tabla muestra nuestros costos operacionales en pesos chilenos como porcentaje de nuestros costos operacionales consolidados de las operaciones descontinuadas durante los años terminados 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	Año finalizado el 31 de diciembre			
	2015	2014		
	(en millones de Ch\$)	(en %)	(en millones de Ch\$)	(en %)
Compras de Energía	860.203	45,9	788.421	47,3
Compra de Combustibles	327.503	17,5	305.480	18,3
Costos de Transportes	182.453	9,7	151.949	9,1
Depreciación, Amortización y Pérdidas por deterioro (1)	150.147	8,0	141.623	8,5
Otros Costos Fijos(1)	125.849	6,7	110.321	6,7
Costos de beneficios de empleados y otros(1)	115.551	6,2	104.836	6,3
Otros costos variables	111.826	6,0	63.553	3,8
Total Costos Operativos de Operaciones Descontinuadas	1.873.532	100,0	1.666.182	100,0

(1) Corresponde a ventas y gastos administrativos.

La siguiente tabla muestra nuestros costos operaciones (excluyendo los gastos de administración y ventas) de operaciones descontinuadas por negocio para los años terminados el 31 de diciembre de 2015 and 2014.

	2015	Año finalizado el 31 de diciembre		
		2014	Cambio	Cambio
		(en millones de Ch\$)		(en %)
Negocio de Generación y Transmisión				
Enel Generación Chile y subsidiarias	880.891	750.213	130.678	17,4
Negocio de Distribución				
Enel Distribución Chile y subsidiarias	983.733	855.758	127.975	15,0
Negocios no eléctricos y ajustes de combinación	(382.639)	(296.569)	(86.070)	29,0
Total	1.481.985	1.309.402	172.583	13,2

Negocios de Generación y Transmisión: Costos Operacionales

Los costos operacionales aumentaron Ch\$ 130,7 mil millones o 17,4% en 2015, debido principalmente a (i) Ch\$ 39,5 mil millones más en costos variables de aprovisionamiento y de servicios, principalmente atribuibles a: (a) Ch\$ 23,7 mil millones relacionados con el costo del acuerdo con la planta de ciclo combinado Nueva Renca de Gener que permite a Enel Generación Chile su GNL disponible, y (b) Ch\$ 9,4 mil millones de mayores costos de transporte de agua para la operación de la planta termoeléctrica San Isidro, (ii) Ch\$ 36,9 mil millones de mayores costos de transporte de gas relacionados a compras adicionales de energía, (iii) Ch\$ 22 mil millones más en costos de consumo de combustible principalmente debido a costos más altos del consumo carbón de Enel Generación Chile que ascendieron a Ch\$ 16 mil millones, y (iv) un aumento de compras de energía en el mercado spot, de Ch\$ 32,2 mil millones debido a mayores ventas.

Negocio de Distribución: Costos Operacionales

Los costos operacionales de Enel Distribución Chile aumentaron Ch\$ 128 mil millones o 15,0% en 2015, en comparación con 2014, debido principalmente a mayores compras de energía por Ch\$ 115,3 mil millones, a causa principalmente de un mayor precio promedio de compra que ascendió a Ch\$ 6,5 /GWh (13,2%) como resultado del ajuste regular de costos indexados que dan cuenta de Ch\$ 105,3 mil millones. Además, los costos operacionales aumentaron debido a los costos variables de aprovisionamiento y de servicios por Ch\$ 8,2 mil millones, y los mayores costos de transporte por Ch\$ 4,5 mil millones.

Gastos de Administración y Ventas de Operaciones Descontinuadas

Los gastos de administración y ventas se refieren a salarios, compensaciones, gastos administrativos, depreciación, amortización y pérdidas por deterioro, y material de oficina y suministros.

La siguiente tabla muestra nuestros gastos de administración y ventas como porcentaje de la venta consolidada total y gastos de administración de las operaciones descontinuadas para los años terminados el 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	Año Finalizado el 31 de diciembre	
	2015	2014
	(in %)	
Ventas y Gastos Administrativos como porcentaje de Ventas y Gastos Administrativos		
Otros Costos Fijos	32,1	30,9
Beneficios a Empleados y Otros	29,5	29,4
Depreciación, Amortización y Pérdidas por deterioro	38,4	39,7
Total	100.0	100.0

La siguiente tabla muestra nuestros gastos de administración y ventas de las operaciones descontinuadas por negocios para los años terminados el 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	2015	Año Finalizado el 31 de diciembre		
		2014	Cambio	Cambio
		(en millones de Ch\$)		(en %)
Negocios de Generación y Transmisión				
Enel Generación Chile y subsidiarias	261.088	224.627	36.461	16,2
Negocios de Distribución				
Enel Distribución Chile y subsidiarias	124.706	118.028	6.678	5,7
Negocios no eléctricos y ajustes de combinación	5.753	14.125	(8.372)	(59,3)
Total ventas y gastos administrativos de operaciones descontinuadas	<u>391.547</u>	<u>356.780</u>	<u>34.767</u>	<u>9,7</u>

Los gastos de administración y ventas de operaciones descontinuadas aumentaron Ch\$ 34,8 mil millones o un 9,7% en 2015, comparado con 2014, principalmente debido a: (i) mayores otros costos fijos de Ch\$ 24,9 mil millones principalmente atribuibles a un aumento en los costos relacionados a la reorganización corporativa y mayores multas más altas por sanciones y litigios, y (ii) mayores cargos en Enel Generación Chile por la depreciación de Ch\$ 2.8 mil millones de la consolidación completa de GasAtacama.

Resultados Operacionales de Operaciones Descontinuadas

La siguiente tabla muestra nuestros resultados operacionales de operaciones descontinuadas por negocio durante los años terminados el 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	2015	Año Finalizado el 31 de diciembre		
		2014	Cambio	Cambio
		(en millones de Ch\$)		(en %)
Negocios de Generación y Transmisión				
Enel Generación Chile y subsidiarias	401.833	245.726	156.107	63,5
Negocio de Distribución				
Enel Distribución Chile y subsidiarias	149.294	154.107	(4.813)	(3,1)
Negocios no eléctricos y ajustes de combinación	(27.637)	(18.508)	(9.129)	49,3
Total	<u>523.490</u>	<u>381.325</u>	<u>142.165</u>	<u>37,3</u>

Otros Resultados de Operaciones Descontinuadas

La siguiente tabla muestra otros resultados de operaciones descontinuadas para los años terminados el 31 de diciembre de 2015 and 2014:

	Año Finalizado el 31 de diciembre			
	2015	2014 (en millones de Ch\$)	Cambio	Cambio (en %)
Resultados Financieros				
Ingresos Financieros	15.270	14.763	507	3,4
Costos Financieros	(61.617)	(59.544)	(2.073)	3,5
Resultados de activos y pasivos indexados	4.839	15.264	(10.425)	(68,3)
Diferencias por tipo de cambio	(13.395)	(20.328)	6.933	(34,1)
Total	(54.903)	(49.845)	(5.058)	10,1
Otros				
Ganancia por ventas y activos	20.056	70.893	(50.837)	(71,7)
Participación en ganancias (pérdidas) de asociadas o empresas conjuntas contabilizadas por método de participación	8.905	(54.353)	63.258	(116,4)
Total	28.961	16.540	12.421	75,1
Total otros resultados de operaciones descontinuadas	(25.942)	(33.305)	7.363	(22,1)

Resultados Financieros de Operaciones Descontinuadas

Los resultados financieros netos correspondientes al año finalizado el 31 de diciembre de 2015 fue un gasto de Ch\$ 54,9 mil millones, un incremento de Ch\$ 5,1 mil millones o 10,1%, en comparación con 2014, lo cual se explica principalmente por una menor ganancia de activos y pasivos indexados de Ch\$ 10,4 mil millones debido a una menor inflación registrada en 2015.

Otros Costos de Operaciones Descontinuadas

Las ganancias de la venta de activos para el año finalizado el 31 de diciembre de 2015 fue Ch\$ 20,1 mil millones, una disminución de Ch\$ 50,8 mil millones o 71,7% respecto a 2014. Esta disminución se debe principalmente a ganancias no recurrentes en 2014 provenientes de: (i) Ch\$ 42,6 mil millones en 2014 que surgen de la revalorización de la inversión de 50% ya existente en GasAtacama y un reconocimiento de sus diferencias de cambio de monedas acumuladas y (ii) Ch\$ 21,1 mil millones registrados en 2014 por la venta de la participación en Los Maitenes y Aguas Santiago Poniente (proyecto “ENEA”). La disminución fue parcialmente compensada por una ganancia neta de Ch\$ 14,6 mil millones de la venta de terrenos (subestaciones Alonso de Córdova) durante el cuarto trimestre de 2015. Nuestra participación en la ganancia (pérdida) de empresas asociadas e inversiones en negocios conjuntos contabilizados utilizando el método patrimonial en 2015 fue de \$ 8,9 mil millones, un incremento de Ch\$ 63,3 mil millones en comparación con el 2014, principalmente debido a la pérdida por deterioro no recurrente de Ch\$ 69,1 mil millones registrados en diciembre de 2014, en relación con el proyecto HidroAysén, debido a la decisión de Enel Generación Chile de no continuar con este proyecto. Esta decisión se basa en la incertidumbre de la recuperación de la inversión realizada en el proyecto, principalmente como consecuencia del proceso judicial con el fin de obtener las aprobaciones ambientales.

Gastos de Impuesto sobre la Renta de Operaciones Descontinuadas

Los gastos de impuesto a la renta ascendieron a Ch\$ 109,7 mil millones en 2015, una disminución de Ch\$ 23 mil millones, o 17,4% en comparación con 2014. La disminución en el gasto de impuesto a la renta se registró a causa principalmente por la ausencia en el año 2015 de un efecto no recurrente de registro de pasivos netos por impuestos diferidos de Ch\$ 66,7 mil millones en 2014, tras la reforma fiscal promulgada en Chile el 29 de septiembre de 2014. La reforma fiscal de 2014 establece un aumento gradual en la tasa de impuestos hasta 2018 y se espera que afecte levemente nuestros resultados en el futuro, considerando que los principales efectos en impuestos diferidos ya han sido reconocidos.

La tasa efectiva de impuestos fue 24,0% en 2015 y 39,9% en 2014.

Ingreso Neto de Operaciones Descontinuadas

La siguiente tabla muestra nuestros ingresos netos antes de impuestos, impuesto a la renta y los ingresos netos para los años terminaron 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	2015	Año Finalizado el 31 de diciembre		
		2014	Cambio	Cambio
		(en millones de Ch\$)		(en %)
Ingreso Operativo	523.875	381.325	142.550	37,4
Otros Resultados	(25.942)	(33.305)	7.363	(22,1)
Ingresos Netos antes de impuestos	497.933	348.020	149.913	43,1
Impuesto a la Renta	(109.613)	(132.688)	23.075	(17,4)
Ingreso neto	388.320	215.332	172.988	80,3
Ingreso Neto atribuible al controlador	293.191	178.231	114.960	64,5
Ingreso Neto atribuible a participaciones minoritarias	95.130	37.101	58.029	156,4

El aumento en el ingreso neto atribuible a participaciones minoritarias por Ch\$ 58 mil millones en 2015 en comparación con 2014 se debe principalmente al aumento de Ch\$ 69,3 mil millones del ingreso neto atribuible a los participaciones minoritarias de Enel Generación Chile para el año 2015, la cual a su vez es principalmente producto del aumento en el beneficio neto de Endesa Chile por Ch\$ 154,7 mil millones. El interés económico y control de Endesa Chile es la misma en ambos años (59,98%).

B. Liquidez y Recursos de Capital.

Nuestros activos más importantes son las acciones de nuestras filiales. El siguiente análisis sobre las fuentes y usos de efectivo refleja los factores clave de nuestros flujos de caja.

Nosotros, de forma individual, recibimos entradas de efectivo de nuestras filiales, así como de nuestras empresas relacionadas. El flujo de efectivo de nuestras filiales y asociadas puede no estar disponibles para satisfacer nuestras necesidades de liquidez, principalmente porque no son de nuestra entera propiedad, y porque hay un desfase de tiempo antes de tener acceso efectivo a esos fondos a través de dividendos o reducciones de capital. Sin embargo, consideramos que el flujo de efectivo generado de nuestras operaciones comerciales y nuestros saldos de efectivo, préstamos de bancos comerciales, y un acceso amplio a los mercados de capitales chilenos y extranjeros será suficiente para satisfacer todas nuestras necesidades de capital de trabajo, servicio de la deuda, dividendos y de los gastos de capital de rutina en el futuro previsible.

Nuestro estado de flujo de efectivo de 2016 incluye los flujos de caja correspondientes a un períodos de dos meses de los negocios chilenos mientras que los estados de flujos de caja de los años 2015 y 2014 incluyen doce meses de flujos de caja de los negocios chilenos (véase Nota 5 de las Notas de nuestros estados financieros consolidados).

A continuación se muestra un resumen de la información de flujo de efectivo consolidado (incluyendo las operaciones continuadas y las descontinuadas) para los años terminados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014.

	2016	Año finalizado el 31 de diciembre		2014
		2015		
		(en miles de millones de Ch\$)		
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	1.712	1.923		1.698
Flujos netos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(497)	(1.215)		(300)
Flujos netos de efectivo utilizados en actividades de financiamiento	(740)	(1.060)		(1.283)
Aumento neto (disminución) en efectivo y equivalentes de efectivo antes del efecto del tipo de cambio	476	(352)		115
Efectos del tipo de cambio sobre efectivo y equivalente de efectivo	(5)	(23)		(17)
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del período	1.329	1.705		1.606
	1.801	1.329		1.705

A continuación se muestra un resumen de la información de flujo de efectivo atribuible a las operaciones discontinuas para los dos meses terminados el 29 de febrero de 2016, y para los años terminados el 31 de diciembre de 2015 y 2014.

	Dos meses finalizados el 29 de febrero 2016	Año finalizado el 31 de diciembre de (12 meses) 2015	2014
	(en mil millones de Ch\$)		
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	152	577	265
Flujos netos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(46)	(297)	(189)
Flujos netos de efectivo utilizados en actividades de financiamiento	(88)	(273)	(159)
Aumento neto (disminución) en efectivo y equivalentes de efectivo antes del efecto del tipo de cambio	18	6	(83)
Efectos del tipo de cambio sobre efectivo y equivalente de efectivo	(1)	5	1
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del periodo	144	133	215
Flujos netos de efectivo de (utilizados en) actividades de operación	161	144	133

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2016, el flujo neto de caja proveniente de las actividades operacionales de operaciones continuadas y descontinuadas fue de Ch\$ 1.712 mil millones, lo que representó una disminución de Ch\$ 211 mil millones, o 11%, comparado con Ch\$ 1.923 mil millones para el mismo período de 2015. Los principales factores que explican estos cambios se describen a continuación.

Los flujos de entrada de caja agregados de actividades operacionales provenientes de operaciones continuadas fueron principalmente generadas por los Ch\$ 662 mil millones de mayor cobranza por la venta de bienes y servicios principalmente compuestos por:

- (i) Ch\$ 374 mil millones de Enel Brasil, en base consolidada, lo cual se explica por (a) Ch\$ 160 mil millones de Coelce debido al aumento de la tasa de recaudación de 96,1% en 2015 a 97,8% en 2016, a pesar de la disminución de Ch\$ 5,5 mil millones, o 0,7%, de sus ingresos, (b) Ch\$ 128 mil millones de Ampla principalmente como resultado del aumento de la tasa de cobranza de 94,2% en 2015 a 97,1% en 2016 y (c) Ch\$ 97 mil millones de Cachoeira debido al aumento de ventas físicas;
- (ii) Ch\$ 56 mil millones de Enel Generación Perú debido al aumento de ventas físicas;
- (iii) Ch\$ 43 mil millones de Codensa principalmente relacionado con el ajuste anual de tarifas;
- (iv) Ch\$ 42 mil millones de Edesur debido a mayores ingresos principalmente como resultado de la aplicación de la Resolución 1/2016;
- (v) Ch\$ 40 mil millones de Enel Distribución Perú explicado por el aumento de ventas físicas y el incremento de precios de acuerdo a los ajustes anuales de tarifa, así como además por la mayor tasa de recaudación de 99,8% en 2016 comparado con 98,6% en 2015; y
- (vi) Ch\$ 39 mil millones de Dock Sud como resultado de las mayores ventas físicas producto de la mayor demanda de mercado.

Las salidas de efectivo totales usadas en actividades operacionales de operaciones continuadas se generaron principalmente por el incremento de pago a proveedores por bienes y servicios de operaciones continuadas por Ch\$ 225 mil millones principalmente en relación a:

- (i) Ch\$ 174 mil millones de Edesur por las mayores compras de energía principalmente atribuibles a los mayores precios producto de los ajustes anuales de tarifa por la inflación local; y
- (ii) Ch\$ 46 mil millones de Enel Distribución Perú debido a las mayores compras de energía relacionado con los mayores precios contratados.

Estos ingresos y egresos de caja de operaciones continuadas fueron compensadas por el egreso neto de caja por Ch\$ 814 mil millones relacionados con la cobranza proveniente de la venta de bienes y servicios y pagos a proveedores de operaciones descontinuadas de Enel Generación Chile y Enel Distribución Chile, lo cual es resultado de la separación de los negocios chilenos y no chilenos que ya no consolidamos a partir del 1 de marzo de 2016 (véase la explicación anterior). La disminución del flujo de caja neto de actividades operacionales de operaciones continuadas y descontinuadas fue parcialmente compensado por una disminución de otros egresos operacionales de caja por Ch\$ 198 mil millones, debido a los mayores pagos de Impuesto al Valor Agregado y otros por Ch\$ 88 mil millones, menores cobranzas realizadas por Codensa Hogar en Colombia de Ch\$ 48 mil millones, y otros menores pagos de actividades

operacionales por Ch\$ 118 mil millones, compensado por los mayores pagos a la Cuenta de Desarrollo de Energía en Brasil por Ch\$ 56 mil millones (véase “Ítem 4. Información de la Compañía— B. Información de la Compañía — Marco Regulatorio de la Industria de Electricidad — Marco Regulatorio del Sector Eléctrico Brasileiro— Regulación de Compañías Distribuidoras— Cuenta de Desarrollo de Energía, “Cuenta de Desarrollo Energético - CDE”).

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2015, el flujo de efectivo neto de actividades operacionales de operaciones continuadas y descontinuadas fue Ch\$ 1.923 mil millones, un aumento de Ch\$ 225 mil millones o 13,3% en comparación con Ch\$ 1.698 mil millones para el mismo período de 2014, principalmente como consecuencia de un aumento en las recaudaciones de la venta de bienes y servicios de Ch\$ 1.197 mil millones, compuesta por:

(i) Ch\$ 337 mil millones de Enel Distribución Chile debido a un aumento de la tarifa a clientes regulados, a pesar de la leve disminución en la tasa de recaudación del 99,6% al 97,0% en 2015;

(ii) Ch\$ 286 mil millones de Enel Generación Chile de forma independiente como consecuencia de un aumento en las ventas físicas;

(iii) Ch\$ 265 mil millones de debido a los mayores ingresos producto de la aplicación de la Resolución 32/2015;

(iv) Ch\$ 116 mil millones por la consolidación total de GasAtacama; y

(v) Ch\$ 88 mil millones de Enel Distribución Perú como consecuencia de mayores ingresos por Ch\$ 83,4 millones en 2015.

El aumento en los cobros por la venta de bienes y servicios en 2015 se compensan parcialmente por:

(i) Un aumento en los pagos a los proveedores de bienes y servicios de Ch\$ 479 mil millones compuesto por:

(a) Ch\$ 135 mil millones de Edesur debido a la aplicación de la Resolución N° 32/2015, la cual permite compensar las cuentas de deudores comerciales y otras cuentas a cobrar;

(b) Ch\$ 133 mil millones de Enel Distribución Chile principalmente por un aumento de Ch\$ 115,3 mil millones en compras de energía debido a un mayor ajuste de costos indexados;

(c) Ch\$ 86 mil millones de Enel Generación Chile, de manera individual, de pagos a terceros, lo cual fue principalmente resultado del aumento de Ch\$ 39,5 mil millones de adquisición y servicios variables, en su mayor parte atribuible a los costos relacionados con el arrendamiento de la central de ciclo combinado de Nueva Renca para uso de GNL disponible de Enel Generación Chile y Ch\$ 36,9 mil millones de mayores gastos de transporte relacionados con compras de energía adicionales;

(d) Ch\$ 80 mil millones de Emgesa como consecuencia de un aumento de Ch\$ 82 mil millones en compras de energía;

(e) Ch\$ 80 mil millones de Ampla debido a mayores compras de energía de Ch\$ 75 mil millones relacionadas con la sequía;

(f) Ch\$ 64 mil millones relacionados a la consolidación total de GasAtacama; y

(g) Ch\$ 94 mil millones de menores pagos a proveedores de bienes y servicios de Codensa principalmente debido al efecto de la conversión de divisa al convertir pesos colombianos a pesos chilenos;

(ii) Una disminución en otras recaudaciones de actividades de operación de Ch\$ 200 mil millones debido principalmente a una disminución en Ampla de Ch\$ 113 mil millones y en Coelce de Ch\$ 72 mil millones, en ambos casos como consecuencia de la menor recaudación de los cobros de CDE (véase “Ítem 4. Información de la Compañía — B. Visión General del Negocio — Marco Regulatorio de la Industria de Electricidad — Regulación de Compañías Distribuidoras— Cuenta de Desarrollo Energético, “Cuenta de Desarrollo Energético - CDE”);

(iii) aumento en otros pagos de las actividades operacionales de Ch\$ 155 mil millones atribuible a la reducción de pagos de IVA de Ampla por Ch\$ 159 mil millones como consecuencia de menores ventas;

(iv) un aumento en los pagos para y en nombre de los empleados de Ch\$ 72 mil millones atribuible a Ch\$ 69 mil millones de aumentos en los salarios y beneficios en Edesur;

(v) un aumento en otros flujos de egreso de efectivo de Ch\$ 34 mil millones atribuible a Ch\$ 25 mil millones como consecuencia de un mayor IVA relacionado con mayores ventas en Chile de Enel Distribución Chile; y

(vi) aumento de impuestos a la renta pagados de Ch\$ 23 mil millones, debido principalmente a mayores ventas de Enel Generación Chile.

Para mayor información relacionada a nuestros resultados operacionales en 2016, 2015 y 2014, favor véase “Ítem 5. Resumen Operativo y Financiero y Perspectivas — A. Resultados Operacionales— 2. Análisis de los Resultados Operacionales para los Años Terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015” y “— 3. Análisis de los Resultados Operacionales para los Años Terminados el 31 de diciembre de 2015 y 2014.”

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2016, el flujo de efectivo neto de las actividades operativas de operaciones continuadas y descontinuadas fue Ch\$ 497 mil millones, principalmente explicado por la adquisición de activos fijos por un total de Ch\$ 832 mil millones, Ch\$ 772 mil millones de los cuales fue de operaciones continuadas. Esta partida fue principalmente compuesta por: (i) la incorporación de activos intangibles (bajo IFRIC12) de nuestra compañías de distribución brasileras por Ch\$ 274 mil millones, e (ii) inversiones para asegurar la sostenibilidad del negocio de distribución: Ch\$ 150 mil millones de Codensa, Ch\$ 91 mil millones de Edesur, y Ch\$ 80 mil millones de Enel Distribución Perú. Esto fue parcialmente compensado por los intereses recibidos por Ch\$ 85 mil millones de las operaciones continuadas e ingresos por la venta de propiedades, planta y equipos por Ch\$ 70 mil millones, de los cuales Ch\$ 54 mil millones fue de operaciones continuadas relacionadas con la venta de propiedad inmobiliaria y de líneas de transmisión de Enel Generación Perú y Chinango. Adicionalmente, la caja neta utilizada en actividades de inversión de operaciones continuadas y descontinuadas fue además el resultado de Ch\$ 171 mil millones de recaudación de partes relacionadas básicamente por los pagos por Ch\$ 167 mil millones de Enel Generación Chile en relación al préstamo estructurado intercompañía.

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2015, el flujo neto utilizado en las actividades de inversión de operaciones continuadas y descontinuadas fue Ch\$ 1.215 mil millones, explicado principalmente por la adquisición de activos fijos por un total de Ch\$ 1.363 mil millones. Esta partida fue principalmente compuesto por (i) Enel Generación Chile, en base individual, y relacionado con el proyecto Los Cóndores de 150 MW, (ii) Emgesa, relacionado con la construcción de la central hidroeléctrica El Quimbo y (iii) la incorporación de activos intangibles (bajo IFRIC 12) de las compañías de distribución brasileras. Esto fue parcialmente compensado por (i) intereses percibidos por Ch\$ 59 mil millones, (ii) inversiones en depósitos a plazo con vencimiento mayor a 90 días por Ch\$ 43 mil millones, (iii) recaudación de los contratos de derivados por Ch\$ 17 mil millones y (iv) otros ingresos de flujos por Ch\$ 18 mil millones, principalmente por la recaudación de garantía en efectivo relacionadas con derivados.

Para mayor información en relación la adquisición de activos fijos en 2016 y 2015, favor véase “Ítem 4. Información de la Compañía— A. Historia y Desarrollo de la Empresa— — Inversiones, Gastos de Capital y Desinversiones.”

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2016, la caja neta utilizada en las actividades de financiamiento de operaciones continuadas y descontinuadas disminuyeron a Ch\$ 740 mil millones de Ch\$ 1.060 mil millones en 2015. Los principales factores que explican este cambio se describen a continuación.

Los flujos de egresos de caja agregados de actividades financieras de operaciones continuadas se generaron principalmente por:

- Ch\$ 699 mil millones de pagos de créditos y bonos (incluyendo los Ch\$ 172 mil millones de nuestra empresa en base individual y de nuestras subsidiarias: Enel Distribución Perú (Ch\$ 120 mil millones), Emgesa (Ch\$ 107 mil millones), Ampla (Ch\$ 88 mil millones), Enel Generación Perú y Chinango (Ch\$ 87 mil millones), Coelce (Ch\$ 78 mil millones), entre otros).
- Ch\$ 417 mil millones en pagos de dividendos a terceros, excluyendo los dividendos pagados a nosotros (incluyendo Ch\$ 229 mil millones de nuestra empresa en base individual, Ch\$ 91 mil millones de Emgesa, Ch\$ 50 mil millones de Codensa, Ch\$ 29 mil millones de Endesa Américas, entre otros).

- Ch\$ 235 mil millones de gastos de intereses (incluyendo Ch\$ 99 mil millones pagados por Emgesa, Ch\$ 36 mil millones pagados por Ampla, Ch\$ 32 mil millones pagados por Codensa, Ch\$ 24 mil millones pagados por Coelce, Ch\$ 18 mil millones pagados por Enel Distribución Perú, Ch\$ 14 mil millones pagados por nosotros, entre otros).

Otros flujos importantes de egresos de caja fue el egreso por Ch\$ 318 mil millones de otros flujos de caja por operaciones continuadas y descontinuadas, principalmente como consecuencia de: (i) la división de la caja y caja equivalente de la compañía relacionada con la Reorganización de 2016 por Ch\$ 161 mil millones, (ii) el pago de derivados financieros por Ch\$ 84 mil millones relacionado con nuestros Bonos Yankee a 10 años plazo emitidos en 1996 y con vencimiento en diciembre 2016 y (iii) pagos por comisiones y descuentos por los bonos y préstamos bancarios por Ch\$ 67 mil millones.

Los flujos de ingresos de caja agregados de actividades financieras de operaciones continuadas se generaron principalmente por:

- Ch\$ 396 mil millones de Bonos Yankee emitidos por nuestra empresa.
- Ch\$ 179 mil millones de bonos emitidos por Emgesa.
- Ch\$ 157 mil millones en créditos y bonos otorgados a Enel Distribución Perú.
- Ch\$ 154 mil millones en créditos otorgados a Ampla y Coelce.
- Ch\$ 98 mil millones en créditos otorgados a Codensa.

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2015, el efectivo neto utilizado en actividades de financiamiento se redujo a Ch\$ 1.060 mil millones de Ch\$ 1.283 mil millones para el 2014. A continuación se describen los principales factores que generaron este cambio.

Los egresos de caja agregados de actividades financieras de operaciones continuadas y descontinuadas se generaron principalmente por:

- Ch\$ 612 mil millones en pagos de dividendos a terceros, excluyendo los dividendos pagados a nosotros (incluyendo Ch\$ 305 mil millones los pagos realizados a nuestra empresa en base individual, Ch\$ 135 mil millones de Emgesa, Ch\$ 64 mil millones de Enel Generación Chile en base individual, Ch\$ 72 mil millones de Codensa, entre otros).
- Ch\$ 615 mil millones de pagos de préstamos y bonos (Ch\$ 207 mil millones a Emgesa, Ch\$ 141 mil millones a Enel Generación Chile en base individual, Ch\$ 92 mil millones a Enel Generación Perú y Chinango, Ch\$ 63 mil millones a Ampla, Ch\$ 49 mil millones a Enel Distribución Perú, entre otros).
- Ch\$ 267 mil millones de gastos por intereses (incluyendo Ch\$ 80 mil millones en Emgesa, Ch\$ 60 mil millones en Enel Generación Chile en base individual, Ch\$ 36 mil millones en Ampla, Ch\$ 27 mil millones en Codensa, entre otros).

Los flujos de entrada de caja agregados de actividades financieras de operaciones continuadas y descontinuadas se generaron principalmente por:

- Ch\$ 290 mil millones en préstamos a Emgesa.
- Ch\$ 47 mil millones en préstamos otorgados a Enel Generación Perú y Chinango.
- Ch\$ 48 mil millones en préstamos y bonos otorgados a Enel Distribución Perú.

Para una descripción de los riesgos de liquidez que resultan de la imposibilidad de nuestras subsidiarias para transferir los fondos, favor véase “Ítem 3. Información Clave — D. Factores de Riesgo — Para cumplir con nuestros compromisos de pago dependemos en parte de los pagos de nuestras filiales, empresas de administración conjunta, y asociadas.”

