

ESTADOS UNIDOS
SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION
WASHINGTON, D.C. 20549

Enmienda n° 1
de
FORMULARIO 20-F

☒ **DECLARACIÓN DE INSCRIPCIÓN EN VIRTUD DE LA SECCIÓN 12 (B) O 12(G) DE LA LEY DEL MERCADO DE VALORES DE 1934**

O
☐ **INFORME ANUAL EN VIRTUD DE LA SECCIÓN 13 O 15(D) DE LA LEY DEL MERCADO DE VALORES DE 1934**
Para el año fiscal finalizado _____

O
☐ **INFORME DE TRANSICIÓN EN VIRTUD DEL ÍTEM 13 O 15(D) DE LA LEY DEL MERCADO DE VALORES DE 1934**

O
☐ **INFORME DE UNA COMPAÑÍA PORTAFOLIO EN VIRTUD DE LA SECCIÓN 13 O 15(D) DE LA LEY DEL MERCADO DE VALORES DE 1934**

Fecha del evento que requiere este informe de la compañía portafolio _____
Para el período de transición de _____ a _____
Número del Expediente de la Comisión: 001-37724

ENDESA AMÉRICAS S.A.

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

ENDESA AMÉRICAS S.A.

(Traducción en inglés del nombre del Inscrito)

CHILE

(Jurisdicción de la incorporación u organización)

Santa Rosa 76, Santiago, Chile

(Dirección de las principales oficinas ejecutivas)

Ramiro Alfonsín, teléfono: (56-2) 2353-4639, Ramiro.Alfonsin@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 Ordinarias, sin valor nominal *

* Valores registrados, no para ser comercializados, sino sólo con relación al registro de las American Depositary Shares, según 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 hay

(Denominación de Clase)

Indique el número de acciones en circulación de cada clase de capital social o de acciones ordinarias del emisor a partir del cierre del período cubierto por el informe anual: NA

Marque en el recuadro si la entidad registrada constituye un emisor acreditado conocido, según lo definido en la Regla 405 de la Ley del Mercado de Valores :

☐ SI ☐ 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 requeridos por la Sección 13 o 15(d) de la Ley del Mercado de Valores de 1934: ☐ SI ☐ NO

Marque en el recuadro correspondiente 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 del Mercado 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. ☐ SI ☐ NO

Marque en un recuadro si la entidad registrada ha entregado cada Expediente con Datos Interactivos que debe proporcionar y poner a disposición de acuerdo a la Regla 405 o la Regulación S-T (párrafo 232.405 de este capítulo) en forma electrónica y lo ha puesto a disposición en su página web durante los doce meses anteriores (o por un período más corto que la entidad registrada ha sido requerida de suministrar y poner a disposición tales expedientes). ☐ SI ☐ 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 del Mercado de Valores :

Registrante acelerado grande ☐

Registrante acelerado ☐

Registrante no acelerado ☐

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

GAAP Estados Unidos ☐

NIIF según emitidos por el Directorio
de Estándares Contables Internacionales ☐

Otros ☐

Si ha marcado "Otros" como respuesta a 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 del Mercado de Valores): ☐ SI ☐ NO

ESTA ES UNA TRADUCCIÓN LIBRE PARA FACILIDAD DEL LECTOR. LA VERSIÓN EN INGLÉS ES LA QUE PREVALECE PARA TODOS LOS EFECTOS

SUJETO A TERMINACIÓN, CON FECHA 30 DE MARZO DE 2016, CON FINES DE INFORMACIÓN SOLAMENTE

INFORME ENDESA AMÉRICAS S.A.



Acciones Ordinarias American Depositary Shares

Este Informe se presenta a los accionistas de Compañía Nacional de Electricidad S.A. y Endesa Chile, en relación con la "*división*," o "escisión," bajo la Ley de Sociedades Anónimas de Chile, de Endesa Chile, que consiste en (i) la separación de los negocios no chilenos de generación de electricidad y los activos de Endesa Chile, (ii) la creación de Endesa Américas S.A., como parte de la escisión y (iii) la distribución a sus accionistas, por parte de Endesa Chile, de todas las acciones en circulación de acciones ordinarias de Endesa Américas. Las operaciones descritas anteriormente se conocen colectivamente como la "Spin-off". Después de la Spin-off, Endesa Américas será la dueña y operará los negocios no chilenos de generación de electricidad y activos de Endesa Chile en Argentina, Brasil, Colombia y Perú.

Los accionistas de Endesa Chile aprobaron la Spin-off en una reunión extraordinaria de accionistas celebrada el 18 de diciembre del 2015. Los accionistas de Endesa Chile no tendrán que (i) pagar por las acciones ordinarias de Endesa Américas que recibirán como el resultado de la Spin-off, (ii) ceder o intercambiar acciones ordinarias de Endesa Chile para recibir acciones de Endesa Américas, o (iii) tomar cualquier otra acción en relación con la Spin-off. Actualmente no hay mercado comercial para acciones ordinarias de Endesa Américas. Endesa Américas postulará para transar las acciones ordinarias en la Bolsa de Valores de Santiago, la Bolsa Electrónica y Bolsa de Valores de Valparaíso (colectivamente, las "Bolsas de Valores Chilenas") y American Depositary Shares ("ADS"), que representan las acciones ordinarias de Endesa Américas, en la Bolsa de Valores de Nueva York.

Cada titular registrado de acciones ordinarias de Endesa Chile a partir del 14 de abril del 2016 tendrá el derecho de recibir una acción de Endesa Américas de acciones ordinarias por cada acción de las acciones ordinarias de Endesa Chile que posee. Cada titular registrado de ADS de Endesa Chile a partir del 14 de abril de 2016, tendrá el derecho de recibir una ADS de Endesa Américas por cada ADS de Endesa Chile que posee.

Al revisar este Informe, se deben considerar cuidadosamente los asuntos descritos en el título "Factores de riesgo" comenzando en la página 22.

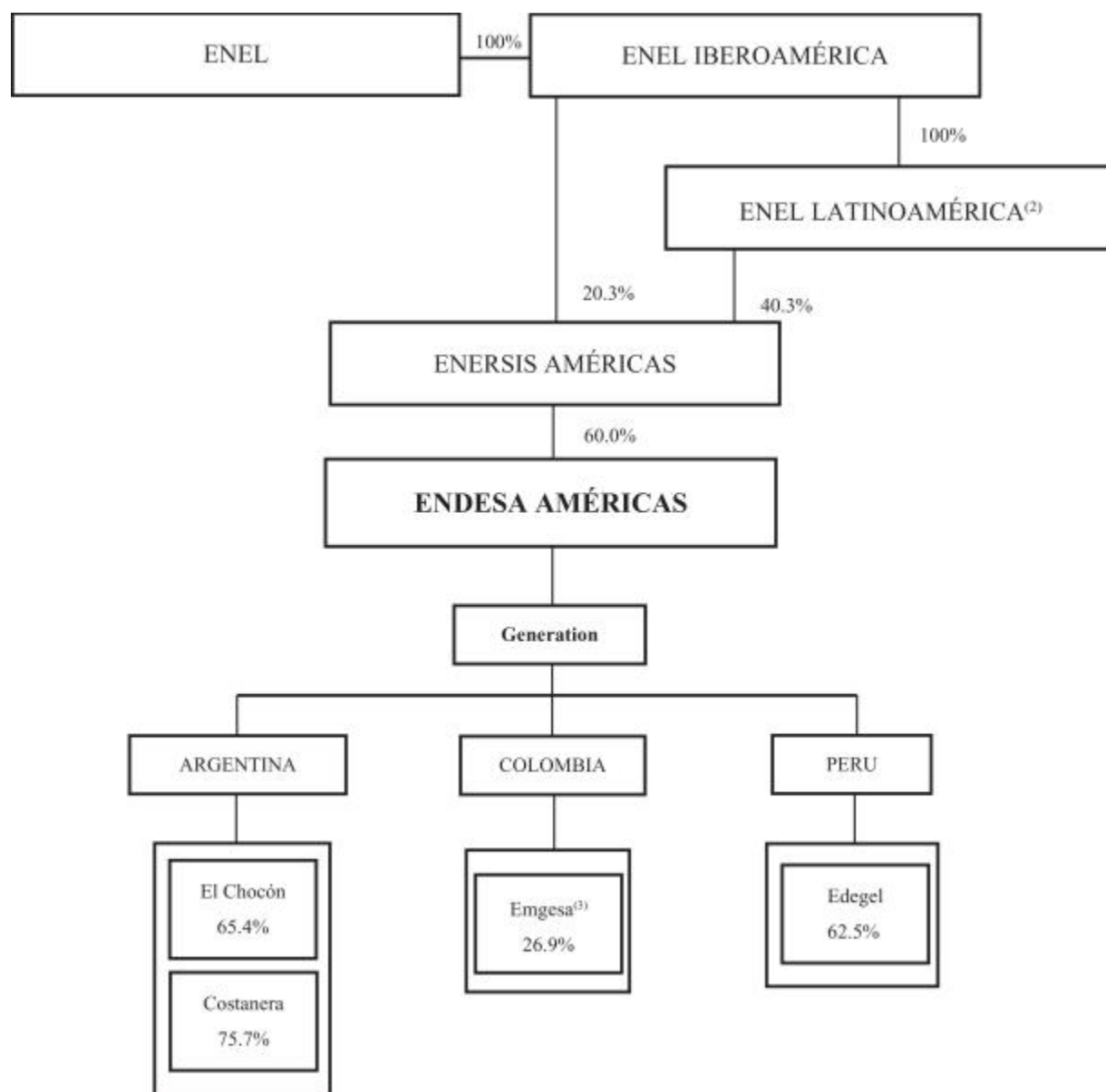
Endesa Américas y acciones ordinarias de Endesa Américas están siendo registradas en la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS). La SVS no ha aprobado o desaprobado los valores (incluyendo en forma de ADS) o establecido si este Informe o cualquier documento(s) en el idioma español que se utilizará en Chile son verídicos o completos.

Ni la U.S. Securities and Exchange Commission ni tampoco alguna comisión de valores de algún estado ha aprobado o desaprobado dichos valores o establecido si este Informe es verídico o completo. Cualquier declaración contraria se considera un delito.

Este Informe no constituye una oferta de venta o solicitud de una oferta para comprar valores.

La fecha de este Informe es, _____ 2016

Estructura Organizacional de Endesa Américas después de dar efecto al Spin-Off⁽¹⁾
Al 30 de septiembre de 2015



(1) Sólo se presentan las principales entidades combinadas operativas. El porcentaje presentado en cada una de nuestras entidades combinadas representa nuestra participación accionaria después del Spin-Off en dicha entidad combinada.

(2) Algunos organigramas contenidos en este Informe no muestran Enel Latinoamérica ya que es una subsidiaria 100% de propiedad de Enel y Enel Iberoamérica.

(3) Poseemos el 56.4% de los derechos de voto de Emgesa como resultado de una transferencia de derechos de voto de Enersis, por lo que podemos nombrar a la mayoría de los miembros del Directorio según el acuerdo de los accionistas. Por lo tanto, controlamos Emgesa. Para mayor información sobre nuestro control y combinación de Emgesa, véase “Ítem 1. Debate De Los Principales Factores que Afectan los Resultados Operacionales y Situación Financiera de la Compañía”.

TABLA DE CONTENIDOS

	<u>Página</u>
Glosario	4
Introducción	8
Visión general del Spin- Off	12
Presentación de la Información	14
Declaraciones con visión hacia el futuro	16
PARTE I	
Ítem 1. Identidad de Directores, Ejecutivos Principales y Asesores	17
Ítem 2. Estadísticas de la Oferta y el Calendario Previsto	18
Ítem 3. Información Clave	18
Ítem 4. Información de la Compañía	34
Ítem 4A. Comentarios no Resueltos de la Administración	85
Ítem 5. Resumen Operativo y Financiero y Perspectivas	85
Ítem 6. Directores, Ejecutivos Principales y Empleados	113
Ítem 7. Principales Accionistas y Transacciones con Partes Relacionadas	122
Ítem 8. Información Financiera	124
Ítem 9. La Oferta Pública y la Cotización	125
Ítem 10. Información Adicional	133
Ítem 11. Información Cuantitativa y Cualitativa sobre el Riesgo de Mercado	150
Ítem 12. Descripción de Valores que no son Acciones	157
PARTE II	
Ítem 13. Incumplimientos, Atrasos en el pago de Dividendos y Morosidades.	167
Ítem 14. Modificaciones Importantes a los Derechos de los Inversionistas de los Valores y Usos de Recursos	167
Ítem 15. Controles y Procedimientos	167
Ítem 16. Reservado	167
Ítem 16A. Comité de Auditoría y Experto Financiero	167
Ítem 16B. Código de Ética	167
Ítem 16C. Honorarios y Servicios de los Auditores Externos	167
Ítem 16D. Exenciones de los Requisitos para el Registro de los Comités de Auditoría	167
Ítem 16E. Compra de Acciones Ordinarias por parte del Emisor y Personas Relacionadas	167
Ítem 16F. Cambio del Auditor Externo que Certifica la Entidad que Registra	167
Ítem 16G. Gobierno Corporativo	167
Ítem 16H. Información de Seguridad Minera	167
PARTE III	
Ítem 17. Estados Financieros	168
Ítem 18. Estados Financieros.	168
Ítem 19. Anexos	170