Coordinamos la estrategia de financiamiento global de las filiales que son de nuestro control. Sin embargo, nuestras filiales operativas desarrollan sus planes de inversión de capital de manera independiente y financian sus programas de expansión a través de fondos generados internamente o con financiamientos directos. No tenemos obligación legal u otros compromisos que nos obliguen a apoyar financieramente a nuestras filiales. En algunos casos, nuestras subsidiarias podrían financiarse a través de créditos intercompañía. Para mayor información respecto de nuestros compromisos de inversiones de capital, véase “Ítem 4. Información de la Compañía — A. Historia y Desarrollo de la Compañía — Inversiones, Gastos de Capital y Desinversiones” y nuestra tabla de obligaciones contractuales que se muestra más adelante en el “Ítem 5. Revisión Operacional y Financiera y Prospectos — F. Tabla de Acuerdos Contractuales.

Habiendo establecido nuestra política corporativa en relación con la autonomía financiera que nosotros esperamos de nuestras filiales, recientemente y en una medida muy limitada hemos entregamos apoyo financiero en Argentina en la forma de préstamos intercompañías y aportes de capital mediante la capitalización de la deuda, y en el pasado más reciente a Brasil.

En marzo de 2016, como consecuencia de la situación política y económica predominante en Brasil, garantizamos el crédito bancario de Ampla por US\$ 75 millones a 3 años plazo. El financiamiento fue otorgado en Chile en dólares, y se contrató un swap en Brasil de dólares a reales brasileños, el cual además garantizamos. A partir de entonces, en julio de 2016, los accionistas chilenos de Enel Brasil otorgaron créditos intercompañía a Enel Brasil para proveer estabilidad financiera a nuestras subsidiarias en Brasil. Luego de la consumación de la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas con y en Enel Américas, somos el único acreedor de tales créditos intercompañía por un monto total de Br\$ 169 millones. Enel Generación Perú, también accionista de Enel Brasil, otorgó un crédito a la compañía por Br\$ 7 millones. Los créditos intercompañía vencen en diciembre 2017.

Además hemos tenido acceso a los mercados accionarios internacionales de (incluyendo varias emisiones de ADS registradas en la SEC) en 1993, 1996, 2000, 2003 y 2013. Además hemos emitido bonos en Estados Unidos (“Bonos Yankee”). Desde 1996, hemos emitido un total de US\$ 1,75 mil millones en Bonos Yankee.

La siguiente tabla enumera los bonos Yankee emitidos por nosotros en circulación al 31 de diciembre de 2016. La tasa de interés promedio ponderado de estos bonos es del 4,0%, sin dar efecto a la duración de cada bono, o a la existencia de “opciones put”.

Emisor	Plazo	Vencimiento	Cupón (%)	Monto Principal Total	
				Emitidos (en millones de US\$)	Pendiente
Enel Américas	10 años	Octubre 2026	4,00	600	600
Enel Américas ⁽¹⁾	30 años	Diciembre 2026	6,60	150	1
Total			4,004 (2)	750	601

(1) Los titulares de nuestros Bonos Yankees del 6.6% con vencimiento en 2026 ejercieron una opción de venta el 1 de diciembre de 2003 para un monto principal agregado de US\$ 149 millones, dejando pendiente de pago US\$ 1 millón.

(2) Cupón de promedio ponderado según saldo vigente.

La siguiente tabla muestra los bonos de Emgesa emitidos en Estados Unidos. El bono está denominado en pesos colombianos. La tasa anual de interés para este bono es 10,17%.

Emisor	Plazo	Vencimiento	Cupón (tasa de ajuste de inflación) (%)	Monto Principal Total		
				Emitido (en mil millones de CP\$)	Pendiente (en mil millones de CP\$)	(en mil millones de CP\$) ⁽¹⁾
Emgesa	10 años	Enero 2021	10,17	737	737	164

(1) Calculado en base al tipo de cambio del Dólar Observado al 31 de diciembre de 2016, que fue de CP\$ 4,482 por US\$ 1,00.

Nosotros como nuestras filiales en todos los países donde operamos, tenemos acceso a los mercados de capitales domésticos en los cuales hemos emitido instrumentos de deuda que incluyen efectos comerciales y bonos a mediano y largo plazo, que se venden principalmente a los fondos de pensiones, compañías de seguros de vida y otros inversionistas institucionales.

La siguiente tabla enumera los bonos chilenos denominados en UF en circulación al 31 de diciembre de 2016.

Emisor	Plazo	Vencimiento	Cupón (tasa de ajuste de inflación) (%)	Monto Principal Total		
				Emitido (millones de UF)	Pendiente (millones de UF)	Pendiente (millones de Ch\$)
Enel Américas Serie B2	21 años	junio 2022	5,75	2,5	0,9	23

Para una descripción completa de los bonos domésticos emitidos por nuestra empresa, véase “Pasivos asegurados y no asegurados por compañía” en la Nota 18 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados.

La siguiente tabla enumera los bonos locales emitidos por nuestras filiales extranjeras, con saldos vigentes al 31 de diciembre de 2016. Presentamos la información agregada para cada empresa. La información contenida en la columna del vencimiento para cada compañía corresponde a la emisión con vencimiento más tardío, y la de tasa del cupón corresponde al promedio ponderado de la tasa cupón de todas las emisiones de cada empresa.

Emisor	Vencimiento	Cupón ⁽¹⁾ (%)	Monto Principal Total	
			Pendiente (en mil millones de Ch\$)	
Ampla	julio 2019	16,47	192	
Codensa	noviembre 2025	11,26	250	
Coelce	octubre 2018	17,35	58	
Enel Generación Perú	enero 2028	6,43	36	
Enel Distribución Perú	noviembre 2038	6,39	252	
Emgesa	mayo 2030	11,21	708	
Total			1.496	

(1) Varios de los cupones mencionados tienen tasa variable basada en índices locales, tales como la inflación. La tabla refleja la tasa de cupón tomando en consideración el índice local al 31 de diciembre de 2016.

A menudo participamos en los mercados internacionales de la banca comercial por medio de créditos sindicados no garantizados incluyendo a plazo fijo y renovable. También pedimos préstamos a bancos en Chile bajo instrumentos comprometidos y no comprometidos en los que un “Efecto Material Adverso” MAE, según se define este término contractualmente y por sus siglas en inglés) no sería un impedimento para esta fuente de liquidez. En 2016, contratamos un crédito bilateral renovable por un monto agregado de UF 2,8 millones (Ch\$ 75 mil millones al 31 de diciembre de 2016) como se muestra a continuación.

Deudor	Tipo	Vencimiento	Monto de la operación (en millones de UF\$)	Monto utilizado (en millones de UF\$)
Enel Américas	Préstamos bilaterales renovables	marzo 2019	2,8	—

Nuestras subsidiarias también tienen acceso a líneas de crédito totalmente comprometidas en los mercados locales, como se detalla a continuación.

Deudor	Tipo	Vencimiento	Monto de la operación (en mil millones de Ch\$)	Monto utilizado (en mil millones de Ch\$)
Ampla	Préstamos bilaterales renovables	junio 2017	21	—
Enel Brasil	Préstamos bilaterales renovables	abril 2017	10	—
Total			31	—

Como resultado de lo anterior, tenemos acceso a créditos renovables totalmente comprometidos no utilizados, tanto internacionales como locales, por un monto aproximado de US\$ 106 mil millones a nivel agregado al 31 de diciembre de 2016.

En agosto de 2016, suscribimos un contrato de Crédito Senior No Garantizado a 18 meses plazo por un monto inicial agregado de US\$ 1 mil millones denominado en pesos chilenos y un monto adicional de US\$ 500 millones denominado en dólares, para financiar las potenciales necesidades de financiamiento provenientes de la Reorganización de 2016, incluyendo los pagos de los derechos legales a retiro de los disidentes de la fusión, entre otras necesidades. En diciembre de 2016, decidimos de terminar anticipadamente el contrato, del cual no se había dispuesto en ese momento.

También habitualmente nos financiamos con líneas de crédito no comprometidas con bancos chilenos, las cuales actualmente ascienden a un monto agregado de Ch\$ 6 mil millones, y actualmente no están utilizadas. A diferencia de las líneas de crédito comprometidas descritas más arriba, que no están sujetas a condiciones de MAE en forma previa a los desembolsos, y están sujetas a mayor riesgo al no ser desembolsadas en el evento de ocurrencia de un MAE, y por lo tanto pueden limitar nuestra liquidez bajo aquellas circunstancias. Nuestras subsidiarias también tienen acceso a líneas no comprometidas con bancos locales, por un total de Ch\$ 313 mil millones, las cuales estaban completamente disponibles al 31 de diciembre de 2016.

Adicionalmente tenemos acceso al mercado de efectos comerciales en Chile, bajo programas que han sido registrados ante la SVS por un máximo de US\$ 200 millones para cada deudor. Adicionalmente, registramos un programa de bonos locales por UF 12,5 millones en la SVS (equivalente a US\$ 329 mil millones al 31 de diciembre de 2016), los cuales que no ha sido emitido aún. Finalmente, nuestras filiales extranjeras también tienen acceso a otros tipos de financiamiento, incluyendo servicios gubernamentales, créditos y leasing de proveedores, entre otros.

Con excepción de los Bonos Yankee registrados ante la SEC que no están sujetos a covenants financieros, nuestras líneas de crédito vigentes sí contemplan covenants financieros. Estos tipos de covenants financieros, y sus límites respectivos, varían de un tipo de deuda a otra. Al 31 de diciembre de 2016, el covenant financiero más restrictivo que nos afectó fue la razón Activos no Garantizados a Pasivos Totales No Garantizados, según se define contractualmente, y corresponde a los bonos locales Serie B2 con vencimiento en junio de 2022. Bajo el mencionado covenant, la deuda máxima adicional que se puede incurrir sin incumplimiento es Ch\$ 2.670 mil millones. Al 31 de diciembre de 2016 y a la fecha de este Informe, nuestra empresa y nuestras subsidiarias cumplen con los covenants financieros contenidos en nuestros instrumentos de deuda.

En el negocio de distribución, Ampla ha debido enfrentar problemas financieros como consecuencia de la situación económica y política brasilera, lo cual llevó a una menor demanda de electricidad, mayores costos relacionados con la inflación y en el caso específico de Ampla, al deterioro de sus flujos de caja y EBITDA, y en forma similar a otra compañías distribuidoras en el mercado brasilero. Esto llevó a Ampla a la necesidad de renegociar, entre otras medidas, algunos de sus covenants financieros entre diciembre de 2015 y enero de 2016, con el fin de evitar un incumplimiento del contrato. Existe un riesgo adicional de incumplir con el covenant si el ambiente económico en Brasil continúa empeorando. En este contexto, garantizamos el crédito de Ampla, como se mencionó anteriormente.

Como es habitual para ciertas líneas de crédito y servicios de deuda de mercado de capitales, una parte importante de nuestro endeudamiento financiero está sujeto disposiciones por incumplimiento cruzado. Cada una de las líneas de crédito renovables descritas anteriormente, así como todos nuestros bonos Yankee, tienen disposiciones de incumplimiento cruzado con diversas definiciones, criterios, umbrales de materialidad y aplicabilidad en cuanto a las filiales que puedan dar lugar a un incumplimiento cruzado.

Nuestra línea de crédito local vence en marzo de 2019 y no tiene cláusulas de incumplimiento cruzado de la deuda distinta al endeudamiento propio del deudor.

Las disposiciones de incumplimiento cruzado de nuestros Bonos Yankee pueden ser gatilladas por otra deuda del acreedor o por una subsidiaria significativa, según se define contractualmente. Un incumplimiento al vencimiento en base individual puede resultar en un incumplimiento cruzado por nuestros Bonos Yankee si tal incumplimiento al vencimiento, en base individual, tuviera un monto principal mayor a US\$ 150 millones, o su equivalente en otras monedas. En el caso de incumplimiento al vencimiento por sobre el umbral de materialidad, los titulares de los Bonos Yankee podrían tener la opción de acelerar si tanto el fiduciario o el

titular de los bonos representando no menos del 25% de la deuda agregada de una serie vigente en particular, decidieran ejercerlo. Nuestros bonos locales no tienen cláusulas de incumplimiento cruzado con las subsidiarias.

Nuestros bonos Yankee no están garantizados y no están sujetos a ninguna garantía por cualquiera de nuestras filiales o controladora y no contienen covenants financieros.

Nuestras empresas tienen acceso a líneas de crédito existentes para satisfacer en forma suficiente todas sus necesidades actuales de capital de trabajo. Sin embargo, en 2015 y 2016, el acceso a los mercados de capitales por parte de nuestras filiales brasileñas ha sido muy limitado debido a la situación financiera que prevalece en Brasil. A pesar de estas circunstancias, estas filiales fueron capaces de refinanciar sus deudas con vencimientos en 2015 y 2016.

El pago de dividendos y distribuciones por nuestras filiales y afiliadas representan una fuente de fondos importante para nosotros. El pago de dividendos y distribuciones de algunas compañías filiales y compañía asociadas están sujetas a restricciones legales, como requisitos de reserva legal, criterios de capital y ganancias retenidas y otras restricciones contractuales. La asesoría legal en los países donde operan nuestras filiales y afiliadas nos han informado de las actuales restricciones legales sobre el pago de dividendos o distribuciones en las jurisdicciones donde se incorporan dichas filiales o compañía asociadas. Actualmente estamos en cumplimiento de las restricciones legales, y por lo tanto, no afectan el pago de dividendos o distribuciones a nosotros. Ciertas líneas de crédito y acuerdos de inversión de nuestras filiales restringen el pago de dividendos o distribuciones en ciertas circunstancias especiales. Por ejemplo, uno de los bonos chilenos denominados en UF de Enel Generación Chile con vencimiento en 2028, restringe la cantidad de préstamos intercompañías que Enel Generación Chile y sus filiales consolidadas pueden prestar a nuestra compañía o a Enersis Chile. El umbral para dicha restricción agregada de préstamos intercompañías es US\$ 100 millones, equivalente a aproximadamente Ch\$ 67 mil millones. Para una descripción de los riesgos de liquidez resultantes de nuestra condición de empresa, véase "Ítem 3. Información Clave — D. Factores de Riesgo — Dependemos de los pagos de nuestras filiales, entidades controladas conjuntamente y asociadas para cumplir con nuestros compromisos de pago."

Nuestros gastos de capital estimados para el periodo 2017 a 2019 ascienden a Ch\$ 2.755 mil millones, de los cuales Ch\$ 2.687 mil millones son considerados inversiones no discrecionales. Los gastos de capital de mantenimiento se consideran no discrecionales porque es necesario mantener los estándares de calidad y operación requeridos para nuestras instalaciones, pero tenemos cierta flexibilidad con respecto a la distribución de estas inversiones. Consideramos la inversión en proyectos de extensión en ejecución como gastos no discrecionales. Consideramos que el resto, Ch\$ 67 mil millones, es gasto discrecional. Este último incluye proyectos de expansión que están aún en evaluación, que sólo desarrollaríamos en caso de ser considerados rentables.

Con la excepción de Brasil, actualmente no anticipamos posibles déficits de liquidez que afecten nuestra capacidad de satisfacer las obligaciones materiales descritas en este Informe. Brasil está siendo actualmente afectado por una severa recesión, la cual ha limitado su acceso a créditos bancarios y la facultad de emitir nueva deuda en los mercados de capitales, y esto no solamente afecta a las compañías de servicios eléctricos, sino que a las compañías de la mayoría de las industrias que operan en el país. Por lo tanto las condiciones de mercado se han deteriorado y las tasas de interés han aumentado como consecuencia del riesgo de mercado, haciendo que el costo de las operaciones de financiamiento sean más caras en Brasil.

A pesar de estas condiciones de mercado, nuestras subsidiarias en Brasil se benefician de ser parte del Grupo Enel, porque les da acceso a la mayoría de los bancos líderes en el mundo, facilitándoles así el acceso a recursos fuera de Brasil. Por ejemplo, en marzo de 2016, Ampla contrató un crédito por US\$ 75 millones con la garantía de nuestra empresa. Sin embargo, si las condiciones de mercado en Brasil continúan deteriorándose, o si los acreedores no estuvieran dispuestos a aceptar la garantía de Enel Américas, entonces el costo de financiamiento podría incrementarse tanto en el corto como en el largo plazo, y en el peor escenario las compañías podrían no estar en condiciones de financiarse a sí mismas bajo estas condiciones económicas adversas.

En relación a los otros países excluyendo a Brasil, esperamos poder refinanciar nuestra deuda según su fecha de vencimiento, financiar nuestras obligaciones de compra descritas anteriormente con el efectivo generado internamente y financiar inversiones de capital con una mezcla de préstamos y efectivo generado internamente.

C. Investigación y Desarrollo, Patentes y Licencias, etc.

Ninguno.

D. Información de Tendencias.

Nuestras filiales se dedican a la generación, transmisión y distribución de electricidad en Argentina, Brasil, Colombia y Perú. Nuestros negocios están sujetos a una amplia gama de condiciones que pueden causar significativa variabilidad en nuestra caja e ingresos año en año. Nuestro objetivo es tener una política comercial conservadora y equilibrada elaborada país por país, que tiene como objetivo controlar las variables relevantes, proporcionar estabilidad a los resultados de nuestra operación.

Nuestros ingresos netos son principalmente el resultado de los resultados de explotación de nuestro negocio de generación y distribución, y nuestros ingresos no operacionales incluyendo principalmente ingresos derivados de empresas relacionadas contabilizadas bajo el método patrimonial y efectos de tipo de cambio de moneda extranjera.

En nuestro negocio de generación, nuestros ingresos operacionales son afectados por el efecto combinado de varios factores, incluyendo nuestros precios de energía contratada, las condiciones hidrológicas predominantes, el precio de los combustibles utilizados para generar la energía termoeléctrica, las obligaciones contractuales, el mix de generación, y los precios de la electricidad existentes en el mercado spot, entre otras.

Uno de los principales impulsores de nuestros resultados en los mercados donde operamos, son nuestros precios de venta y los costos de energía. La cantidad de electricidad que se vende ha sido relativamente estable en el tiempo, con aumentos que reflejan el crecimiento económico y demográfico. Nuestras ganancias de las ventas contratadas son conducidas por la capacidad de generar o comprar electricidad a un costo menor que el precio contratado. Sin embargo, el precio aplicable a las ventas y compras de electricidad vendida y comprada en el mercado spot es mucho más difícil de predecir ya que el precio spot de generación se ve afectado por muchos factores, que pueden diferir en cada uno de los países donde operamos. En general, las condiciones hidrológicas abundantes permiten precios más bajos mientras que las condiciones secas los aumentan. Sin embargo, nuestro resultado de explotación podría no verse afectada aun cuando estamos obligados a comprar a altos precios en el mercado spot si nuestra política comercial se gestiona adecuadamente. Nuestra estrategia para mitigar nuestra exposición a la volatilidad en el mercado spot consiste en contratar ventas a una porción significativa de nuestra generación de electricidad esperada a través de contratos de suministro a largo plazo. Nuestro nivel óptimo de compromisos de suministro de electricidad es el que nos permite protegernos contra las condiciones de bajo costo marginal, como los existentes durante la temporada de lluvias, aprovechando las condiciones de alto costo marginal, tales como mayores precios de mercado spot durante los años secos. Para determinar la mezcla óptima de ventas en el mercado spot y de contratos a largo plazo: (i) proyectamos nuestra generación agregada considerando nuestro mix de generación, la incorporación de nuevos proyectos en construcción y un escenario de hidrología seca, (ii) crear estimaciones de demanda usando la teoría económica estándar y (iii) pronosticar el costo marginal del sistema, utilizando modelos estocásticos. Esta política comercial no aplica en Argentina, ya que las ventas contratadas son inmateriales y nuestro margen fuertemente depende del marco regulatorio, como se explica más abajo.

Los precios internacionales de commodities tales como petróleo, carbón y GNL también tienen un impacto en los precios spot de electricidad. Los precios del combustible afectan nuestros resultados ya que los precios de los commodities afectan directamente los costos de generación de nuestras centrales termoeléctricas, principalmente en Perú, donde nuestra capacidad es aproximadamente 60% termoeléctrica, a diferencia de Colombia y Brasil, donde la mayoría de nuestra capacidad es hidroeléctrica. Los precios de los commodities han disminuido sustancialmente desde la segunda mitad de 2014, llegando a su nivel más bajo en febrero de 2016 y aumentaron levemente durante 2016, pero aún se mantienen a niveles más bajos que en 2015. Se espera que los precios de combustibles continúen su tendencia al alza en 2017 y, por lo tanto, nuestros costos también podrían aumentar, especialmente para nuestras centrales peruanas. Nuestros costos dependen también de otros factores tales como precios spot, mix de generación, condiciones hidrológicas y superávits/ déficits contractuales. Con el fin de mitigar el riesgo de los aumentos de precios de combustibles, hemos suscrito contratos de suministro para cubrir la parte del combustible necesaria para operar las plantas de generación térmicas, las cuales operan con carbón, gas natural y petróleo.

Otros factores que afectan los resultados operacionales incluyen los gastos de transmisión para entregar electricidad desde su fuente a los consumidores finales. En Colombia y Perú, los costos de transmisión en su mayoría se transfieren a los clientes y dependen principalmente de las ventas físicas. La carga del sistema de transmisión es fijada por el regulador y ha tendido a permanecer estable en el tiempo. En Argentina, los generadores pagan sus costos de transmisión, los cuales en febrero de 2017, tienen nuevos valores de acuerdo a la revisión tarifaria que afectó el margen operacional de las centrales de generación. En Brasil, los costos de transmisión se traspasan al consumidor final. La ANEEL, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica, aprueba las tarifas de electricidad, el cual es financiado por todos los usuarios del sistema de transmisión.

Este marco general se aplica a la mayoría de los países donde operamos, pero hay algunas variaciones en algunos de estos factores. En Argentina, el mercado eléctrico está altamente regulado y los precios de electricidad son determinados por CAMMESA, que es el vendedor único para el combustible necesario para las operaciones de generación termoeléctrica. Esto implica que los agentes del mercado no pueden comercializar commodities y, consecuentemente, los precios del combustible y commodities no tienen un impacto directo en nuestras operaciones en Argentina.

En Brasil, más del 67% de nuestra capacidad instalada es hidroeléctrica y, por consiguiente, los precios de electricidad se ven afectados significativamente por las condiciones hidrológicas. Con el fin de proporcionar una protección financiera contra los riesgos hidrológicos para hidro-generadores, se implementó el mecanismo de reasignación de energía eléctrica ("MRE"), asegurando el uso óptimo de los recursos hidroeléctricos del sistema eléctrico interconectado. Este mecanismo permite que cada generador hidroeléctrico, antes de comprar energía en el mercado spot para cumplir con sus contratos, comprar energía más barata a un precio que cubra los costos adicionales de operación, el mantenimiento de centrales hidroeléctricas y la compensación económica por uso de agua. Para nuestras operaciones brasileñas, precios del combustible y productos básicos no son factores relevantes porque contratos de compra de energía están indexados al índice oficial de inflación ("IPCA") y el precio del gas en Fortaleza está indexado principalmente a precios locales y de índices de precios de consumo de los Estados Unidos.

En Colombia, el 69% de la capacidad instalada del país y más del 87% de nuestra capacidad instalada es hidroeléctrica y los precios de electricidad, por lo tanto, se ven afectados significativamente por las condiciones hidrológicas. Colombia es un mercado mayorista con un operador del sistema independiente, XM S.A (subsidiaria de la compañía estatal de energía ISA). Dentro del mercado mayorista colombiano, todas las compañías de generación de energía son comercializadoras y compran y venden energía dentro de un marco regulatorio definido por la Comisión Regulatoria de Energía y Gas (CREG). Existe un mercado de corto plazo, la "*Bolsa de Energía*," y un mercado de contratos a largo plazo. En el corto plazo, los precios de oferta de energía se basan en las proyecciones diarias, las cuales consideran los diferentes y constantes cambios en las características del mercado. Por lo tanto, los precios de la electricidad son altamente volátiles y, por ejemplo, podrían verse afectados por la expectativa de la llegada del fenómeno El Niño (contexto seco), lo cual podría subir los precios en forma repentina. El mercado de largo plazo entrega a los agentes la cobertura frente a la volatilidad de precios de energía en el mercado de corto plazo. Nuestros contratos de suministro de electricidad no están estandarizados en las formas y condiciones en los cuales fueron negociados en forma individual. Usualmente, cuando estos contratos fueron negociados, tratamos de establecer un precio con un premio en relación a los precios spot proyectados al futuro con el fin de mitigar el riesgo de aumentos de precios futuros. Sin embargo, este premio puede variar sustancialmente dependiendo de una amplia gama de condiciones. Los precios de commodities y de combustibles no son factores relevantes porque los precios de electricidad están indexados al índice de precios al consumidor, IPP (*Índice de Precios al Productor*). Las obligaciones actuales de los contratos están suscritos por periodos de tres a cuatro años, lo cual nos habilita para evaluar las tendencias de corto plazo y alcanzar de mejor manera nuestros costos proyectados, con lo cual reducimos la exposición al riesgo de mercado.

En Perú, 57 % de la capacidad instalada del país y 60% de nuestra capacidad instalada es termoeléctrica. Con lo cual, los precios de la electricidad en el mercado spot están altamente influenciados por los costos del gas y declarados por las centrales termoeléctricas. Perú produce su propio gas y petróleo, lo cual es un factor clave en el desarrollo del sector y del crecimiento de la economía peruana, especialmente durante la última década. A través de los años, las reformas del gobierno para el petróleo y gas han promovido las inversiones privadas y el mantenimiento de los precios de la energía a niveles bajos. Hasta el 1 de octubre de 2017, los precios spot serán calculados en base a las restricciones de gas y a las transmisiones con un precio máximo de US\$95/MWh. Por consiguiente, el costo marginal no estaría limitado y podría eventualmente aumentar en algunas estaciones del año, predominantemente entre junio y diciembre, principalmente debido a las condiciones hidrológicas. Los contratos con clientes regulados se obtienen a través de licitaciones y con clientes no regulados a través de negociaciones libres. Tenemos contratos de suministro de largo plazo, para periodos de entre 10 a 20 años. La proporción de ventas contratadas con clientes regulados (distribuidoras) ha aumentado en relación a los clientes no regulados. Esto nos permite tener precios consistentes para periodos de tiempo más largos, lo cual combinado con nuestra política comercial conservadora, disminuye nuestro riesgo y entrega estabilidad al sistema.

Finalmente, la variabilidad en nuestras ganancias y flujos de efectivo también pueden originarse en factores no operativos, tales como las tipos de cambio de moneda extranjera. Los resultados operacionales en cada uno de los países donde operamos primero se expresan en sus propias monedas funcionales y luego se convierten al peso chileno, la moneda utilizada en nuestros estados financieros. Como resultado de los efectos del tipo de cambio, los resultados operacionales en pesos chilenos pueden variar significativamente de los expresados en sus propias monedas funcionales. Puede haber casos en que tenemos una ganancia en términos locales, pero una pérdida en términos de contabilidad en Chile, y viceversa. El 27 de abril de 2017, nuestros accionistas aprobaron el cambio de moneda funcional de pesos chilenos a dólar, con efecto retroactivo al 1 de enero de 2017. Esperamos que los efectos de la nueva conversión de monedas dependan de la correlación entre monedas locales y el dólar, lo cual se espera sea mejor que la relación actual entre las monedas locales y el peso chileno. Si esto ocurre, podríamos esperar menor volatilidad en nuestros resultados. Basándonos en las tasas forwards a 12 meses de Bloomberg, no anticipamos impactos significativos en nuestros resultados al convertir el sol peruano y el peso colombiano en dólares. Sin embargo, esperamos un impacto significativo (reducción de 14%) en los resultados al convertir el peso argentino a dólares y un impacto moderado (reducción de 7%) en el caso de convertir reales brasileños a dólares. Para mayor información sobre cómo cada uno de estos factores afecta el ingreso neto del negocio de generación de electricidad, véase "Ítem 5. Revisión Operativa y Financiera y Perspectivas – A. Resultados Operacionales. — 1. Análisis de los Principales Factores que Afectan los Operacionales y Situación Financiera de la Empresa."

Esperamos un razonablemente buen desempeño operacional durante los próximos años debido a las favorables perspectivas macroeconómicas en Argentina, Colombia y Perú, los que representan 12,9%, 50,8% y 17,9%, de nuestros ingresos operacionales

respectivamente al 31 de diciembre de 2016. Los crecimientos esperados de los productos internos brutos (PIB) en 2017 de Argentina, Brasil, Colombia y Perú son 3,0%, 0,5%, 2,4% y 3,6%, respectivamente. Estas proyecciones son realizadas por *Latin American Consensus Forecasts* y publicadas por *Consensus Economic Inc.* el 20 de marzo de 2017. Sin embargo, en Perú, el Ministro de Economía disminuyó la proyección de crecimiento económico para 2017 a 3,0%, debido a los daños materiales causados por las inundaciones de marzo de 2017. El crecimiento de la demanda de electricidad anual en 2017 de Argentina, Brasil, Colombia y Perú se espera en 2,4%, (0,6) %, 2,9% y 6,6%, respectivamente.

En relación al desarrollo de nuevos proyectos para incrementar nuestra capacidad instalada total, los esfuerzos para desarrollar proyectos de energía convencional han aumentado en el tiempo como resultado de los mayores estándares ambientales y a la escasez de lugares para ubicar las plantas, acompañado de la significativa oposición de los diferentes stakeholders, postergando su desarrollo y aumentando costos. En los últimos dos años, el costo de ERNC ha disminuido como resultado de las mejoras tecnológicas, permitiendo que proyectos más pequeños sean rentables, los cuales además alcanzan diferentes estándares ambientales en los países y enfrentando la oposición social a la generación convencional de mayor tamaño. Adicionalmente, estas tecnologías tienen periodos de construcción más cortos y su menor tamaño entrega mayor flexibilidad para el desarrollo de plantas de ERNC, con lo cual permite un enfoque más flexible hacia el manejo de energía por parte de actores con un foco en la eficiencia operacional al combinar distintas tecnologías.

Enel, nuestro accionista controlador final, anunció en octubre de 2015 que no construiría nuevas plantas a carbón, puesto que considera que la tecnología es contraproducente en relación a su objetivo alcanzar la neutralidad de carbono para 2050. Los cierres de las plantas a carbón están programadas para el final de sus ciclos de vida. La capacidad que se pierda podría ser sustituida por generación con ERNC.

Habitualmente participamos en licitaciones de energía y hemos sido adjudicados con contratos de largo plazo. Estos contratos incorporan los costos variables esperados, considerando cambios en las principales variables, aseguran la venta de al menos una porción de nuestra nueva capacidad y estabilizan nuestros ingresos. Actualmente, 14,6% de nuestra generación esperada anual es vendida a través de contratos con plazos de al menos diez años y un 18,8% adicional son contratos con plazos hasta 5 años.

En relación a las tarifas del negocio de distribución anticipamos que nuestras compañías mantengan su rentabilidad durante los periodos entre los procesos periódicos de fijación de tarifas, de acuerdo al proceso de fijación de tarifas según el modelo límites máximos de precios, y debido al crecimiento y a economías de escala. Después que las tarifas han sido fijadas, las compañías tienen la oportunidad de aumentar su eficiencia, y de obtener utilidades extra asociadas a tales diferencias, durante el periodo siguiente a cada proceso de fijación tarifaria.

En Argentina, el nuevo gobierno, que asumió en diciembre de 2015, ha implementado gradualmente reformas al marco regulatorio actual, aumentando las tarifas reguladas, lo cual se espera tenga un efecto positivo en nuestros resultados en Argentina. En Brasil, esperamos una estabilidad en las tarifas reguladas en reales en los próximos años. En Colombia, las tarifas de distribución están bajo revisión y una nueva tarifa regulada se espera para 2017. En Perú, esperamos que las tarifas reguladas permanezcan estables en los próximos años. Aunque el precio al cual las empresas distribuidoras compran electricidad tiene un impacto en el precio al cual la venden a consumidores finales, y no tiene impacto en la rentabilidad puesto que el costo de compra de energía se traspasa a los consumidores finales a través de las tarifas.

Esperamos focalizarnos en el crecimiento del negocio de distribución basado en el desarrollo de nuevas inversiones, especialmente en nuevas tecnologías para automatizar nuestras redes y alcanzar eficiencias operacionales y económicas.

A pesar que el tener operaciones en los cuatro países nos permiten de alguna manera compensar y equilibrar las variaciones en relación a los principales factores que pueden afectar nuestros resultados operacionales, y nuestro portafolio de activos si no estuviera totalmente cubierto. Cualquier cambio significativo en los factores anteriormente mencionados, entre otros factores, podría afectar nuestro resultado operacional. Más ampliamente, cualquier cambio significativo con respecto a la crecimiento económico o de la población, así como los cambios en los regímenes regulatorios en los países donde operamos, entre otros factores, puede afectar nuestro ingreso operacional.

Para mayor información en relación a nuestros resultados de 2016 comparados con los periodos anteriores, véase "Ítem 5. Revisión Operativa y Financiera y Perspectivas – A. Resultados Operacionales. — 2. Análisis de los Resultados Operacionales para los años terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015". Los inversionistas no deben considerar el desempeño pasado como indicativo del desempeño futuro.

E. Acuerdos Fuera del Balance General

No somos parte de ninguna transacción fuera del balance general.

F. Información Tabular de las Obligaciones Contractuales

La siguiente tabla muestra nuestros compromisos de pago en efectivo al 31 de diciembre de 2016:

En miles de millones de Ch\$	Total	Montos pagaderos por período			
		2017	2018-2019	2020-2021	Después 2021
Obligaciones de Adquisiciones ⁽¹⁾	34.436	1.635	4.137	3.139	25.525
Bonos Locales ⁽²⁾	1.519	262	447	197	613
Gastos de Intereses ⁽³⁾	1.100	242	355	208	294
Deuda Bancaria	650	149	377	97	27
Obligaciones de pensiones y post-retiro ⁽⁴⁾	575	53	86	76	360
Bonos Yankee	567	—	—	164	402
Arriendo Financieros	89	29	30	29	1
Otra Deuda ⁽⁵⁾	42	10	6	6	19
Total obligaciones contractuales	38.977	2.380	5.439	3.916	27.242

- (1) Incluye obligaciones de adquisiciones comerciales de generación y distribución las cuales se componen mayormente de compras de energía, contratos de operación y mantenimiento, y otros servicios. De las obligaciones contractuales totales de Ch\$ 34,436 mil millones, el 91,0% corresponde a compras de energía para la distribución, el 5,9% mayormente suministro de combustibles, mantenimiento de líneas de media y baja tensión, suministro de cables y postes, y energía comprada para la generación. El 3,1% restante corresponde a servicios varios tales como la regasificación de GNL, costo de transporte y manejo de carbón.
- (2) Valores netos, los instrumentos de cobertura incluidos modifican substancialmente el monto principal de la deuda.
- (3) Los gastos por intereses son los pagos de intereses de todas las obligaciones financieras vigentes, calculados como el principal multiplicado por la tasa de interés, presentada de acuerdo a cuándo corresponde hacer el pago de intereses.
- (4) Tenemos planes de pensiones y de beneficios post – jubilatorios, con y sin constitución de reservas. Nuestros planes con constitución de reservas incluyen compromisos contractuales anuales para las contribuciones, que no cambian en función de la condición de la reserva. Las cajas estimadas en la tabla se basan en esos compromisos anuales, incluyendo ciertos factores variables, tales como la tasa de interés. Las estimaciones de caja en la tabla para los planes sin constitución de reserva, se basan en los pagos futuros descontados que se requieren para cumplir con todas nuestras obligaciones asociadas a los planes de pensiones y post jubilatorios..
- (5) Otras deudas incluyen préstamos gubernamentales, créditos de proveedores y papeles comerciales de corto y mediano plazo, entre otros.

G. Safe Harbor.

La información contenida en los Ítems 5.E y 5.F, contiene afirmaciones que pueden constituir declaraciones con visión hacia el futuro. Véase “Declaraciones con visión Hacia el Futuro” en la “Introducción” de este Informe para las disposiciones sobre safe harbor.

Ítem 6. Directores, Ejecutivos Principales y Empleados

A. Directores y Ejecutivos Principales.

Directores

Nuestro Directorio está conformado por siete miembros que son elegidos por un periodo de tres años en una Junta Ordinaria de Accionistas (“JOA”). Si una vacante se produce en este periodo, el Directorio elige a un director temporal para llenar la vacante hasta la siguiente JOA, momento en el que el directorio completo se reelige. Nuestros ejecutivos principales son nombrados y ponen su cargo a disposición del Directorio

La dirección comercial de nuestro Directorio es Enel Américas S.A., Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

Nuestro Directorio es el siguiente:

Directores	Cargo	En cargo actual desde
Borja Acha B.	Presidente	2015
José Antonio Vargas L.	Vice Presidente	2016
Domingo Cruzat A.	Director	2016
Livio Gallo	Director	2016
Patricio Gómez S.	Director	2016
Hernán Somerville S.	Director	2013
Enrico Viale	Director	2016

A continuación encontrará breves descripciones biográficas de nuestros directores, de los cuales tres viven en Europa, tres en Chile y uno en Colombia, al 31 de diciembre de 2016

Borja Acha B.
Presidente del Directorio

El Sr. Acha se desempeña como Secretario General, Secretario del Directorio y Director de Asuntos Jurídicos y Asuntos Corporativos de Endesa, S.A. en España. Desde febrero de 2012 hasta 2015 se desempeñó como Secretario y Consejero General de Enel. Desde 2008 hasta 2013 el Sr. Acha fue Consejero General de Endesa, S.A. Previo a su incorporación a Enel, desde 1997 hasta 1998 se desempeñó como Director del Departamento Legal de la de Sociedad Estatal de Participaciones Industriales, una organización controlada por el gobierno español con el propósito de promover las privatizaciones de las inversiones públicas de propiedad del estado; entre 1995 y 1996 fue Secretario General, Secretario del Directorio y Consejero General de la Agencia Industrial Estatal, una organización controlada por el gobierno cuyo propósito era implementar los lineamientos gubernamentales en los programas especiales de restructuración y derogaciones parciales de las normativa comunitaria de competencia; desde 1995 hasta 1996 se desempeñó como Jefe del Servicio Regional Legal de Madrid en el Servicio de Impuestos Español; desde 1991 hasta 1995 fue abogado del Servicio Legal Estatal de la Alta Corte de Madrid, y profesor de derecho commercial en la Universidad Carlos III en Madrid. Sr. Acha es abogado graduado de la Universidad Complutense de Madrid (Madrid, España) y además es abogado estatal.

José Antonio Vargas L.
Vicepresidente del Directorio

El Sr. Vargas se ha desempeñado desde 2006 como Presidente de Codensa y Emgesa, nuestros dos subsidiarias de Colombia. El Sr. Vargas tiene más de 20 años de experiencia en el sector energético, especialmente en el gas, carbón e industria eléctrica, y ha trabajado en varias empresas colombianas del sector energético y en servicios públicos como director. Entre 1999 y 2006, ejerció como CEO de Empresa de Energía de Bogotá, una empresa de transmisión de energía y antes de eso ejerció como Presidente y Vicepresidente de la Comisión e Integración Regional de Energía, Presidente del Comité Colombiano y Vicepresidente de la sección de Latino América y El Caribe del Consejo Mundial de Energía, Ministro del gobierno colombiano, embajador de Colombia ante la Unión Europea, El Reino de Bélgica y el Gran Ducado de Luxemburgo y Representante del comercio en España y la Europa del Mediterráneo. El Sr. Vargas tiene un título en leyes del Colegio Mayor de Nuestra Señora del Rosario (Bogotá, Colombia), especializándose en derecho comercial, servicio público administración y finanzas corporativas.

Domingo Cruzat A.
Director y Miembro del Comité de Directores

El Sr. Cruzat ha ejercido como director de varias empresas, incluida Conpax, una empresa de construcción, Coprefrut, una cooperativa frutícola, Empresa de Servicios Sanitarios de Los Lagos, empresa Sanitaria y Corporación Esperanza, un centro de rehabilitación de drogas. Además es profesor en ESE Escuela de Negocio en la Universidad de Los Andes (Santiago de Chile). Previo a estos roles, el Sr. Cruzat ejerció como director de varias empresas privadas: Tech Pack S.A., empresa que produce envases flexibles, Viña San Pedro Tarapacá, empresa vitivinícola, Compañía Sud Americana de Vapores, empresa de transporte marítimo, Solfrut, empresa frutícola, Alto Inmobiliaria Plaza Santo Domingo, empresa de bienes raíces y Principal Financial Group. También ha ejercido como presidente de empresas públicas y CEO de Alimentos Watts, empresa de alimentos y Bellsouth Comunicaciones S.A., empresa de telecomunicaciones. El Sr. Cruzat es Ingeniero Civil de la Universidad de Chile y MBA de Wharton School de la Universidad de Pennsylvania (Pennsylvania, Estados Unidos).

Livio Gallo**Director**

El Sr. Gallo ha ejercido como responsable de Infraestructura y Redes Globales de Enel desde julio 2014. Es el Presidente del Directorio de Enel Sole S.r.L., empresa proveedora de alumbrado público, además de director de Endesa, S.A. y CESI S.p.A., proveedor técnico para la industria de la energía. Desde el 2006 a la fecha, el Sr. Gallo es Vicepresidente de la Asociación de Operadoras Europeas de Redes de Distribución para Smart Grids y miembro del comité ejecutivo del Comité Italiano Electrotécnico. Desde 2005 y hasta junio de 2014, ejerció como responsable de la división Italiana de infraestructura y redes de Enel y CEO de Enel Distribuzione. Adicionalmente, desde 2005 y hasta 2013 ejerció como Presidente del Directorio de Enel Rete Gas, una distribuidora de Gas y desde 2005 hasta 2011, ejerció como CEO de Deval S.p.A., un distribuidor eléctrico. Desde 2002 hasta 2004 el Sr. Gallo ejerció como responsable del Departamento Comercial de Enel Distribuzione. El Sr. Gallo llegó a Enel en 1999 como responsable del departamento de Ventas de Eurogen, Elettrogen e Interpower, una compañía de generación de energía. El Sr. Gallo ejerció como CEO y Presidente de varias empresas italianas y extranjeras. El Sr. Gallo es ingeniero eléctrico del Politecnico di Milano (Milán, Italia).

Patricio Gómez S.**Director y Miembro del Comité de Directores**

El Sr. Gómez se ha desempeñado desde 2005 como Socio y Director Ejecutivo de Sur Capital Partners, empresa de inversiones privadas. Ha sido Director en BO Packaging, empresa de envases con negocios en Chile y Perú desde 2013, EL Tejar Ltda., una empresa de agricultura con negocios en Brasil y Bolivia desde 2007 y desde 2016 en Nortel, empresa de telecomunicaciones. También fue miembro del directorio de Integramédica, empresa chilena de servicios médicos entre 2001 y 2010, y en TIBA, proveedor de servicios satelitales a la industria del cable en Latinoamérica desde 2000 a 2012. Desde 1999 a 2004 el Sr. Gómez fue Director General para América Latina de General Electric Capital – GE Equity, un fondo de inversiones. El Sr. Gómez posee un título en administración de negocios de George Mason University (Virginia, Estados Unidos), y un MBA de George Washington University (Washington, Estados Unidos).

Hernán Somerville S.**Director, Presidente y Experto Financiero del Comité de Directores**

El Sr. Somerville se ha desempeñado como Director de Enel desde 1999 y como Experto Financiero del Comité de Directores desde abril de 2013. Desde 1989, el Sr. Somerville es Director General y socio de Fintec, una empresa de inversiones, asesoría y gestión. Desde 1992 hasta 2010, el Sr. Somerville fue Presidente de la Asociación Chilena de Bancos e Instituciones Financieras. Desde el 2000 al 2010, fue miembro del Foro de Cooperación Económica Asia-Pacífico (APEC) y Presidente de la Fundación Chileno Pacífico, una fundación chilena con vínculos en los países de la zona del Océano Pacífico. Además, el Sr. Somerville fue Presidente de la Federación Latinoamericana de Bancos entre 1994 hasta 1996. Entre 1983 y 1988 fue Director del Banco Central de Chile, donde se desempeñó como negociador de la deuda comercial bancaria externa y externa. El Sr. Somerville se ha desempeñado adicionalmente en las posiciones de Presidente de la CPC, la Cámara Chilena de Producción y de Comercio, y Transbank S.A., empresa que maneja tarjetas de crédito y débito en Chile. También fue miembro del Directorio de INACAP, una escuela vocacional chilena. El Sr. Somerville es abogado graduado de la Universidad de Chile (Santiago, Chile) y tiene maestrías de las universidades de Yale (Connecticut, USA) y de la Escuela de Leyes de la Universidad de Nueva York (Nueva York, Estados Unidos).

Enrico Viale**Director**

El Sr. Viale es Director de Enel Global Generation. Hasta abril de 2016, fue Presidente del Directorio de Enel Generación Chile. Desde 2008 hasta 2014, se desempeñó como Gerente de Operaciones de Enel, administrando nuestros intereses en OGK-5 y Rusenergosbyt y brindando apoyo a las operaciones de gas de SeverEnergiya, antes de ejercer como Country Manager y CEO de Enel Rusia. El Sr. Viale se integró a Enel en 2003 como Country Manager para Europa del Sudeste y se ha desempeñado en diversas posiciones en las subsidiarias de Enel, tales como CEO de Enel Maritza East 3. Antes de pertenecer a la compañía, fue Vicepresidente de ABB, proveedor global de tecnología para el negocio de finanzas estructuradas, la cual financia equipos para proyectos. Además asumió el rol de CFO de Ansaldo Energía, un proveedor italiano de servicios de generación eléctrica, entre varias otras posiciones financieras. El Sr. Viale es ingeniero civil con especialización en ingeniería hidráulica de la Universidad Politécnica de Torino (Turín, Italia) y un M.B.A. de University of Santa Clara Business School (California, USA).

Ejecutivos Principales

A continuación se indican nuestros ejecutivos principales al 31 de diciembre de 2016.

La dirección comercial de nuestros ejecutivos principales es Enel Américas S.A., Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

Ejecutivos principales	Cargo	En cargo desde
Luca D'Agnese	Gerente General	2015
Antonio Barreda T.	Gerente de Aprovisionamiento	2015
Raffaele Cutrignelli	Gerente de Auditoría Interna	2016
Marco Fadda ⁽¹⁾	Gerente de Planificación y Control	2013
Javier Galán A.	Gerente de Administración, Finanzas y Control	2014
Francesco Giorgianni	Gerente de Asunto Institucionales	2014
José Miranda M.	Gerente de Comunicaciones	2014
Alain Rosolino	Gerente de Recursos Humanos	2016
Domingo Valdés P.	Fiscal General	1999

(1) El Sr. Fadda dejó Enel Américas y fue reemplazado por Emanuele Brandolini en enero de 2017.

A continuación presentamos breves descripciones biográficas de nuestros ejecutivos principales, quienes residen en Chile.

Luca D'Agnese fue nombrado nuestro CEO en enero de 2015. En 2014, se convirtió en Director de la División de Europa del Este y Presidente del Directorio y CEO de Slovenské Elektrárne, una subsidiaria de Enel en la República Eslovaca. El Sr. D'Agnese se integró a Enel en 2011 como Gerente General en Rumania. Entre 2007 y 2010, fue CEO de la compañía Ergycapital, sociedad de inversión italiana que cotiza en la bolsa de valores de Milán especializada en energías renovables. En 2006 fue Jefe de Operaciones de Terna, una compañía italiana de transmisión eléctrica, la cual absorbió a Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN), una compañía italiana de transmisión, en la cual el Sr. Agnese se desempeñó como CEO desde 2003 a 2005. El Sr. D'Agnese es Licenciado en Física de la Scuola Normale Superiore di Pisa (Pisa, Italia) y tiene un MBA de la escuela de Negocios INSEAD (Fontainebleau, Francia).

Antonio Barreda T. ha sido nuestro Gerente de Aprovisionamiento desde enero de 2015 y el Gerente de Aprovisionamiento de Enel Chile desde febrero de 2016. Entre 2008 y 2014, se desempeñó como subdirector de Trabajo y Servicios Latam. Entre 2001 y 2008 fue subdirector tanto del Departamento de Relaciones con Proveedores como del Departamento de Adquisiciones de Servicios Corporativos de Enel Américas. Entre 2000 y 2001, el Sr. Barreda fue Gerente de Contratos de CAM, una antigua filial de Enel Américas. El Sr. Barreda es ingeniero eléctrico de la Universidad de Santiago y tiene un MBA de la Pontificia Universidad Católica de Chile.

Raffaele Cutrignelli es nuestro Gerente de Auditoría Interna desde octubre de 2016 y tiene el mismo cargo en Enel Chile. Desde febrero de 2015 hasta octubre de 2016, el Sr. Cutrignelli se desempeñó como Gerente de Auditoría de Codensa y Emgesa, las subsidiarias de Enel Américas en Colombia. Desde enero de 2013 hasta enero de 2015, el Sr. Cutrignelli se ha desempeñado como Jefe de Auditoría para América Latina de Enel Green Power en Brasil, y desde enero de 2011 a diciembre de 2012, ocupó una posición similar en Enel Green Power en Estados Unidos. Desde octubre de 2008 hasta diciembre de 2010, el Sr. Cutrignelli fue Gerente de Auditoría Interna de Enel OGK-5 en Moscú, Rusia. El Sr. Cutrignelli es licenciado en negocios internacionales en Nottingham Trent University (Nottingham, Inglaterra) y una maestría en auditoría y control interno en Università di Pisa (Pisa, Italia).

Marco Fadda se desempeñó como nuestro Gerente de Planificación y Control desde abril 2013 hasta enero de 2016. Fue responsable de Planificación y Control del Negocio de Energía desde mayo de 2009 hasta marzo de 2013 y responsable de Planificación y Control del Negocio de Energía desde julio de 2008 hasta abril de 2009 para la División de Administración de Generación y Energía de Enel Produzione. Se incorporó a Enel en 1998 y desempeñó diversos roles en la División de Planificación y Control. El Sr. Fadda es Licenciado en economía de la Università degli Studi di Genova (Génova, Italia) y tiene una maestría en administración de redes de negocios en el Politecnico di Milano (Milán, Italia).

Javier Galán A. fue nombrado nuestro Gerente de Administración, Finanzas y Control en diciembre de 2014. Desde 2013 a 2014 el Sr. Galán fue CFO de la división italiana de Enel en Italia. Desde 2006 hasta 2013 se desempeñó como Jefe de Finanzas de Endesa España. En 1993, el Sr. Galán fue nombrado CFO de Endesa Desarrollo, filial de Endesa España, donde inició la expansión internacional de las operaciones de Endesa España, principalmente en América Latina y desempeñó diversas posiciones gerenciales dentro del grupo en las áreas de Finanzas, Planificación y Control, Estrategia, y M&A, y participó en varios Directorios. En 1992 se integró a Endesa

España como Gerente de Operaciones Internacionales. Antes de unirse a Endesa España, el Sr. Galán trabajó en el Departamento de Finanzas Corporativas de Chase Manhattan Bank, N.A., en Londres y en Madrid, como Tesorero de la Red Eléctrica de España S.A., un operador del sistema eléctrico español. El Sr. Galán es graduado en economía de la Universidad Complutense de Madrid (Madrid, España), y tiene un MBA del Instituto de Empresas de Madrid (Madrid, España) y un título de posgrado en Alta Dirección de la Escuela de Negocios IESE (Madrid, España).

Francesco Giorgianni ha sido nuestro Gerente de Asuntos Institucionales desde 2014 y Gerente de Asuntos Institucionales de Enel a nivel mundial desde 2011. Desde 2007 hasta 2011, Gerente de Asuntos Institucionales Europeos e Italianos con sede en Roma. Desde 2004 hasta 2007, se desempeñó como Gerente de Asuntos Institucionales Europeos de Enel en Brussels. Desde 2000 hasta 2004, desempeñó el rol de Gerente de Políticas Regulatorias y Antimonopolio de Enel. El Sr. Giorgianni es abogado de la Università di Roma La Sapienza (Roma, Italia), una maestría en administración pública de la Scuola Nazionale dell'Amministrazione (Roma, Italia), y ha realizado estudios de posgrados de London Business School (Londres, Inglaterra).

José Miranda M. es nuestro Gerente de Comunicaciones en diciembre de 2014 y Gerente de Comunicaciones de Enel Chile desde febrero de 2016. Antes de ingresar a la compañía, el Sr. Miranda trabajó 11 años en Televisión Nacional de Chile ("TVN"), un canal de televisión chilena como productor de muchos programas, cubriendo eventos nacionales e internacionales. Desde 2011 hasta noviembre de 2014, el Sr. Miranda Productor General del Área de Entretenimiento y más tarde como Productor Ejecutivo a cargo de los Contenidos de Negocios Nacionales e Internacionales. Desde 2008 hasta 2010, fue Productor General del canal de noticias chilenos "Canal 24 Horas". El Sr. Miranda es comunicador audiovisual graduado de la DUOC UC (Santiago, Chile), tiene un postgrado en Habilidades de Gestión de la Universidad de Chile.

Alain Rosolino es nuestro Gerente de Recursos Humanos así como también de Enel Chile desde octubre de 2016. Anteriormente se desempeñó como Gerente de Auditoría Interna de Enel Américas desde diciembre de 2012 y Gerente de Auditoría Interna en Enel Chile desde febrero de 2016. Se incorporó a Enel en 2003, y ocupó varios cargos en el área de auditoría en Enel, Enel Rumania, Enel Green Power, Enel América Latina y desde 2011 hasta 2012, en Enel EGP IBAL (Península Ibérica y América Latina). El Sr. Rosolino es graduado en ingeniería comercial de la Libera Università Internazionale degli Studi Sociali Guido Carli (Roma, Italia).

Domingo Valdés fue nombrado nuestro Fiscal General en mayo 1999. El Sr. Valdés además se desempeña como fiscal General de Enel Chile desde marzo de 2016. Además el Sr. Valdés es Secretario del Directorio de Enel Chile y de Enel Américas y además es profesor de Derecho Económico y de la Libre Competencia en la Facultad de Derecho de la Universidad de Chile. Se incorporó a Enel Distribución Chile en 1993 y a Enel Américas en 1997. El Sr. Valdés trabajó como pasante en las firmas de abogados de la ciudad de Nueva York de Milbank, Tweed, Hadley & McCloy LLP y Chadbourne & Parke LLP. Antes de unirse a Enel Distribución Chile, el Sr. Valdés fue abogado en el Departamento Corporativo de Chase Manhattan Bank, N.A., (Chile) y asociado de Carey & Cía., una firma de abogados ubicada en Santiago. El Sr. Valdés es graduado en Derecho de la Universidad de Chile y tiene una maestría en derecho de la Universidad de Chicago (Illinois, Estados Unidos).

Emanuele Brandolini es nuestro Gerente de Planificación y Control desde enero de 2017. Anteriormente se desempeñó como Jefe de Planificación y Control de Enel Green Power desde 2015 hasta 2016, Jefe de Planificación y Control en Enel Distribuzione desde 2013 hasta 2014, Jefe de Control de Inversiones y Valoración de Incoativas M&A de Enel SpA desde 2010 hasta 2013 y Jefe de Valoración de Iniciativas de Negocios Internacionales de Enel International desde 2006 hasta 2010. Antes de trabajar en Enel en 2006, fue Analista, responsable de los análisis económicos y financieros para la División de Negocios de Refinación en ERG Petroli S.p.a., una compañía italiana de venta de productos de petróleo y Consultor de Accenture S.p.a. El Sr. Brandolini es ingeniero industrial de *Università degli Studi Tor Vergata* (Roma, Italia) y un M.B.A. de SDA Bocconi School of Management (Milano, Italia).

Según nuestro conocimiento, no existe relación entre ninguna de las personas mencionadas anteriormente.

B. Remuneraciones

En la JOA celebrada el 28 de abril de 2016, nuestros accionistas aprobaron la política de remuneración actual para nuestro Directorio. Los directores reciben una comisión variable anual equivalente al 0,1% de nuestras ganancias netas para el año actual basado en los Estados Financieros Consolidados. Los Directores reciben un pago mensual dependiendo de su asistencia a las reuniones del Directorio y su participación como director de cualquiera de nuestras filiales. La remuneración de los Directores consiste en una remuneración fija mensual de UF 180 por mes y una cuota adicional de UF 66 por sesión, dependiendo de la asistencia a las reuniones del Directorio. Las cuotas fijas mensuales son consideradas como avances en la tarifa variable anual y acreditable contra esa cantidad. Se espera que una vez que nuestras ganancias netas están aprobadas en la JOA del año siguiente, la diferencia entre el costo variable anual acumulado y el total de cargos pagado por adelantado será pagada a directores, pero sólo si el monto resultante es positivo. El Presidente del Directorio tiene derecho a doble remuneración en comparación con otros directores bajo esta política, mientras que el Vicepresidente recibe una compensación fija superior a los directores, pero menor que la del Presidente. Los miembros del Comité de Directores reciben un honorario anual variable, equivalente a un porcentaje de nuestras ganancias netas para el año en curso. En el caso que un Director es parte de uno o más directorios de las filiales o empresas relacionadas, nacionales o extranjeras, o es Director de otras empresas o sociedades, nacionales o extranjeros, en el que el grupo económico tiene directa o indirectamente un interés, sólo puede recibir remuneración en uno de estos directorios. Los ejecutivos principales de nuestra empresa y/o de nuestras filiales o empresas relacionadas, nacionales o extranjeros, no recibirán remuneraciones cuando sean nombrados directores de cualquier filial, empresa relacionada o compañía asociada de alguna forma a nuestra compañía.

En 2016, la remuneración total pagada a cada uno de nuestros directores, incluyendo los honorarios por asistir a las reuniones del Comité de Directores fue como sigue:

Director	Año finalizado el 31 de diciembre de 2016			
	Remuneración Fija	Remuneración Variable ⁽¹⁾	Comité de Directores	Total
		(en Th Ch\$)		
Borja Acha B ⁽²⁾	—	—	—	—
José Antonio Vargas L ⁽²⁾	—	—	—	—
Domingo Cruzat A.	71.676	—	23.892	95.568
Livio Gallo ⁽²⁾	—	—	—	—
Patricio Gómez S.	71.676	—	23.892	95.568
Hernán Somerville S.	92.362	—	30.783	123.145
Enrico Viale ⁽²⁾	—	—	—	—
Herman Chadwick P. ⁽³⁾	25.349	—	8.445	33.794
Rafael Fernández M. ⁽³⁾	25.349	—	8.445	33.794
Total	286.412	—	95.457	381.869

(1) Incluye todo saldo positivo contra la remuneración anual variable pagada por anticipado. En el 2016, el saldo fue negativo, por lo que no hubo una compensación variable adicional.

(2) Los Sres. Acha, Gallo and Viale renunciaron a su remuneración por su cargo como director.

(3) Los Sres. Chadwick and Fernández cesaron en sus funciones de Directores el 28 de abril de 2016

No revelamos a nuestros accionistas ni a ninguna otra persona la información relativa a la remuneración individual de los ejecutivos principales. Para el año terminado el 31 de diciembre de 2016, la remuneración bruta total, pagada o devengada, para todos nuestros ejecutivos principales, atribuible al año fiscal 2015, fue de Ch\$ 3.548 millones en remuneración fija y Ch\$ 57 millones en remuneración variable e incluye solo la remuneración variable directamente pagada por la Compañía puesto que algunos de nuestros ejecutivos reciben remuneraciones a través de nuestras empresas subsidiarias. Los ejecutivos principales son elegibles para un plan de bonificación con remuneración variable. Nosotros pagamos un plan anual de bonificación a nuestros ejecutivos principales para lograr los objetivos de toda la empresa y por su contribución individual a los resultados y objetivos. El plan de bonificación anual ofrece una gama de bonificación según el nivel de antigüedad y consta de un cierto múltiplo de sueldos mensuales brutos.