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.
Bolsas de Valores Chilenas	<i>Bolsas de Valores Chilenas</i>	Las tres principales bolsas de valores en Chile: la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa Electrónica de Chile y la Bolsa de Corredores de Valparaíso.
Cachoeira Dourada.....	<i>Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.</i>	Empresa generadora brasileña de propiedad de Enel Brasil, nuestra filial.
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.
Chilectra.....	<i>Chilectra S.A.</i>	Compañía distribuidora de energía Chilena, que opera en el área metropolitana de Santiago.
Chilectra Américas.....	<i>Chilectra Américas S.A.</i>	Una empresa eléctrica recién formada de la división de Chilectra con participaciones minoritarias en empresas de distribución en Argentina, Brasil, Colombia y Perú.
Chilectra Chile.....	<i>Chilectra S.A.</i>	Chilectra tras la división de Chilectra Américas.
CIEN.....	<i>Companhia de Interconexão Energética S.A.</i>	Compañía brasileña de transmisión eléctrica, 100% de propiedad de Enel Brasil.
Codensa.....	<i>Codensa S.A. E.S.P.</i>	Compañía de distribución colombiana que opera principalmente en Bogotá y que es controlada por Enersis antes de la división de Enersis Chile y por Enersis Américas después de la división.
Coelce	<i>Companhia Energética do Ceará S.A.</i>	Compañía de distribución brasileña, sociedad anónima, que opera en el Estado de Ceará. Coelce es controlada por Enel Brasil.
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>Central Costanera S.A.</i>	Empresa de generación argentina, sociedad anónima que se convertirá en una entidad combinada de Endesa Américas. Anteriormente conocida como Endesa Costanera.
CREG.....	<i>Comisión de Regulación de Energía y Gas</i>	Comisión colombiana a cargo de 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.
Edegel	<i>Edegel S.A.A.</i>	Empresa generadora peruana, sociedad anónima, la que se convertirá en una entidad combinada de Endesa Américas.
Edelnor.....	<i>Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.</i>	Empresa de distribución peruana con un área de concesión en la zona norte de Lima, subsidiaria de Enersis antes del Spin-off de Enersis Chile y de Enersis Américas después del mismo.
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, subsidiaria de Enersis antes del Spin-off de Enersis Chile y de Enersis Américas después del mismo.
El Chocón	<i>Hidroeléctrica El Chocón S.A.</i>	Empresa generadora argentina con dos centrales hidroeléctricas, El Chocón y Arroyito, ambas ubicadas en el Río Limay, Argentina, la que se convertirá en una entidad combinada de Endesa Américas.
Emgesa.....	<i>Emgesa S.A. E.S.P.</i>	Empresa de generación colombiana la que se convertía en una

Endesa Américas.....	<i>Endesa Américas S.A.</i>	entidad combinada de Endesa Américas.
Endesa Chile	<i>Compañía Nacional de Electricidad S.A.</i>	Nuestra empresa, una sociedad anónima abierta constituida bajo las leyes de la República de Chile, con operaciones en Argentina, Brasil, Colombia y Perú. La Compañía se transará públicamente tras el Spin-off.
Enel	<i>Enel S.p.A.</i>	Una sociedad anónima abierta constituida bajo las leyes de la República de Chile, con operaciones de generación en Chile, Argentina, Colombia, Perú y una participación en Brasil antes del Spin-off. Tras el Spin-off, Endesa Chile sólo tendrá activos relativos a la generación en Chile. La Compañía de la cual nuestra Compañía está siendo derivada.
Enel Brasil	<i>Enel Brasil, S.A.</i>	Empresa de energía italiana que tendrá un interés económico de 60,6% en Enersis Américas y que será nuestra empresa matriz después del Spin-off.
Enel Iberoamérica	<i>Enel Iberoamérica, S.R.L.</i>	Una empresa brasileña y subsidiaria de Enersis antes del Spin-off de Enersis Chile, y subsidiaria de Enersis Américas después del Spin-Off. Enel Brasil fue conocida anteriormente como Endesa Brasil S.A.
Enel Latinoamérica	<i>Enel Latinoamérica, S.A.</i>	Una filial 100% de propiedad de Enel y dueña del 20.3% de Enersis antes del Spin-off de Enersis Chile, y dueña de Enersis Chile y de Enersis Américas después del Spin-Off. Fue adquirida de Endesa España en octubre 2014. Enel Iberoamérica fue conocida anteriormente como Enel Energy Europe S.R.L.
Enersis.....	<i>Enersis S.A. (antes de la separación de Enersis Chile)</i>	Una subsidiaria 100% de propiedad de Enel Iberoamérica y dueña del 40,3% de Enersis antes del Spin-off de Enersis Chile, y dueña de Enersis Chile y de Enersis Américas después del Spin-Off.
Enersis Américas	<i>Enersis Américas S.A. (después de la separación de Enersis Chile)</i>	Una sociedad anónima abierta, constituida bajo las leyes de Chile. Empresa matriz de Endesa Chile antes del Spin-off.
Enersis Chile...	<i>Enersis Chile S.A.</i>	La compañía sucesora de Enersis que será propietaria de los negocios no chilenos de Enersis tras el Spin-off de Enersis Chile. La empresa matriz de Endesa Américas después del Spin-off.
ENRE.....	<i>Ente Nacional Regulador de la Electricidad</i>	Una compañía relacionada, recién formada y separada de Enersis para mantener entidades combinadas dedicadas principalmente a la generación y distribución de electricidad en Chile.
ERNC (NCRE, o <i>Non-Conventional Renewable Energy</i> en inglés)	<i>Energías renovables no convencionales</i>	Autoridad reguladora de Argentina para el sector de energía.
FONINVEMEM.....	<i>Fondo para Inversiones Necesarias que permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista</i>	Fuentes de energía que son continuamente provistas por procesos naturales, como la energía eólica, la biomasa, mini hídrica, geotérmica, y mareomotriz.
Fortaleza.....	<i>Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A.</i>	Fondo argentino creado para incrementar la oferta de electricidad en el MEM.
Gener.....	<i>AES Gener S.A.</i>	Empresa de generación brasileña que opera una planta de ciclo combinado, ubicada en el Estado de Ceará. Enel Brasil es propietaria del 100% de Fortaleza.
GNL (LNG, <i>Liquefied natural gas</i> en inglés)	<i>Gas Natural Licuado</i>	Compañía chilena de generación y nuestra competencia en Argentina y Colombia.
JEA	<i>Junta Extraordinaria de</i>	Gas natural licuado.
		Junta Extraordinaria de Accionistas.

Accionistas

JOA.....	<i>Junta Ordinaria de Accionistas</i>	Junta Ordinaria de Accionistas.
MEM.....	<i>Mercado Eléctrico Mayorista</i>	Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina, Colombia y Perú.
MME.....	<i>Ministério de Minas e Energia</i>	Ministerio de Minas y Energía de Brasil.
NIIF (IFRS, en inglés)	<i>Normas Internacionales de Información Financiera</i>	Normas contables emitidas por el Comité de Normas Contables Internacionales (<i>International Accounting Standard Board</i> , o “IASB”, en sus siglas en inglés).
NIS.....	<i>Sistema Interconectado Nacional</i>	Sistema de interconexión eléctrica nacional. Hay tales sistemas en Chile, Argentina, Brasil y Colombia.
ONS	<i>Operador Nacional do Sistema Elétrico</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 en Brasil.
Osinergmin	<i>Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería</i>	Autoridad Supervisora de las Inversiones en Energía y Minas, la autoridad regulatoria peruana para la industria de la electricidad.
VAD.....	<i>Valor Agregado de Distribución</i>	Valor agregado de la distribución de electricidad.
SVS	<i>Superintendencia de Valores y Seguros</i>	Autoridad chilena responsable de supervisar a las compañías cuyos valores se transan públicamente, el negocio de los valores y de los seguros.
UF	<i>Unidad de Fomento</i>	Unidad monetaria chilena denominada en pesos, indexada a la inflación del país.
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.

INTRODUCCION

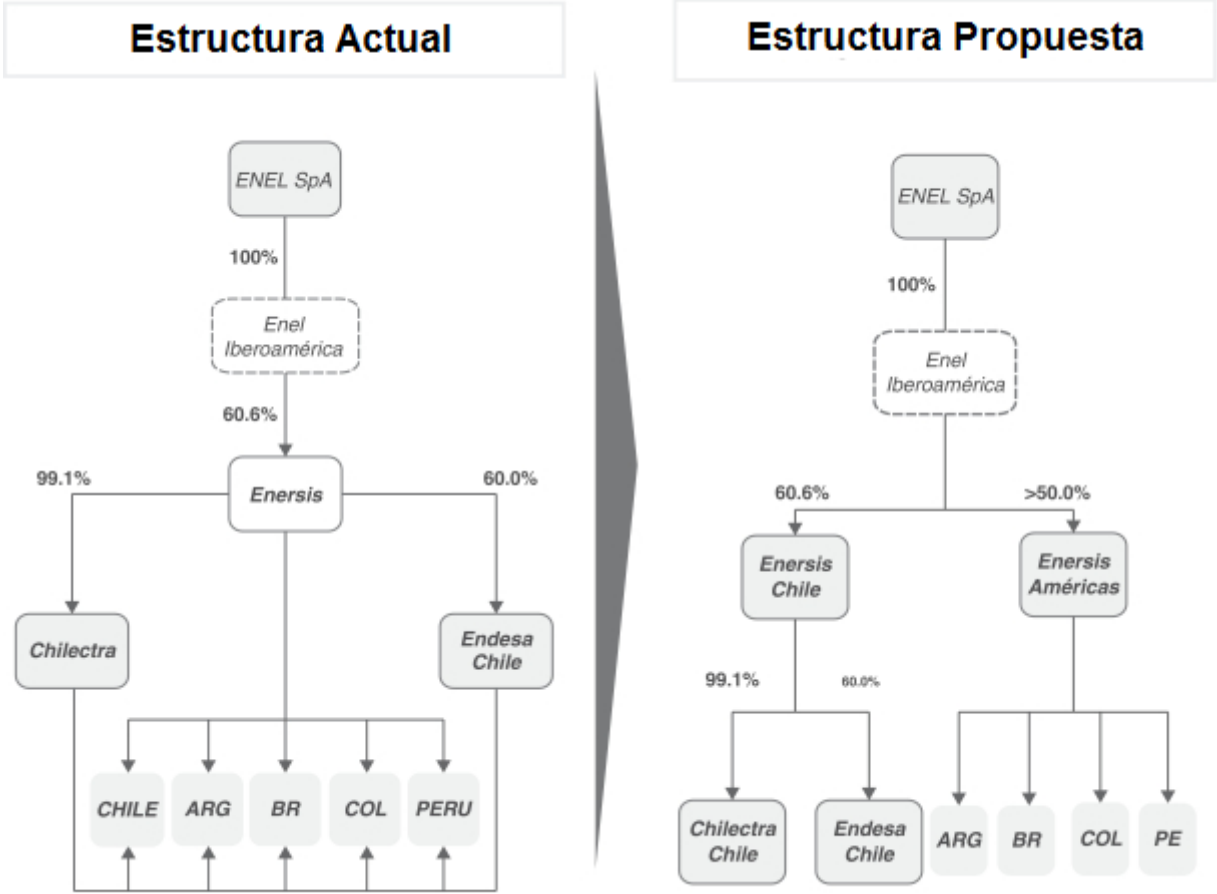
Salvo se disponga lo contrario, todas las referencias en este Informe a:

- *"nosotros"; "nuestro", "la Compañía" y "Endesa Américas" se refieren al negocio no chileno (según lo definido a continuación) antes dl Spin-Off y a Endesa Américas S.A. después del Spin-Off;*
- *"Endesa Chile" se refiere a la Empresa Nacional de Electricidad S.A.;*
- *"Enersis" se refiere a Enersis S.A. antes de la separación de Enersis Chile S.A. y Enersis Américas S.A. (anteriormente llamada Enersis S.A.) después de la separación de Enersis Chile S.A., la cual seguirá manteniendo los activos y negocios no chilenos de generación, transmisión y distribución de electricidad anteriormente en manos de Enersis S.A.;*
- *"Negocio no chileno" se refiere a los negocios y activos de generación de electricidad no chilenos, conformados exclusivamente por la participación accionaria en las acciones de empresas domiciliadas fuera de Chile, en Argentina, Brasil, Colombia y Perú, por Empresa Nacional de Electricidad S.A. antes del Spin-Off y que serán propiedad de Endesa Américas después del Spin-Off; y*
- *"Negocio chileno" se refiere a los negocios y activos de generación de electricidad chilenos mantenidos por Empresa Nacional de Electricidad S.A. antes del Spin-Off y que continúan en manos de Endesa Chile después del Spin-Off.*

Este Informe es parte de una Declaración de Registro en el formulario 20-F (la "Declaración de Registro") ante la U.S. Securities and Exchange Commission ("SEC") en relación con el Spin-off de Endesa Chile, una compañía de generación de electricidad chilena y subsidiaria de Enersis S.A., a sus accionistas de las acciones de Endesa Américas S.A., una nueva corporación chilena formada el día 1 de marzo de 2016 que mantiene los negocios y activos no chilenos de generación de electricidad, conformados exclusivamente por la participación accionaria en acciones de empresas domiciliadas fuera de Chile, en Argentina, Brasil, Colombia y Perú, anteriormente en manos de Endesa Chile.

Visión general del Spin-Off y la Reorganización Societaria

El Spin-off es parte de la reorganización societaria (la "Reorganización") de ciertas empresas controladas en última instancia por Enel S.p.A., una empresa italiana de energía ("Enel"), beneficiaria efectiva del 60,6% de Enersis. El propósito de la Reorganización es separar los negocios y activos de generación de electricidad de Endesa Chile en Chile de aquellos en Argentina, Brasil, Colombia y Perú. El siguiente gráfico muestra la estructura corporativa antes y después de la Reorganización.



Las entidades que participan en la Reorganización cotizarán y se transarán en los mercados de valores de Chile y de los Estados Unidos tal como se especifica en la siguiente tabla.

Compañía transada	Bolsas (Acciones/ADRs)
Enersis Chile	<ul style="list-style-type: none">• Bolsas de Valores Chilenas (acciones)• NYSE (ADRs)
Enersis Américas	<ul style="list-style-type: none">• Bolsas de Valores Chilenas (acciones)*• NYSE (ADRs)*
Endesa Chile	<ul style="list-style-type: none">• Bolsas de Valores Chilenas (acciones)*• NYSE (ADRs)*
Endesa Américas (antes de la fusión)	<ul style="list-style-type: none">• Bolsas Chilenas (acciones)• NYSE (ADRs)
Chilectra Chile	<ul style="list-style-type: none">• Bolsas de Valores Chilenas (acciones)*
Chilectra Américas (antes de la fusión)	<ul style="list-style-type: none">• Bolsas de Valores Chilenas (acciones)

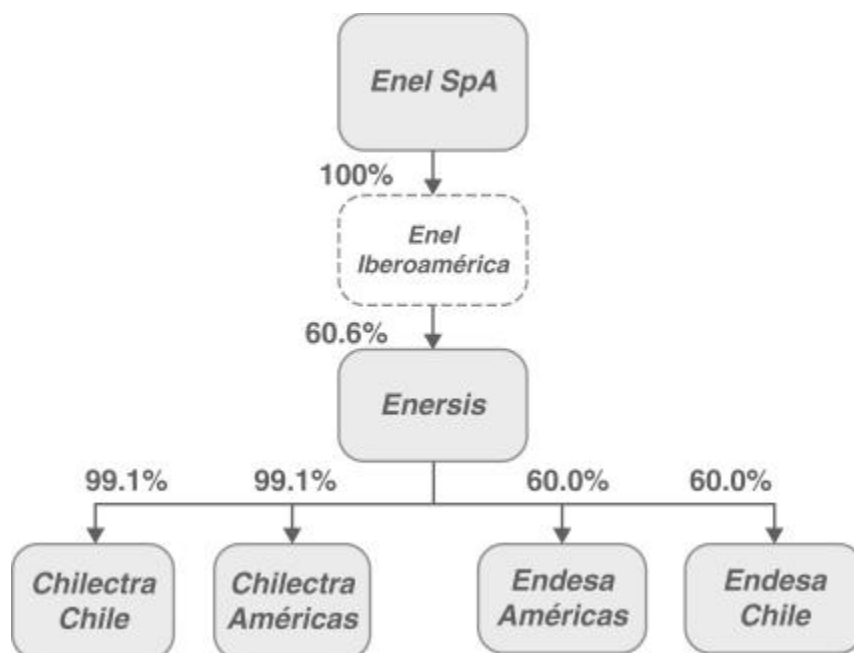
* Actualmente cotizando y transando.

Los Spin-Off

Endesa Chile llevó a cabo una “división” o “escisión” bajo la Ley de Sociedades Anónimas para separar Endesa Chile en dos empresas. La nueva empresa, Endesa Américas S.A. (“Endesa Américas”) fue establecida como una empresa independiente y se le asignó un interés accionario, activos y pasivos asociados de los negocios de la compañía fuera de Chile (la “Separación”). Al terminar la separación, Endesa Américas registrará las acciones de Endesa Américas en el Registro de Valores de la SVS bajo la ley chilena y en la SEC bajo las leyes de valores aplicables en los Estados Unidos y, sujeto a la recepción de las autorizaciones necesarias, el cumplimiento de los procedimientos legales y el cumplimiento de las condiciones precedentes, Endesa Chile distribuirá a sus accionistas las acciones de Endesa Américas proporcionalmente a la titularidad de sus acciones en Endesa Chile a base de una acción de Endesa Américas para cada acción en circulación de la Compañía (la “Distribución” y junto con la Separación, el “Spin-off”). Después de la Separación, Endesa Chile controla las empresas y los activos chilenos de Endesa Chile.

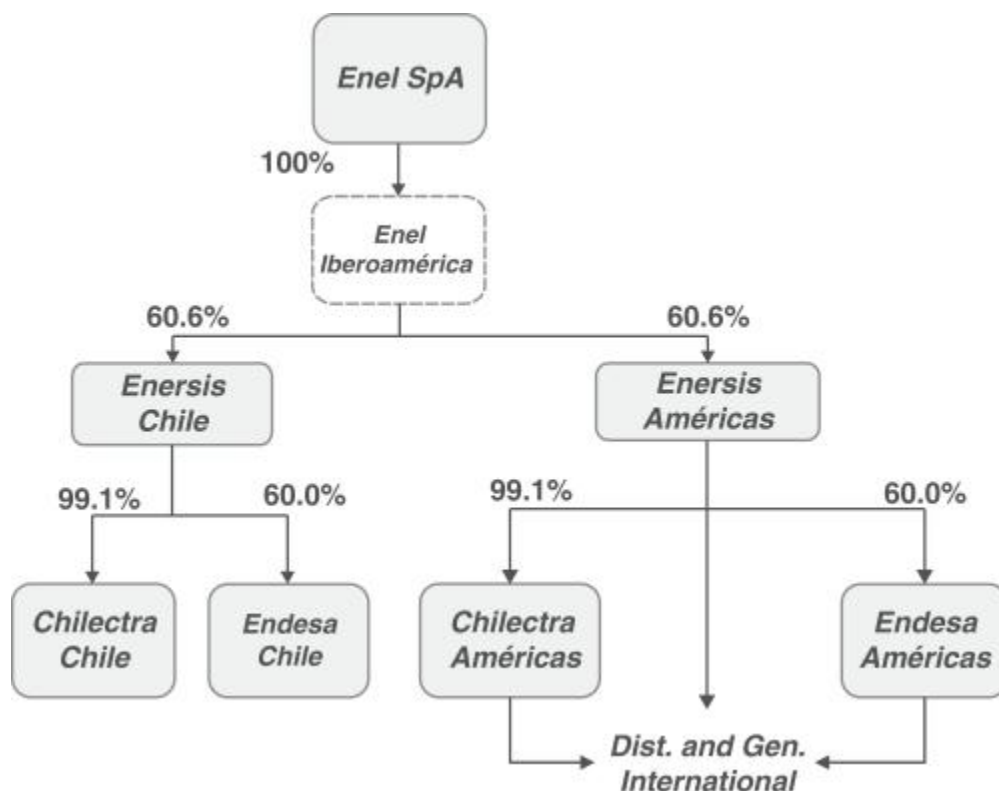
Además del Spin-Off, Chilectra S.A., empresa chilena distribuidora de electricidad y filial de Enersis (“Chilectra”), también realizó una “división” y distribuyó a sus accionistas proporcionalmente las acciones de una nueva empresa chilena, Chilectra Américas S.A. (“Chilectra Américas”), que tiene sus negocios y activos no chilenos, conformados exclusivamente por la participación accionaria de Chilectra en acciones de empresas domiciliadas fuera de Chile (el “Spin-off de Chilectra” y junto con el Spin-off, el “Spin-off Endesa/Chilectra”). En relación al Spin-off de Chilectra, Chilectra Américas registrará las acciones de Chilectra Américas en el Registro de Valores de la SVS y Chilectra continuará siendo propietaria de las empresas y activos chilenos de Chilectra (“Chilectra Chile”).

Enersis, como propietaria del 60,0% de Endesa Chile y del 99,1% de Chilectra, tendrá propiedad sobre el 60,0% de Endesa Américas y el 99,1% de Chilectra Américas como resultado del Spin-off de Endesa/Chilectra y los accionistas minoritarios de Endesa Chile y Chilectra recibirán sus respectivos porcentajes de participación en Endesa Américas y Chilectra Américas, respectivamente. Las acciones de Endesa Américas y Chilectra Américas se cotizarán y transarán en las Bolsas de Valores Chilenas y los *American Depositary Receipts* (“ADRs”, por sus siglas en inglés) de Endesa Américas se cotizarán y transarán en la Bolsa de Valores de Nueva York (“NYSE”, por sus siglas en inglés).



Enersis también realizó una “división” para separar a Enersis en dos empresas. La nueva compañía, Enersis Chile S.A. (“Enersis Chile”), fue establecida como compañía separada el 1 de marzo de 2016 y le fue asignado el Negocio Chileno de Enersis. Enersis Chile será repartida a los accionistas de Enersis mediante la distribución de la participación de Enersis Chile de manera proporcional a los accionistas de Enersis (el “Spin-off de Enersis”). El 1 de marzo de 2016, Enersis también cambió su nombre a Enersis Américas S.A. (“Enersis Américas”). Enersis Chile registrará las acciones de Enersis Chile en el Registro de Valores de la SVS bajo la ley chilena y en la SEC bajo las leyes federales de valores de los Estados Unidos en relación al Spin-off de Enersis.

Enel será el beneficiario activo del 60,6% de Enersis Chile como resultado del Spin-Off de Enersis, y los accionistas minoritarios de Enersis tendrán su porcentaje respectivo de interés en Enersis Chile. Las acciones de Enersis Chile se cotizarán y transarán en las Bolsas de Valores Chilenas y los ADRs de Enersis Chile se cotizarán y transarán en NYSE.



El Spin-Off y el Spin-Off de Chilectra están sujetos a aprobación por parte de los accionistas de Enersis respecto del Spin-Off de Enersis, y el Spin-Off está sujeto a la aprobación de los accionistas de Chilectra respecto del Spin-Off de Chilectra. Para mayor información, véase “Ítem 9. La Oferta Pública y la Cotización — B. Plan de Distribución, Antecedentes y Descripción de las Condiciones Previas de Spin-Off”.

La Oferta Pública

Una vez finalizados los Spin-Off de Endesa/Chilectra y el Spin-Off de Enersis, y antes de la junta extraordinaria de accionistas para aprobar la Fusión, Enersis Américas lanzará una Oferta Pública (*oferta pública de adquisición de valores*) por las acciones y los ADSs de Endesa Américas bajo la legislación chilena y las leyes de valores relevantes de los Estados Unidos (la “Oferta Pública”).

La Oferta Pública depende de (i) la ejecución de los Spin-Off de Endesa/Chilectra y el Spin-Off de Enersis, (ii) la aprobación de la Fusión por parte de los respectivos accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas en juntas extraordinarias de accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas según lo descrito en “— La Fusión”, (iii) que menos del 10% de las acciones en circulación de Enersis Américas, 7,72% de las acciones en circulación de Endesa Américas y 0,91% de las acciones en circulación de Chilectra Américas estén ejerciendo el derecho a retiro en relación a la Fusión y, (iv) la ausencia de cualquier evento material adverso que significaría que la Oferta Pública no fuese en el mejor interés para Enersis Américas.

La Oferta Pública será por todas las acciones, incluyendo aquellas en forma de ADSs representadas por ADRs de Endesa Américas (excepto las de propiedad de Enersis Américas), por un precio de Ch\$ 285,00 por acción (o su equivalente en dólares en la

fecha de pago en caso de ADSs) y estará sujeta a otros términos y condiciones que se proporcionarán en el momento apropiado. Se espera que la Oferta Pública se lleve a cabo durante el tercer trimestre del 2016.

Este Informe es sólo para fines informativos y no constituye una oferta para comprar o una oferta para vender valores de Enersis, Enersis Américas, Endesa Chile o Endesa Américas. Cuando y si la Oferta Pública se inicie, Enersis Américas pondrá a disposición a los accionistas de Endesa Américas los materiales de la Oferta Pública y presentará dichos materiales a la SEC según las leyes federales de valores de los Estados Unidos y las normativas de la SEC. En tal caso, se insta a los accionistas e inversionistas a leer los materiales de la Oferta Pública ya que contendrán información importante, incluyendo los detalles de la Oferta Pública. Los accionistas e inversionistas podrán obtener copias gratuitas de los materiales de la Oferta Pública que Enersis Américas registrará con la SEC en el sitio web de la SEC <http://www.sec.gov> y recibirán la información en el momento adecuado sobre cómo obtener los materiales de la Oferta Pública de Enersis Américas en forma gratuita. Estos documentos no están actualmente disponibles y su disponibilidad está sujeta a la determinación de iniciar la Oferta Pública. La ejecución de los Spin-off no está sujeta a la Oferta Pública.

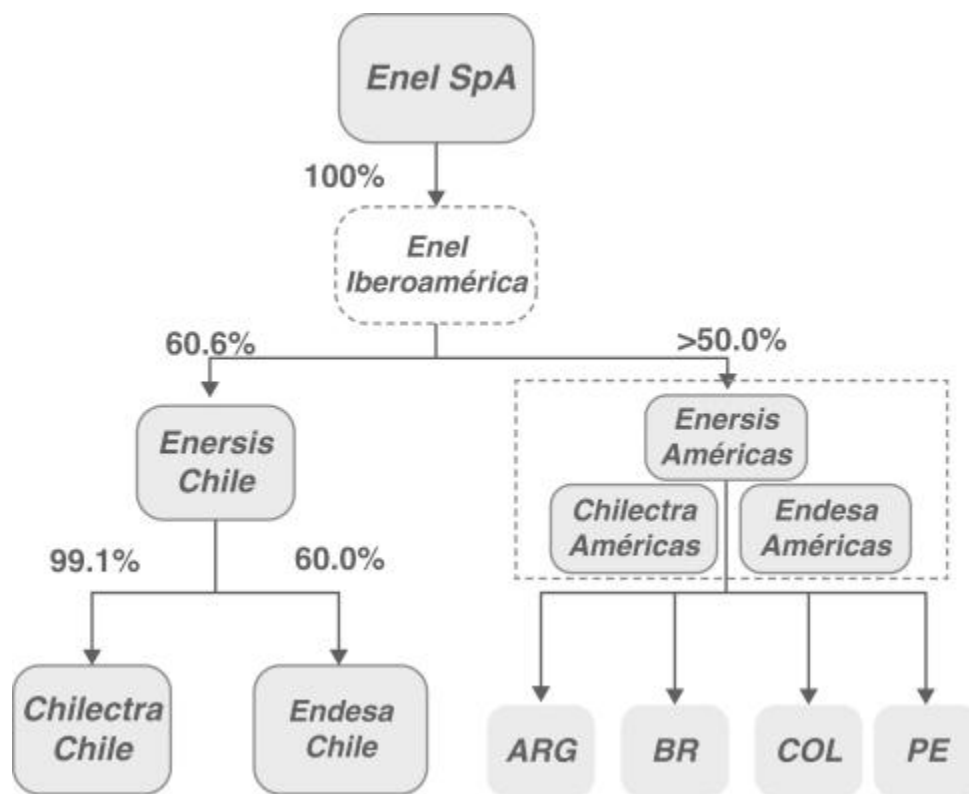
La Fusión

Tras completar los Spin-Off de Endesa/Chilectra y el Spin-off de Enersis descritas anteriormente, Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas (en aquel entonces propietarias de los activos no chilenos de sus respectivos negocios) y sujeto a la aprobación de los accionistas que posean al menos las dos terceras partes de las acciones de las empresas, tienen la intención de fusionar las compañías (la “Fusión”), con Enersis Américas continuando como la compañía sobreviviente bajo el nombre de Enersis Américas S.A. (la "Compañía Sobreviviente"). Tras la ejecución de la Fusión, la Compañía Sobreviviente seguirá transando sus acciones públicamente y cotizará en las Bolsas de Valores Chilenas en Chile, y sus ADRs se transarán en NYSE en los Estados Unidos. En la Fusión, las acciones de Endesa Américas y Chilectra Américas serán convertidas en acciones de la Compañía Sobreviviente y las acciones de Endesa Américas y Chilectra Américas dejarán de transarse en las Bolsas de Valores Chilenas y los ADRs de Endesa Américas dejarán de transarse en NYSE. Tras la Fusión, se espera que Enel siga siendo el accionista controlador, como beneficiario activo, de la Compañía Sobreviviente y los ex accionistas minoritarios de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas sigan siendo propietarios de la Compañía Sobreviviente.