Hemos implementado acuerdos de indemnización para todos nuestros ejecutivos principales en caso de renuncia voluntaria, o de mutuo acuerdo entre las partes. No tienen derecho a recibir una indemnización si se pone fin a la relación con la Compañía debido a mala conducta intencional, negociaciones prohibidas, ausencias injustificadas, abandono de deberes, entre otras causas, según lo definido

en Artículo 160 del Código del Trabajo de Chile. Todos nuestros empleados tienen el derecho de recibir una indemnización legal por despido si el despido tuvo lugar por necesidad de la Compañía, como lo define el Artículo 161 del Código del Trabajo de Chile.

C. Prácticas del Directorio.

Nuestro Directorio actual al 31 de diciembre de 2016 fue elegido en la JOA llevada a cabo el 28 de abril de 2016, por un periodo de tres años el cual termina en abril de 2019. Para obtener mayor información sobre cada uno de los directores y el año en que comenzaron su servicio en el Directorio, véase "Ítem 6. Directores, ejecutivos principales y empleados — A. Directores y Ejecutivos Principales" más arriba. Los miembros del Directorio no tienen contratos de servicio con nosotros o con cualquiera de nuestras filiales que les proporcionan beneficios a la terminación de su servicio.

Gobierno Corporativo

Somos administrados por un Directorio que funciona según nuestros estatutos y se compone de siete directores elegidos por nuestros accionistas en una JOA. Cada Director está en su cargo por un periodo de tres años. Tras el final de su mandato, pueden ser reelectos o reemplazados. Los directores pueden ser reelegidos indefinidamente. Los periodos escalonados no son permitidos bajo la ley chilena. En caso de una vacante en el Directorio durante el plazo de tres años, el Directorio podrá nombrar a un director temporal para llenar la vacante. Cualquier vacante desencadena una elección para cada puesto en el Directorio en la próxima JOA.

La ley de sociedades anónimas chilena dispone que el Directorio de una compañía sea responsable de la gestión y representación de una compañía relativa a su objetivo, según las disposiciones de estatutos sociales de la compañía y las resoluciones de los accionistas. Además de los estatutos, nuestro Directorio ha adoptado regulaciones y políticas que guían nuestros principios de gobierno corporativo.

Nuestras políticas de gobierno corporativo se incluyen en las siguientes políticas o procedimientos: el Estatuto del Directivo, El Código de Conducta del Empleado, Manual para la Gestión de Información de Interés para el Mercado ("el Manual"), la Política de Derechos Humanos, el Código de Ética y Plan de Cero Tolerancia contra la Corrupción ("Plan ZTAC" por sus siglas en inglés), el Modelo de Prevención de Riesgos Penales, los "Lineamientos 231: Las Pautas Aplicables a las Entidades Consolidadas No Italianas Decreto Legislativo 231 de junio 8 de 2001" y los procedimientos en cumplimiento con Reglamento General núm. 385 emitido por la SVS.

El Estatuto del Directivo, aprobado por nuestro Directorio el 28 de mayo de 2003 y el Código de Conducta de Empleados, explica nuestros principios y valores éticos, establece las normas que rigen nuestro contacto con clientes y proveedores y establece los principios que deben seguirse por los empleados, incluyendo la confidencialidad, el profesionalismo y la conducta ética. También imponen limitaciones sobre las actividades que nuestros ejecutivos y otros empleados pueden realizar fuera del ámbito de su empleo con nosotros.

Para garantizar el cumplimiento con la Ley no. 18.045 de SVS de Mercado de Valores, el Directorio aprobó el Manual para la Gestión de Información de Interés para el Mercado en su sesión celebrada el 28 de mayo de 2008. Este documento aborda las normas relacionadas con la información en relación con operaciones de nuestros valores y aquellos de nuestras filiales por parte de los Directores, la administración, los ejecutivos principales, empleados y otros relacionados con las partes, la existencia de periodos de censura para tales transacciones realizadas por Directores, ejecutivos principales y otras relacionadas con las partes, la existencia de mecanismos para la continua divulgación de información que es de interés para el mercado y los mecanismos que proporcionan la protección de información confidencial. El Manual fue dado a conocer públicamente en 2008 y se encuentra incluido en nuestro sitio web www.enelamericas.cl. En 2010, el Manual fue modificado para cumplir con las disposiciones de la Ley N° 20.382 (Ley de Mejoramiento de Gobierno Corporativo). Las disposiciones de este Manual se aplican a los miembros del Directorio así como a los ejecutivos y empleados que tienen acceso a información confidencial, y especialmente aquellos que trabajan en áreas relacionadas con los mercados de valores.

Nuestro Directorio aprobó un procedimiento relativo a la relación entre Personas Políticamente Expuestas (Procedimiento Personas Políticamente Expuestas y Conexas) y nuestra Compañía, el cual establece una norma específica para las relaciones comerciales y contractuales entre ellas.

La Política de Derechos Humanos incorpora y adapta los principios generales de las Naciones Unidas relacionados con los derechos humanos en la realidad corporativa.

Con el fin de complementar las normas de gobierno corporativo antes mencionados, en su sesión celebrada el 24 de junio de 2010, nuestro Directorio aprobó un Código de Ética y Plan de Cero Tolerancia contra la Corrupción ("Plan ZTAC"). El Código de Ética se basa en principios generales tales como la imparcialidad, honestidad, integridad y otros estándares éticos de importancia similar, que se esperan de nuestros empleados. El Plan ZTAC refuerza los principios incluidos en el Código de Ética, pero con especial énfasis en evitar la corrupción en forma de sobornos, un trato preferencial y otros asuntos similares. En esta reunión llevada a cabo el 19 de enero de 2017, nuestro Directorio aprobó la modificación al Código de Ética y Plan ZTAC para eliminar la referencia a la Ley 19.885 en lo relacionado a las donaciones políticas y para prohibir las donaciones políticas en su conjunto.

En la reunión que tuvo lugar el 29 de marzo de 2011, nuestro Directorio aprobó el Modelo de Prevención de Riesgo Penal con el propósito de cumplir con la Ley 20.393 del 2 de diciembre de 2009, la cual impone responsabilidad criminal a las entidades legales por crímenes tales como lavado de activos, financiamiento de terrorismo y sobornos a personas públicas. La ley fomenta a las compañías a adoptar este modelo, cuya implementación involucra el cumplimiento de tareas directivas y de supervisión. La adopción del Modelo de Prevención de Riesgo Penal mitiga, y en algunos casos releva, de los efectos de responsabilidad criminal aún en aquellos casos cuando el crimen es cometido.

En la reunión realizada el 28 de octubre de 2016, nuestro Directorio aprobó el "Programa Global de Compliance en Responsabilidad Penal Corporativa", la cual fue incorporada al Modelo de Prevención de Riesgo Penal para reflejar los estándares actuales, y designó al Sr. Rafael Cutrignelli como nuestro Gerente del Programa del Prevención de Riesgo Penal. El Sr. Cutrignelli además se desempeña como Gerente de Auditoría Interna tanto para Enel Chile como para Enel Américas.

El 27 de octubre de 2010, nuestro Directorio aprobó los "Lineamientos 231: Lineamientos aplicables a las filiales no italianas, de acuerdo con el Decreto Legislativo N° 231, del 8 de junio de 2001" ("Lineamientos 231"). Los Lineamientos 231 están definidos por el Decreto Legislativo Italiano 231, promulgado el 8 de junio de 2001 y establecen un programa de cumplimiento que identifica los comportamientos que se espera de partes relacionadas para las filiales no italianas de Enel. Dado que nuestra empresa matriz, Enel, debe cumplir con el Decreto Legislativo Italiano No. 231, que establece la responsabilidad de gestión de las empresas italianas como consecuencia de ciertos delitos cometidos en Italia o en el extranjero, en nombre de o en beneficio de dichas entidades, incluyendo los crímenes descritos en Chile bajo la Ley N° 20.393, ese documento establece un conjunto de medidas con estándares de comportamiento para todos los empleados, asesores, auditores, Directores, así como para los consultores, contratistas, socios comerciales, agentes y proveedores. El Decreto Legislativo 231 incluye varias actividades de naturaleza preventiva que son coherentes con los requerimientos y cumple con la Legislación chilena N° 20.393, que se refiere a la responsabilidad criminal de las personas jurídicas. Estos lineamientos son complementarios a las normas incluidas en el Código de Ética y el Plan ZTAC.

El 29 de noviembre de 2012, la SVS emitió la Norma General N° 341 que establece las normas para la difusión de información con respecto a los estándares de gobierno corporativo adoptados por sociedades anónimas abiertas, y establece los procedimientos, mecanismos y políticas que se indican en el Anexo a esa norma. El objetivo de esta norma es proveer información adecuada para el público inversionista con respecto a las buenas políticas de gobierno corporativo y las prácticas adoptadas por las sociedades anónimas abiertas, que nos incluye, y permite a las entidades tales como las Bolsas de Valores realizar sus propios análisis para ayudar a los diferentes actores del mercado a conocer y evaluar el compromiso de las empresas. El Reglamento General N° 341 fue sustituido por el Reglamento General n° 385, emitido por la SVS el 8 de junio de 2015. Este Reglamento tiene similares objetivos que el ex Reglamento General Número 341, pero aborda otros temas separando cada política en varias políticas más detalladas. Temas tales como la discriminación, la inclusión y la sustentabilidad son particularmente importantes en este nuevo Reglamento. El Anexo del Reglamento General N° 385 está dividido en las siguientes cuatro secciones con respecto a las prácticas corporativas que han sido adoptadas, las cuales las compañías deben informar: (i) el desempeño del Directorio y su composición; (ii) relaciones entre la empresa, los accionistas y el público en general y; (iii) evaluación y control de gestión y (iv) evaluación por un tercero. Las sociedades públicas de responsabilidad limitada deberán enviar la información en relación a prácticas de gobierno corporativo a la SVS, no más allá del 31 de marzo de cada año, utilizando el contenido del anexo del presente Reglamento como criterio. Si ninguno de ellos es adoptado, la empresa debe explicar sus razones a la SVS. La información debe referirse al 31 de diciembre del año anterior a su envío. Al mismo tiempo, dicha información también debe estar a disposición del público en el sitio web y debe ser enviada a las Bolsas de Valores.

Cumplimiento con las Normas de Registro sobre Gobierno Corporativo de la Bolsas de Valores de Nueva York

A continuación se incluye un resumen de las diferencias más importantes entre nuestras prácticas de gobierno corporativo y las que se aplican a los emisores domésticos, bajo las reglas de gobierno corporativo de la Bolsa de Valores de Nueva York ("NYSE").

Independencia y Funciones del Comité de Directores (Comité de Auditoría)

La legislación chilena exige que al menos dos tercios del Comité de Directores sean directores independientes. Según la legislación chilena, un miembro no se consideraría independiente si, en cualquier momento, dentro de los últimos 18 meses él o ella: (i) ha mantenido una relación de naturaleza y magnitud relevante con la compañía, con otras compañías del mismo grupo, con sus accionistas controladores o con los principales ejecutivos de cualquiera de ellos, o haya sido director, gerente, administrador, o ejecutivo de cualquiera de ellos; (ii) ha mantenido una relación de parentesco con cualquiera de los miembros descritos en el acápite (i) anterior; (iii) ha sido director, gerente, administrador o ejecutivo principal de una organización sin fines de lucro que haya recibido aportes de cualquiera de las personas descritas en el acápite (i) anterior; (iv) ha sido socio o accionista que ha controlado, directa o indirectamente, el 10% o más del capital accionario o ha sido director, gerente, administrador o ejecutivo principal de una entidad que haya proporcionado servicios de consultoría o legales de una consideración relevante o servicios de auditoría externa a las personas descritas en el acápite (i) anterior; y (v) ha sido socio o accionista que ha controlado, directa o indirectamente, el 10% o más del capital accionario o ha sido director, gerente, administrador o ejecutivo principal de los principales competidores, proveedores o clientes. En caso que no hubiese suficientes Directores independientes en el Directorio para prestar los servicios en el Comité de Directores, la legislación chilena establece que el Director independiente nomine el resto de los miembros del Comité de Directores de entre los restantes miembros del Directorio que no reúnen los requisitos de independencia de la ley chilena. La legislación chilena también exige que todas las sociedades anónimas que tienen una capitalización de mercado de a lo menos 1.500.000 UF (aproximadamente Ch\$ 39,5 mil millones, al 31 de diciembre de 2016) y que al menos 12,5% de los derechos a voto son de propiedad de los accionistas que individualmente controlan o poseen menos del 10% de tales acciones, deben tener al menos un Director independiente y un miembro en el Comité de Directores.

Según las normas de gobierno corporativo de la NYSE, todos los miembros del Comité de Auditores deben ser independientes. El Comité de Auditoría de una empresa establecida en los Estados Unidos debe desempeñar las funciones detalladas en las Reglas 303A.06 y 303A.07 del Manual para las Compañías listadas en la NYSE o, de otra manera, cumplir con sus requerimientos. Las compañías no domiciliadas en los Estados Unidos tienen la exigencia de cumplir con la Regla 303A.06, desde el 31 de julio de 2005, pero no con la Regla 303A.07. Desde el 31 de julio de 2015, hemos cumplido con la independencia y el requisito funcional de la regla 303A.06.

El 29 de junio de 2005, nuestro Directorio creó a un Comité de Auditoría, compuesto por tres Directores quienes también eran miembros del Directorio, según lo requerido por la ley Sarbanes-Oxley ("SOX") y las reglas de gobierno corporativo de la NYSE. En abril de 2010, este Comité de Auditoría se fusionó con el Comité de Directores.

En virtud de nuestros estatutos, todos los miembros del Comité de Directores deberán cumplir con los requisitos de independencia, según lo estipulado por la NYSE. El Comité de Directores está compuesta por tres miembros del Directorio y cumple con la legislación chilena, así como con los criterios y requisitos de independencia establecidos por la Ley Sarbanes-Oxley ("SOX"), la SEC y la NYSE. A la fecha por lo tanto, el Comité de Directores cumple con las condiciones de la Comisión de Auditoría según sea requerido por la SOX, la SEC y las reglas de gobierno corporativo de la NYSE. Como resultado, la compañía tiene un único Comité, el Comité de Directores, que incluye entre sus funciones las funciones desempeñadas por el Comité de Auditoría.

Nuestro Comité de Directores cumple las siguientes funciones:

- Revisión de los estados financieros y los informes de los auditores externos, previo a su entrega a los accionistas para su aprobación;
- Formulación de propuestas al Directorio, el cual hará sus propias propuestas a las juntas de accionistas, para la selección de los auditores externos y de las agencias privadas de clasificación de riesgo;
- Revisión de la información asociada a las operaciones de la Compañía con partes relacionadas e informar al Directorio de la opinión del Comité de Directores ;
- Revisión de la estructura de compensaciones y planes correspondientes a los gerentes, ejecutivos y empleados;
- Preparación del Informe Anual del Directorio, incluidas sus principales recomendaciones para los accionistas;
- Entrega de información al Directorio acerca de la conveniencia de contratar auditores externos para proveer servicios no relacionados con la auditoría, cuando esos servicios no están prohibidos por la ley, dependiendo de si tales servicios pudieran afectar la independencia de los auditores externos;
- Supervisión del trabajo de los auditores externos;
- Revisión y aprobación del plan anual de auditoría que deben realizar los auditores externos;
- Evaluación de las calificaciones, independencia y calidad de los servicios de auditoría;
- Elaboración de las políticas relacionadas con la contratación de personas que hayan sido miembros de la empresa de auditoría externa;

- Revisión y análisis de los problemas o desacuerdos entre la administración y los auditores externos respecto de los proceso de auditoría;
- Establecimiento de los procedimientos para recibir y administrar reclamos relacionados con asuntos contables, de control interno y auditoría;
- Cualquier otra función encomendada al Comité por los estatutos, el Directorio o los accionistas.

Normas de Gobierno Corporativo

Las normas de gobierno corporativo de la NYSE exigen que las compañías listadas en los Estados Unidos adopten y revelen sus lineamientos de gobierno corporativo. La legislación chilena establece esta práctica a través de la divulgación de los procedimientos relacionados con la Resolución General no. 385 y el Manual. También hemos adoptado los códigos de conducta arriba indicados y en nuestra JEA celebrada en marzo de 2006, aprobamos la inclusión en nuestros estatutos, artículos que norman la creación, composición, atribuciones, funciones y remuneración del Comité de Directores y del Comité de Auditoría.

D. Empleados

La siguiente tabla muestra el número total de nuestro personal (empleados permanentes y temporales) y el número de personal (empleados permanentes y temporales) de cada una de nuestras filiales consolidadas al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014, asumiendo que los Spin-Offs se hayan completado al 31 de diciembre 2015:

Compañía	2016	2015	2014
Argentina			
Costanera	470	485	485
El Chocón	58	47	49
Edesur	4,297	4,157	3,823
Enel Trading Argentina	17	16	13
Dock Sud	88	84	69
CTM y TESA	5	5	5
Total personal en Argentina	4,935	4,794	4,444
Brasil			
Cachoeira Dourada	82	79	76
Fortaleza	66	76	70
CIEN	37	39	62
Ampla ⁽¹⁾	1,103	1,217	1,202
Coelce	1,140	1,186	1,213
Enel Brasil	71	62	72
Total personal en Brasil	2,499	2,659	2,695
Chile			
Enel Américas	62	87	—
Total personal en Chile	62	87	—
Colombia			
Emgesa	558	510	589
Codensa	1,340	1,034	1,043
Total personal en Colombia	1,898	1,544	1,632
Perú			
Enel Generación Perú	256	260	268
Enel Distribución Perú	620	610	619
Enel Generación Piura	52	56	56
Generalima	2	5	8
Total personal en Perú	930	931	951
Total personal	10,324	10,015	9,722

(1) Incluye Enel Soluções S.A.

La siguiente tabla muestra el número total de empleados temporales y el número de empleados temporales de cada una de nuestras filiales consolidadas al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014 y el promedio durante el año fiscal más reciente, suponiendo que el Spin-Off es efectivo al 31 de diciembre de 2015:

Compañía	promedio 2016	2016	2015	2014
Argentina				
Costanera	9	9	1	18
El Chocón	12	11	2	3
Edesur	126	123	15	14
Enel Trading Argentina	1	1	1	1
Dock Sud	—	—	—	6
Total personal temporal en Argentina	148	144	19	42
Brasil				
CIEN	—	—	—	1
Total personal temporal en Brasil	—	—	—	1
Colombia				
Emgesa	92	101	44	92
Codensa	176	240	108	40
Total personal temporal en Colombia	268	341	152	132
Perú				
Enel Generación Perú	21	21	24	26
Enel Distribución Perú	53	53	42	62
Enel Generación Piura	2	3	3	3
Generalima	2	1	3	4
Total personal temporal en Perú	78	78	72	95
Total personal temporal	494	563	243	270

Chile

Por ley, todos los empleados chilenos que son despedidos por motivos distintos a una conducta impropia tienen derecho a recibir una indemnización por años de servicio. Según la legislación chilena, los empleados cuyos contratos son indefinidos tienen derecho a recibir un pago básico equivalente a un sueldo mensual por cada año trabajado, con un tope de once sueldos mensuales en el caso de aquellos empleados contratados después del 14 de agosto de 1981. La indemnización por años de servicio de los empleados contratados antes dicha fecha consiste en un sueldo mensual por cada año trabajado, sin tope. En virtud de nuestros contratos de negociación colectiva, estamos obligados a pagar montos específicos por concepto de indemnizaciones por años de servicio a todos los empleados cubiertos por los mismos en caso de renuncia voluntaria o muerte, montos que van aumentando de acuerdo a la antigüedad y que podrían exceder de los montos exigidos en la legislación chilena.

Contamos con dos convenios colectivos. El primero de ellos fue firmado en julio de 2015, y estará en vigor hasta julio de 2019. El segundo fue firmado en enero de 2016 y expirará en diciembre de 2019.

Argentina

Edesur tiene dos acuerdos de negociación colectiva que vencieron en 2007 y aún están en el proceso de renegociación. El Chocón tiene dos acuerdos de negociación colectiva, uno de los cuales vence en diciembre de 2016, y el otro ya ha expirado y está en proceso de renegociación. Costanera tiene dos acuerdos de negociación colectiva, que vencieron en 2014 y están en proceso de renegociación.

Según la ley argentina, las condiciones de trabajo de los acuerdos caducados continúan hasta la firma de un nuevo acuerdo, bajo el principio de ultra actividad establecido por la Ley 14.250 (Art. 12).

El resultado de acuerdos de negociación colectiva está sujeto al resultado de las negociaciones entre las empresas y los sindicatos, con respecto a los aumentos salariales y la incorporación de los trabajadores contratados a la fuerza laboral de las empresas.

Brasil

Ampla tiene cinco acuerdos de negociación colectiva, cuatro de los cuales vencen en septiembre de 2017 y otro en octubre de 2018. Coelce tiene dos acuerdos de negociación colectiva, uno de los cuales vence en septiembre 2017 y el otro en octubre 2018.

CIEN cuenta con tres convenios colectivos, uno de los cuales vence en abril de 2017, el otro en septiembre de 2017 y el otro en octubre de 2018. Cachoeira Dourada tiene tres acuerdos de negociación colectiva, uno de los cuales vence en abril de 2017, otro en septiembre 2017 y el otro en octubre 2018.

Fortaleza tiene dos acuerdos de negociación colectiva, uno de los cuales vence en abril 2017 y el otro en septiembre de 2017.

Bajo la ley brasileña, acuerdos de negociación colectiva no pueden durar más de dos años.

Colombia

Codensa cuenta con dos convenios, uno de los cuales expira el 30 de junio de 2018 y el otro el 31 de diciembre de 2019. Emgesa tiene dos convenios, uno de los cuales expira el 30 de junio de 2018 y el otro el 31 de diciembre de 2019.

Bajo la ley laboral colombiana, los acuerdos preexistentes de negociación colectiva se renuevan automáticamente hasta que un nuevo acuerdo entre en vigor.

Perú

Edelnor tiene dos acuerdos de negociación colectiva, que vencen en diciembre de 2016 y están actualmente en proceso de renegociación. Enel Generación Perú cuenta con un convenio colectivo, que vence en diciembre de 2017. Enel Generación Piura tiene un acuerdo de negociación colectiva, que vence en diciembre de 2017.

E. Participación Accionaria.

Según nuestro conocimiento, ninguno de nuestros directores o funcionarios posee más del 0,1% de nuestras acciones o de opciones de acción. No es posible confirmar si alguno de nuestros directores o funcionarios tiene un interés beneficioso en lugar de directo, en nuestras acciones. Según nuestro conocimiento, cualquier propiedad de acciones por todos los directores y funcionarios, en conjunto, asciende a significativamente menos del 10% de nuestras acciones en circulación.

Ítem 7. Principales Accionistas y Transacciones con Partes Relacionadas

A. Principales Accionistas.

Tenemos solamente una clase de capital social y Enel, nuestro controlador final, no tiene distintos derechos de voto que el resto de los accionistas. Al 27 de abril, 2017, un total de 58.324.975.387 de nuestras acciones comunes en circulación (incluyendo acciones de tesorería) eran de propiedad de 24.364 accionistas registrados. Hubo seis titulares registrados en nuestros ADSs en esa fecha. Al 21 de abril de 2017, Enel era dueño de 29.762.213.531 acciones de un total de 58.324.975.387 acciones comunes en circulación. Compramos 872.333.871 acciones de tesorería en conexión con la Reorganización de 2016, y estas acciones de tesorería serán canceladas como resultado de la aprobación de los accionistas sobre la cancelación en la JEA realizada el 27 de abril de 2017.

No podemos determinar el número de ADSs o de nuestras acciones comunes cuyos titulares residen en los Estados Unidos, ya que el Depositario sólo tiene conocimiento de los titulares registrados incluyendo el Depositary Trust Company y sus nominados. Así también, no podemos determinar el domicilio de los titulares beneficiarios activos representadas por los titulares registrados de los ADSs oficiales en los Estados Unidos de América. Asimismo, no podemos determinar fácilmente el domicilio de cualquiera de nuestros accionistas extranjeros que son propietarios de nuestras acciones comunes, directa o indirectamente.

Enel es nuestro controlador final desde junio de 2009. El 23 de octubre de 2014, Endesa S.A., filial española de Enel, vendió su participación directa e indirecta en acciones de Enersis Américas a Enel Iberoamérica, una filial española 100% de propiedad de Enel. Como resultado de esta transacción, Enel era propietario del 60,6% de Enersis Américas en ese momento. En diciembre de 2016, Enel Iberoamérica absorbió a Enel Latinoamérica a través de una fusión. Como resultado de esas transacciones en conjunto con la Reorganización de 2016, y a la esperada cancelación de las acciones de tesorería, Enel poseerá 51,8% de Enel Américas a través de Enel Iberoamérica. Para mayores detalles relacionados con la Reorganización de 2016, favor véase el “Ítem 4. Información de la Compañía—A. Historia y Desarrollo de la Compañía— La Reorganización de 2016.”

Al 31 de marzo de 2017, los fondos de pensiones chilenos privados (AFPs), eran propietarios de 14,5% de nuestras acciones en conjunto. Los corredores de bolsa chilenos, fondos mutuos, compañías de seguros, fondos de capital extranjero y otros inversionistas institucionales chilenos en conjunto son dueños de 20,3% de nuestras acciones. Los titulares de ADSs son propietarios de 9,8% de nuestras acciones, las acciones de tesorería representaban el 1,5% y el 2,9% restante eran acciones en manos de 24,190 accionistas minoritarios.

La siguiente tabla muestra la información relativa a la propiedad de las acciones comunes al 27 de abril de 2017, con respecto a cada accionista conocido por nosotros por poseer más del 5% de las acciones comunes de:

	Número de acciones del titular	Porcentaje de acciones en circulación
Enel Iberoamérica ⁽¹⁾	29.762.213.531	51,0%

(1) Enel Iberoamérica en 100% propiedad Enel.

Enel es una compañía de energía italiana con operaciones multinacionales en los mercados de energía y gas enfocadas en los mercados de Europa y América Latina. Enel opera en más de 30 países en cuatro continentes, produce energía con una capacidad instalada de 84 GW y distribuye electricidad y gas a través de una red que cubre 1,9 millones de kilómetros. Con más de 61 millones de usuarios en el mundo, Enel tiene la mayor base de clientes en relación a sus competidores europeos y destaca entre las compañías europeas de energía líderes en términos de capacidad instalada y EBITDA informado. Enel se transa públicamente en la Bolsa de Comercio de Milán.

B. Transacciones con Partes Relacionadas

El Artículo 146 de la Ley 18.046 (la “Ley de Sociedades Anónimas Chilenas”) define las transacciones con partes relacionadas como toda operación que involucre a la compañía y cualquiera otra entidad que pertenezca al grupo corporativo, sus sociedades matrices, empresas controladoras, filiales o empresas relacionadas, directores, gerentes, administradores, ejecutivos de alto rango o compañías liquidadoras, incluyendo sus cónyuges, ciertos familiares y todas las entidades controladas por ellos, además de las personas que puedan designar al menos un miembro del Directorio o que controlan el 10% o más del capital con derecho a voto, o compañías en las cuales un director, gerente, administrador, ejecutivos de alto rango o compañías liquidadoras han estado sirviendo en la misma posición en los últimos 18 meses. La ley establece que en el evento que estas personas reúnan los requisitos establecidos en ese Artículo 146, tales personas deben informar inmediatamente al Directorio, o a cualquier otro grupo que el Directorio pueda designar para ese propósito, de su naturaleza de parte relacionada. De acuerdo a lo establecido por la ley, “las transacciones con partes relacionadas” deben cumplir con los intereses de la compañía, así como con los precios, términos y condiciones prevalecientes en el mercado al momento de su aprobación. También deben cumplir con todos los requisitos legales, incluyendo el conocimiento y aprobación de la transacción por parte del Directorio (excluyendo los Directores involucrados), además de la aprobación de la JEA (en algunos casos, con la aprobación de la mayoría necesaria) y con los procedimientos legales aplicables.

La mencionada ley, que también se aplica a nuestros afiliados, también ofrece algunas excepciones, indicando que en algunos casos, la aprobación del Directorio sería suficiente para realizar “transacciones con partes relacionadas”, en virtud de determinados umbrales de transacciones con partes relacionadas y cuando estas operaciones se llevan a cabo en cumplimiento de las políticas vinculadas definidas por el Directorio de la empresa. Por consiguiente, en 2016, nuestro Directorio adoptará una política de transacciones con partes relacionadas (política de habitualidad) que entró en vigor el 1 de enero de 2010. Esta política está publicada en nuestro sitio web www.enelamericas.cl.

Si una transacción no cumple con el Artículo 146, esto no afectaría la validez de la transacción, pero nosotros o nuestros accionistas podemos exigir indemnización a la persona relacionada con la infracción según lo previsto en la ley y exigir la reparación por daños y perjuicios.

Es nuestra política que todos los flujos de caja de nuestras afiliadas extranjeras son manejados a través de nuestra política de caja centralizada. Es práctica común en Chile transferir superávit de fondos de una compañía a otra afiliada que tenga un déficit de caja. Estas transferencias se llevan a cabo ya sea a través de transacciones de corto plazo o a través de préstamos intercompañía estructurados. Bajo leyes y regulaciones chilenas, estas transacciones deben llevarse a cabo bajo en condiciones de plena competencia. Todas estas transacciones estarán sujetas a la supervisión de nuestro Comité de Directores. Al 25 de abril de 2017, estas transacciones fueron realizadas con la tasa de interés promedio (TIP), más un 0,05% mensual.

En los países en los que operamos, no manejamos los flujos de nuestras subsidiarias aún cuando las transacciones intercompañía están permitidas; sin embargo éstas puede tener consecuencias impositivas adversas.

Durante 2016, Enel Generación Chile nos pagó la totalidad de un crédito estructurado por US\$ 250 millones con una tasa de interés anual de 1,38%.

En marzo de 2016, garantizamos el crédito a 3 años de Ampla por US\$ 75 millones con un tercero. El financiamiento fue otorgado en Chile en dólares, y se contrató un swap de dólares a reales brasileiros en Brasil, el cual también fue garantizado por nosotros.