Basándose en los informes de valoración recibidos por el Directorio y por el Comité de Directores de Endesa Chile, la mayoría del Directorio de Endesa Chile ha establecido el número de acciones de Enersis Américas a ser pagados por Enersis Américas como contraprestación por cada acción de Endesa Américas en relación a la Fusión, si fuese aprobado por los respectivos accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, de la siguiente manera:

**Número de acciones de
Enersis Américas para
cada**

Acción de Endesa Américas ...	2.8
-------------------------------	-----



En relación a la Fusión, Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, celebrarán por separado una junta extraordinaria de accionistas para aprobar la Fusión. Antes de dichas juntas extraordinarias de accionistas, Enersis Américas registrará las acciones de la Compañía Sobreviviente a emitirse en la Fusión con la SEC bajo la *Securities Act*. En relación a las respectivas juntas extraordinarias de accionistas para aprobar la Fusión, que se espera sean llevadas a cabo a mediados de 2016, Enersis Américas entregará a los accionistas de Enersis Américas y Endesa Américas un memorando que contendrá información sobre la Fusión y la Compañía Sobreviviente.

El Spin-Off no está sujeto a la ejecución de la Fusión y no existe garantía sobre cuándo o si la Fusión se materialice. Como resultado, en caso de que el Spin-Off de Endesa/Chilectra y el Spin-Off de Enersis entrasen en vigor, pero la Fusión no se ejecutase, Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas permanecerán como sociedades separadas que cotizan en la bolsa.

Cronograma estimado

A continuación se presenta un cronograma estimado de fechas significativas para la implementación de la Reorganización (las fechas están sujetas a cambios):

28 de abril de 2015.....	Los Directorios de Enersis, Endesa Chile y Chilectra autorizaron a las respectivas empresas a analizar la propuesta de Reorganización.
Entre mayo y octubre de 2015.....	Los Directorios de Enersis, Endesa Chile y Chilectra anunciaron los detalles de los pasos a seguir para llevar a cabo la Reorganización propuesta el día 27 de julio de 2015, nombraron asesores financieros y expertos independientes según lo exigido por la SVS en reuniones posteriores y analizaron la Reorganización propuesta.

5 de noviembre de 2015.....	Los Directorios de Enersis, Endesa Chile y Chilectra determinaron que la Reorganización propuesta es en el mejor interés de las respectivas empresas.
10 de noviembre de 2015...	Los Directorios de Enersis, Endesa Chile y Chilectra convocaron a una junta extraordinaria de accionistas de las respectivas empresas para aprobar los respectivos Spin-Off y otros asuntos a ser votados.
24 de noviembre de 2015.....	La mayoría de cada uno de los Directorios de Enersis y Endesa Chile aprobó las resoluciones relacionadas a la Reorganización, las que incluyeron entre otras cosas, el anuncio público de la intención de llevar a cabo la Oferta Pública.
17 de diciembre de 2015.....	El Directorio de Enersis aprobó las resoluciones que incluyeron entre otras cosas, la revisión del precio de la Oferta Pública de Ch\$ 236 por acción de Endesa Américas a Ch\$ 285 por acción de Endesa Américas.
18 de diciembre de 2015.....	Los Spin-Off de Chilectra/Endesa y el Spin-Off Enersis aprobados por los respectivos accionistas de Enersis, Endesa Chile y Chilectra.
1 de febrero de 2016.....	Enersis S.A. cambió su nombre a Enersis Américas S.A.
1 de marzo de 2016.....	Separación de Endesa Américas, Chilectra Américas y Enersis Chile entra en vigencia.
31 de marzo de 2016.....	Declaraciones de Registro de los Spin-Off de Enersis Chile y Endesa Américas se declaran efectivos por la SEC y se aprueba cotización en NYSE.
14 de abril de 2016.....	Fecha de registro para los tenedores de acciones comunes de Endesa Chile y ADSs de Endesa Chile.
Abril de 2016.....	Registro de acciones de Enersis Chile y Endesa Américas en la SVS, las Bolsas de Valores Chilenas; registro de las acciones de Chilectra Américas en la SVS y las Bolsas de Valores Chilenas.
21 de abril de 2016.....	Distribución de acciones comunes de Endesa Américas.
26 de abril de 2016.....	Distribución de ADSs de Endesa Américas.
Abril de 2016.....	Spin-Off de Chilectra/Endesa y Spin-Off de Enersis entran en vigencia.
Mayo de 2016.....	Enersis Américas presenta Declaración de Registro en formulario F-4 por la Fusión ante la SEC.
Julio de 2016.....	Los Directorios de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas convocan a juntas extraordinarias de accionistas para aprobar la Fusión y otros asuntos a ser votados.
Julio de 2016.....	Declaración de Registro en formulario F-4 por la Fusión es declarada efectivo por la SEC.
Agosto de 2016.....	Oferta Pública lanzada en Chile y en Estados Unidos
Agosto de 2016.....	Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas celebran juntas extraordinarias de accionistas de sus respectivas empresas para aprobar la Fusión y otros asuntos a ser votados.
Septiembre de 2016.....	Vence el plazo para ejercer el derecho a retiro por la Fusión (30 días desde la fecha de aprobación de la Fusión).
Septiembre de 2016.....	Vence el plazo de Oferta Pública en Chile y Estados Unidos (hasta 45 días desde el lanzamiento de la Oferta Pública); acuerdos en los Estados Unidos y Chile.
Septiembre de 2016.....	Fusión entra en vigor.

RESUMEN DEL SPIN-OFF

Este Informe se ha elaborado en relación al Spin-Off; El texto a continuación es un Resumen de los términos materiales del Spin-off. Véase “Ítem 9. La Oferta Pública y Cotización — B. Plan de Distribución — Antecedentes y Descripción de la Spin-off” para una descripción más detallada de los temas a continuación.

Compañía Distribuidora.....	Empresa Nacional de Electricidad S.A., sociedad anónima de responsabilidad limitada establecida bajo las leyes de la República de Chile y subsidiaria de Enersis S.A. Después de completado el Spin-Off, Endesa Chile no tendrá capital alguno de Endesa Américas y Endesa Américas no tendrá capital alguno de Endesa Chile.
Compañía Emisora.....	<p>Endesa Américas S.A., empresa recién formada como una sociedad anónima de responsabilidad limitada bajo las leyes de la República de Chile, y poseedora de las empresas de generación y activos de electricidad no chilenas anteriormente de propiedad de Endesa Chile.</p> <p>Inmediatamente después de la entrada en vigencia del Spin-Off, el capital de Endesa Américas será de Ch\$ 778.936.764.259 y la estructura del capital de Endesa Américas será idéntica a la de Endesa Chile inmediatamente antes del Spin-Off. Endesa Chile y Endesa Américas tendrán inicialmente los mismos accionistas, incluyendo a los accionistas controladores.</p>
Condiciones Precedentes.....	El Spin-Off está condicionado al cumplimiento de condiciones precedentes específicas. Véase “Ítem 9. La Oferta Pública y la Cotización — B. Plan de Distribución — Antecedentes y Descripción de la Spin-off – Condiciones Previas”.
Fecha de registro de acciones.....	14 de abril de 2016.
Fecha de distribución de acciones.....	21 de abril de 2016.
Fecha de registro de ADS.....	14 de abril de 2016.
Fecha de distribución de ADS.....	26 de abril de 2016.
Destino de los ingresos.....	Tanto Endesa Chile como Endesa Américas no percibirán ingresos en relación al Spin-Off.
Tasa de distribución.....	<p>Los titulares de acciones comunes de Endesa Chile (“acciones de Endesa Chile”) a la fecha de registro de las acciones tendrán el derecho de recibir una acción común de Endesa Américas (“acciones de Endesa Américas”) por cada acción de Endesa Chile en la Fecha de distribución de acciones.</p> <p>Los titulares de ADSs de Endesa Chile (“ADS de Endesa Chile”) a partir de la fecha de registro de ADS tendrán el derecho de recibir un ADS de Endesa Américas (“ADS de Endesa Américas”) por cada ADS de Endesa Chile en la Fecha de distribución de ADS.</p>

Método de distribución.....	<p>La distribución de las acciones de Endesa Américas que no se depositen en el Depósito Central de Valores (DCV Registros, S.A., o "DCV"), que es el sistema de almacenamiento de valores tranzados en las Bolsas de Valores Chilenas, se hará contra la presentación de certificados de acciones de Endesa Chile. Las acciones de Endesa Américas depositadas en el DCV, la distribución generalmente se realizará mediante anotación en la lista de accionistas mantenida por el DCV.</p> <p>Los titulares de ADSs de Endesa Chile a través de los servicios de la <i>Depository Trust Company</i> ("DTC" en sus siglas en inglés) recibirán la distribución de ADSs de Endesa Américas por consignación, a través de los servicios del DTC. Los titulares de ADSs de Endesa Chile recibirán directamente la distribución de ADSs de Endesa Américas como certificado de <i>American Depositary Receipts</i> ("ADRs" en sus siglas en inglés), que representan los ADSs de Endesa Américas.</p> <p>Los certificados de acciones de Endesa Chile y los ADRs certificados seguirán representando las acciones y ADSs de Endesa Chile después del Spin-Off, sin necesidad de intercambiar o entregar aquellos certificados.</p>
Factores de riesgo.....	<p>El Spin-Off y el negocio no chileno cuyo propietario será Endesa Américas tras el Spin-Off están sujetos a riesgos tanto generales como específicos. Véase "Ítem 3. Información Clave – D. Factores de Riesgo".</p>

PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Información Financiera

En el presente Informe en el Formulario 20-F, a no ser que se especifique lo contrario, las referencias a “dólares” o “US\$” lo son a los dólares de los Estados Unidos de América; las referencias a “pesos” o “Ch\$” lo son al peso chileno, la moneda legal de la República de Chile; las referencias a “Ar\$” o “pesos argentinos” lo son a la moneda legal de la República 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; las referencias a “€” o “Euros” lo son a la moneda legal de la Comunidad Económica Europea; y las referencias a la “UF” lo son a las *Unidades de Fomento*.

La Unidad de Fomento es una unidad monetaria chilena denominada en pesos e indexada 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 30 de septiembre de 2015, 1 UF equivalía a Ch\$ 25.346,69. El valor equivalente en dólares norteamericanos de una UF era de US\$ 36.28 al 30 de septiembre de 2015, utilizando el Tipo de Cambio Observado informado por el Banco Central de Chile para el 30 de septiembre de 2015 de Ch\$ 698.72 por US\$1,00. El tipo de cambio de Dólar Observado, 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 en el Mercado Cambiario Formal del día bancario anterior.

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 31 de enero de 2016, 1 UF era equivalente a Ch\$ 25.629,09. El equivalente en dólares de 1 UF era US\$ 36,08 al 31 de enero de 2016, utilizando el tipo de Cambio Observado informado por el Banco Central de Chile para ese día de Ch\$ 710,37 por US\$ 1,00.

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

Todas nuestras entidades combinadas son combinadas y todos sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo se incluyen en los estados financieros combinados, después de hacer los ajustes y eliminaciones relacionados con las transacciones al interior del Grupo. Las referencias en este Informe a entidades combinadas se refieren a entidades que son controladas, directa o indirectamente, por Endesa Américas. El control se logra cuando Endesa Américas (i) tiene influencia significativa sobre la entidad, (ii) está expuesto, o tiene los derechos, a renta variable por su participación en la entidad y (iii) tiene la capacidad de utilizar su influencia significativa para impactar sus ganancias. Endesa Américas tiene influencia significativa sobre sus entidades combinadas cuando tiene la mayoría de las acciones con derecho a voto o, cuando tiene menos de la mayoría de las acciones con derecho a voto, y esos derechos son suficientes para darle la capacidad práctica para dirigir las actividades relevantes de la entidad de manera unilateral.

Las inversiones en empresas asociadas, sobre las cuales tenemos una influencia significativa, son contabilizadas en nuestros estados financieros combinados según el método patrimonial. Para una información detallada relativa a las entidades combinadas, entidades controladas en forma conjunta y empresas asociadas, vea los Apéndices 1, 2 y 3 de los estados financieros combinados.

Para la comodidad del lector, este Informe contiene conversiones al dólar de ciertos montos expresados en pesos chilenos a tasas de cambio específicas. Salvo cuando se indique lo contrario, el equivalente del dólar, para la información presentada en pesos chilenos, se basa en el tipo de cambio observado al 30 de septiembre de 2015 según se define en el “Ítem3. Información Esencial — A. Datos Financieros Seleccionados — Tipos de Cambio”. El Banco de Reserva Federal de Nueva York no informa un precio de compra al mediodía del peso

chileno. 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 dicho tipo de cambio o a cualquier otro tipo de cambio. (Véase “Ítem 3. Información Clave — A. Datos Financieros Seleccionados — Tipos de Cambio”).

Términos Técnicos

Las referencias a “TW” lo son a terawatts, las referencias a “GW” y “GWh” lo son a gigawatts y a gigawatt hora, respectivamente; las referencias a “MW” y “MWh” lo son a megawatts y a megawatt hora, respectivamente; las referencias a “kW” y “kWh” lo son a kilowatts y a kilowatt hora, respectivamente; las referencias a “kV” lo son a kilovoltios, y las referencias a “MVA”, se refiere a mega voltio amperios. Las referencias a “BTU” y “MBTU”, lo son a unidades térmicas británicas y millones de unidades térmicas 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 el presente Informe, que dicen relación con la capacidad instalada de las centrales de generación de energía eléctrica, se expresan en MW. Un TW = 1.000 GW, un GW = 1.000 MW y un MW = 1.000 kW.

Las estadísticas relacionadas con la producción anual agregada de electricidad son expresadas 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 estadísticas relacionadas con nuestra producción no incluyen la electricidad consumida por nosotros en nuestras propias centrales.

Las pérdidas de energía experimentadas por las empresas generadoras durante la transmisión, son calculadas sustrayendo el número de GWh de la energía vendida del número de GWh de energía generada (excluyendo el consumo de energía propia y las pérdidas en la central) dentro de un periodo de tiempo. Las pérdidas son expresadas como un porcentaje de la energía generada.

Cálculo de la Participación Económica

En el presente Informe se hacen referencias a la “participación económica” de Endesa Américas en sus compañías relacionadas. En aquellas circunstancias donde nosotros no tenemos la propiedad directa de interés en una compañía relacionada, nuestra participación económica en dicha compañía 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 cualquiera entidad en la cadena accionaria de dicha compañía relacionada. Por ejemplo, si nosotros poseemos una participación del 60% en una entidad combinada de propiedad directa y dicha entidad combinada tiene una participación del 40% en una compañía asociada, nuestra participación accionaria en dicha compañía asociada sería 60% por 40%, o 24%.

Redondeo

Ciertos números incluidos en nuestros Estados Financieros consolidados han sido redondeados para facilidad de su presentación. Los porcentajes que se muestran en este Informe pueden no haber sido calculados usando las cifras redondeadas, sino usando las cantidades previas al redondeo. Por esta razón, los porcentajes mostrados en este Informe pueden variar de aquellos obtenidos de realizar los mismos cálculos, pero usando las cantidades de nuestros Estados Financieros. Algunas otras cantidades que aparecen en las tablas de este Informe pueden no sumar exactamente debido al redondeo.

DECLARACIONES CON VISIÓN HACIA EL FUTURO

Este Informe contiene declaraciones que constituyen o que pueden constituir declaraciones con visión hacia el futuro, según el significado de la Sección 27A de la Ley de Valores de 1933, y sus enmiendas, y la Sección 21E de la Ley de Bolsas de 1934, y sus enmiendas. Estas declaraciones aparecen continuamente en el presente Informe e incluyen las declaraciones referentes a nuestras intenciones, creencias y expectativas, 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 aquellos países en los que nosotros o nuestras empresas relacionadas operamos o podemos 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 pudiesen ocasionar diferencias significativas con respecto a los resultados efectivos incluyen, pero no se limitan a:

- los cambios en 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 ámbito de la competencia futura en nuestros principales mercados;
- los desarrollos políticos, económicos y demográficos en los mercados en Sudamérica en los cuales realizamos nuestro negocio; y,
- los factores mencionados posteriormente en la sección titulada “Factores de Riesgo”.

No se debe poner confianza indebida en dichas declaraciones, las cuales sólo deben entenderse en el 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 tener en cuenta estas declaraciones de advertencia junto con cualquier otra declaración con visión hacia el futuro escrito u oral que pudiéremos publicar 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 de puerto seguro (*safe harbor*) aplicable a las declaraciones con visión hacia el futuro contenida en la Ley de Reforma de Litigio de Valores Privados (“*Private Securities Litigation Reform Act*”) de 1995.

PARTE I

Ítem 1. Identidad de Directores, Directivos y Asesores

A. Directores y Ejecutivos Principales

Para obtener información acerca de nuestros directores y ejecutivos principales, véase "Ítem 6. Directores, Ejecutivos Principales y Empleados — A. Directores y Ejecutivos Principales. "

B. Asesores

No es aplicable.

C. Auditores

Los Estados Financieros Consolidados provisionales de Endesa Américas al 30 de septiembre de 2015 y de los nueve meses que terminan el 30 de septiembre de 2015, incluidos en el presente Informe fueron auditados por KPMG Auditores Consultores Ltda. ("KPMG"), una empresa independiente registrada de contabilidad pública según lo indicado en su informe que se adjunta a este documento. El informe de KPMG indica que la Compañía no auditó los Estados Financieros de ciertas entidades consolidadas cuyos Estados Financieros reflejan activos totales que representan el 12,04% al 30 de septiembre de 2015 e ingresos totales que representan el 12,59% para el período de nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2015, de los totales consolidados relacionados. Además, no se auditaron los Estados Financieros de Enel Brasil S.A. (sociedad participada propietaria del 38,64%). Nuestra inversión en Enel Brasil S.A. al 30 de septiembre de 2015 fue de M\$ 426.453.134, y su capital en ingresos fue M\$ 27.869.847 para el período de los nueve meses que terminó el 30 de septiembre de 2015. Los Estados Financieros, que fueron preparados según las relevantes normas legales locales de contabilidad, fueron auditados por otros auditores, cuyos informes han sido proporcionados a KPMG, y su opinión, en relación a los montos de aquellas entidades cuyos Estados Financieros han sido preparados basados en dichas normas de contabilidad, se basa únicamente en los informes de otros auditores. Por consiguiente, KPMG ha auditado los ajustes de conversión de los Estados Financieros de estas entidades consolidadas y participadas no consolidadas para ajustarlos a nuestras políticas contables según las Normas Internacionales de Contabilidad 34, Información Financiera Provisional, según lo emitido por expedido por la International Accounting Standards Board (siglas en inglés "IASB"). El Informe de KPMG incluye un párrafo explicativo que establece la declaración consolidada provisional del resultado integral, de cambios en el patrimonio neto, flujos de caja de Endesa Américas para el periodo que termina el 30 de septiembre de 2014 de nueve meses no fueron auditados por ellos y, por consiguiente, no expresan ninguna opinión en relación a ellos. El Informe de KPMG también subraya las notas 1 y 2 de los Estados Financieros consolidados interinos, que describen la base de preparación, incluyendo el método y el propósito de prepararlos.

Los Estados Financieros Consolidados de Endesa Américas al 31 de diciembre de 2014 y 2013 y 01 de enero de 2013 y los años que terminaron el 31 de diciembre de 2014 y 2013, incluidos en este documento, fueron auditados por KPMG, una empresa independiente registrada de contabilidad pública según lo indicado en su informe que se adjunta a este documento. El Informe de KPMG afirma que la Compañía no auditó los Estados Financieros de ciertas entidades consolidadas cuyos Estados Financieros reflejan activos totales que representan el 12,11%, el 11,23% y el 12,99% al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 01 de enero de 2013, respectivamente, y los ingresos totales que constituyen el 15,58% y el 12,21% para los años que terminaron 31 de diciembre de 2014 y 2013, respectivamente, de los totales consolidados relacionados. Además, KPMG no auditó los Estados Financieros de Enel Brasil S.A. (sociedad participada propietaria del 38.64%). Nuestra inversión en Enel Brasil S.A. al 31 de diciembre de 2014, 2013 y el 01 de enero de 2013 fue de M\$ 538.876.929, M\$ 543.713.349 y M\$ 574.168.681, respectivamente, y su capital en ingresos fue de M\$ 62.181.301 y M\$ 94.402.624 para los años terminados 31 de diciembre de 2014 y 2013, respectivamente. Los Estados Financieros, que fueron preparados según las relevantes normas legales locales de contabilidad, fueron auditados por otros auditores, cuyos informes han sido proporcionados a KPMG, y su opinión, en relación a los montos de aquellas entidades cuyos Estados Financieros han sido preparados basados en dichas normas de contabilidad, se basa únicamente en los informes de otros auditores. Por consiguiente, KPMG ha auditado los ajustes de conversión de los Estados Financieros de estas entidades consolidadas y participadas no consolidadas para ajustarlos a nuestras políticas contables según las Normas Internacionales de Contabilidad 34, Información Financiera Interina, según lo emitido por la International Accounting Standards Board (siglas en inglés "IASB"). El Informe de KPMG también subraya las notas 1 y 2 de los Estados Financieros consolidados provisionales, que describen la base de preparación, incluyendo el método y el propósito de prepararlos.

La oficina de KPMG está ubicada en Avenida Isidora Goyenechea 3520, piso 2, Las Condes, Santiago, Chile.

Los Estados Financieros de Endesa Argentina S.A. al 30 de septiembre de 2015, 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 y durante los nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2015 y los años que terminaron el 31 de diciembre de 2014 y 2013 fueron auditados por Pistrelli, Henry Martín y Asociados S.R.L. ("EY Argentina"), una empresa independiente registrada de contabilidad pública y miembro de Ernst & Young Global Limited, según lo indicado en su informe adjunto a este documento. La oficina de EY Argentina se encuentra en 25 mayo 487, Buenos Aires, C1002ABI, Argentina.

Los Estados Financieros de Enel Brasil S.A. al 30 de septiembre de 2015, 31 de diciembre de 2014 y 2013 y 01 de enero de 2013 y durante los nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2015 y los años que terminaron el 31 de diciembre de 2014 y 2013 fueron auditados por Ernst & Young Auditores Independientes S.S. ("EY Brasil"), una empresa independiente registrada de contabilidad pública y miembro de Ernst & Young Global Limited, según lo indicado en su informe adjunto a este documento. E & de Y oficina se encuentra en Av. Presidente Juscelino Kubitschek Nº 1.830, Torre I, 5 E 6 Andares, São Paulo, 04543-900, Brasil.

Otras consideraciones

KPMG, nuestros contadores públicos independientes registrados, informaron al Comité de Auditoría de Endesa Chile que en su revisión de la estructura de filiales y revisión de los servicios prestados a las filiales en contemplación de la inscripción de Endesa Américas, determinaron que se prestaron servicios inadmisibles por otras firmas miembros de KPMG Internacional Cooperativa, a empresas en última instancia controladas por Enel S.p.A. Dado que Enel S.p.A. es la matriz común de Endesa Américas se concluyó que estas entidades son filiales de Endesa Américas bajo las reglas de independencia de SEC. Ninguno de los servicios inadmisibles fueron prestados a Endesa Américas o entidades "descendientes" de Endesa Américas y ninguno de los servicios fue proporcionado por KPMG. Los servicios proporcionados a las filiales incluyeron elementos del préstamo de personal en España, asesoramiento legal específico para la aplicación de reglamentos a los empleados en Francia, las funciones de gestión relacionadas con un seguimiento permanente en Uruguay y otras actividades y responsabilidades que fueron descritas como bróker-dealer o servicios de inversiones bancarias en Italia. Los cargos totales por los servicios relacionados con estos servicios prestados a las filiales, que no son parte del grupo de Endesa Américas y sus entidades consolidadas y las inversiones en asociadas y negocios conjuntos, fueron de aproximadamente US\$ 249.300.

KPMG ha tomado en cuenta si las relaciones mencionadas tuvieron un impacto en su objetividad y capacidad para ejercer juicio imparcial en relación a su compromiso como auditores de Endesa Américas y ha concluido que no se ha producido ningún compromiso del valor de la objetividad y capacidad para ejercer el juicio imparcial de KPMG. Teniendo en cuenta los hechos y circunstancias de la materia expuesta anteriormente y la decisión de KPMG, el Comité de Auditoría de Endesa Chile concluyó también que la objetividad de KPMG y su capacidad para ejercer juicio imparcial no se ha comprometido.

Ítem 2. Estadísticas de la Oferta y el Calendario Previsto

No es aplicable.

Ítem 3. Información Clave

A. Datos Financieros Seleccionados.

El siguiente Resumen de los datos financieros combinados debe ser leído junto con nuestros estados financieros combinados, incluidos en este Informe. La información financiera combinada seleccionada al 30 de septiembre de 2015, 31 de diciembre de 2014, 31 de diciembre de 2013 y 01 de enero de 2013 y durante los nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2015 y 2014 y para los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013 se originan en nuestros Estados Financieros Combinados incluidos en este Informe. Los Estados Financieros Combinados auditados representan la primera publicación de Estados Financieros de Endesa Américas preparados según las NIIF, emitidas por el IASB.

Los montos están expresados en millones, excepto datos operacionales. Para la conveniencia del lector, todos los datos presentados en dólares norteamericanos a partir de y para los nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2015 y a partir de y para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2014, y han sido convertidos al tipo de cambio de dólar observado (*dólar observado*) para 30 de septiembre de 2015 de Ch\$ 698,72 por US\$ 1,00. El tipo de cambio de Dólar Observado, el cual es informado y publicado diariamente en

la página web del Banco Central de Chile, es el promedio ponderado de los tipos de cambio de las transacciones en el Mercado Cambiario Formal el día hábil anterior.

Para obtener mayor información sobre los tipos de cambio históricos, véase “Tipo de Cambio”, más abajo.

Las siguientes tablas muestran información financiera combinada seleccionada y otra información operacional para los periodos indicados.

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre			Ejercicio terminado el 31 de diciembre.		
	2015 ⁽¹⁾	2015	2014	2014 ⁽¹⁾	2014	2013
	(US\$ millones)	(Ch\$ millones)		(US\$ millones)	(Ch\$ millones)	
Datos del Estado de Resultados Combinados						
Ingresos y otros ingresos de operación.....	1.297	905.918	925.825	1.740	1.215.559	1.057.395
Gastos de operación ⁽²⁾	(671)	(468.609)	(435.058)	(848)	(592.512)	(543.889)
Resultado operacional	626	437.309	490.767	892	623.047	513.506
Ingresos (Gastos) Financieros, Neto.....	(62)	(43.304)	(67.979)	12	8.564	(63.135)
Ganancia total por Venta de Activos no Corrientes, no mantenidos para la venta.....	0.05	38	738	1	750	843
Otros Ingresos no operacionales.....	42	29.168	34.443	88	61.598	95.038
Utilidad Neta antes de Impuestos	606	423.211	457.969	993	693.959	546.252
Impuesto a la Renta.....	(240)	(167.560)	(172.220)	(292)	(204.051)	(167.912)
Utilidad Neta	366	255.651	285.749	701	489.908	378.340
Utilidad Neta atribuible a los Controladores	134	93.789	93.081	315	220.154	180.784
Utilidad neta atribuible a intereses minoritarios	232	161.862	192.668	386	269.754	197.556

	Desde el 30 septiembre.		Desde el 31 de diciembre			Desde el 1 enero.
	2015 ⁽¹⁾	2015	2014 ⁽¹⁾	2014	2013	2013
	(US\$ millones)	(Ch\$ millones)	(US\$ millones)	(Ch\$ millones)	(Ch\$ millones)	(Ch\$ millones)
Balance combinado						
Activos Totales	5.570	3.892.030	5.729	4.002.717	3.833.136	3.628.749
Pasivos no Corrientes	1.640	1.145.584	1.804	1.260.501	1.160.263	1.083.616
Patrimonio atribuible a los Controladores de la Empresa	1.728	1.207.215	1.753	1.224.710	1.206.187	1.164.386
Patrimonio atribuible a intereses minoritarios	1.199	837.561	1.134	792.346	908.398	875.268
Patrimonio Total	2.927	2.044.776	2.887	2.017.056	2.114.585	2.039.654
Otra información financiera combinada						
Gastos de Capital (CAPEX) ⁽³⁾	309	216.149	381	266.281	206.848	165.532
Depreciación, amortización y deterioro ⁽⁴⁾	113	78.734	152	105.894	103.577	100.126

(1) Solo para la conveniencia del lector, los montos en pesos chilenos han sido convertidos a dólares norteamericanos al tipo de cambio de Ch\$ 698,72 por dólar al 30 de septiembre de 2015.

(2) Los Gastos Operacionales incluyen los Gastos de Administración y Ventas

(3) Las cifras de CAPEX corresponden a los pagos efectivos en cada año.

(4) Para mayor detalle por favor refiérase a las Notas 7C y 26 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados.