En julio de 2016, en el contexto del apoyo financiero otorgados a nuestra subsidiaria brasileira Ampla, los accionistas chilenos de Enel Brasil (el cual al momento de la transacción incluyó a Endesa Américas, Chilectra Américas, Chilectra Inversud y nosotros) otorgaron un crédito intercompañía a Enel Brasil con el fin de proveer estabilidad financiera al grupo en Brasil. Luego de la consumación de la fusión de las compañías mencionadas anteriormente con y en Enel Américas, somos el único acreedor de los créditos intercompañía, los cuales al 25 de abril de 2017 ascendieron a Br\$ 169 millones más intereses acumulados. Enel Generación Perú, también accionista de Enel Brasil, otorgó un crédito a Enel Brasil, el cual al 25 de abril de 2017 ascendió a Br\$ 7 millones más intereses acumulados. Los créditos intercompañía vencen en diciembre de 2017.

Durante 2017, Enel Américas otorgó créditos intercompañía a Enel Brasil para apoyar el plan de negocios en el país, especialmente luego de la adquisición de la compañía de distribución CELG. A la fecha de este informe, Enel Américas prestó US\$ 225 millones, denominados en dólares por un periodo de cinco años. No hay otros créditos intercompañía proyectados para 2017.

Acuerdos entre Compañías Relacionadas con el Spin-Off

Enel Chile no tiene acciones comunes o ADSs nuestras y nosotros no tenemos acciones comunes de Enel Chile acciones comunes o ADSs. Bajo la ley chilena, seguimos siendo solidariamente responsables por algunas obligaciones contraídas por Enel Chile en virtud del Spin-off. Sin embargo, dicha responsabilidad no se extenderá a cualquier obligación de una persona o entidad que ha dado su consentimiento nos libera de dicha responsabilidad y aprobación del spin-off.

Existen varias relaciones contractuales entre Enel Chile y nosotros en la entrega de servicios intercompañía. Enel Chile realizó acuerdos intercompañía bajo los cuales provee servicios directamente e indirectamente a nosotros. En menor medida, Enel Chile podría requerir de nuestros servicios y a SIEI. Los servicios a ser otorgados por Enel Chile incluyen ciertos servicios legales, financieros, de tesorería, seguros, mercado de capitales, compliance financiero, contabilidad, recursos humanos, comunicaciones, seguridad, relaciones con contratistas, servicios de IT, impuestos y otros apoyos corporativos y de servicios administrativos. Estos servicios son provistos y cobrados a precios de mercado si existiera un servicio comparable. Si no lo hubiera, serán provistos al costo más un porcentaje específico. Los contratos por servicios intercompañía son válidos por cinco años.

A la fecha de este Informe, las transacciones antes mencionadas no han experimentado cambios importantes. Para obtener más información sobre transacciones con partes relacionadas, consulte la Nota 9 de las notas a nuestros Estados Financieros Consolidados.

C. Intereses de Expertos y Abogados

No aplicable.

Ítem 8. Información Financiera

A. Estados Consolidados y Otra Información Financiera

Véase “Ítem 18. Estados Financieros

Procesos Legales

Nosotros y nuestras filiales participamos en procesos legales que surgen en el curso habitual de los negocios. Creemos que es poco probable que las pérdidas asociadas a juicios pendientes puedan afectar de manera significativa el normal desarrollo de nuestro negocio.

Para información detallada al 31 de diciembre de 2016 sobre el estado de los procesos legales materiales pendientes que han sido presentados contra nosotros y nuestras filiales, consulte Nota 33.3 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados. Cabe destacar que a partir del 1 de marzo de 2016, Enel Chile es la entidad demandada en vez de nosotros porque los litigios legales vigentes o aquellos que pudieran surgir de nuestros negocios chilenos anteriores.

En relación a los procesos legales registrados en las notas a nuestros estados financieros consolidados, nuestro criterio es divulgar información sobre demandas por encima del umbral mínimo de US\$ 20 millones de impacto potencial para nosotros y, en algunos casos, criterios cualitativos según la materialidad del impacto en la conducción de nuestro negocio. El estado de los procesos legales incluyen una descripción general, el estado del proceso y la estimación de la cantidad involucrada en cada litigio.

Política de Dividendos

Nuestro Directorio establece generalmente un dividendo definitivo a pagar cada año, devengado del año anterior, el cual no puede ser menor que el mínimo legal de 30% de los resultados netos anuales. En la JOA realizada el 28 de abril de 2016, nuestros accionistas acordaron distribuir un dividendo definitivo de Ch\$ 204.874.253.630 equivalente a aproximadamente Ch\$ 4,17321 por acción ordinaria, devengado en el año fiscal 2015. Esto corresponde a un ratio de pago de 50%, basado en los resultados netos anuales. El 29 de enero de 2016, se pagó un dividendo provisorio de Ch\$ 1,23875 por acción común a cuenta del dividendo definitivo, con el resto de Ch\$ 167.209.724.296 equivalente a aproximadamente Ch\$ 3,40599 por acción común pagado el 24 de mayo de 2016. El pago de dividendos para el año fiscal 2015 se basó en el resultado neto registrado en la SVS, el cual fue marginalmente diferente al resultado neto según IFRS.

El 24 de noviembre de 2016, el Directorio aprobó distribuir un dividendo provisorio de Ch\$ 0,94664 por acción común al 27 de enero de 2017, para el año fiscal 2016. El mencionado dividendo provisorio será descontado del dividendo definitivo a ser pagado en mayo de 2017. El dividendo definitivo de Ch\$ 191.530 millones equivalente a aproximadamente Ch\$ 3,3337 por acción común aprobado por nuestros accionistas en la JOA que se llevó a cabo el 27 de abril de 2017 y corresponde a una razón de pago de 50% y es basado en nuestro resultado neto consolidado anual.

De acuerdo con nuestra actual política de dividendos, el dividendo a cuenta corresponde al 15% del ingreso neto consolidado al 30 de septiembre de 2016. Además, nuestro Directorio propondrá un pago de dividendo definitivo igual al 50% del ingreso neto anual para el año fiscal 2016. Los pagos de dividendos reales estarán sujetos a ganancias netas obtenidas en cada periodo, así como a las expectativas de los niveles de ganancias futuras y otras condiciones que puedan existir en el momento de dicha declaración de dividendo. El cumplimiento de la política de dividendos antes mencionados depende de los ingresos netos en 2017. La política de dividendos propuesta está sujeta a la prerrogativa de nuestro Directorio para cambiar la cantidad y distribución de los dividendos de acuerdo a las circunstancias en el momento del pago.

Los pagos de dividendos están sujetos a las restricciones legales, tales como requisitos de reserva capital accionario y utilidades retenidas y otras restricciones contractuales como contratos de crédito no predeterminadas. Por ejemplo, Enel Generación Piura no puede pagar dividendos a menos que cumplan con ciertas obligaciones financieras. Sin embargo, estas restricciones legales no están afectando en la actualidad nuestra capacidad o cualquiera de nuestras filiales para pagar dividendos. (Véase "Ítem 5. Revisión Operativa y Financiera y Perspectivas — B. Liquidez y Recursos de Capital" para más información sobre nuestros instrumentos de deuda).

Los accionistas establecen políticas de dividendos en cada filial y afiliada. Actualmente no existe ningún control material de monedas que nos prohíbe de repatriación de dividendos de sus filiales no chilenas principales y afiliadas.

Pagamos dividendos a los accionistas registrados a la medianoche del quinto día hábil antes de la fecha de pago. Los titulares de los ADSs tendrán derecho a participar en los dividendos en las fechas de registro aplicables.

Dividendos

La siguiente tabla muestra, para cada uno de los años indicados, los montos de dividendo por acción distribuidos por nosotros en pesos chilenos y el monto de dividendos distribuidos por ADSs (un ADS = 50 acciones comunes) en dólares. Véase "Ítem 10. Información adicional — D. Control Cambiario".

Año	¹ Ch\$ ⁽¹⁾ Nominal	US\$ por ADS ⁽²⁾
2016 ⁽³⁾	4,64	0,35
2015	6,21	0,44
2014	6,71	0,55
2013	4,25	0,41
2012	5,75	0,60

- (1) Esta tabla detalla los dividendos efectivamente pagados en un año determinado y no los dividendos devengados en ese año. Estos dividendos pueden haber sido devengados el año anterior o en el mismo año en el cual se pagaron. Estos montos no reflejan la reducción por retención de cualquier impuesto en Chile.
- (2) El monto en dólares por ADS ha sido calculado aplicando el tipo de cambio Dólar Observado al 31 de diciembre de cada año. Un ADS representa 50 acciones comunes.
- (3) La compañía actual no es necesariamente comparable con su predecesor antes de la Reorganización de 2016.

Para un análisis de los impuestos de retención en Chile y el acceso al mercado de cambios formal en Chile, en relación con los pagos de dividendos y ventas de ADSs y de las acciones comunes subyacentes, véase el "Ítem 10. Información Adicional – E. Tributación" y el "Ítem 10. Información Adicional – D. Control de Cambios".

B. Cambios Significativos.

El 1 de enero de 2017, cambiamos nuestra moneda funcional de pesos chilenos a dólares. En el futuro, presentaremos nuestros estados financieros y pagaremos dividendos en dólares.

Ítem 9. Oferta Pública y Cotización

A. Detalles de la Oferta Pública y Detalles de la Cotización

Información Precio de Mercado

Las acciones comunes de nuestro capital social y nuestros ADRs se transan actualmente en las Bolsas de Valores Chilenas y en la NYSE, respectivamente.

La tabla a continuación muestra, para los períodos indicados, los precios de cierre máximos y mínimos en pesos de las acciones en la Bolsa de Comercio de Santiago y los precios de cierre máximos y mínimos de los ADSs en dólares, según lo informado por la NYSE. Al 21 de abril de 2016 y 26 de abril de 2016, el precio de las acciones ordinarias y de los ADS, respectivamente, reflejan sólo el valor de la Compañía y sus operaciones no chilenas. Antes de dichas fechas, los precios de las acciones eran los de Eneris, antes de la división de Enel Chile, la cual incluía operaciones en cinco países, incluido Chile.

	Bolsa de Comercio de Santiago ⁽¹⁾		Bolsa de Valores de los Estados Unidos ⁽²⁾	
	Ch\$ por acción		US\$ ppr ADS	
	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo
2017				
Abril (hasta el 25 de abril de 2017)	141,16	132,22	10,74	10,28
Marzo	141,50	125,00	10,77	9,61
Febrero	130,50	116,09	9,91	8,97
Enero	117,77	107,82	9,14	8,01
2016	188,00	93,50	14,27	7,38
Diciembre	114,80	103,70	8,63	7,75
Noviembre	117,00	103,46	8,80	7,67
Octubre	118,00	105,00	8,93	8,06
Septiembre	114,90	106,51	8,64	8,08
4° trimestre	118,00	103,46	8,93	7,67
3° trimestre	118,50	106,51	9,16	8,08
2° trimestre	117,10	93,50	14,27	7,38
1° trimestre	188,00	153,00	13,93	10,33
2015	226,25	161,16	18,72	11,25
4° trimestre	200,00	161,16	13,99	11,25
3° trimestre	208,33	174,02	16,10	12,20
2° trimestre	226,25	196,00	18,72	15,38
1° trimestre	205,00	191,98	16,58	15,15
2014	210,75	143,00	17,59	13,08
4° trimestre	204,89	176,25	15,98	14,91
3° trimestre	210,75	184,00	17,59	15,69
2° trimestre	187,85	169,60	17,00	15,21
1° trimestre	171,85	143,00	15,55	13,08
2013	188,00	148,00	19,97	14,39
2012	203,50	150,10	20,87	15,50

(1) Fuente: Bolsa de Comercio de Santiago.

(2) Fuente: NYSENET. Las cifras compuestas de nuestros ADSs incluyen las transacciones en todas las bolsas de los Estados Unidos. Un ADS = 50 acciones comunes.

En el último día de transacciones de 2016, el precio de la acción en la Bolsa de Comercio de Santiago cerró en Ch\$ 108,87 y nuestro ADS cerró en US\$ 8,21 por ADS en la NYSE.

El 25 de abril de 2017, nuestra acción común cerró en Ch\$ 136,25 por acción en la Bolsa de Comercio de Santiago y nuestro ADS cerró en US\$ 10,37 por ADS en la NYSE.

B. Plan de Distribución

No aplicable

C. Mercados.

En Chile nuestras acciones se transan en tres bolsas de valores, la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa Electrónica y la Bolsa de Valores de Valparaíso. La bolsa más grande del país, la Bolsa de Comercio de Santiago, fue fundada en 1893 como empresa privada. Su patrimonio está constituido por 48 acciones a la fecha del presente Informe. Al 31 de diciembre de 2016, 214 empresas transaban

sus acciones en la Bolsa de Comercio de Santiago. En 2016 la Bolsa de Comercio de Santiago representó el 92,2% del total de nuestras acciones transadas en Chile, las que totalizaron 6.694.296.428 acciones. Adicionalmente, 7,8% de nuestras acciones se tranzó en la Bolsa Electrónica de Comercio, un mercado de transacciones electrónicas que fue creado por bancos y casas de corretaje no miembros, y finalmente menos del 0,01% se tranzó en la Bolsa de Comercio de Valparaíso.

En la Bolsa de Comercio de Santiago se transan capitales, fondos de capital fijo, valores de renta fija, valores a corto plazo, oro y dólares. La Bolsa de Comercio de Santiago también transa futuros en dólares y futuros de índice de acciones. Los valores se transan principalmente mediante un sistema de subasta a viva voz, uno de ofertas a firme, o bien a través de la subasta diaria. Las transacciones mediante el sistema a viva voz se realizan todos los días hábiles desde las 9:30 a.m. a las 4:00 p.m., cuando está vigente la hora local estándar, y de las 9:30 a.m. a las 5:00 p.m., cuando está vigente el horario de ahorro de energía, el cual difiere de la hora de Nueva York en hasta dos horas, dependiendo de la estación del año. La Bolsa de Comercio de Santiago cuenta con un sistema de transacciones electrónico denominado Telepregón, el cual opera continuamente a partir de las 9:30 a.m. hasta las 4:00 p.m. horas, cuando está vigente la hora local estándar, y de las 9:00 a.m. a las 5:00 p.m., cuando está vigente el horario de ahorro de energía, en cada día hábil. Cuando está vigente la hora local estándar, las subastas electrónicas pueden realizarse cuatro veces al día, a las 10:30 a.m., 11:30 a.m., 1:30 p.m. y 3:30 p.m. Cuando está vigente el horario de ahorro de energía hay una subasta adicional a las 4:30 p.m. Más del 99% de las subastas y transacciones se llevan a cabo electrónicamente.

En la Bolsa de Comercio de Santiago existen dos índices de precios de acciones: el Índice General de Precio de Acciones, o IGPA, y el Índice de Precios Selectivo de Acciones, o IPSA. El IGPA se calcula utilizando los precios de todas las acciones que se transan públicamente al menos el 5% de los días en el año en que se transan acciones en el año, con transacciones totales que superan las UF 10.000 (Ch\$ 263 millones al 31 de diciembre de 2016, en equivalentes a US\$ 393.565) y un porcentaje de propiedad de accionistas minoritarios ('free-float') de a lo menos un 5 %. El IPSA se calcula utilizando los precios de las 40 acciones con los montos transados más altos, sobre una base trimestral, y con valor de mercado por sobre los US\$ 200 millones. Las acciones incluidas en el IPSA y el IGPA se ponderan de acuerdo con el valor ponderado de las acciones transadas. Nosotros hemos estado incluidos en el IPSA desde nuestro proceso de privatización, en 1988.

Nuestras acciones comunes se han transado en los Estados Unidos, nuestro mercado principal, en forma de ADSs en la NYSE y en el mercado no bursátil ("OTC") desde octubre de 1993, bajo el símbolo "ENI". Desde la terminación del Spin-Off de Enersis Chile en abril de 2016, nuestros ADSs actualmente se transan bajo el símbolo "ENIA". Cada ADS representa 50 acciones comunes, con los ADSs a su vez evidenciados por American Depositary Receipts ("ADRs"). Los ADRs están en circulación y bajo el Tercer Enmienda y Renovación del Contrato de Depósito al 28 de marzo de 2013 entre nosotros, Citibank, N.A., como depositario (el "Depositario") y los titulares y beneficiarios de vez en cuando de los ADRs emitidos bajo la misma. Solo las personas cuyo nombre está registrados los ADRs en los libros del Depositario son tratados por el Depositario como propietarios de los ADRs.

El 27 de abril de 2017, estaban vigentes los ADRs representando a 114.906.684 ADSs (equivalente a 5.745.334.178 acciones comunes), representando el 9,9% del número total de acciones emitidas. En la práctica, no podemos determinar la proporción de los ADSs en poder de beneficiarios activos norteamericanos. Las transacciones de nuestras acciones en la NYSE y otras bolsas durante 2016 ascendieron a aproximadamente 216 millones de ADSs, los que, a su vez, equivalen a US\$ 2.110 millones.

La NYSE está abierta para transacciones de lunes a viernes de 9:30 a.m. a 4:00 p.m., con la excepción de festivos, informados por adelantado por la NYSE. La NYSE transa en la rueda en un formato de remates continuos, donde los corredores pueden ejecutar transacciones de acciones en representación de los inversionistas. Corredores especialistas actúan como martilleros en un remate a gritos para traer a compradores y vendedores para reunirse y conducir el remate en cuestión. Los clientes también pueden enviar órdenes para su ejecución inmediata o dirigir las órdenes a la rueda para transar en el remate. La NYSE se encuentra regulada en Estados Unidos por la Securities and Exchange Commission (SEC) y la Comisión de Transacciones de Futuros y Commodities ("CFTC", por sus siglas en inglés) para coordinar las medidas de manejo de riesgo en las transacciones electrónicas a través de la implementación de mecanismos tales como interruptores y puntos de reabastecimiento de liquidez.

La siguiente tabla contiene información respecto del monto de acciones comunes y el porcentaje transado, por mercado, durante 2016:

	Número de acciones comunes	Porcentaje
Mercado		
Estados Unidos (Un ADS = 50 acciones comunes) ⁽¹⁾	10.831.429.600	59,9%
Chile ⁽²⁾	7.263.986.744	40,1%
Total	18.095.416.344	100,0%

(1) Incluye el New York Stock Exchange y las transacciones en el mercado no bursátil.

(2) Incluye la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa Electrónica y la Bolsa de Valores de Valparaíso.

Para mayor información véase, “Ítem 9. La Oferta Pública y la Cotización — A. Detalles de la Oferta y la Cotización — Información del Precio del Mercado.”

D. Accionistas que Venden

No aplicable.

E. Dilución

No aplicable.

F. Gasto de la Emisión

No aplicable

Ítem 10. Información Adicional

A. Capital Social

No aplicable.

B. Constitución y los Estatutos de Asociación

Descripción del Capital Social

A continuación se indica cierta información relativa a nuestro capital social y un breve resumen de ciertas disposiciones de importancia respecto de nuestros estatutos y de la ley chilena.

General

Los derechos de los accionistas de las empresas chilenas están regidos por los estatutos de la empresa, los cuales cumplen con el mismo propósito que los artículos o certificado de constitución y de los estatutos de una empresa constituida en los Estados Unidos, y por la Ley de Sociedades Anónimas de Chile N°18.046 (la “Ley de Sociedades Anónimas”). Además, el D.L. 3500, o Ley de Sistema de Fondos de Pensiones, que permite la inversión de fondos de pensiones chilenos en las acciones de compañías calificadas, afecta indirectamente el gobierno corporativo y establece ciertos derechos de los accionistas. De acuerdo con la Ley de Sociedades Anónimas de Chile, las acciones legales de accionistas por hacer valer sus derechos como tales deben realizarse en Chile en juicios arbitrales, o

bien, a opción del demandante ante los tribunales de Chile. Los miembros del Directorio, administradores, gerentes y ejecutivos principales de la Compañía, o accionistas que individualmente poseen acciones con valor libro o valor de mercado superior a UF 5.000 (o Ch\$ 132 millones al 31 de diciembre de 2016) no tienen la opción de llevar el proceso a los tribunales.

Los Mercados de Valores de Chile son regulados principalmente por la Superintendencia de Valores y Seguros, o SVS, bajo la Ley del Mercado de Valores N°18.045 y la Ley de Sociedades Anónimas chilena. Estas dos leyes estipulan los requisitos para la publicación de información, restricciones a las transacciones por parte de personas que manejan información interna y a la manipulación de los precios, y provee protección de los accionistas minoritarios. La Ley del Mercado de Valores establece los requisitos para las emisiones ofrecidas al público, bolsas de comercio y corredores, y delinea los requisitos para la publicación de información para las empresas que emiten valores de Oferta Pública. La Ley de Sociedades Anónimas de Chile y a la Ley del Mercado de Valores, y sus respectivas enmiendas, entregan normas relativas a la toma de posesión, las ofertas de compra, las transacciones con partes relacionadas, mayorías calificadas, la recompra de acciones, Comité de Directores, directores independientes, las opciones de acciones y derivados de acciones.

Registro Público

Somos una sociedad anónima abierta gobernada por las leyes de Chile. Fuimos constituidos por escritura pública extendida el 19 de junio de 1981, ante el notario público de Santiago, Sr. Patricio Zaldívar M. Nuestra existencia y estatutos fueron aprobados por el la Resolución SVS N° 409-S del 17 de julio y nos registramos en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces y Comercio de Santiago en la página 13099 N° 7269. Estamos registrados en la SVS con el número de registro 0175. También estamos registrado en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos con el número de registro 001-12440 el 19 de octubre de 1993.

Requisitos para la Publicación de Informes Relativos a la Adquisición o Venta de Acciones

Según el Artículo 12 de la Ley de Bolsas y la Norma de Carácter General No. 269 de la SVS, se debe dar a conocer a la SVS y a las bolsas chilenas de valores cierta información relativa a las transacciones en acciones de las sociedades anónimas abiertas o en contratos o en títulos cuyo precio o resultados dependan de, o están condicionadas en su totalidad o en parte, al precio de tales acciones. Puesto que se considera que los ADSs representan acciones comunes implícitas de los ADRs, las transacciones en ADR estarán sujetas a estos requisitos de publicación de información, como aquellos establecidos en la Circular N° 1375 de la SVS. A los accionistas de las sociedades anónimas abiertas se les exige informar a la SVS y a las Bolsas de Valores de Chile:

- todas las compras o ventas directas o indirectas de acciones de un titular que, directa o indirectamente, tiene el 10% o más del capital suscrito de una sociedad anónima abierta;
- todas las compras o ventas directas o indirectas de contratos o valores cuyo precio o resultados depende de, o esté condicionado en su totalidad o en parte, al precio de las acciones de un titular que posee directa o indirectamente 10% o más del capital suscrito de una sociedad anónima abierta;
- todas las compras o ventas directas o indirectas de acciones realizadas por un titular que, como resultado de una adquisición de acciones de tal sociedad anónima abierta, se traduce en que ese titular llegue a tener, directa o indirectamente, a lo menos el 10% del capital suscrito de una sociedad anónima abierta; y
- todas las compras o ventas directas o indirectas de acciones por cualquier monto, que haga un director, liquidador, ejecutivo, gerente general, o gerente, de una sociedad anónima abierta.

Adicionalmente, los accionistas mayoritarios de una sociedad anónima abierta deben informar a la SVS y a las Bolsas de Valores Chilenas si dichas transacciones se efectúan con la intención de adquirir el control de la empresa o, en cambio, se trata sólo de una inversión financiera pasiva.

En virtud del Artículo 54 de la Ley de Bolsas y la Norma de Carácter General N° 104 dictada por la SVS, toda persona que intente, directa o indirectamente, tomar el control de una sociedad anónima abierta, debe dar a conocer su intención al mercado por lo menos con diez días hábiles de anticipación de la fecha de cambio de control propuesta y, en todo caso, tan pronto como se hayan formalizado las negociaciones para el cambio del control o haya sido suministrada información reservada de la sociedad anónima abierta.

Propósito y Objetivo de la Compañía

El Artículo 4 de nuestros estatutos indica que nuestro objeto social y propósito son, entre otras cosas, explotar la producción, la transmisión, la distribución, y el suministro de la energía eléctrica, como asimismo la prestación de servicios de consultoría en ingeniería, sea de manera directa o a través de otras empresas y de participar en el negocio de las telecomunicaciones.

Directorio

Nuestro Directorio consiste en nueve miembros que son nombrados por los accionistas en la JOA y quienes son elegidos para un periodo de tres años, al final de los cuales serán reelegido o reemplazados.

Los siete Directores elegidos en la JOA son los nueve candidatos individuales que reciben la mayoría de votos más alta. Cada accionista podrá votar según el número de sus acciones a favor de un candidato o puede distribuir sus acciones entre cualquier número de candidatos.

El efecto de estas disposiciones electorales es para asegurarse de que un accionista que tiene más del 10% de nuestras acciones pueda elegir un miembro del Directorio.

La remuneración de los Directores se establece anualmente en la JOA. Véase "Ítem 6. Directores, Ejecutivos Principales y Empleados — B. Remuneración. "

Los acuerdos suscritos por nosotros con partes relacionadas solo pueden ser ejecutados cuando tal acuerdo sirve a nuestros intereses y su precio, términos y condiciones son consistentes con las condiciones prevalecientes del mercado en el momento de su aprobación y cumplen con todos los requisitos y procedimientos indicados en el Artículo 147 de la Ley de Sociedades Anónimas de Chile.

Ciertos Poderes del Directorio

Nuestros estatutos estipulan que todo acuerdo o contrato que nosotros suscribamos con nuestro accionista controlador, sus Directores o ejecutivos, o con partes relacionadas nuestras, deben ser previamente aprobados por dos tercios del Directorio y deben ser materia de las Reuniones de Directorio y deben cumplir con las disposiciones de la Ley de Sociedades Anónimas de Chile.

Nuestros estatutos no consideran disposiciones relativas a:

- la autoridad de los Directores , en la ausencia de quórum independiente, a votar sobre compensación para ellos mismos o para cualquier miembro de ese órgano;
- la capacidad para tomar préstamos por los Directores y cómo esa capacidad para tomar préstamos puede variar;
- el retiro o no retiro de Directores bajo algún límite de edad: o
- el número de acciones, requerido para calificar como director, de existir alguno.

Ciertas Disposiciones Relativas a los Derechos de los Accionistas

A la fecha de ingreso del presente Informe, nuestro capital está constituido por una sola clase de acciones, todas las cuales son acciones comunes y tienen los mismos derechos. Nuestros estatutos no incluyen disposiciones relativas a:

- Cláusulas de rescate;
- Fondos de amortización; o
- Responsabilidad frente a rescate de capital por nosotros.

Bajo la ley chilena, los derechos de nuestros accionistas sólo pueden ser modificados mediante una enmienda a los estatutos, que cumpla con los requisitos explicados más adelante bajo el "Ítem 10. Información Adicional — B. Constitución y los Estatutos de Asociación — Junta de Accionistas y Derechos de Voto".

Capitalización

Bajo la ley chilena, solamente los accionistas de una compañía, actuando en una JEA, tienen la facultad de autorizar un aumento de capital. Cuando un inversionista suscribe acciones, éstas se emiten y se registran oficialmente a su nombre, y el suscriptor recibe el tratamiento de accionista para todos los fines, excepto para la recepción de dividendos y del retorno de capital en el caso que las acciones hayan sido suscritas pero no pagadas. El suscriptor se hace acreedor al derecho de recibir dividendos sólo por las acciones que efectivamente haya pagado o, si sólo ha pagado una parte de éstas, dicho suscriptor tiene el derecho de recibir la fracción pro rata de los dividendos declarados respecto de tales acciones, a menos que los estatutos de la empresa estipulen otra cosa. Si un suscriptor no paga la totalidad de las acciones que ha suscrito en la fecha convenida para el pago o antes de ésta, a pesar de las acciones de la empresa tendientes a cobrar el pago, la empresa tiene el derecho de subastar las acciones en la bolsa de valores donde se transan. Sin embargo, mientras dichas acciones no sean vendidas en subasta, el suscriptor sigue ejerciendo todos los derechos de un accionista, a excepción

del derecho de percibir dividendos y al retorno de capital. El CEO o la persona que lo reemplace reducirán en el registro de accionistas el número de acciones a nombre del accionista deudor al número de acciones que retiene, deduciendo las acciones vendidas por la empresa y cancelando la deuda en el monto necesario para cubrir el resultado de la venta, después de los gastos correspondientes. Cuando hay acciones autorizadas y emitidas respecto de las cuales no se haya recibido su pago completo dentro del período establecido por la JEA en la que se autorizó su suscripción (que en ningún caso puede superar los tres años a partir de la fecha de esa junta), se debe reducir el capital en el monto no suscrito a esa fecha. Con respecto a las acciones suscritas y no pagadas luego del plazo mencionado arriba, el Directorio debe proceder a la cobranza, a no ser que la junta de accionistas haya autorizado (con dos tercios de las acciones con derecho a voto) a reducir el capital de la empresa al monto efectivamente pagado, en cuyo caso el capital será reducido por mandato de la ley al monto efectivamente pagado. Una vez que se hayan agotado las acciones de cobranza, el Directorio propondrá a la junta de accionistas la aprobación, por simple mayoría, la eliminación del balance pendiente y la reducción del capital al monto efectivamente recuperado.

Al 31 de diciembre de 2016, nuestro capital suscrito y totalmente pagado fue de Ch\$ 4.622 mil millones y estuvo compuesto de 58.324.975.387 acciones, incluyendo 872.333.871 acciones propias en cartera compradas por nosotros en conexión con la Reorganización de 2016. El 27 de abril de 2017, la EMS aprobó el cambio de nuestra moneda funcional y moneda de reporte de pesos chilenos dólares, siendo efectivo a partir del 1 de enero de 2017. Consecuentemente, nuestro capital será redenominado en dólares y luego de que la esperada cancelación de las acciones propias en cartera se lleve a cabo, nuestro capital suscrito y totalmente pagado será US\$ 6.763.204.424 y estará compuesto por 57.452.641.316 acciones.

Derechos Preferenciales y Aumentos del Capital Social

La Ley de Sociedades Anónimas de Chile exige que las empresas chilenas otorguen a los accionistas el derecho preferencial para comprar un número suficiente de acciones para mantener su porcentaje existente de propiedad de dicha empresa, cada vez que esa empresa emita nuevas acciones.