	Desde y para los nueve meses terminados el 30 de septiembre		Desde y para el ejercicio terminado 31 de diciembre				
	2015	2014	2014	2013	2012	2011	2010
INFOMRACION DE EXPLOTACION POR PAIS							
Capacidad instalada en Argentina (MW)	3.632	3.632	3.632	3.632	3.632	3.632	3.632
Capacidad instalada en Colombia(MW)	3.059	3.040	3.059	2.926	2.914	2.914	2.914
Capacidad instalada en Perú (MW)	1.680	1.527	1.652	1.540	1.657	1.668	1.668
Generación en Argentina (GWh).....	8.680	7.332	9.604	10.840	11.207	10.713	10.940
Generación en Colombia (GWh)	10.750	10.467	13.559	12.748	13.251	12.051	11.283
Generación en Perú(GWh).....	6.190	6.550	8.609	8.391	8.570	8.980	8.466

Tipos de Cambio

Las fluctuaciones cambiarias entre el peso y el dólar afectan la equivalencia en dólares del precio de nuestras acciones ordinarias en pesos, 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 futuros *American Depositary Shares* (“ADSs”) de la Compañía y la conversión de los dividendos en efectivo relacionado 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 estén denominadas 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 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 actualmente en vigencia disponen que el Banco Central de Chile sea informado de ciertas transacciones y que ellas se realicen a través del Mercado Cambiario Formal.

El tipo de cambio Dólar Observado, que es informado por el Banco Central de Chile y publicada 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 la 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 los pagos y distribuciones deben ser remitidos a través del Mercado Cambiario Formal.

El Banco de la Reserva Federal de Nueva York no informa el tipo de cambio de mediodía para los pesos chilenos. El tipo de cambio para el Dólar Observado al 31 de enero de 2016 fue de Ch\$ 710,37 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 informara el Banco Central de Chile:

	Tipo de Cambio Observado Diario (Ch\$ por US\$)⁽¹⁾			
	Min.⁽²⁾	Max.⁽²⁾	Promedio⁽³⁾	De cierre
Año terminado el 31 de diciembre de				
2015.....	597,10	715,66	654,66	710,16
2014.....	527,53	621,41	573,70	606,75
2013.....	466,50	533,95	498,83	524,61
2012.....	469,65	519,69	486,31	479,96
2011.....	455,91	533,74	483,45	519,20
2010.....	448,01	549,17	510,35	468,01
Mes terminado				
Febrero de 2016.....	689,18	715,41	n.a.	694,17
Enero de 2016	710,37	730,31	n.a.	710,37
Diciembre de 2015	693,72	711,52	n.a.	710,16
Noviembre de 2015	688,94	715,66	n.a.	711,20
Octubre de 2015	673,91	695,53	n.a.	690,32
Septiembre de 2015	676,74	705,92	n.a.	698,72

Fuente: Banco Central de Chile.

(1) Cifras nominales.

(2) Los tipos de cambio son los valores efectivos más bajo y más alto, en base diaria para cada periodo.

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

El cálculo de la apreciación o depreciación del peso chileno respecto del dólar de Estados Unidos en un periodo determinado se hace calculando el porcentaje de variación de los valores recíprocos de los pesos chilenos equivalentes 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 periodo terminado el 30 de septiembre de 2015, se determina el porcentaje de cambio entre el recíproco de Ch\$ 606,75 (valor de un dólar al 31 de diciembre de 2014) y el recíproco de Ch\$ 698,75 (valor de un dólar al 30 de septiembre de 2015). En este ejemplo el porcentaje de cambio entre 0,001648 (el recíproco de Ch\$ 606,75) y 0,001431 (el recíproco de Ch\$ 698,75) es 13,2% negativo, que representa la devaluación del peso chileno en los nueve meses de 2015 respecto del dólar al final del año 2014. Un cambio porcentual positivo significa que el peso chileno se ha apreciado respecto del dólar, mientras que un cambio porcentual negativo significa que el peso se ha devaluado respecto del dólar.

La tabla a continuación muestra el tipo de cambio al final de cada periodo respecto del dólar para los años terminados entre el 30 de septiembre de 2015 y 2014, y los años terminados el 31 de diciembre de 2010 al 31 de diciembre de 2015 a base de la información publicada por el Banco Central de Chile.

	Ch\$ por US\$ ⁽¹⁾	
	Final del Periodo (En Ch\$)	Apreciación (Devaluación) (En %)
Nueve meses terminados el 30 de septiembre de		
2015.....	698,72	(13,2)
2014.....	599,22	(12,5)
Año terminado el 31 de diciembre de		
2015.....	710,16	(14,6)
2014.....	606,75	(13,5)
2013.....	524,61	(8,5)
2012.....	479,96	8,2
2011.....	519,20	(9,9)
2010.....	468,01	8,4

Fuente: Banco Central de Chile.

(1) Calculado sobre la base de la variación de los tipos de cambio al final de los periodos.

B. Capitalización y Endeudamiento.

La siguiente tabla establece nuestra capitalización y endeudamiento combinados al 29 de febrero de 2016 sobre una base real y según lo ajustado para dar efecto a la finalización del Spin-Off. Esta información debe leerse en conjunto con la información incluida en otro lugar en este Informe, incluyendo la información en el "Ítem 5A. Resultados de Operación "y" Ítem 5B. Liquidez y Recursos Financieros."

La siguiente información no es necesariamente indicativa de capitalización o endeudamiento futuro de Endesa Américas.

	A partir de 29 febrero de 2016	
	Endesa Américas	Ajustado
	(En millones de Ch\$)	
Deuda a corto plazo⁽¹⁾		
Préstamos bancarios	108.313	108.313
Pasivos no garantizados	59.918	59.918
Arrendamiento financiero	9.669	9.669
Otras obligaciones	20.808	20.808
Total.....	198.708	198.708
Deuda a largo plazo⁽¹⁾		
Préstamos bancarios	108.723	108.723
Pasivos no garantizados	751.030	751.030
Arrendamiento financiero	15.298	15.298
Otras obligaciones	33.050	33.050
Total.....	908.102	908.102
Deuda Total	1.106.810	1.106.810
Patrimonio atribuible a accionistas de la controladora	1.128.176	1.128.176
Interés minoritario	833.209	833.209
Capitalización Total	3.068.195	3.068.195

(1) Incluye deuda por pagar a terceros antes del efecto de los derivados.

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

No es aplicable

D. Factores de Riesgo.

Riesgos Relacionados con Nuestro Negocio

Una crisis financiera, u otra crisis, en cualquier región del mundo pueden tener un impacto significativo en los países en los que operamos y, consecuentemente, afectar adversamente nuestras operaciones así como nuestra liquidez.

Los cuatro países en los que tenemos inversiones en el negocio de electricidad son vulnerables a impactos externos, incluyendo eventos financieros y políticos, los cuales pueden causar dificultades económicas significativas y afectar su crecimiento. Si cualquiera de estas economías experimenta un crecimiento económico menor que lo esperado o una recesión, es probable que nuestros clientes demanden menos electricidad. Más aún, 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.

Crisis financieras y políticas en otras partes del mundo podrían afectar de manera adversa nuestro negocio. Por ejemplo, la inestabilidad en el Medio Oriente u otras regiones que productoras de combustibles podría tener como resultado mayores precios de los combustibles en el mundo, lo que a su vez podría incrementar nuestros costos de combustible para nuestras plantas de generación térmica y afectar de manera adversa nuestros resultados operacionales y la condición financiera.

Adicionalmente, una crisis financiera 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. Una crisis financiera también podría disminuir nuestra capacidad para acceder a los mercados de capital en los cinco países en los que operamos, como también a los mercados internacionales de capital por 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 de largo plazo y adquisiciones, nuestras perspectivas de desarrollo y nuestra política de dividendos.

Es probable que las fluctuaciones económicas en Sudamérica afecten nuestras operaciones y nuestra condición financiera, así como el valor de nuestros títulos.

Todas nuestras operaciones se ubican en Sudamérica. Por consiguiente, nuestros ingresos combinados pueden estar afectados por el desempeño de las economías sudamericanas en su totalidad. 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 Argentina. La generación de caja insuficiente de nuestras filiales en los países volátiles ha significado, en algunos casos, la incapacidad de cumplir con sus obligaciones y la necesidad de pedir exenciones respecto del cumplimiento de condiciones financieras restrictivas. También contamos con una participación no controlada en Enel Brasil, que consolida todas las operaciones en Brasil, incluyendo activos de generación, transmisión y distribución. Como resultado, estamos expuestos a la reciente volatilidad del mercado local en Brasil, que ha afectado la situación financiera de Enel Brasil.

Considerando que el 58% de nuestros ingresos operacionales para el período terminado al 30 de septiembre de 2015 se originan de nuestras operaciones en Colombia y que el negocio de electricidad sigue muy de cerca las fluctuaciones del PIB, nuestra condición financiera y resultados operacionales son particularmente dependientes del desempeño económico del mercado colombiano. Según el *Latin American Consensus Forecast* publicado por *Consensus Economics, Inc.* el día 14 de septiembre de 2015, el PIB colombiano aumentó en un 4,6% en 2014, en comparación con un 4,7% en 2013, mientras que se prevé crecerá sólo un 2,9% en 2015 y 2016.

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.

Adicionalmente, los mercados financieros y de valores en Sudamérica son influenciados en diferentes grados por las condiciones económicas y de mercado de otros países. Los mercados financieros y de valores en Brasil, Chile y Colombia, pueden verse adversamente afectados por eventos en otros países y tales efectos pueden afectar el valor de nuestros títulos.

Un deterioro en la situación económica en Argentina o una devaluación más profunda del peso argentino podría tener un efecto adverso en nuestra deuda.

El peso argentino sufrió un salto en su devaluación frente al dólar en 2014 lo que continuó, pero en un grado menor, durante 2015. Debido a la declinación en el valor del peso argentino respecto de divisas extranjeras, el gobierno argentino ha implementado políticas para limitar las compras de dólares de los Estados Unidos. En 2014, el Banco Central Argentino elevó la tasa de interés de referencias lo que elevó los costos de financiamiento para los bancos y para las empresas del sector privado y ha intervenido diariamente durante 2015 para controlar las expectativas de devaluación. Aunque el ritmo de la devaluación del peso argentino respecto del dólar se ha reducido recientemente, el incremento en el interés pagado sobre los depósitos ha sido insuficiente para compensar la tasa de inflación. El nuevo gobierno ha liberado recientemente todas las restricciones sobre las divisas impuestas por el gobierno anterior, lo que dio lugar a una inmediata devaluación del peso argentino en más del 35% en un día. Mientras se espera que el nuevo gobierno tome acciones para mitigar el impacto de la devaluación por este evento, la devaluación del peso argentino puede continuar en 2016 y en el futuro.

Si la economía argentina fuera considerada hiperinflacionaria, debería usarse un índice de precios general para presentar los montos relacionados con nuestras entidades combinadas argentinas en nuestros estados financieros combinados, según lo dispuesto en la norma IAS 29, “Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias” (*Financial Reporting in Hyperinflationary Economies*). Los montos para los periodos de información previos deberían ser ajustados por la aplicación del índice de precios general a fin de hacer que los estados financieros sean comparables.

En 2014, la industria bancaria argentina incrementó las tasas de interés sobre los préstamos y acortó los plazos de vencimiento. La liquidez en el mercado de derivados argentino también se deterioró, con acceso limitado a ‘swaps’ de deuda denominada en pesos argentinos a otras monedas. Como resultado, nuestra deuda denominada en pesos argentinos está expuesta a posteriores devaluaciones del peso argentino.

La solvencia de la deuda soberana argentina también se deterioró durante 2014, basado en la información de mercado y los informes de las agencias de clasificación crediticia. El costo del seguro para bonos soberanos, medido por los “swaps” de incumplimiento de deuda (“*credit default swaps*”) incrementó de un 29,9% el 31 de diciembre de 2014 a un 53,9% al 30 de septiembre de 2015 lo que indica una creciente probabilidad de eventos de crédito en dificultades. La clasificación de la deuda soberana argentina se mantuvo en “incumplimiento selectivo” por Standard & Poor’s y en “incumplimiento restringido” por Fitch, ambos como resultado del incumplimiento en bonos soberanos argentinos en julio de 2014. Moody’s mantuvo la clasificación de deuda a

largo plazo en moneda extranjera en “Caa1”, pero con perspectiva negativa. Un deterioro adicional de la economía argentina podría afectar de manera adversa nuestro resultado operacional y condición financiera.

Para mayor información sobre nuestros estados financieros Combinados por país, consulte Nota 30 de las Notas a nuestros estados financieros combinados interinos.

Ciertas economías sudamericanas se han caracterizado históricamente por las frecuentes y, ocasionalmente drásticas, medidas intervencionistas de sus autoridades estatales incluyendo expropiaciones, lo que puede 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 de Argentina, Brasil, Colombia y Perú. A pesar que no tendremos activos en Chile después del Spin-off, seremos una compañía constituida bajo las leyes de la República de Chile. Por ende, pagaremos impuestos en Chile y estaremos sujetos a cambios en las leyes tributarias chilenas. En menor medida, el gobierno chileno también ha ejercido en el pasado y continúa ejerciendo una influencia importante sobre diversos aspectos del sector privado, lo cual puede resultar en cambios en la política económica o en otras políticas. Por ejemplo, en septiembre de 2014 el Gobierno chileno aprobó un incremento progresivo de la tasa de impuesto a la renta corporativo y un cambio en el sistema tributario, que puede tener un efecto negativo adicional para los titulares de acciones o ADSs no chilenos. Adicionalmente, los impuestos pueden ser atribuidos a los dividendos devengados antes de su pago, dependiendo del mecanismo tributario elegido. El 08 de febrero de 2016, se promulgó la Ley 20.899, que hizo ajustes a la reforma de este impuesto. Para mayor información sobre consideraciones tributarias en Chile, consulte “Ítem 10. Información Adicional - E. Impuestos”. Las actuaciones gubernamentales en estos países sudamericanos han involucrado también controles salariales, tarifarios y de precios, y otras medidas intervencionistas, tales como expropiaciones o nacionalizaciones.

Por ejemplo, Argentina congeló las cuentas bancarias e impuso restricciones a los capitales en 2001, nacionalizó el sistema privado de fondos de pensiones en 2008, usó las reservas de su Banco Central para amortizar su deuda con vencimiento en el año 2010, expropió el 51% de Repsol en YPF en 2012 e impuso controles cambiarios en 2014, lo que limitó el acceso de Argentina a divisas. En 2010 Colombia impuso un impuesto al patrimonio para financiar la reconstrucción y reparar los daños producidos por una grave inundación, que resultó en un gasto tributario extraordinario contabilizado en enero de 2011 por los impuestos a ser pagados en el periodo de 2011 a 2014.

Los cambios realizados en las políticas por estas autoridades gubernamentales y monetarias respecto a tarifas, controles cambiarios, regulaciones y tributación, podría reducir nuestra rentabilidad. La inflación, devaluación, inestabilidad social y otros eventos políticos, económicos o diplomáticos, incluyendo la respuesta de los gobiernos de la región a estas circunstancias, podría también reducir nuestra rentabilidad. Cualquiera de estos escenarios podría afectar de manera adversa nuestros resultados operacionales y condición financiera.

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, utilidades y flujo de caja.

Nuestras instalaciones principales incluyen plantas generadoras, activos de transmisión y distribución, gasoductos, terminales y plantas regasificadoras de gas natural (“GNL”), naves contratadas para transportar y almacenar GNL. Nuestras instalaciones pueden sufrir daños por terremotos, inundaciones, incendios y otros desastres catastróficos causados por la naturaleza o accidentes humanos, como también actos de 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 sujetos a montos máximos por siniestro.

Por ejemplo, el 6 de mayo de 2013, se rompió una hoja de la unidad de turbina a gas número 7 de la planta Santa Rosa de Edegel, produciendo daños catastróficos en la unidad como consecuencia de la combustión del aceite lubricante. 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. Aunque los costos fueron absorbidos en su mayoría por seguros contratados por Edegel, la unidad estuvo fuera de servicio durante 19 meses, con operaciones retrasadas hasta el 5 de diciembre de 2014. Accidentes como éste pueden perjudicar nuestras operaciones, ingresos y flujo de caja.

Estamos sujetos a riesgos de financiamiento, tales como aquellos asociados con el financiamiento de

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 la deuda, todo lo cual podría afectar adversamente nuestra liquidez.

Al 30 de septiembre de 2015, nuestra deuda combinada ascendió a Ch\$ 1.143 mil millones (neto de instrumentos de cobertura de riesgo cambiario).

Nuestra deuda tenía el siguiente perfil de vencimientos:

- Ch\$ 256 mil millones en 2016;
- Ch\$ 153 mil millones desde 2017 a 2018;
- Ch\$ 159 mil millones desde 2019 a 2020; y
- Ch\$ 575 mil millones desde 2021 en adelante.

A continuación, hay un desglose por país de la deuda que vence en 2016:

- Ch\$ 166 mil millones para Colombia;
- Ch\$ 53 mil millones para Perú; y
- Ch\$ 37 mil millones para Argentina.

Algunos de nuestros contratos de deuda están sujetos a (1) cumplimiento de ratios 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. Algunos de nuestros acuerdos de deuda no chilena limitan o prohíben transacciones que resultan en un cambio de control, según lo definido contractualmente sobre una base de caso individual o requieren el consentimiento previo de un quórum calificado de acreedores. Por lo tanto, en algunos casos, sería necesario obtener consentimientos o dispensas, según corresponda, para proceder con el Spin-off sin un cambio de control que genere incumplimiento del contrato. Una porción significativa de nuestro endeudamiento financiero está sujeta a condiciones de incumplimiento cruzado, que tienen distintas definiciones, criterios, umbrales de materialidad, y aplicabilidad con respecto a las filiales que pueden dar origen a un incumplimiento cruzado.

En el caso que nosotros o nuestras entidades combinadas incumplan alguna de estas disposiciones significativas, nuestros acreedores y tenedores de bonos pueden exigir el pago inmediato, y una porción de nuestra deuda podría llegar a ser vencida y exigible. Por ejemplo, al 31 de diciembre de 2014, 31 de marzo de 2015, 30 junio de 2015, 30 septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2015, nuestra entidad combinada argentina El Chocón no cumplió un covenant de cobertura de interés (EBITDA a gastos financieros) según el requerimiento de un convenio de crédito con Standard Bank, Deutsche Bank y Banco Itaú, con vencimiento en febrero de 2016. El Chocón ha tenido dificultades para cumplir este covenant varias veces en el pasado y ha obtenido dispensas de sus acreedores. Si los acreedores hubiesen decidido declarar una causal de incumplimiento y acelerar el préstamo y el interés hubiesen vencido y sido exigibles inmediatamente bajo este crédito. Debido a las disposiciones de incumplimiento cruzado de otros préstamos de El Chocón, un monto adicional de Ch\$ 7 mil millones podría también ser acelerado y El Chocón debería declararse en quiebra.

Es posible que no tengamos la capacidad de refinanciar nuestro endeudamiento o de obtener dicho refinanciamiento pero en términos que no sean aceptables para nosotros. En la ausencia 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 se pudiesen vender nuestros activos lo suficientemente rápido o por montos suficientemente altos para permitarnos realizar dichos 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 del presente Informe, creemos que Argentina continúa siendo el país en el que operamos con el riesgo de refinanciamiento más alto. Al 30 de septiembre de 2015, la deuda financiera con terceros de nuestras entidades combinadas argentinas alcanzó a Ch\$ 82 miles de millones. En la medida que los temas fundamentales que se refieren al sector eléctrico se mantienen sin solución, nosotros renovaremos nuestra deuda argentina, pendiente de pago, en la medida que tengamos la habilidad para hacerlo. Si nuestros acreedores no

estuviesen dispuestos a renovar la deuda al vencimiento y no tuviéramos la posibilidad de refinanciar esas obligaciones, podríamos caer en incumplimiento en esa deuda.

Nuestra incapacidad para financiar nuevos proyectos o gastos de capital o refinanciar nuestra deuda existente podría afectar de manera adversa nuestros resultados operacionales y condición financiera.

Es posible que no seamos capaces de efectuar inversiones, alianzas o adquisiciones apropiadas.

Nosotros verificamos de manera continua las perspectivas de adquisiciones que puedan aumentar nuestra cobertura de mercado o complementar los negocios existentes, aunque no podemos asegurar que seremos capaces de identificar y concretar transacciones de adquisiciones apropiadas en el futuro. La adquisición e integración de empresas independientes o empresas que no controlamos es, generalmente, un proceso complejo, costoso y que consume tiempo, ya que requiere de importantes esfuerzos y gastos. Si llevamos a cabo una adquisición, podría resultar en que se incurra en deuda importante y asumir obligaciones desconocidas, la potencial pérdida de empleados clave de la empresa adquirida, gastos de amortización relacionados con activos tangibles y la distracción de la administración de otras preocupaciones del negocio. Adicionalmente, cualquier retraso o dificultades encontradas en relación con la adquisición y la integración de operaciones múltiples, podría tener un efecto adverso en nuestro negocio, condición financiera o resultado operacional.

Puesto que nuestro negocio de generación depende en gran medida de las condiciones hidrológicas, las condiciones de sequía y el cambio climático pueden afectar de manera adversa nuestras operaciones y rentabilidad.

Aproximadamente el 57% de nuestra capacidad instalada de generación combinada al 30 de septiembre de 2015 fue hidroeléctrica. Por lo tanto, condiciones hidrológicas extremas y el cambio climático pueden afectar adversamente nuestro negocio, nuestros resultados operacionales y condición financiera. En los últimos años la hidrología regional se ha visto afectada por dos fenómenos climáticos – “El Niño” y “La Niña” – que influyen la regularidad de la lluvia y pueden llevar a sequías.

Por ejemplo, el fenómeno de El Niño ha afectado las condiciones hidrológicas colombianas desde mayo de 2015, provocando un déficit en las precipitaciones y altas temperaturas, causando mayores precios de la energía. Según la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica de los Estados Unidos (*National Oceanic and Atmospheric Administration*), este evento podría extenderse al menos hasta el primer trimestre de 2016. Cada evento de El Niño es diferente y, dependiendo de su intensidad y duración, la magnitud de los efectos sociales y económicos podrían ser más pronunciados. Las sequías también afectan el funcionamiento de nuestras centrales termoeléctricas, incluyendo nuestras instalaciones que utilizan carbón, diesel o gas natural como combustible, de la siguiente manera:

- Durante los periodos de sequía, las plantas térmicas se despachan con mayor frecuencia. Los costos operacionales en las plantas térmicas pueden ser considerablemente más altos que los de las plantas hidroeléctricas. Nuestros gastos operacionales aumentan durante estos periodos. Adicionalmente, dependiendo de nuestros compromisos comerciales, es posible que tengamos que realizar compras de electricidad en el mercado spot con el fin de cumplir nuestras obligaciones contractuales y el costo de estas compras de electricidad puede superar el precio al que debemos vender la electricidad contratada, ocasionando así pérdidas por esos contratos.
- Nuestras plantas térmicas requieren agua para refrigeración y la sequía no solo reduce la disponibilidad de agua, sino que también incrementa la concentración de productos químicos tales como sulfatos en el agua. La alta concentración de químicos en el agua que usamos para refrigeración aumenta el riesgo de daño en los equipos de nuestras plantas térmicas, así como el riesgo de violar regulaciones medioambientales relevantes. En consecuencia, nosotros tuvimos que comprar agua de las áreas agrícolas que también sufrieron escasez de agua. Estas compras de agua pueden incrementar nuestros costos operacionales y nos obligan a profundizar las negociaciones con las comunidades locales.
- Las plantas térmicas que queman gas generan emisiones tales como dióxido de azufre (SO₂) y gases de óxido de nitrógeno (NO_x). Cuando operan con petróleo diesel también emiten material particulado en la atmósfera. Las plantas que queman carbón generan emisiones de SO₂ y NO₂. Por lo tanto, el mayor uso de plantas térmicas en periodos de sequía aumenta el riesgo de desempeño insatisfactorio del equipo de abatimiento usado para controlar las emisiones que polucionan.

Una sequía prolongada puede exacerbar los riesgos descritos anteriormente y tener un posterior efecto

negativo sobre nuestro negocio, resultados operacionales y condición financiera.

Normas gubernamentales pueden afectar adversamente nuestro negocio.

Estamos sujetos a extensas regulaciones de tarifas que aplicamos a nuestros clientes y a otros aspectos de nuestro negocio, y estas regulaciones pueden tener un impacto adverso en nuestra rentabilidad. Las normas que regulan el mercado de electricidad emitidas por las autoridades gubernamentales correspondientes en los países en que operamos pueden afectar la capacidad de nuestras empresas de generación para recaudar los ingresos suficientes para compensar sus costos operacionales.

La incapacidad de una compañía de nuestro grupo combinado de compañías para obtener los ingresos suficientes para cubrir sus costos operacionales puede afectar la capacidad de la compañía afectada para operar como una empresa en marcha y puede, de otra manera, tener un efecto adverso en nuestro negocio, activos, resultados operacionales y financieros.

Adicionalmente, a menudo se hacen propuestas de cambios al marco regulatorio a los legisladores y autoridades administrativas en los países en los que tenemos inversiones y algunos de ellos podrían tener un impacto material adverso en nuestro negocio, nuestros resultados y condición financiera.

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

Aproximadamente el 57% de nuestra capacidad instalada es hidroeléctrica. Poseemos derechos de agua desde ríos y lagos cercanos a nuestras instalaciones de producción otorgados en Argentina por el Estado Argentino, en Colombia por el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (“MAVDT”) y en Perú por la Autoridad Nacional del Agua (“ANA”). En Colombia, los derechos de agua o concesiones hídricas son otorgados por un periodo de 50 años, renovables en períodos iguales; sin embargo, estas concesiones pueden ser revocadas, por ejemplo, debido a una disminución progresiva o el agotamiento de las aguas. En Colombia, el acceso a aguas para consumo humano es la primera prioridad antes de cualquier otro uso. Un evento similar puede suceder en Perú donde podríamos perder nuestros derechos de agua, aun cuando las concesiones son otorgadas por períodos indefinidos, debido a la escasez o 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 hidroeléctricos y nuestra rentabilidad.

Las autoridades regulatorias pueden imponer multas a nuestras entidades combinadas, lo que podría afectar de manera adversa nuestros resultados operacionales y condición financiera.

Nuestros negocios eléctricos pueden estar sujetos a multas regulatorias por cualquier incumplimiento de las regulaciones vigentes, incluyendo una falla en el suministro de energía, en los cuatro países donde tenemos nuestras inversiones. En Perú las multas pueden alcanzar un máximo de 1.400 Unidades Impositivas Tributarias (“UIT”), o Ch\$ 1.169 millones usando el valor de la UIT y del tipo de cambio al 30 septiembre de 2015. En Colombia, las multas pueden ser impuestas hasta por un máximo de 2.000 Salarios Mínimos Mensuales, o Ch\$ 288 millones, usando el Salario Mínimo Mensual y el tipo de cambio al 30 de septiembre de 2015. En Argentina no hay límite máximo para estas multas.

Nuestras entidades combinadas de generación eléctrica son supervisadas por sus entes regulatorios locales y pueden quedar afectas a estas multas si, en la opinión del ente regulatorio, las fallas operacionales que afectan el normal suministro de energía al sistema son de responsabilidad de la compañía como, por ejemplo, cuando los distintos agentes no se coordinan con el operador del sistema. Adicionalmente, nuestras entidades combinadas pueden ser obligadas a pagar multas o compensar a los clientes si dichas entidades combinadas no son capaces de suministrar electricidad, aún si la falla se debe a fuerzas que están fuera del control de nuestras entidades combinadas.

Por ejemplo, en abril de 2013, Edegel fue multado con Ch\$ 77 millones por Osinergmin, la autoridad reguladora de la industria eléctrica peruana, por la falta de disponibilidad de algunas de sus unidades generadoras en varias ocasiones en 2008. Edegel pagó dos de las cuatro multas y apeló por el resto, las que están todavía en disputa. Para mayor información sobre multas, consulte la Nota 32 de las Notas a nuestros estados

financieros combinados interinos.

Para cumplir con nuestras obligaciones de pago dependemos en parte de los pagos de nuestras filiales, empresas de administración conjunta, y 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 entidades combinadas y asociadas. La capacidad de nuestras entidades combinadas y asociadas de pagar dividendos, pagos de intereses y de créditos y entregar otras distribuciones a nosotros, 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 cinco países que cuales ellas operan.

Históricamente no hemos podido acceder a los flujos de caja de nuestras entidades combinadas debido a regulaciones gubernamentales, consideraciones estratégicas, consideraciones económicas y restricciones de crédito.