Bajo la ley chilena, los derechos preferentes pueden ser libremente ejercidos o transferidos por los accionistas durante el período de 30 días. Las opciones para suscribir acciones en los aumentos de capital de la empresa o de cualesquiera otros valores convertibles en acciones o que confieren futuros derechos sobre estas acciones, deben ser ofrecidos al menos una vez a los accionistas, a pro rata de las acciones registradas a su nombre a la medianoche del quinto día anterior a la fecha de inicio del periodo de opción preferente. La oferta de derechos preferentes y el inicio de este período de 30 días para su ejercicio, debe ser comunicado a través de la publicación de un aviso destacado, a lo menos una vez, en el diario usado para las notificaciones de las juntas de accionistas. Durante ese periodo de 30 días, y durante un período adicional de 30 días, inmediatamente a continuación del periodo de 30 días inicial, no se permite a las sociedades anónimas abiertas ofrecer ninguna de las acciones no suscritas a terceros, en condiciones que sean más favorables que aquellas dadas a sus accionistas. Al final de este período adicional de 30 días, una sociedad anónima abierta chilena está autorizada a vender sus acciones no suscritas a terceros, en cualquier término, siempre que éstas sean vendidas en una de las Bolsas de Valores chilenas.

Juntas de Accionistas y Derechos a Voto

Una JOA debe realizarse dentro de los primeros cuatro meses tras la finalización de nuestro año fiscal. La última JOA se celebró el 27 de abril de 2017. Una JEA puede ser convocada por el Directorio cuando lo estime conveniente, o cuando es solicitada por los accionistas que representen al menos el 10% de las acciones emitidas con derecho a voto, o por la Superintendencia de Valores y Seguros. Para convocar a una JOA o una JEA, se debe publicar tres veces un aviso en un periódico en nuestro domicilio social. El periódico señalado por nuestros accionistas es El Mercurio de Santiago. El primer aviso debe ser publicado no menos de 15 días y no más de 20 días antes de la Junta programada. El mismo aviso debe también ser enviado por correo a cada accionista, a la Superintendencia y a las bolsas de valores chilenas.

La JOA se celebrará el día establecido en el aviso y permanecerá en sesión hasta que se hayan agotado las materias establecidas en el aviso. Sin embargo, una vez constituida, a proposición del presidente, o de accionistas que representen a lo menos el 10% de las acciones con derecho a voto, la mayoría de los accionistas presentes pueden acordar suspender la junta y continuarla en el mismo día y lugar, sin que sea necesario una nueva constitución ni la calificación de poderes, todo lo cual se registrará en un solo conjunto de actas. Sólo los accionistas que estaban presentes o representados pueden asistir al reinicio de la junta, con derecho a voto.

Bajo la ley chilena, el quórum de la junta de accionistas se establece con la presencia en persona, o mediante poderes, de accionistas que representen por lo menos la mayoría de las acciones emitidas con derecho a voto de una empresa. Si no hay quórum en una primera junta, se puede volver a convocar a junta, en la cual se considerará que los accionistas presentes constituyen el quórum, independientemente del porcentaje de acciones representadas. La segunda junta debe celebrarse dentro de 45 días siguientes a la fecha

programada para la primera junta. Las juntas de accionistas adoptan resoluciones mediante el voto afirmativo de la mayoría de las acciones presentes o representadas en la junta. Se debe convocar a una JEA para llevar a cabo las siguientes acciones:

- una transformación de la empresa en una entidad distinta de una sociedad anónima abierta bajo la Ley de Sociedades Anónimas de Chile, una fusión o una división de la empresa;
- una modificación al plazo de vigencia o a la disolución anticipada de la empresa;
- un cambio de domicilio de la empresa;
- una disminución del capital social;
- una aprobación de aportes de capital en especies y valoraciones de aportes no monetarios;
- una modificación respecto de la autoridad reservada a los accionistas, o limitaciones al directorio;
- una reducción en el número de miembros del Directorio ;
- una enajenación del 50% o más de los activos de la sociedad, contemple o no la enajenación de pasivos , como asimismo la aprobación o modificación del plan de negocios que contemple la enajenación de activos por un monto mayor a dicho porcentaje;
- la enajenación del 50% o más de los activos de una filial, siempre y cuando esa filial represente al menos el 20% de los activos de la empresa, como también cualquier enajenación de sus acciones que tenga como resultado que la empresa pierda su condición de controlador;
- la forma en que se distribuirán los beneficios corporativos;
- otorgamiento de garantías por pasivos de terceros que excedan el 50% de los activos, a no ser que el tercero sea una filial de la empresa, en cuyo caso la aprobación del Directorio es considerado suficiente;
- la adquisición de acciones de la propia empresa;
- otras materias establecidas por los estatutos o las leyes;
- ciertas soluciones para la nulidad de los estatutos sociales;
- inclusión en los estatutos del derecho para comprar acciones a los accionistas minoritarios cuando los accionistas controladores alcancen el 95% de las acciones de la empresa, por medio de una Oferta Pública por todas las acciones de la empresa, donde al menos el 15% de las acciones han sido adquiridas por accionistas no relacionados;
- la aprobación o ratificación de actos o contratos con partes relacionadas

Independientemente del quórum presente, el voto necesario para cualquiera de las acciones anteriores es por lo menos las dos terceras partes de las acciones con derecho a voto.

Las enmiendas de los estatutos para la creación de una nueva clase de acciones, o una modificación o una eliminación de las clases de acciones que ya existen, debe ser aprobado por al menos dos tercios de las acciones de la serie afectada.

La legislación chilena requiere que una sociedad anónima abierta entregue a sus accionistas el mismo nivel o tipo de información requerida por las leyes de valores relativa a la solicitud de poderes. Sin embargo, los accionistas están autorizados para analizar los estados financieros de una sociedad anónima abierta dentro del plazo de 15 días anteriores a la JOA programada. Bajo la ley chilena, se debe enviar por correo un aviso a los accionistas con la enumeración de las materias que se abordarán en ésta, al menos 15 días antes de la fecha de dicha junta y una indicación sobre la manera en que se pueden obtener copias completas de los documentos que sustentan las materias que serán sometidas a votación, que también deben estar disponibles para los accionistas en nuestra página web. En el caso de una JOA, nuestro reporte anual de actividades, que incluye también el informe financiero auditado, se debe poner a disposición de los accionistas y publicarse en la página web de la empresa www.enelamericas.cl.

La Ley de Sociedades Anónimas de Chile estipula que, a petición del Comité de Directores o por los accionistas que representen al menos el 10% de las acciones emitidas con derecho a voto, la memoria anual de una empresa chilena debe incluir, además de los materiales proporcionados por el Directorio a los accionistas, los comentarios y propuestas de dichos accionistas en relación con los asuntos de la empresa. Según el Artículo 136 del Reglamento de las Sociedades Anónimas, los accionistas que posean o representen el 10% o más de las acciones emitidas con derecho a voto, pueden:

- hacer observaciones y proposiciones relativas al progreso de los negocios corporativos en el año correspondiente, ningún accionista puede hacer individualmente o en conjunto con otros más de una presentación. Estas observaciones deben ser hechas por escrito a la empresa, de manera concisa, responsable y respetuosa, y el (los) respectivos accionista(s) debe(n) establecer su voluntad de que ellas sean incluidas como un anexo a la memoria anual. El Directorio incluirá en un anexo a la memoria anual del año un resumen fidedigno de los comentarios y proposiciones pertinentes que las partes interesadas han hecho, sujeto a que sean presentadas durante el año o dentro de los 30 días siguientes a su término; o
- hacer observaciones y proposiciones sobre las materias que el Directorio someta al conocimiento o voto de los accionistas. El Directorio incluirá un resumen fidedigno de esos comentarios y proposiciones en toda información que envíe a los accionistas, sujeto a que las proposiciones de los accionistas sean recibidas en las oficinas de la empresa al menos 10 días antes de la fecha de despacho de la información por parte de la empresa. Los accionistas deben presentar a la compañía sus comentarios y proposiciones, expresando su voluntad que éstas sean incluidas en el anexo de la respectiva memoria anual en la información enviada a los accionistas, según sea el caso. Las observaciones a que se refiere este Artículo pueden ser presentadas por cada accionista que posea 10% o más de las acciones emitidas con derecho a voto, o accionistas que juntos tengan ese porcentaje que actuarán como uno.

De manera similar, la Ley de Sociedades Anónimas de Chile estipula que cuando el Directorio de una sociedad anónima abierta convoca a una JOA y solicita representantes para la Junta, o hace circular información que fundamente sus decisiones u otro material similar, está obligado a incluir los comentarios y propuestas pertinentes que puedan haber formulado el Comité de Directores o los accionistas que tengan el 10% o más de las acciones con derecho a voto de la empresa, que soliciten que esos comentarios y propuestas sean incluidos.

Sólo los accionistas registrados como tales con nosotros a las 11.59 p.m., del quinto día hábil anterior a la fecha de una junta, tienen derecho a asistir y a votar con sus acciones. Un accionista puede designar a otra persona, quien no requiere ser accionista, como su representante para asistir a la junta y votar en su representación. Los poderes para esa representación deben ser dados por la totalidad de las acciones del titular. El poder puede contener instrucciones específicas para aprobar, rechazar o abstenerse con respecto a cualquiera de las materias sometidas a voto en la junta y que estaban incluidas en el aviso. Cada accionista con derecho a asistir y votar en una junta de accionistas tendrá un voto por cada acción suscrita.

No existen limitaciones impuestas por la Legislación chilena o por nosotros sobre el derecho de los no residentes o extranjeros de poseer o votar acciones comunes. Sin embargo, el titular registrado de las acciones comunes representadas por ADS, y evidenciadas por los ADSs en circulación, es el custodio del Depositario, actualmente Banco Santander Chile, o cualquiera de sus sucesores. En consecuencia, los titulares de ADS no tienen derecho a recibir directamente notificación de las juntas de accionistas, o a votar las acciones subyacentes de las acciones comunes representadas por ADS, acreditados por los ADSs. El Contrato de Depósito contiene disposiciones conforme a las cuales el Depositario ha acordado solicitar instrucciones de los titulares registrados de ADS para el año de los derechos a voto correspondientes a las participaciones de acciones comunes representadas por los ADSs. Sujeto al cumplimiento de los requisitos del Contrato de Depósito y a la recepción de dichas instrucciones, el Depositario ha acordado esforzarse, en la medida de lo posible y en cuanto está permitido por la Legislación chilena y por las disposiciones de los estatutos, a votar o hacer que se vote (u otorgar un poder discrecional al Presidente del Directorio de la compañía o a una persona designada por el Presidente del Directorio de la empresa a votar) por las acciones comunes representadas por los ADSs de acuerdo con dichas instrucciones. El Depositario no podrá ejercer ningún voto discrecional de ninguna acción ordinaria subyacente a los ADSs por sí mismo. Si el Depositario no recibe instrucciones de voto de un titular de ADS en relación con las acciones representadas por los ADSs a más tardar en la fecha establecida por el Depositario a tal efecto, las acciones comunes representadas por los ADSs, sujeto a las limitaciones establecidas en el Contrato de Depósito, podrán ser votadas en la forma indicada por el Presidente del Directorio de la empresa, o por una persona designada por el Presidente del Directorio, sujeto a las limitaciones establecidas en el Contrato de Depósito.

Dividendos y Liquidación de Derechos

De acuerdo con la Ley de Sociedades Anónimas Chilenas, a menos que se decida otra cosa mediante el voto unánime de las acciones emitidas con derecho a voto, todas las compañías deben pagar cada año dividendos en efectivo equivalentes a por lo menos un 30% de la ganancia anual, antes de la amortización del mayor valor de inversiones para cada año (calculado de acuerdo a las normas contables

aplicables a la compañía al preparar los estados financieros a ser presentados a la SVS), a no ser que y excepto que la compañía arrastre pérdidas. La Ley establece que el Directorio debe acordar la política de dividendos e informar esa política a los accionistas en la JOA.

Cualquier dividendo por un monto superior al 30% de la ganancia puede ser pagado, según lo elija el accionista, en efectivo, en acciones nuestras o en acciones de sociedades anónimas abiertas de nuestra propiedad. En el caso de los accionistas que no elijan expresamente recibir un dividendo de un modo diferente al pago en efectivo, se presume legalmente que han optado por percibirlo en efectivo.

Los dividendos que se declaran pero que no se pagan dentro del período establecido en la Ley de Sociedades Anónimas de Chile (en el caso del dividendo mínimo, 30 días después de la declaración; en el caso de los dividendos adicionales, en la fecha establecida para el pago en el momento de la declaración) deben ser reajustados para que reflejen el cambio en el valor de la UF, desde la fecha determinada para el pago hasta la fecha en que dichos dividendos son efectivamente pagados. Dichos dividendos también devengan interés según la tasa vigente para los depósitos denominados en UF durante ese período. El derecho a percibir un dividendo caduca si no es reclamado dentro de cinco años desde la fecha que dicho dividendo es pagadero. Los montos no cobrados en ese período son transferidos para el beneficio del Cuerpo de Bomberos.

En el caso de nuestra liquidación, los titulares de acciones tendrían una participación en los activos disponibles, en proporción al número de acciones pagadas que tengan en su poder, después del pago a todos los acreedores.

Aprobación de los Estados Financieros

El Directorio debe presentar anualmente a los accionistas nuestros Estados Financieros Consolidados para su aprobación. Si los accionistas mediante el voto de la mayoría de acciones presentes en la junta de accionistas (en persona o mediante un representante) rechazan los estados financieros, el Directorio debe presentar nuevos estados financieros no más allá de 60 días a contar de la fecha de dicha junta. Si los accionistas rechazan los nuevos estados financieros, se considera que todo el Directorio debe ser removido de sus funciones y se elige un nuevo Directorio en la misma junta. Los directores que hayan aprobado en forma individual dichos estados financieros quedan descalificados para su reelección en el siguiente período. Nuestros accionistas nunca han rechazado los informes financieros presentados por nuestro Directorio.

Cambio de Control

La Ley De Mercado de Capitales establece una regulación completa para ofertas públicas de compra. La ley define una Oferta Pública como el intento de comprar acciones o instrumentos convertibles en acciones de empresas transadas públicamente, y cuya oferta es presentada a los accionistas para comprar sus acciones en condiciones que permitan al comprador alcanzar un cierto porcentaje de propiedad, dentro de un período fijo de tiempo. Estas disposiciones aplican tanto a tomas de control voluntarias como hostiles.

Adquisición de Acciones

No existen disposiciones en nuestros estatutos que discriminen en contra de algún titular actual o futuro de acciones por el hecho de que dicho accionista posea un número significativo de acciones. Sin embargo, ninguna persona puede poseer directa o indirectamente más del 65% de nuestras acciones en circulación. Esta restricción no aplica al Depositario, como dueño registrado de acciones representadas por los ADRs, pero si aplica a cada titular de los ADSs. Adicionalmente, nuestros estatutos prohíben que un accionista ejerce derechos a voto correspondientes a más del 65% del capital social de propiedad de ese accionista o en representación de otros que representen más del 65% de las acciones emitidas con derecho a voto.

Derecho de los Accionistas Disidentes a Ofrecer sus Acciones

La Ley de Sociedades Anónimas de Chile estipula que al adoptarse en una junta de accionistas cualquiera de las resoluciones que se enumeran más adelante, los accionistas disidentes obtienen el derecho a retirarse de la empresa y exigir a ésta que les recompre sus acciones, sujeto al cumplimiento de ciertos términos y condiciones. Con el fin de ejercer los derechos de retiro, los titulares de ADRs deben primero retirar las acciones representadas por sus ADRs, de conformidad con las condiciones del Contrato de Depósito.

Se define como accionistas “disidentes” a aquellos que en una junta de accionistas votan en contra de una resolución que origina el derecho a retirarse, o a aquel que habiendo estado ausente en dicha junta, señala por escrito su oposición a la resolución en cuestión dentro de los 30 días siguientes a la junta de accionistas. Los accionistas presentes o representados en la junta y que se abstienen de ejercer sus derechos de votos, no serán considerados disidentes. El derecho a retiro debe ser ejercido por todas las acciones que el accionista disidente tenía registradas a su nombre a la fecha en la que se determinó su derecho a participar en la junta en la que se adopta la resolución que motiva su retiro y que mantiene en la fecha en que comunica a la compañía su intención de retiro. El precio pagado a

un accionista disidente de una sociedad anónima abierta, cuyas acciones se cotizan y transan activamente en una de las Bolsas de Valores Chilenas, corresponde al valor promedio ponderado de los precios de venta de las acciones, según lo anunciado por las Bolsas de Valores Chilenas en las cuales transan las acciones durante el período de dos meses, entre los días nonagésimo y trigésimo, anteriores a la junta de accionistas que originó el derecho de retiro. Si, debido al volumen, la frecuencia, el número y la diversidad de compradores y vendedores, la SVS determina que las acciones no son transadas activamente en la bolsa de valores, el precio pagado al accionista disidente debe ser el valor libro. Valor libro para este fin será equivalente al capital pagado más las reservas y utilidades, menos las pérdidas, dividido por el número total de acciones suscritas, ya sea total o parcialmente pagadas. Para fines de la realización de este cálculo se emplea el último estado consolidado de la posición financiera, con los ajustes que reflejen la inflación hasta la fecha de la junta de accionistas que originó el derecho a retiro.

El Artículo 126 del Reglamento de las Sociedades Anónimas chilenas establece que si se presenta el derecho a retiro, la empresa está obligada a informar a los accionistas de esta situación, del valor por acción que será pagado a los accionistas que están ejerciendo su derecho a retiro y el plazo para ejercerlo. Esa información debe ser dada a conocer a los accionistas en la misma junta en que se adoptan las resoluciones que producen el derecho a retiro, antes de su votación. Dentro de los dos días siguientes a la fecha en que nace el derecho a retiro debe hacerse una comunicación especial a los accionistas con esos derechos. En el caso de sociedades anónimas abiertas, esa información debe ser publicada mediante un aviso destacado en un diario de amplia circulación nacional y en su página web, más una comunicación escrita dirigida a los accionistas con derechos, a las direcciones que tienen registradas en la empresa. El aviso de la junta de accionistas que se pronunciará sobre materias que podrían dar el derecho de retiro debiera mencionar esta circunstancia.

En las resoluciones que originan el derecho de retiro de un accionista están, entre otras, las siguientes:

- la transformación de la empresa en otro tipo de entidad que no sea una sociedad anónima abierta, gobernada por la Ley de Sociedades Anónimas de Chile;
- la fusión de la empresa con otra empresa;
- enajenación del 50% o más de los activos de la sociedad, contemple o no la enajenación de pasivos, así como la aprobación o modificación del plan de negocios que contemple la enajenación de activos por un monto mayor a dicho porcentaje;
- la enajenación del 50% o más de los activos de una filial, siempre y cuando esa filial represente al menos el 20% de los activos de la compañía, como también cualquier enajenación de sus acciones que resulte en que la empresa pierda su condición de controlador;
- la emisión de garantías para pasivos de terceros que excedan el 50% de los activos, (si el tercero corresponde a una filial de la empresa, es suficiente la aprobación del Directorio);
- la creación de derechos preferenciales para una clase de acciones o una modificación a las ya existentes. En este caso, el derecho a retiro sólo corresponde a los accionistas disidentes de la(s) clase(s) de acciones que sean adversamente afectadas;
- ciertos recursos para la anulación de los estatutos sociales; y
- aquellos otros motivos que pueden ser establecidas por ley o por los estatutos de la empresa.

Inversiones por Parte de las AFP

La Ley del Sistema de Fondos de Pensiones permite a las AFP invertir sus fondos en empresas que estén sujetas al Título XII y, sujeto a restricciones mayores, en otras empresas. La decisión sobre cuales acciones pueden ser adquiridas por las AFP es adoptada por la Comisión Clasificadora de Riesgos. La Comisión Clasificadora de Riesgos establece los lineamientos para las inversiones y está facultada para aprobar o rechazar aquellas empresas que son elegibles para las inversiones de las AFP. Con la excepción del periodo entre marzo 2003 y marzo 2004, hemos sido una empresa del Título XII desde 1985 y estamos aprobados por Comisión Clasificadora de Riesgos.

A las empresas del Título XII se les exige contar con estatutos que restrinjan la propiedad de cualquier accionista a un porcentaje máximo específico, actualmente 65%, que ciertas medidas sólo sean adoptadas en una junta de accionistas y que otorguen a los accionistas el derecho de aprobar ciertas políticas de inversiones y financiamiento.

Registros y Transferencias

Las acciones emitidas por nosotros son registradas a través de un agente administrativo que se denomina DCV Registros S.A. Esta entidad también es responsable del registro de nuestros accionistas. En el caso de acciones de propiedad en común, se debe designar a un apoderado para que represente a los titulares conjuntos en su relación con nosotros.

C. Contratos Materiales.

Ninguno.

D. Controles Cambiarios

El Banco Central de Chile es responsable de la política monetaria y de los controles cambiarios en Chile, entre otras cosas. Las regulaciones aplicables a las divisas están actualmente contenidas en el Compendio de Normas de Cambios Internacionales (el “Compendio”) aprobado por el Banco Central de Chile en 2002. El adecuado registro de una inversión extranjera en Chile permite a ese inversionista acceder al Mercado Cambiario Formal. Las inversiones extranjeras pueden ser registradas ante el Comité de Inversiones Extranjeras bajo el D.L. 600, de 1974, o pueden ser registrados en el Banco Central de Chile, bajo la Ley 18.840, Ley del Banco Central, de octubre de 1989.

a) Capítulo XIV

A continuación se presenta un resumen de ciertas disposiciones del Capítulo XIV que son aplicables a todos los accionistas existentes (y titulares de ADS). Este resumen no pretende ser completo y es calificado íntegramente por referencia al Capítulo XIV. El Capítulo XIV regula los siguientes tipos de inversiones: créditos, depósitos, inversiones y aportes de capital. Un inversionista bajo el régimen de Capítulo XIV puede repatriar su inversión hecha con nosotros en cualquier momento posterior a la venta de nuestras acciones, y a las utilidades derivadas de ello, sin tope monetario, sujetas a las normativas en efecto a esa fecha, lo cual debe ser informado al Banco Central de Chile.

Excepto por el cumplimiento de normativas tributarias y algunas obligaciones de información, actualmente no hay reglas en Chile que afecten los derechos de repatriación, excepto que la remesa de moneda extranjera debe ser hecha a través de una entidad del

Mercado Cambiario Formal. Sin embargo, el Banco Central de Chile tiene la autoridad de cambiar esas reglas e imponer controles cambiarios.

b) Compendio y Emisiones de Bonos Internacionales

Los emisores chilenos pueden ofrecer bonos emitidos internacionalmente por el Banco Central bajo el Capítulo XIV del Compendio, y sus enmiendas.

E. Tributación

Consideraciones tributarias chilenas

El siguiente análisis resume las consecuencias importantes relativas al impuesto a la renta e impuesto de retención chilenos para titulares extranjeros que surgen de la propiedad y enajenación de acciones y ADS. El resumen siguiente no pretende ser una descripción exhaustiva de todas las consideraciones tributarias que podrían ser importantes para la tomar la decisión de comprar, poseer o enajenar acciones o ADS, de haberlas, y no pretende abordar las consecuencias tributarias aplicables a todas las categorías de inversionistas, por cuanto algunos de ellos podrían estar sujetos a reglas especiales. Se aconseja a los titulares de acciones y ADS consultar con sus propios asesores tributarios las consecuencias tributarias chilenas y otras que conlleva la titularidad de acciones o ADS. El siguiente resumen se basa en la legislación chilena vigente a la fecha de este Informe y está sujeto a cualquier modificación que puedan sufrir ésta y otras leyes después de la fecha indicada, posiblemente con efecto retroactivo. Según la legislación chilena, las disposiciones contenidas en cuerpos legales tales como las tasas de impuestos aplicables a inversionistas extranjeros, el cálculo de renta afecta a impuesto en Chile, y la manera en que los impuestos chilenos se aplican y recaudan sólo pueden ser modificadas por otra ley. Asimismo, las autoridades tributarias chilenas emiten dictámenes y reglamentos de aplicación general o específica, e interpretan las disposiciones contenidas en la Ley de Impuesto a la Renta chilena. Los impuestos chilenos no pueden aplicarse retroactivamente a contribuyentes que actúan de buena fe basándose en dichos dictámenes, reglamentos e interpretaciones, pero las autoridades tributarias chilenas sí pueden modificar sus dictámenes, reglamentos e interpretaciones en el futuro. El siguiente análisis también se basa, en parte, en declaraciones del depositario, y supone que cada obligación contemplada en el Contrato de Depósito y acuerdos relacionados se cumplirá en conformidad con sus respectivos términos. A la fecha del presente Informe, no hay vigente un convenio para evitar la doble tributación entre Estados Unidos y Chile. Sin embargo, el 2010, Estados Unidos y Chile suscribieron un convenio para evitar la doble tributación que entrará en vigor una vez que haya sido ratificado por ambos países, lo que a esta fecha no ha sucedido. No podemos dar garantías de que el convenio en cuestión será ratificado por cualquiera de estos dos países. El siguiente resumen se basa en la suposición de que no hay en vigencia un convenio para evitar la doble tributación entre Estados Unidos y Chile.

Para los efectos de este Informe, el término "titular extranjero" significa:

- en el caso de que el titular sea una persona natural, que dicha persona no es residente en Chile; para efectos de tributación chilena, una persona natural es residente en Chile si él o ella ha residido en Chile por más de seis meses dentro de un año calendario o por un total de más de seis meses en un periodo de dos años fiscales consecutivos; o bien
- en el caso de que el titular sea una persona jurídica, que dicha persona jurídica no está constituida con arreglo a las leyes de la República de Chile, salvo que las acciones o ADS sean cedidos a una sucursal, agente, representante o establecimiento permanente de dicha persona jurídica en Chile.

Tributación sobre acciones y ADS

Tributación sobre dividendos pagados en efectivo y repartos en especie

Regla general: La siguiente tributación sobre dividendos pagados en efectivo y repartos en especie se aplica hasta 2016. Los dividendos pagados en efectivo por acciones o ADS en posesión de un titular extranjero estarán afectos al impuesto de retención chileno, el que retiene y paga la compañía. Según se describe en el siguiente ejemplo, el monto del impuesto de retención chileno se determina aplicando una tasa del 35% al monto bruto del reparto (monto equivalente a la suma del monto real del reparto y el impuesto de primera categoría chileno correlativo pagado por el emisor), del que luego se resta como crédito el impuesto de primera categoría chileno pagado por el emisor.

En septiembre de 2014 se promulgó una reforma tributaria (Ley 20.780) que, entre otras materias, aumentó progresivamente el impuesto de primera categoría (el impuesto corporativo chileno, ICC). La tasa del ICC se ajustará de la siguiente manera: en el 2014 aumentó de 20% a 21%; en el 2015 aumentó a 22,5%; en el 2016 aumentó a 24%; en el 2017, dependiendo de cuál de los dos sistemas alternativos (explicados más adelante) contemplados dentro de la reforma tributaria de 2014 se elija, la tasa impositiva aumenta a 25% para las empresas que elijan la base de renta devengada y a un 25,5% para las empresas que elijan la base de renta efectiva para los accionistas. A contar de 2018, la tasa del ICC permanecerá en 25% para las empresas que eligieron la base de renta devengada y aumentará a un 27% para las empresas que eligieron la base de renta efectiva para los accionistas. El ejemplo siguiente ilustra la carga tributaria chilena real respecto del impuesto de retención sobre un dividendo en efectivo recibido por un titular extranjero, suponiendo una tasa impositiva de retención del 35%, una tasa de ICC real del 24% (tasa del ICC para el 2016) y un reparto del 50% de los resultados netos de la compañía después del pago del ICC:

Línea	Concepto y suposiciones para el cálculo	Monto
1	Resultados corporativos afectos a impuesto (basado en la Línea 1 = 100)	100,0
2	Impuesto de primera categoría (ICC) : 24% x la Línea 1	24
3	Resultados netos sujetos a reparto: Línea 1 — Línea 2	76
4	Dividendos repartidos (50% de resultados netos sujetos a reparto): 50% de la Línea 3	38
5	Impuesto de retención: (35% de (la suma de la Línea 4 y 50% de la Línea 2))	(17,5)
6	Crédito del 50% por ICC : 50% de la Línea 2	12
7	Impuesto de retención: Línea 5 + Línea 6	(5,6)
8	Dividendo neto recibido: Línea 4 - Línea 7	32,5
9	Tasa efectiva de impuesto de retención sobre los dividendos: Línea 7 / Línea 4	14,5

En general, la tasa efectiva del impuesto de retención chileno sobre los dividendos, después de aplicar el crédito por el impuesto de primera categoría pagado por la compañía, puede calcularse usando la siguiente fórmula:

$$\text{Tasa Efectiva del Impuesto de Retención sobre dividendos} = \frac{(\text{tasa de impuesto de retención}) - (\text{tasa de impuesto primera categoría})}{1 - (\text{tasa de impuesto primera categoría})}$$

Usando las tasas vigentes hasta el 2016, la Tasa Efectiva del Impuesto de Retención sobre los Dividendos es:

$$(35\%-24\%) / (100\%-24\%) = 14,47\%$$

Generalmente, se supone que los dividendos han sido pagados de nuestras utilidades retenidas más antiguas para los efectos de determinar el nivel de ICC que fue pagado por nosotros. Para obtener mayor información acerca de nuestras utilidades retenidas para efectos tributarios y el crédito fiscal disponible respecto del reparto de tales utilidades retenidas, véase la Nota 17 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados.

En conformidad con la Ley de Impuesto a la Renta chilena, los repartos de dividendos hechos en especie están sujetos a las mismas reglas tributarias chilenas que los dividendos pagados en efectivo. Los dividendos que representan acciones gratuitas distribuidas a titulares extranjeros como resultado de una capitalización hecha en la misma persona jurídica no están afectos a impuestos en Chile.

Excepciones: Sin perjuicio de la regla general expuesta anteriormente, existen circunstancias especiales con arreglo a las cuales se aplicaría un tratamiento tributario distinto dependiendo de la fuente de las rentas o debido a circunstancias especiales existentes a la fecha del reparto de dividendos. A continuación se describen los casos especiales más comunes:

- 1) Circunstancias en las que no hay un crédito por impuesto de primera categoría contra el impuesto de retención chileno. Estos casos se verifican cuando: (i) las utilidades pagadas en forma de dividendos (siguiendo la regla de prelación indicada precedentemente) exceden los resultados imponible de una empresa (tales repartos de dividendos en exceso de la renta imponible de la empresa determinada al 31 de diciembre del año en el que se efectuó el reparto quedarán afectos a la tasa de impuesto de retención chileno del 35%, sin el crédito por ICC; en relación con la regla de retención provisional aplicable a la fecha del pago de dividendos, sírvase consultar el número 3 siguiente); o (ii) los resultados no estaba afectos a ICC debido a una exención del impuesto de primera categoría chileno, en cuyo caso el titular extranjero también estará afecto a la tasa de impuesto de retención del 35% sin el crédito por ICC.
- 2) Circunstancias en las que los dividendos han sido atribuidos a resultados exentos de todos los impuestos a la renta chilenos: en estos casos, los dividendos repartidos por una empresa a un titular extranjero no estarán afectos al

impuesto de retención chileno. Los resultados exentos de todo impuesto a la renta chileno están expresamente enumerados en la Ley de Impuesto a la Renta chilena.

- 3) Circunstancias en las que los dividendos están afectos a un impuesto de retención provisional: En la eventualidad de que a la fecha del reparto de dividendos no existan ganancias sobre los cuales se haya pagado impuesto a la renta y que no existan ganancias exentas de impuesto, se aplica el 35% del impuesto de retención chileno con un crédito provisional del 24% por ICC. Este crédito provisional del 24% por ICC debe confirmarse con la información que entregue una empresa respecto de sus resultados imponibles al 31 de diciembre del año en el que se efectuó el pago de dividendos. Una empresa puede acordar con los titulares extranjeros retener un monto superior a fin de evitar una retención inferior a la que corresponde al impuesto de retención chileno.
- 4) Circunstancias en las que es posible usar ciertos créditos en Chile contra impuestos a la renta pagados en el extranjero, o "crédito por impuestos pagados en el extranjero": Esto ocurre cuando los dividendos repartidos por una empresa chilena tienen como fuente resultados generados por empresas domiciliadas en terceros países. Si esos resultados estuvieron afectos a un impuesto de retención o a un impuesto corporativo en aquellos terceros países, a dichos resultados podrá aplicarse un crédito o "crédito por impuestos pagados en el extranjero" contra los impuestos chilenos correspondientes, los que pueden transferirse proporcionalmente a los accionistas de una empresa chilena.

Nuevo régimen tributario en vigencia a partir de 2017

La reforma tributaria dictada en septiembre de 2014, modificada por la Ley 20.899 promulgada el 8 de febrero de 2016, creó dos mecanismos alternativos para la tributación de resultados percibidos por accionistas, vigentes a contar del 1 de enero de 2017: a) tributación de los accionistas en base a renta devengada (conocida como el sistema de renta atribuida en Chile); y b) tributación de los accionistas en base a renta efectiva (conocida como sistema parcialmente integrado en Chile y muy similar al sistema actualmente vigente). Puesto que somos una sociedad anónima, no disponemos de elección en esta materia y, en consecuencia, debemos acogernos obligatoriamente al sistema de renta efectiva de acuerdo con la ley.

Además, la anteriormente citada Ley 20.899 amplió al 100% el crédito por ICC contra el impuesto chileno que deben pagar los accionistas residentes en países con los que Chile haya suscritos convenios para evitar la doble tributación antes del 1 de enero de 2017, incluso si tales convenios no se encontraban vigentes a dicha fecha. Ésta es la situación en la que se encuentra el convenio respectivo suscrito entre Chile y Estados Unidos. Esta regla transitoria estará vigente entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2019.

Con arreglo al sistema de renta efectiva, pagaremos el ICC (a una tasa del 25% en el 2017 y de 27% posteriormente) sobre nuestros resultados anuales. Los accionistas individuales chilenos y extranjeros pagarán en Chile sólo el impuesto correspondiente (según se explica más abajo) sobre los repartos de utilidades efectivos y podrán usar el impuesto pagado por la empresa que efectúa el reparto como un crédito, con ciertas limitaciones. Solamente un 65% del ICC es susceptible de ser imputado como crédito contra el impuesto del 35% que corresponde a los accionistas (en contraposición al 100% que contempla el actual régimen de FUT y la base tributaria de renta devengada). No obstante, en el caso de que antes del 1 de enero de 2017 exista un convenio para evitar doble tributación suscrito con Chile (aun cuando no haya entrado en vigencia), el ICC es completamente imputable como crédito contra el impuesto del 35% que corresponde al accionista.

Tributación en dos etapas:

- Compañía: 27% de utilidades devengadas (usando la tasa máxima de ICC aplicable a contar de 2018).
- Accionista: 35% de pago efectivo (65% del ICC puede imputarse como crédito contra la base imponible del accionista, lo que resulta en una tasa impositiva efectiva del 17,5% para él. Sin embargo, si el accionista es residente en un país extranjero con el cual Chile haya suscrito un convenio para evitar la doble tributación antes del 1 de enero de 2017 (aun cuando el convenio no haya entrado en vigencia), el ICC puede imputarse en un 100% al impuesto pagado, lo que resulta en una tasa de impuesto efectiva del 8% para el accionista).

Carga tributaria total: 44,45% (35% para residentes de países con los que existe un convenio para evitar la doble tributación).

Tributación sobre la venta o canje de ADS fuera de Chile

Las ganancias obtenidas por un titular extranjero de la enajenación o canje de ADS fuera de Chile no estarán afectas a impuestos chilenos.

Tributación sobre la venta o canje de acciones

Hasta el 31 de diciembre de 2016, la Ley de Impuesto a la Renta chilena incluía una exención tributaria sobre ganancias de capital derivadas de la venta en las bolsas de valores de títulos accionarios de empresas que cotizan en ellas. Si bien contemplaba ciertas restricciones, en términos generales, la modificación dispuso que a fin de calificar para la exención tributaria a las ganancias de capital: (i) las acciones debían ser de sociedades anónimas abiertas con un nivel mínimo de transacciones en una bolsa de valores; (ii) la venta debía realizarse en una bolsa de valores chilena o bien en una oferta pública realizada con arreglo al Título XXV de la Ley de Mercado de Valores chilena (Ley 18.045); (iii) las acciones que estaban siendo vendidas debían haber sido adquiridas en una bolsa de valores chilena, o en una oferta pública realizada con arreglo al Título XXV de la Ley de Mercado de Valores, o en una oferta pública inicial (debido a la creación de una sociedad anónima o a un aumento de capital) o bien debido al canje de valores convertibles; y (iv) las acciones debían haber sido adquiridas después del 19 de abril de 2001.

Si los títulos accionarios no calificaban para la exención mencionada, las ganancias de capital derivadas de su venta o canje (distinguiéndose de la venta o canje de ADS que representan dichas acciones ordinarias) podían quedar afectas a dos regímenes tributarios alternativos: (a) el régimen tributario general, con la tasa del 24% del ICC chileno y del 35% del impuesto de retención chileno, en el que este último era imputable como crédito contra el primero; o bien (b) con el 24% del ICC chileno como régimen tributario único, cuando se cumplía la totalidad de las siguientes condiciones: (i) la venta se realizaba entre partes no relacionadas, (ii) la venta de acciones no era una actividad recurrente o habitual del vendedor y (iii) había transcurrido a lo menos un año entre la fecha de adquisición y la fecha de enajenación de las acciones.

Se consideraba que la fecha de adquisición de los ADS correspondía a la fecha de adquisición de las acciones por las cuales se canjeaban los ADS.

A contar del 1 de enero de 2017, las ganancias de capital obtenidas de la venta de acciones de propiedad de titulares extranjeros están afectas al ICC y al impuesto de retención chilenos, y el ICC sirve como crédito en Chile para reducir el impuesto de retención.

Otros impuestos chilenos

La propiedad, transferencia o enajenación de ADS por parte de titulares extranjeros no están afectas a los impuestos sobre las donaciones, herencia o sucesión, pero estos impuestos se aplicarán generalmente a la transferencia por causa de muerte o a la donación de las acciones por parte de titulares extranjeros. Los titulares de acciones o ADS tampoco están afectos a los impuestos chilenos de timbres y estampillas, emisión, registro u otros impuestos similares, ni al pago de derechos afines.

Consideraciones importantes acerca del Impuesto a la Renta de los Estados Unidos

El siguiente análisis se basa en el Código de Impuestos Internos de 1986, y sus modificaciones (el Código), y en dictámenes administrativos, sentencias judiciales y normativas definitivas, transitorias o propuestas dictadas por el Departamento del Tesoro, todas a la fecha de este Informe. Dichas disposiciones son susceptibles de modificación, posiblemente con efecto retroactivo. Este análisis supone que las actividades del depositario están clara y debidamente definidas, de manera de asegurar que el tratamiento tributario de las ADS será idéntico al tratamiento tributario de los títulos subyacentes.

Las siguientes son las consecuencias importantes del impuesto a la renta federal de los Estados Unidos para Titulares Estadounidenses (según se los define en este acápite) que reciben, poseen o enajenan acciones o ADS, aunque no pretende constituir una descripción exhaustiva de todas las consecuencias tributarias que pueden ser relevantes a la decisión de una persona en particular de tener dichos valores y se basa en las suposiciones indicada anteriormente en el acápite "Consideraciones tributarias chilenas", en el sentido de que no existe un convenio tributario aplicable vigente entre Estados Unidos y Chile. El análisis se aplica sólo a los beneficiarios activos que tienen acciones o ADS como activos de capital para los efectos del impuesto federal a la renta de los Estados Unidos, y no describe todas las consecuencias tributarias que pueden ser relevantes a la luz de las circunstancias particulares del beneficiario activo. Por ejemplo, el análisis no describe todas las consecuencias tributarias que podrían resultar relevantes para:

- ciertas instituciones financieras;
- compañías de seguros;
- agentes y corredores de valores que utilizan el método de valoración de acciones a precio de mercado en su contabilidad tributaria;
- personas que poseen acciones o ADS como parte de una transacción integrada de cobertura recíproca o transacción similar;

- personas cuya moneda funcional para efectos del impuesto a la renta federal de los Estados Unidos no es el dólar estadounidense;
- sociedades de personas y otras entidades clasificadas como sociedades para los efectos del impuesto a la renta federal de los Estados Unidos;
- personas afectas al impuesto mínimo alternativo;
- organizaciones exentas de impuestos;
- titulares de acciones o ADS representativos o que se consideran representativos de un 10% o más de nuestro capital accionario; o
- personas que poseen acciones o ADS en conexión con una actividad comercial realizada fuera de los Estados Unidos.

Si una entidad clasificada como sociedad de personas para los efectos del impuesto a la renta federal de los Estados Unidos es titular de acciones o ADS, el tratamiento tributario federal que le corresponda a un socio dependerá generalmente de la calidad de dicho socio y de las actividades que realice la sociedad. Las sociedades tenedoras de acciones o ADS y los socios de ellas deben consultar con sus asesores tributarios las consecuencias que para los efectos del impuesto a la renta federal tiene la posesión y enajenación de las acciones o ADS.

Para los efectos de este análisis, un "titular estadounidense" es todo beneficiario activo de nuestras acciones o ADS que, para los efectos del impuesto a la renta federal de los Estados Unidos, es:

- un ciudadano o residente de los Estados Unidos; o
- una persona jurídica, u otra entidad afecta al impuesto corporativo, constituida u organizada con arreglo a las leyes de Estados Unidos o de cualquier subdivisión política del mismo; o
- un patrimonio sucesorio cuyos resultados están afectos al impuesto a la renta federal de Estados Unidos independientemente de su fuente; o
- un fideicomiso (trust) (i) que opta válidamente por ser tratado como persona estadounidense para los efectos del impuesto a la renta federal de Estados Unidos; o bien (ii) si (A) un tribunal dentro de Estados Unidos puede ejercer supervisión primaria sobre su administración y (B) si una o más personas estadounidenses tienen la facultad de controlar todas las decisiones relevantes del mismo.

En general, si un beneficiario activo posee ADS, dicho titular será tratado como propietario de las acciones representativas de los ADS para los efectos del impuesto a la renta federal de los Estados Unidos. En consecuencia, no se reconocerá ninguna ganancia o pérdida si el beneficiario activo canjea ADS por las acciones subyacentes que ellos representan.

El Departamento del Tesoro de los Estados Unidos ha expresado su preocupación en cuanto a que las partes a las que se entregan ADS antes de que los títulos que ellos representan sean entregados al depositario (pre-entrega) o a intermediarios en la cadena de propiedad entre los beneficiarios activos y el emisor de los títulos subyacentes de dichos ADS puedan estar adoptando acciones que son incompatibles con la solicitud de créditos fiscales extranjeros para beneficiarios activos de ADS. Estas acciones también serían incompatibles con la solicitud de una tasa impositiva menor, descrita más adelante, aplicable a los dividendos recibidos por ciertos beneficiarios activos no corporativos. Por consiguiente, el análisis de las posibilidades de aplicar impuestos chilenos como crédito tributario y de disponer de una tasa impositiva menor respecto de dividendos recibidos por ciertos titulares no corporativos, ambas descritas a continuación, pueden verse afectadas por las acciones que adopten tales partes e intermediarios.

El análisis supone que no seremos una empresa extranjera de inversión pasiva, como se describe a continuación.

Los beneficiarios activos deben consultar con sus asesores tributarios las consecuencias tributarias particulares que para ellos conlleva poseer o enajenar acciones o ADS, incluyendo la aplicabilidad y efecto de normas tributarias estatales, locales, extranjeras y otras, como también la posibilidad de que las leyes tributarias sean modificadas.

Tributación sobre los repartos

El siguiente análisis se basa en el régimen tributario vigente que se aplica al pago y reparto de dividendos en Chile hasta 2016. Desde 2017 en adelante, el tratamiento del impuesto a la renta federal estadounidense dependerá de cuál de los dos sistemas elijamos adoptar. Adoptamos el sistema de renta efectiva, el que es muy similar al régimen que estuvo en vigencia hasta 2016. Véase el "Ítem

Los repartos de dividendos pagados por acciones o ADS distintos a ciertos repartos a prorrata de acciones ordinaria se tratarán como dividendos afectos a los impuestos sobre renta ordinaria en la medida en que hayan sido pagados de nuestros resultados y utilidades actuales o acumuladas (según lo determinan los principios tributarios federales de los Estados Unidos). Debido a que no hacemos cálculos de nuestros resultados y utilidades con arreglo a los principios tributarios federales de los Estados Unidos, se espera que los repartos serán generalmente informados como dividendos.

Si un beneficiario activo es un Titular Estadounidense, con sujeción a las limitaciones aplicables y al análisis anterior relativo a las preocupaciones expresadas por el Departamento del Tesoro de Estados Unidos, los dividendos pagados por sociedades extranjeras calificadas al beneficiario activo que no es una persona jurídica están afectos a impuestos a una tasa mínima del 20%. Una sociedad extranjera es tratada como sociedad extranjera calificada en lo que respecta a dividendos pagados por acciones que son transables en bolsas de valores establecidas en Estados Unidos, tales como la Bolsa de Valores de Nueva York, en la que se transan nuestros ADS. Los beneficiarios activos deben consultar con sus asesores tributarios para determinar si esta menor tasa impositiva se aplicará a los dividendos que ellos reciban y si están sujetos o no a reglas especiales que limiten sus posibilidades ser gravados con dicha tasa mínima.

El monto de un dividendo incluirá el monto neto retenido por nosotros por concepto del impuesto de retención chileno aplicable al reparto. El monto del dividendo será tratado como un ingreso por dividendo de fuente extranjera del beneficiario activo y no calificará para solicitar la deducción por dividendos recibidos permitida generalmente a personas jurídicas estadounidenses con arreglo al Código. Los dividendos se incluirán en los ingresos obtenidos por el beneficiario activo en la fecha en la que él reciba el dividendo o, en el caso de los ADS, en la fecha en la que el Depositario lo reciba. El monto de todo dividendo pagado en pesos chilenos corresponderá a un monto en dólares calculado según el tipo de cambio del peso chileno por dólar estadounidense vigente a la fecha de dicha recepción, independientemente de si el pago es de hecho convertido a dólares. Si el dividendo es convertido a dólares a la fecha de su recepción, no se exigirá generalmente a un beneficiario activo reconocer una ganancia o pérdida por conversión de divisas en sus ingresos por dividendos. Un beneficiario activo puede tener una pérdida o una ganancia por concepto de conversión de divisas si el monto del dividendo es convertido a dólares en una fecha posterior a la de su recepción.

Con sujeción a limitaciones aplicables, que pueden variar dependiendo de las circunstancias del beneficiario activo, y con sujeción al análisis anterior respecto de las preocupaciones expresadas por el Departamento del Tesoro de Estados Unidos, el monto neto del impuesto de retención chileno (después de la reducción del crédito por el impuesto de primera categoría chileno, según lo indicado en el "Ítem 10. Información adicional — Tributación — Consideraciones tributarias chilenas — Tributación sobre acciones y ADS — Tributación sobre dividendos pagados en efectivo y repartos en especie") retenido de los dividendos por acciones o ADS podrá ser aplicado como crédito contra la obligación tributaria federal estadounidense del beneficiario activo. Las reglas que rigen los créditos por impuestos pagados en el extranjero son complejas y, en consecuencia, el beneficiario activo debe consultar con su asesor tributario la posibilidad de aplicar créditos por impuestos pagados en el extranjero en su caso particular. En lugar de solicitar este tipo de crédito tributario, el beneficiario activo puede, a su elección, deducir dichos impuestos pagados en Chile al calcular sus resultados afectos a impuestos, con sujeción a las limitaciones generalmente aplicables contempladas en la legislación estadounidense. La opción de deducir impuestos pagados en el extranjero en lugar de solicitar un crédito por impuestos pagados en el extranjero se aplica a todos los impuestos pagados o devengados durante el año fiscal en países extranjeros o en posesiones de los Estados Unidos.

Venta u otras formas de enajenación de acciones o ADS

Si, para los efectos del impuesto a la renta federal de Estados Unidos, el beneficiario activo es un Titular Estadounidense, la ganancia o pérdida que el beneficiario activo realice en la venta u otra forma de enajenación de las acciones o ADS será una ganancia o pérdida de capital, y será una ganancia o pérdida de capital de largo plazo si el beneficiario activo ha estado en posesión de las acciones o ADS por un período superior a un año. El monto de la ganancia o pérdida del beneficiario activo será igual a la diferencia entre la base imponible del beneficiario activo en las acciones o ADS enajenados y el monto realizado en la enajenación, en cada caso determinado en dólares. Dicha ganancia o pérdida será generalmente una ganancia o pérdida de fuente estadounidense para los efectos del crédito por impuestos pagados en el extranjero. Adicionalmente, existen ciertas limitaciones a la posibilidad de deducir pérdidas de capital tanto por parte de personas jurídicas como por parte de personas naturales.

En ciertas circunstancias antes de 2017, y en toda circunstancia a contar de 2017, la venta de acciones (pero no de ADS) puede estar afectada a impuestos chilenos. Véase el "Ítem 10. Información adicional — Tributación — Consideraciones tributarias chilenas — Tributación sobre acciones y ADS — Tributación sobre dividendos pagados en efectivo y repartos en especie". Si la venta u otra forma de enajenación de acciones está gravada con impuestos chilenos y un beneficiario activo que es Titular Estadounidense no recibe ingresos

significativos de otras fuentes extranjera, dicho beneficiario activo podría no tener la posibilidad de usar como crédito los impuestos pagados en Chile contra su obligación tributaria federal en Estados Unidos.

Reglas aplicables a empresas extranjeras de inversión pasiva

Estimamos que, respecto del año fiscal 2017 y en el futuro próximo, no seremos una "empresa extranjera de inversión pasiva" (EEIP o PFIC por sus siglas en inglés) para los efectos del impuesto a la renta federal de los Estados Unidos. No obstante, debido a que la condición de EEIP depende de la composición de los resultados y activos de la empresa, y del valor de mercado periódico de sus activos, y puesto que no es claro si ciertos tipos de resultados constituyen resultados pasivos para los efectos de las EEIP, no podemos dar garantías de que no seremos considerada una EEIP en cualquier año fiscal. Si llegáramos a transformarnos en una EEIP para un año fiscal durante el cual un beneficiario activo posea acciones o ADS, podrían aplicarse ciertas consecuencias negativas a dicho beneficiario activo, incluyendo la aplicación de impuestos más altos a los que de otra forma se aplicarían, como también exigencias de declaración de impuestos adicionales. Los beneficiarios activos deben consultar con su asesor tributario las consecuencias que para ellos tendría nuestra transformación en EEIP, como también la disponibilidad y conveniencia de hacer cualquier elección que pudiera mitigar las consecuencias negativas asociadas con la calidad de EEIP.

Presentación de información y retenciones adicionales

Los pagos de dividendos e ingresos procedentes de ventas que se realizan dentro de Estados Unidos o a través de ciertos intermediarios financieros estadounidenses están generalmente sujetos a presentación de información y retenciones adicionales (retención de reserva, correspondiente a un porcentaje de retención superior al habitual), salvo en los siguientes casos:

(i) el beneficiario activo es un destinatario exento o, (ii) en el caso de retenciones adicionales, el beneficiario activo proporciona un número de identificación tributaria correcto y certifica que el beneficiario activo no está afecto a retenciones adicionales.

Se permitirá que el monto de toda retención adicional sobre un pago efectuado al beneficiario activo se use como crédito contra su obligación tributaria federal estadounidense y puede darle derecho a una devolución, siempre y cuando la información exigida sea entregada oportunamente al Servicio de Impuestos Internos de Estados Unidos (IRS, por sus siglas en inglés).

Aportes a Medicare

La legislación promulgada en el 2010 contempla en general la aplicación de un impuesto del 3.8% sobre los "resultados netos procedentes de inversiones" de ciertas personas, fideicomisos y patrimonios sucesorios. Entre otros conceptos, los resultados netos procedentes de inversiones incluyen el resultado bruto derivado de dividendos y ganancias netas atribuibles a la enajenación de ciertos bienes muebles, tales como acciones o ADS, menos ciertas deducciones. Un beneficiario activo debe consultar con su asesor tributario la posible aplicación de esta legislación a sus circunstancias particulares.

Los beneficiarios activos deben consultar a sus asesores tributarios acerca de las consecuencias que para ellos conlleva recibir, poseer o enajenar acciones o ADS.

F. Dividendos y Agentes de Pago.

No aplicable

G. Declaración de Expertos.

No aplicable.

H. Documentos de Carácter Público.

Estamos sujetos a los requisitos de información de la Ley del Mercado de Valores, excepto que, como emisor extranjero, no estamos sujetos a las reglas de representación de SEC (distintas de las reglas anti fraude generales) ni a las reglas de publicación de utilidades por ventas cortas ("short-swing profit") de la Ley del Mercado de Valores. De acuerdo a estos requisitos legales, nosotros

presentamos o registramos los informes y otra información con la SEC. Los informes y otra información presentados o registrados por nosotros ante la SEC pueden ser inspeccionados o copiados en las oficinas de antecedentes públicos administradas por la SEC en 100 F Street, Oficina 1024, N.E., Washington, D.C. 20549. Las copias de dicho material también se pueden inspeccionar en las oficinas de la Bolsa de Nueva York, 11 Wall Street, New York, New York 10005, en las cuales se encuentran cotizadas nuestras ADSs. Adicionalmente, la SEC mantiene un sitio Web que contiene la información entregada electrónicamente, la que se puede acceder en <http://www.sec.gov>.

I. Información Subsidiaria.

No aplicable.

Ítem 11. Información Cuantitativa y Cualitativa del Riesgo de Mercado

Estamos expuestos a riesgos que resultan de los cambios en los precios de commodities, en las tasas de interés y los tipos de cambio que afectan el negocio de generación y distribución en los países donde operamos. Nuestro Directorio aprueba las políticas de administración de riesgo para todos los niveles.

Riesgo de Precio de los Commodities

En nuestro negocio de generación de electricidad, estamos expuestos a los riesgos de mercado que surgen de la volatilidad de los precios de la electricidad, gas natural, petróleo y carbón. Procuramos asegurar el suministro de nuestro combustible mediante contratos a largo plazo con nuestros proveedores por plazos que esperamos coincidan con la vida útil de nuestros activos de generación. Al 31 de diciembre de 2016 y 2015 no teníamos contratos clasificados como instrumentos de derivados financieros o instrumentos financieros relacionados con el gas natural.

En los países en los que operamos usando carbón y petróleo, el mecanismo de despacho permite a las centrales termoeléctricas cubrir sus costos operacionales. Sin embargo, bajo ciertas circunstancias las fluctuaciones del precio del combustible pueden afectar los costos marginales. Al 31 de diciembre de 2016 y 2015 no teníamos contratos clasificados como instrumentos de derivados financieros o instrumentos financieros relacionados con el carbón o combustibles líquidos derivados del petróleo.

Adicionalmente, a través de adecuadas políticas de mitigación de riesgos comerciales y una combinación de centrales hidroeléctricas y termoeléctricas, buscamos proteger naturalmente nuestro margen operacional de la volatilidad del precio de la electricidad. Durante 2016, Emgesa contrató derivados de energía en el mercado para mitigar la volatilidad del precio spot. Al 31 de diciembre de 2016, mantuvimos contratos clasificados como instrumentos financieros derivados relacionados con futuros de energía (69,8 GWh de las compras futuras de energía y 15,1 GWh de ventas futuras de energía). Al 31 de diciembre de 2016, no teníamos instrumentos sensibles a los precios de electricidad.

De manera permanente analizamos formas de cubrir el riesgo de precio de commodities, por ejemplo, transfiriendo las variaciones en los precios de commodities a los precios en contratos con clientes y/o permanentemente ajustando las fórmulas de indexación de precios a los commodities para los nuevos contratos de compra venta de energía (Power Purchase Agreements, o “PPAs” por sus siglas en inglés), de acuerdo a nuestra exposición y/o analizando formas de mitigar el riesgo a través de seguros hidrológicos en años secos. En el futuro podríamos usar instrumentos sensibles al precio.

Riesgo de Tasa de Interés y de Monedas Extranjeras

A continuación, se detallan los valores contabilizados de nuestra deuda financiera al 31 de diciembre de 2016, de acuerdo a su vencimiento. Los valores totales no incluyen el efecto de derivados.

Fecha de vencimiento prevista

Al 31 de diciembre de	2017	2018	2019	2020	2021	En Adelante	Total	Valor Justo ⁽²⁾
(En millones de Ch\$) ⁽¹⁾								
Tasa fija								
Ch\$/UF	—	—	—	—	—	—	—	—
Tasa de interés promedio ponderada	—	—	—	—	—	—	—	—
US\$	18.584	19.724	17.666	26.764	7.329	429.394	519.461	532.678
Tasa de interés promedio ponderada	2,7%	5,1%	5,5%	5,1%	3,1%	4,1%	4,2%	—
Otras monedas ⁽³⁾	76.452	47.819	117.005	76.580	190.670	221.187	729.712	809.321
Tasa de interés promedio ponderada	6,9%	6,1%	7,5%	7,4%	9,7%	6,7%	7,7%	—
Total tasa fija	95.036	67.543	134.671	103.344	197.999	650.581	1.249.173	1.341.999
Tasa de interés promedio ponderada	6,1%	5,8%	7,3%	6,8%	9,4%	5,0%	6,2%	—
Tasa variable								
Ch\$/UF	3.646	3.856	4.077	4.312	4.560	2.377	22.828	26.186
Tasa de interés promedio ponderada	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	—
US\$	32.026	42.688	50.922	—	—	764	126.400	126.400
Tasa de interés promedio ponderada	2,1%	3,1%	2,9%	—	—	1,9%	2,7%	—
Otras monedas ⁽³⁾	318.699	283.540	256.771	92.085	89.531	408.785	1.449.411	1.588.253
Tasa de interés promedio ponderada	12,5%	12,4%	12,1%	11,3%	11,8%	11,5%	12,0%	—
Total tasa variable	354.371	330.084	311.770	96.397	94.091	411.162	1.598.639	1.740.839
Tasa de interés promedio ponderada	11,5%	11,1%	10,5%	11,2%	11,7%	11,5%	11,2%	—
Total	449.407	397.627	446.441	199.741	292.090	1.061.743	2.847.812	3.082.838

(1) Calculado en base al tipo de cambio Dólar Observado al 31 de diciembre de 2016, que fue de Ch\$ 669,47 por US\$ 1,00.

(2) El valor razonable al 31 de diciembre de 2016, se calculó sobre la base de los valores descontados de flujos de caja futuros que esperan ser pagados (o recibidos) descontados, considerando tasas de descuento actuales que reflejan los diferentes riesgos involucrados.

(3) "Otras monedas" incluyen el peso colombiano, real brasileño, peso argentino y nuevo sol peruano.

La siguiente tabla detalla los valores registrados de nuestra deuda financiera al 31 de diciembre de 2015, de acuerdo a su vencimiento. Los valores totales no incluyen el efecto de los derivados.

Fecha de Vencimiento prevista

Para el año finalizado el 31 de diciembre de	2016	2017	2018	2019	2020	En adelante	Total	Valor Justo⁽²⁾
	(en millones de Ch\$)⁽¹⁾							
Tasa fija								
Ch\$/UF	0,06	—	—	—	—	—	0,06	0,06
Tasa de interés promedio ponderada	6,7%	—	—	—	—	—	6,7%	—
US\$	200.507	12.413	15.499	13.397	23.248	31.006	296.069	314.917
Tasa de interés promedio ponderada	6,6%	2,8%	5,0%	5,6%	5,0%	2,4%	5,7%	—
Otras monedas⁽³⁾	94.032	65.649	34.309	53.084	37.152	296.933	581.159	599.493
Tasa de interés promedio ponderada	6,9%	7,0%	5,6%	6,1%	6,5%	8,4%	7,5%	—
Total tasa fija	294.539	78.062	49.808	66.481	60.400	327.939	877.228	914.410
Tasa de interés promedio ponderada	6,7%	6,4%	5,4%	6,0%	5,9%	7,8%	6,9%	—
Tasa variable								
Ch\$/UF	3.354	3.547	3.750	3.966	4.194	6.748	25.559	29.494
Tasa de interés promedio ponderada	10,2%	10,2%	10,2%	10,2%	10,2%	10,2%	10,2%	—
US\$	41.995	18.154	18.024	—	—	810	78.984	78.984
Tasa de interés promedio ponderada	2,6%	2,0%	2,0%	—	—	1,5%	2,3%	—
Otras monedas⁽³⁾	227.250	286.590	252.238	182.614	76.134	424.389	1.449.214	1.450.013
Tasa de interés promedio ponderada	12,0%	12,6%	12,3%	11,8%	8,9%	9,2%	11,2%	—
Total tasa variable	272.599	308.291	274.012	186.580	80.328	431.947	1.553.757	1.558.491
Tasa de interés promedio ponderada	10,5%	12,0%	11,6%	11,8%	9,0%	9,2%	10,7%	—
Total	567.138	386.353	323.820	253.061	140.728	759.886	2.430.985	2.472.901

(1) Cálculo basado en el Tipo de Cambio Observado al 31 de diciembre de 2015, que fue Ch\$ 710,16 por US\$ 1,00.

(2) El valor razonable al 31 de diciembre de 2015, se calculó sobre la base de los valores descontados de flujos de caja futuros que esperan ser pagados (o recibidos) descontados, considerando tasas de descuento actuales que reflejan los diferentes riesgos involucrados.

(3) "Otras monedas" incluyen el peso colombiano, real brasileño, peso argentino y nuevo sol peruano.

Riesgo de Tasa de Interés

Nuestra política busca minimizar el costo promedio de la deuda y reducir la volatilidad de nuestros resultados financieros. Dependiendo de nuestras estimaciones de estructura de la deuda, a veces manejamos el riesgo de tasa de interés a través del uso de derivados de tasa de interés.

Al 31 de diciembre, 2016 y 2015, 44% y 30%, respectivamente de nuestra deuda vigente estaba denominada en términos fijos y 56% y 70% respectivamente estaba sujeta a tasa de interés variable. Debido a la exposición a tasa de interés variable, contratamos instrumentos de cobertura de derivados.

Al 31 de diciembre de 2016 los valores registrados para fines de la contabilidad financiera y los correspondientes valores justos de los instrumentos que cubren nuestra exposición al riesgo de tasa de interés fueron los siguientes:

Para el año finalizado el 31 de diciembre	Fecha de vencimiento prevista						Total	Valor Justo ⁽²⁾
	2017	2018	2019	2020	2021	En adelante		
	(en millones de Ch\$) ⁽¹⁾							
Tasa Variable a Fija	22.735	—	—	—	—	—	22.735	126
Tasa Fija a Variable	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	22.735	—	—	—	—	—	22.735	126

(1) Calculado en base a Tasa de Cambio Observado al 31 de diciembre de 2016, que fue Ch\$ 669,47 por US\$ 1,00.

(2) El valor justo se calculó sobre la base de los valores descontados de los flujos de caja futuros que esperan ser pagados (o recibidos) descontados, considerando tasas de descuento actuales que reflejan los diferentes riesgos involucrados.

Al 31 de diciembre de 2015, los valores registrados para fines de la contabilidad y los correspondientes valores razonables de los instrumentos que cubren nuestra exposición al riesgo de la tasa de interés fueron como sigue:

Para el año finalizado el 31 de diciembre de	Fecha de Vencimiento Esperada						Total	Valor Justo ⁽²⁾
	2016	2017	2018	2019	2020	En adelante		
	(en millones de Ch\$) ⁽¹⁾							
Tasa Variable a Fija	20.096	40.423	—	—	—	—	60.519	1.603
Tasa Fija a Variable	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	20.096	40.423	—	—	—	—	60.519	1.603

(1) Calculado en base a Tasa de Cambio Observado al 31 de diciembre de 2015, que fue Ch\$ 710,16 por US\$ 1.00.

(2) El valor justo se calculó sobre la base de los valores descontados de los flujos de caja futuros que esperan ser pagados (o recibidos) descontados, considerando tasas de descuento actuales que reflejan los diferentes riesgos involucrados.

Riesgo cambiario

Nuestra política procura mantener un equilibrio entre la moneda en que los flujos de caja son indexados y la moneda de la deuda principal de cada compañía. La mayoría de nuestras filiales tienen acceso al financiamiento en la misma moneda que perciben sus ingresos, reduciendo el impacto de la volatilidad por tipo de cambio. En algunos casos, nosotros no podemos aprovechar esto, y, por lo tanto, tratamos de manejar la exposición con derivados financieros como swaps de divisas o forwards de divisas, entre otros. A pesar de lo anterior, esto no siempre es posible de realizar si las condiciones del mercado no lo permiten. Este el caso, por ejemplo, de Costanera en Argentina cuyos ingresos están relacionados al peso argentino, y una parte sustancial de su deuda está denominada en dólares, sin posibilidad de cobertura de la deuda en condiciones razonables. La deuda de las filiales argentinas denominada en dólares ascendió a \$ 34,1 mil millones al 31 de diciembre de 2016.

Al 31 de diciembre de 2016, los valores registrados para fines de la contabilidad financiera y los correspondientes valores justos de los instrumentos que cubren nuestra exposición al riesgo de la tasa de interés fueron los siguientes:

Año finalizado el 31 de diciembre	Fecha esperada de Vencimiento						Total	Valor Justo ⁽²⁾
	2017	2018	2019	2020	2021	En adelante		
	(en millones de Ch\$) ⁽¹⁾							
UF a US\$	—	—	—	—	—	—	—	—
US\$ a Ch\$/UF	—	—	—	—	—	—	—	—
Pen\$ a Cop\$	—	30,812	57,048	—	—	—	87,860	(13,518)
US\$ a otras monedas ⁽³⁾	—	—	—	—	—	—	—	—
Otras monedas a US\$	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	—	30,812	57,048	—	—	—	87,860	(13,518)

(1) Calculado en base a Tasa de Cambio Observado al 31 de diciembre de 2016, que fue Ch\$ 669,47 por US\$ 1,00.

- (2) El valor justo se calculó sobre la base de los valores descontados de los flujos de caja futuros que esperan ser pagados (o recibidos) descontados, considerando tasas de descuento actuales que reflejan los diferentes riesgos involucrados.
- (3) “Otras monedas” incluyen el Euro, real brasilero, peso colombiano, peso argentino y nuevo sol peruano.
- Al 31 de diciembre de 2015, los valores registrados para fines de la contabilidad financiera y los correspondientes valores justos de los instrumentos que cubren nuestra exposición al riesgo de la tasa de interés fueron los siguientes:

Para el año terminado el 31 de diciembre de	Fecha esperada de Vencimiento						Valor Justo ⁽²⁾
	2016	2017	2018	2019	2020	En adelante	
	(en millones de Ch\$) ⁽¹⁾						
UF a US\$	—	—	—	—	—	—	—
US\$ a Ch\$/UF	242.753	—	—	—	—	—	(67.966)
Pen\$ a Cop\$	45.243	—	—	—	—	—	(311)
US\$ a otras monedas ⁽³⁾	—	—	—	—	—	—	—
Otras monedas a US\$	—	—	—	—	—	—	—
Total	287.996	—	—	—	—	—	(68.277)

- (1) Calculado en base a Tasa de Cambio Observado al 31 de diciembre de 2015, que fue Ch\$ 710,16 por US\$ 1.00.
- (2) El valor justo se calculó sobre la base de los valores descontados de los flujos de caja futuros que esperan ser pagados (o recibidos) descontados, considerando tasas de descuento actuales que reflejan los diferentes riesgos involucrados.
- (3) “Otras moneda” incluyen el Euro, real brasilero, peso colombiano, peso argentino y nuevo sol peruano.

Para mayor detalle favor refiérase a la Nota Note 19.6 de las Nota a nuestros estados financieros consolidados.

Desde el 1 de enero de 2017, nuestra moneda funcional es el dólar. Para mayor información del cambio de moneda funcional véase “Ítem 5. Revisión Operacional y Financiera y Prospectos—A. Resultados Operacionales—1. Discusión de los Principales Factores que Afectan los Resultados Operacionales y la Condición Financiera de la Compañía—e. Políticas Contables Críticas— Cambio en Moneda Funcional y Moneda de Reporte para Reporte Financiero” y “Ítem 3. Información Clave—D. Factores de Riesgo.”

(d) Safe Harbor

La información en este “Ítem 11. Información Cuantitativa y Cualitativa del Riesgo de Mercado”, contiene información que puede constituir declaraciones con visión hacia el futuro. Véase “Declaraciones con visión Hacia el Futuro” en la Introducción del presente Informe por disposiciones sobre safe harbor

Ítem 12. Descripción de Valores que no son Acciones

A. Títulos de Deuda.

No aplicable.

B. Garantías y Derechos.

No aplicable.

C. Otros Valores.

No aplicable.

D. Acciones de Depositario Americano

Honorarios y Gastos del Depositario

El depositario recauda los honorarios para la distribución y entrega de ADSs directamente de inversionistas que depositan sus acciones o entregan ADSs para girar o de intermediarios que representan los representan, Los honorarios del depositario para las

distribuciones en efectivo se deducen del efectivo que distribuye. En el caso de las distribuciones que no sean en efectivo, el depositario de ADSs fijará una fecha de corte aplicable para los titulares de ADSs. Por lo general, el Depositario puede negarse a proporcionar los servicios solicitados hasta que reciba sus honorarios por estos servicios. Bajo los términos del contrato de depósito, un titular de anuncios podría tener que pagar los siguientes cargos de servicio al depositario:

Cargo por servicio	Cargo
(1) Emisión de ADS al momento del depósito de las acciones (esto es, una emisión al hacerse el depósito de las acciones o un cambio en la razón ADS a acción(es), excluyendo las emisiones resultantes de repartos descritos en el párrafo (4) siguiente.	Hasta US\$ 5 por 100 ADS (o fracción de los mismos) emitidos.
(2) Entrega de los valores depositados contra entrega de los ADS.	Hasta US\$ 5 por 100 ADS (o fracción de los mismos) entregados.
(3) Reparto de dividendos en efectivo u otros repartos en efectivo (por ej. venta de derechos y otros títulos afines).	Hasta US\$ 5 por 100 ADS (o fracción de los mismos) en posesión del titular.
(4) Reparto de ADS con arreglo a (i) dividendos pagados con acciones adicionales u otros repartos de acciones gratuitos, o (ii) ejercicio de derechos de compra de ADS adicionales.	Hasta US\$ 5 por 100 ADS (o fracción de los mismos) en posesión del titular.
(5) Reparto de valores distintos a ADS o derechos de compra de ADS adicionales (por ej., división de acciones).	Hasta US\$ 5 por 100 ADS (o fracción de los mismos) en posesión del titular.
(6) Servicios de depósito.	Hasta US\$ 5 por 100 ADS (o fracción de los mismos) en posesión del titular a la(s) fecha(s) de registro establecida(s) por el Depositario.

El Depositario recolecta los fees para entrega y rendición de los ADSs directamente de los inversionista depositando las acciones o rindiendo ADSs para el propósito de actuar como intermediario. Los fees del Depositario se pagan en distribuciones de efectivo y se descuentan del efectivo que se distribuye. En el caso de las distribuciones distintas del efectivo, el Depositario facturará el registro de ADS aplicable la fecha y los titulares correspondientes. El Depositario puede generalmente rechazar el proveer los servicios solicitados hasta que sus fees sean pagados.

Pagos del Depositario para el año fiscal 2016

El depositario ha acordado reembolsar ciertos gastos incurridos por nuestra empresa en relación a nuestro programa de ADS. En el año 2016, el depositario reembolsó gastos relacionados principalmente a las actividades de relaciones con inversionistas por un total de aproximadamente US\$ 2,8 millones (después de los impuestos aplicables en los Estados Unidos).

PARTE II

Ítem 13. Incumplimientos, Atrasos en el Pago de Dividendos y Morosidades

No aplicable.

Ítem 14. Modificaciones Importantes a los Derechos de los Titulares de Valores y Uso de los Recursos

No aplicable.

Ítem 15. Controles y Procedimientos

(a) Controles y procedimientos de divulgación

Realizamos una evaluación bajo supervisión y participación de nuestra gerencia superior, incluyendo al Gerente General y al Gerente de Finanzas, respecto de la efectividad del diseño y de la operación de la “divulgación y control de procedimientos” (como lo definen las reglas 13 (a) – 15 (e) y 15 (d) – 15 (e) de la Ley de Bolsas de Valores), para el año terminado el 31 de diciembre de 2016.

La eficacia de todo sistema de divulgación de control y procedimientos está sujeta a limitaciones inherentes, incluida la posibilidad del error humano y la evasión o invalidación de los controles y procedimientos. En razón de lo anterior, nuestra divulgación de los controles y procedimientos están diseñados para asegurar un nivel razonable de cumplimiento con sus objetivos de control.

Sobre la base de nuestra evaluación, el Gerente General y el Gerente de Finanzas concluyeron que dichos controles y procedimientos son efectivos para proporcionar un nivel razonable de certeza respecto de que la información a divulgar en los informes que nosotros entregamos de acuerdo a la Ley de Bolsas de Valores, es registrada, procesada, resumida y publicada, dentro de los períodos de tiempo especificados en las reglas y en los formularios aplicables, y que es recopilada y presentada a nuestra gerencia, incluyendo el Gerente General y el Gerente de Finanzas, según se considere apropiado, para permitir decisiones oportunas en relación con las publicaciones requeridas.

Nuestros controles y procedimientos respecto de la entrega de información son diseñados para proveer una seguridad razonable de que los sus objetivos serán alcanzados, y nuestro ejecutivo de mayor rango, junto al principal ejecutivo financiero, han concluido que nuestros controles y procedimientos para la entrega de información son efectivos con un nivel razonable de seguridad.

(b) Informe anual de la administración relativa al control interno de los informes financieros

De acuerdo con las exigencias contempladas en la Sección 404 de la Ley Sarbanes-Oxley de 2002, nuestra administración es responsable de establecer y mantener un "control interno apropiado sobre los informes financieros" (a tenor de la Regla 13a - 15 (f) de la Ley de Bolsas). Nuestro control interno sobre la información financiera está diseñado para proporcionar garantías razonables en cuanto a la veracidad y exactitud de la información financiera, y a la preparación de los estados financieros para propósitos externos en conformidad con las NIIF, dictadas por el IASB.

Dadas sus limitaciones inherentes, el control interno sobre los reportes financieros puede no impedir o detectar ciertos errores. Sólo puede proveer certeza razonable en relación a la preparación y presentación de los estados financieros. Además, las proyecciones de cualquier evaluación sobre la eficacia para los períodos futuros están sujetas al riesgo de que los controles puedan llegar a ser inadecuados debido a cambios en la condiciones o porque el grado de cumplimiento con las políticas y procedimientos puede deteriorarse en el tiempo.

La administración evaluó la eficacia de su control interno sobre reporte financiero para el año terminado al 31 de diciembre de 2016. La evaluación se basó en los criterios establecidos en el documento “Controles Internos— Marco Integrado” emitido por el Comité de Organizaciones Auspiciadores de la Comisión Treadway (“Marco COSO 2013”). Sobre la base de dicha evaluación, nuestra administración ha concluido que al 31 de diciembre de 2016 nuestro control interno sobre información financiera, fue efectivo.

c) Certificación de la firma de auditoría externa

Nuestra firma de auditoría independiente ha auditado la eficacia de nuestros controles internos sobre la información financiera al 31 de diciembre de 2016. Su certificación aparece en la página F-3.

d) Cambios en el control interno sobre la información financiera

Durante la primera mitad de 2016, finalizamos la implementación de nuestras operaciones en Colombia del nuevo "Modelo de Control Interno sobre Reporte Financieros", que aplica un enfoque comprehensivo con el fin de mejorar el diseño y la documentación del control interno sobre procesos de presentación de informes financieros y su seguimiento relacionado, para mantener un control adecuado sobre nuestra información financiera.

Con excepción de la implementación descrita en el párrafo anterior, no hay cambios adicionales en nuestro control interno sobre reporte financiero identificados en relación con la evaluación requerida por el párrafo (d) de las Normas 13a-15(d) o 15d- de la Ley de Bolsas de Valores que hayan ocurrido durante 2016 que haya afectado materialmente, o es razonablemente probable que afecte materialmente nuestro control interno sobre información financiero.

Ítem 16. Reservado

Ítem 16A. Experto Financiero del Comité de Directores

Al 31 de diciembre de 2016, el experto financiero del Comité de Directores (quien cumple las funciones del Comité de Auditoría) fue el señor Hernán Somerville, según lo determinado por el Directorio. El señor Somerville es un miembro independiente del Comité de Directores, según los requerimientos tanto de la legislación chilena como de las reglas de gobierno corporativo de la NYSE.

Ítem 16B. Código de Ética

Nuestros estándares de conducta ética están gobernados por medio de las siguientes cinco normas o políticas corporativas: el Estatuto del Directivo, el Código de Conducta del Empleado, el Código de Ética, el Plan Anti Corrupción de Tolerancia Cero (el Plan “ZTAC”, por sus siglas en inglés), el Manual de Gestión de Información de Interés para el Mercado (el “Manual”) y la Política de Diversidad.

El Estatuto del Directivo fue adoptado por el Directorio en mayo de 2003 y se aplica a todos los ejecutivos contractualmente relacionados con nosotros o con nuestras filiales en las cuales nosotros somos el accionista mayoritario, en Chile y en el exterior, incluyendo al Gerente General, el Gerente de Administración, Finanzas y Control, y otros ejecutivos superiores de la Compañía. El objetivo de este conjunto de normas es establecer las normas de gobierno de las acciones de nuestra administración, el comportamiento de la administración con respecto a los principios que rigen sus acciones y las limitaciones e incompatibilidades involucradas, todo dentro de nuestra visión, misión y valores. De modo similar, el Reglamento de Conducta de los empleados explica nuestros principios y valores éticos, establece las normas que gobiernan nuestro contacto con clientes y proveedores, y establece los principios que deberían seguir los empleados, incluyendo conducta ética, profesionalismo y confidencialidad. Ambos documentos también imponen limitaciones sobre las actividades que nuestros ejecutivos y otros empleados pueden emprender fuera del ámbito de su trabajo con nosotros.

El Manual, adoptado por nuestro Directorio en mayo de 2008 y modificado en febrero de 2010, hace referencia a los siguientes temas: estándares y periodos de censura aplicables en relación con las transacciones de nuestros valores, o aquellas de sus asociadas, por directores, gerentes, ejecutivos principales, empleados, y otras partes relacionadas; mecanismos para la divulgación permanente de información que es de interés para el mercado; y mecanismos que proveen protección a la información confidencial.

Además de las normas de gobierno corporativo mencionadas anteriormente, nuestro Directorio aprobó el Código de Ética y el Plan ZTAC en su sesión celebrada el 24 de junio de 2010. El Código de Ética se basa en los principios generales de imparcialidad, honestidad, integridad y otros elementos de similar importancia que están traducidos en detallados criterios de comportamiento. El Plan ZTAC refuerza los principios incluidos en el Código de Ética, pero pone un especial énfasis en evitar la corrupción, en la forma de sobornos, trato preferencial, y otros actos similares.

El 30 de octubre de 2013, el Directorio aprobó la Política de Derechos Humanos, que incorpora y adapta los principios generales reconocidos por las Naciones Unidas en material de derechos humanos en la realidad corporativa.

La Política de Diversidad fue aprobada por el Directorio el 23 de marzo de 2016. Esta política busca definir los principios clave requeridos para divulgar la cultura que se enfoca en la diversidad y que se basa en el respeto y la promoción de los principios de prevención de discriminación arbitraria y promueve la igualdad de oportunidades y la inclusión, los cuales son valores fundamentales en el desarrollo de las actividades de la compañía. Bajo esta política, la Compañía busca mejorar el ambiente laboral y hacer posible una mejor calidad de vida en el lugar de trabajo. La Compañía está comprometida en crear un ambiente laboral inclusivo donde los empleados puedan desarrollar su potencial y maximizar su contribución.

Una copia de estos documentos está disponible al solicitarla, libre de cargo, por escrito o teléfono a nosotros, a:

Departamento de Relaciones con Inversionistas
Enel Américas S.A.
Santa Rosa 76, Piso 15

Durante el año fiscal 2016, no ha habido modificaciones o provisiones a los documentos descritos anteriormente. No hubo exenciones (waivers) de provisión alguna de los Ejecutivos de Gobierno, del Código de Conducta de los Trabajadores, el Código de Ética, el Plan ZTAC o el Manual, fueron explícita o implícitamente entregados por el CEO, CFO u otro gerente senior de la Compañía para el año fiscal 2016. Sin embargo, en la reunión del 19 de enero de 2017, nuestro Directorio aprobó la modificación al Código de Ética y al Plan ZTAC para eliminar la referencia a la Ley 19.885 en relación a las donaciones políticas y prohibirlas bajo cualquier circunstancia.

Ítem 16 C. Honorarios y Servicios de los Auditores Principales

La siguiente tabla entrega información sobre la totalidad de los honorarios aprobados facturados por parte de nuestros auditores externos, así como de sus otras firmas miembros de la firma y sus respectivas empresas relacionadas, por tipo de servicio prestado, para los periodos indicados:

Servicios prestados	2016 (en millones de Ch\$)	2015
Honorarios por auditoría	1.789	1.872
Honorarios relacionados con la auditoría ⁽¹⁾	3.948	3.840
Honorarios por servicios tributarios ⁽²⁾	20	—
Otros honorarios ⁽³⁾	—	663
Total	5.757	6.375

- (1) Los honorarios de auditores y servicios relacionados a la reorganización del grupo ascendieron a Ch\$ 3.087 millones en 2016 y Ch\$ 3.487 millones en 2015. Además, en 2016 los honorarios de auditores y servicios relacionados a la emisión del Bono Yankee, ascendió a Ch\$ 337 millones, la auditoría especial relacionada con la emisión de deuda de Ch\$ 146 millones y el servicio de verificación del informe de sostenibilidad en Colombia fue Ch\$ 54 millones.
- (2) Este monto corresponde a la asesoría tributaria con el fin de obtener un beneficio de impuestos SUDENE (un beneficio promovido por la Superintendencia de Desarrollo del Nordeste en Brasil) para Coelce.
- (3) El monto de 2015 corresponde a los servicios de auditoría relacionados con un proyecto en investigación y desarrollo de la eficiencia energética en Brasil.

Todos los honorarios enumerados bajo el concepto de servicios relacionados con la auditoría y todos los otros servicios, fueron pre-aprobados por el del Comité de Directores, siguiendo las políticas y procedimientos de pre-aprobación.

Los montos detallados en la tabla anterior y en las correspondientes notas al pie, han sido clasificados de conformidad con las pautas de la SEC

Políticas y Procedimientos de Pre-Aprobación del Comité de Directores

Nuestros auditores externos son nombrados por los accionistas en la JOA. Asimismo, los accionistas de nuestras filiales, ubicados en los países donde la Ley y el Reglamento así lo establecen, nombran a sus propios auditores externos.

El Comité de Directores (que realiza las funciones del Comité de Auditoría), actuando a través del CFO, administra las propuestas de nombramiento, revisa las cartas de compromiso, negocia honorarios, asegura el control de calidad en relación a los servicios rendidos, revisa y controla temas de independencia y otros asuntos relacionados .

El Comité de Directores tiene una política de pre-aprobación en cuanto a la contratación de nuestro auditor externo, o de cualquier filial del auditor externo, para servicios profesionales. Los servicios profesionales cubiertos por esta política incluyen servicios auditoría y no auditoría que se nos proporciona.

Los honorarios pagaderos en relación a los servicios de auditoría recurrentes son aprobados como parte de nuestro presupuesto anual. Los honorarios pagaderos en relación a los servicios de auditoría no recurrentes, una vez que han sido analizados por el CFO, se someten al Comité de Directores para su aprobación o rechazo.

La política de pre-aprobación establecida por el Comité de Directores por los honorarios por los servicios de auditoría y no relacionados con auditoría es la siguiente:

- La unidad de negocio que ha solicitado el servicio y la firma de auditoría que pretende realizar el servicio debe solicitar que el CFO revise la naturaleza del servicio a prestarse.
- El CFO analiza la solicitud y puede que la firma de auditoría seleccionada emita un certificado firmado por el socio responsable de la auditoría de nuestros Estados Financieros consolidados, confirmando la independencia de dicha firma de auditoría.
- Por último, la propuesta se presenta al Comité de Directores para su aprobación o rechazo.

El Comité de Directores ha diseñado, aprobado e implementado los procedimientos necesarios para cumplir con los nuevos requisitos descritos en la publicación N° 34-53677 de la SEC, Archivo No. PCAOB-2006-01 (Pre-aprobación del Comité de Auditoría de Ciertos Servicios Tributarios).

Ítem 16 D. Excepciones a los Requisitos de Cotización de los Comités de Auditoría

Ninguno

Ítem 16E. Adquisición de Valores de Capital por el Emisor y Compradores Relacionados

Durante 2016, adquirimos las siguientes acciones de cartera propia:

Periodo	Número total de acciones	Precio (Ch\$ por Acción)
Noviembre 2016 ⁽¹⁾	119.185.929	112,0

- (1) Las acciones adquiridas por Enel Américas en relación al ejercicio de los accionistas de Enel Américas de los derechos de retiro legales de los disidentes en conexión con la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas con y en Enel Américas. Adicionalmente a estas acciones, Enel Américas tiene acciones propias en cartera adicionales por 753.147.942 las que fueron adquiridas por Enel Américas como resultado de las acciones de Enel Américas que autorizaron la fusión en relación a lo siguiente pero en su reemplazo fueron mantenidas por Enel Américas: (i) acciones de Endesa Américas adquiridas por Enel Américas en conexión con la oferta de acciones de Enel Américas para las acciones y ADSs de Endesa Américas; (ii) acciones propias en cartera de Endesa Américas recompradas por Endesa Américas en relación al ejercicio de los accionistas de Endesa Américas de los derechos de retiro legales de los disidentes en conexión con la fusión; (iii) acciones propias en cartera de Chilectra Américas recompradas por Chilectra Américas en conexión con el ejercicio de los accionistas de Chilectra Américas de los derechos de retiro legales de los disidentes en conexión con la fusión; y (iv) las acciones fraccionarias agregadas que pagamos en efectivo.

En la JEA llevada a cabo el 27 de abril de 2017, nuestros accionistas aprobaron la cancelación de todas las acciones propias en cartera y el cambio de moneda funcional a dólares, lo cual resultará en una reducción del capital accionario de Ch\$ 4.621.809.178.631 dividido en 58.324.975.387 acciones comunes registradas (algunas series y sin valor par), a US\$ 6.763.204.424 dividido en 57.452.641.516 acciones comunes registradas (misma serie y sin valor par).

Ítem 16F. Cambio del Auditor Certificador de la Registrante

Ninguno.

Ítem 16G. Gobierno Corporativo

Para un resumen de las diferencias significativas entre nuestras prácticas de gobierno corporativo y las aplicables a los emisores nacionales bajo las reglas de gobierno corporativo del NYSE, vea "Ítem 6. Directores, Ejecutivos Principales y Empleados — C. Prácticas del Directorio".

Ítem 16H. Divulgación de Seguridad Minera

No aplica.

PARTE III

Ítem 17. Estados financieros

No es aplicable.

Ítem 18. Estados financieros

Enel Américas S.A. y filiales

Índice de los estados financieros consolidados

Informes de las firmas de auditoría independientes:

Informe de EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías SpA — Enel Américas S.A. 2016, 2015 y 2014.....	F-1
Informe de EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías SpA — Enel Américas S.A. — Control Interno sobre Información Financiera 2016	F-3
Informe de KPMG Auditores Consultores Ltda. – Enel Generación Chile S.A. 2015 y 2014	F-5

Estados financieros consolidados:

Estados consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2016 y 2015	F-6
Estados consolidados de ingresos integrales respecto de los años terminados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014	F-8
Estados consolidados de cambios patrimoniales respecto de los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014	F-10
Estados consolidados de flujos de caja directo respecto de los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014	F-12
Notas a los estados financieros consolidados.....	F-13

Ch\$	pesos chilenos
US\$	dólares estadounidenses
UF	La UF es una unidad monetaria chilena indexada a la inflación y denominada en pesos cuyo valor se fija diariamente por anticipado sobre la base de la tasa de inflación registrada el mes anterior.
MCh\$	Miles de pesos chilenos
MUS\$	Miles de dólares estadounidenses

Ítem 19. Anexos

Anexo	Descripción
1.1	Estatutos enmendados de Enel Américas S.A.
8.1	Lista de principales filiales al 31 de diciembre de 2016
12.1	Certificación del CEO en conformidad con la Sección 302 de la Ley Sarbanes-Oxley
12.2	Certificación del CFO en conformidad con la Sección 302 de la Ley Sarbanes-Oxley
13.1	Certificación del CEO y CFO en conformidad con la Sección 906 de la Ley Sarbanes-Oxley
23.1	Consentimiento de EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías SpA., una firma de auditoría independientes (Enel Américas S.A.)
23.2	Consentimiento de KPMG Auditores Consultores Ltda., una firma de auditoría independientes (Enel Generación Chile S.A.)

Proporcionaremos a la Securities and Exchange Commission, previa solicitud, copias de cualesquiera instrumentos no registrados ante ella en los que se definan los derechos de las partes interesadas de Enel Américas.

FIRMAS

Por medio de la presente, el Registrante certifica que cumple con todas las exigencias para presentar el Formulario 20-F y que ha instruido y autorizado debidamente al suscrito para firmar este informe anual en su nombre.

ENEL AMÉRICAS S.A.

Por: /s/ Luca D' Agnese

Nombre: Luca D' Agnese

Cargo: Gerente General

Fecha: 28 de abril de 2017