Nuestros resultados operacionales futuros pueden continuar estando sujetos a mayor incertidumbre económica y política, 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 entidades combinadas están sujetas a exigencias de reservas legales y otras restricciones para el pago de dividendos. Otras restricciones legales, como control de divisas pueden limitar la capacidad de nuestras filiales y asociadas para pagar dividendos, y hacer amortizaciones de créditos u otras distribuciones a nosotros. Adicionalmente, la capacidad de cualquiera de nuestras entidades combinadas que no son de propiedad exclusiva nuestra para entregarnos efectivo puede verse limitada por los deberes fiduciarios de los directores de dichas entidades combinadas frente a los accionistas minoritarios. Más aún, algunas de nuestras entidades combinadas pueden verse obligadas por autoridades locales, de acuerdo con regulaciones aplicables, a disminuir o eliminar el pago de dividendos. Como consecuencia de dichas restricciones, cualquiera de nuestras entidades combinadas podría, en ciertas circunstancias, verse impedida para entregarnos efectivo.

Restricciones contractuales. Restricciones para la distribución de dividendos incluidos en algunos convenios de crédito de nuestras entidades combinadas Costanera y El Chocón, pueden impedir el pago de dividendos u otras distribuciones a los accionistas si no están en cumplimiento de ciertos ratios financieros. En general, nuestros convenios de crédito prohíben hacer cualquier tipo de distribución si hay en curso un evento de incumplimiento.

Resultados operacionales de nuestras entidades combinadas. La capacidad de nuestras entidades combinadas 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 entidades combinadas superan su caja disponible, dicha entidad combinada no podrá disponer de efectivo para entregar a nosotros.

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

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

Las monedas de los países sudamericanos en que nosotros y nuestras entidades combinadas operamos han estado sujetas a grandes depreciaciones y apreciaciones respecto al dólar y pueden tener importantes fluctuaciones en el futuro. Históricamente, una parte importante de nuestra deuda combinada ha estado denominada en dólares. Aunque una parte sustancial de nuestros ingresos está vinculada al dólar, generalmente 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.

En los países donde los flujos de caja operacionales están denominados en la moneda local, procuramos mantener la deuda en la misma moneda, pero, debido a las condiciones de mercado puede que no sea posible hacerlo.

Debido a esta exposición, la caja generada por nuestras entidades combinadas 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 los ingresos o en las que incurrimos en gastos, puede afectar nuestra

condición financiera y los resultados operacionales.

Al 30 de septiembre de 2015, nuestra deuda combinada total era de Ch\$ 1.143 miles de millones (neta de instrumentos de cobertura cambiaria). De este monto, Ch\$ 165 mil millones, o el 14%, estaba denominado en dólares. Al 30 de septiembre de 2015, nuestra deuda combinada en moneda extranjera (distinta de los dólares) incluía el equivalente de:

- Ch\$ 929 mil millones en pesos colombianos;
- Ch\$ 38 mil millones en pesos argentinos; y
- Ch\$ 11 mil millones en soles peruanos.

Estas cantidades totalizan Ch\$ 978 mil millones en monedas distintas del dólar.

Para el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2015, nuestro flujo de caja operacional alcanzó a Ch\$ 337 mil millones (antes de ajustes de combinación) de los cuales:

- Ch\$ 175 mil millones, o el 52%, se generaron en Colombia;
- Ch\$ 117 mil millones, o el 35%, se generaron en Perú;
- Ch\$ 44 mil millones, o el 13%, se generaron en Argentina; y
- Ch\$ 1 mil millones, o el 0,3%, se generaron en Chile.

Estamos involucrados en diversos litigios

En la actualidad 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.

Por ejemplo, en 2001, los habitantes de Sibaté (parte del Departamento de Cundinamarca, Colombia) demandaron a Emgesa y a otras dos partes no relacionadas por la posible contaminación del embalse de El Muña, pidiendo a los acusados pagar por daños y perjuicios ascendientes a CP 3 mil millones (aproximadamente Ch\$ 672 mil millones). Los demandantes argumentaron que la contaminación es una consecuencia del bombeo de aguas contaminadas del río Bogotá. Por otra parte, Emgesa argumenta que no es responsable ya que la compañía había recibido el agua contaminada, y solicitó que se incluyera como demandados en el proceso judicial numerosas entidades públicas y privadas que descargan contaminantes al río o quienes fueron responsables de la gestión ambiental en la cuenca del río. Esta solicitud fue inicialmente aceptada por el Tribunal, pero en junio de 2015 se revirtió la decisión del Tribunal y las nuevas partes fueron excluidas posteriormente de la nómina de demandados. Emgesa apeló dicha determinación y el caso sigue pendiente. Nuestra condición financiera o resultados operacionales podrían verse adversamente afectados si no tenemos éxito en la defensa de este litigio u otras demandas que se interpongan en contra nuestra. Para mayor información respecto de los litigios véase la Nota 31.3 de las Notas a nuestros estados financieros combinados interinos.

Los valores de los contratos de suministro de energía a largo plazo de nuestras entidades combinadas de generación están sujetos a fluctuaciones de los precios de mercado de ciertos commodities y a otros factores.

Tenemos una exposición económica a las fluctuaciones de precio de mercado de ciertos commodities por causa de los contratos de ventas de energía a largo plazo que hemos celebrado. Nosotros y nuestras entidades combinadas tenemos obligaciones importantes en virtud de 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 al precio de mercado de la electricidad. Cambios adversos de estos índices podrían reducir las tarifas que aplicamos en razón de estos contratos de venta de electricidad a largo plazo a precio fijo, lo cual podría adversamente afectar nuestros resultados operacionales y situación financiera.

Nuestro accionista controlador ejercerá influencia substancial sobre nosotros y puede tener una visión estratégica diferente de nuestros accionistas minoritarios en cuanto a nuestro desarrollo.

Después de la culminación del Spin-Off, Enel será beneficiario activo del 60,6% del capital accionario de Enersis Américas, y Enersis Américas poseerá el 60,0% de nuestro capital social en circulación. Enel, nuestro accionista controlador, tendrá el poder para determinar el resultado de casi todos los asuntos importantes que requieren de los votos de los accionistas, 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 puede ejercer influencia sobre nuestras operaciones y estrategia de negocio. Por ejemplo, Enel realiza sus operaciones comerciales en el campo de las energías renovables en América del Sur a través de Enel Green Power S.p.A. y en el negocio de electricidad chilena a través de Enersis Chile, en ninguno de los cuales tenemos participación accionaria. Cualquier conflicto de interés presente o futuro que afectase a Enel podría resolverse en contra de nuestros intereses. Por consiguiente, nuestro crecimiento puede verse potencialmente limitado y nuestro negocio y resultados operacionales pueden verse afectados de manera adversa.

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

Nuestras entidades combinadas 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 tomar tiempos más largos que los originalmente planeados y también puede ser retenida por las autoridades gubernamentales. Las comunidades locales, étnicas o activistas medioambientales, entre otros, pueden intervenir en el proceso de aprobación para retrasar o impedir el desarrollo de los proyectos. Ellos pueden también procurar acciones judiciales u otras acciones, con consecuencias negativas para nosotros si ellos tienen éxito en sus demandas.

Además de los temas en materia ambiental, hay otros factores que pueden afectar adversamente nuestra capacidad de construir nuevas instalaciones o de completar a tiempo los 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, huelgas, condiciones climáticas adversas, desastres naturales, accidentes y otros eventos imprevistos. Cualquiera de esos eventos puede impactar adversamente nuestros resultados operacionales y condición financiera.

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 nuestros resultados de operaciones y condición financiera.

Nuestros proyectos de centrales generadoras pueden enfrentar significativa oposición de diferentes grupos que pueden retrasar su desarrollo, aumentar los costos, dañar nuestra reputación y, potencialmente, resultar en un detrimento de nuestra imagen con los accionistas.

Nuestra reputación es el fundamento de nuestra relación con nuestros accionistas claves y otros grupos de interés. Si no tenemos la capacidad de administrar efectivamente los problemas o de percibir aquellos problemas que pudieran afectar negativamente la actitud de la opinión pública hacia nosotros, nuestros resultados operacionales o condición financiera podrían verse afectados de manera adversa.

El desarrollo de nuevas centrales generadoras y de las existentes puede encontrar oposición de parte de diversos grupos de interés, tales como grupos étnicos, grupos medioambientalistas, propietarios de tierras, agricultores, comunidades locales y partidos políticos, entre otros, los cuales podrían afectar el respaldo a la reputación de la Compañía y su prestigio. 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 térmicas también puede afectar nuestro prestigio frente a grupos de apoyo debido a emisiones tales como material particulado, dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, los que podrían afectar adversamente el medioambiente.

El perjuicio a nuestra reputación puede ejercer una presión considerable sobre los reguladores, acreedores, y otros grupos de interés, y, en último término, llevar a que los proyectos y las operaciones no se desarrollen de manera óptima, 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.

Nosotros podemos estar expuestos a compromisos y gastos adicionales relacionados con el asbesto.

Varias de nuestras instalaciones tienen asbesto. Nosotros tenemos una política respecto al control y tratamiento del asbesto que incluye un detallado plan de acción en relación a la detección de la presencia de asbesto, medición de la calidad del aire, asegurando el cumplimiento de las medidas de seguridad, así como un plan para monitorear la salud de los trabajadores. Desde 1998, Costanera ha estado eliminando el asbesto que es posible de identificar en su central. En total, Costanera ha removido aproximadamente 500 toneladas de asbesto. No obstante, las eliminaciones de asbesto deben continuar a futuro.

Nosotros podemos incurrir en costos adicionales para remediar e implementar nuestra política de control y disposición de asbestos o ser sujetos a acciones legales en nuestra contra lo cual, a su vez, puede tener un efecto material adverso en nuestro negocio, resultados operacionales y condición financiera.

Nuestro negocio puede experimentar consecuencias adversas si no tenemos la habilidad de alcanzar 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, los 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 tales 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 laboral si las partes no son capaces de alcanzar un acuerdo, lo cual puede incrementar nuestros costos más allá de lo que nosotros hayamos presupuestado.

Adicionalmente, algunos de nuestros empleados tienen habilidades altamente especializadas, y ciertas acciones como huelgas, abandono de funciones, suspensiones, por estos empleados podrían impactar negativamente nuestro desempeño operacional y financiero, así como nuestra reputación.

La interrupción o falla de nuestros sistemas de tecnología 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.

Nosotros dependemos de los sistemas de tecnología de la información, comunicación y procesos (“sistemas TI”) para operar nuestros negocios, la falla de los cuales podría afectar adversamente nuestra condición financiera y los resultados operacionales.

Los sistemas TI son vitales para que nuestras entidades combinadas de generación puedan monitorear la operación de nuestras plantas, 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. 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 sobre la imagen de la compañía y su relación con la comunidad.

En los últimos años se han intensificado los ataques cibernéticos globales sobre los sistemas de seguridad, las operaciones de tesorería y los sistemas TI. Nosotros estamos expuestos a ataques de terroristas cibernéticos que apunten a dañar nuestros activos a través de las redes computacionales, espionaje cibernético en procura de información estratégica que puede ser beneficiosa para terceras partes, y robo cibernético de información confidencial, incluyendo información de nuestros clientes. Durante 2014, sufrimos dos ataques cibernéticos perpetrados por un grupo terrorista cibernético que impactó sitios de internet en Argentina, Colombia y Perú. En un caso el ataque significó una interrupción del servicio de 90 minutos.

Confiamos en los sistemas de transmisión eléctrica que no son de nuestra propiedad ni controlamos. Si estas instalaciones no nos proveen un servicio de transmisión adecuado, podemos estar 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, no relacionadas con nosotros, y operados por ellos. 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, nuestra recuperación de costos de venta y utilidades podrían 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 de la probabilidad de completar los proyectos. Adicionalmente, el incremento de proyecto de nuevas energías renovables no convencionales (“ERNCC”) está congestionando el actual sistema de transmisión puesto que estos proyectos son construidos de manera relativamente rápida, mientras que los proyectos de transmisión pueden tomar tanto tiempo como hasta siete años en ser construidos.

Cualquiera de esas interrupciones o fallas podría interrumpir nuestro negocio, que podría afectar de manera adversa nuestros resultados operacionales y condición financiera.

Las demandas presentadas en contra de nosotros fuera de los países de Sudamérica en los que nosotros operamos, o los reclamos en contra de nosotros, 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 superiores 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 superiores 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. Adicionalmente, existen dudas respecto de si pudiese levantarse una acción con éxito en Chile con respecto a la responsabilidad basada únicamente en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales de valores de Estados Unidos.

Riesgos relacionados al Spin-Off

Podría no existir un mercado líquido para nuestras acciones.

Actualmente no hay un mercado público para nuestras acciones. Se espera que nuestras acciones se coticen en las Bolsas de Valores Chilenas y nuestros ADSs se coticen en NYSE después de que se complete el Spin-Off. No tenemos garantía en cuanto a la liquidez de cualquier mercado para nuestras acciones o ADSs, o el precio en el cual se comercialicen nuestras acciones o ADSs. Los mercados de valores chilenos son considerablemente más pequeños y menos líquidos que los mercados de valores más importantes en los Estados Unidos. Además, los mercados de valores de Chile pueden verse afectados significativamente por los acontecimientos en otros mercados emergentes. La baja liquidez de los mercados de valores chilenos puede afectar la capacidad de nuestros accionistas para vender sus acciones, o los tenedores de nuestros ADSs para vender las acciones comunes de nuestra retirada del programa de ADSs, en los mercados de valores chilenos en las cantidades, 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 del tipo de cambio 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, e incertidumbre en relación a la culminación exitosa de la Fusión. Por consiguiente, los precios de cotización iniciales de nuestras acciones y ADSs podrían no ser buenos indicadores de precios a futuro. Además, la comercialización de nuestras acciones y ADSs, en conjunto, puede ser significativamente menos líquida que la comercialización de acciones y ADSs antes del Spin-Off de Endesa Chile.

El desempeño histórico de Endesa Chile podría no ser representativo de nuestro desempeño como una compañía independiente.

Nuestros estados financieros combinados se basan en los resultados históricos de las operaciones y bases históricas de los activos y pasivos de los negocios no chilenos de Endesa Chile. Nuestro desempeño histórico podría haber sido diferente si hubiésemos sido una entidad combinada separada durante los períodos presentados. La información financiera histórica seleccionada incluida en este Informe no es necesariamente un indicador de lo que serán nuestros resultados operacionales, situación financiera y flujos de caja futuros. Puede haber cambios que se producirán en nuestra estructura de costos, financiamiento y operaciones como resultado de nuestra separación de Endesa Chile, incluyendo un aumento de costos asociados con las reducidas economías de escala, y aumento de los costos que resultan de convertirse en una empresa que tiene sus acciones en el mercado de valores.

Podríamos enfrentar dificultades en el financiamiento de nuestras operaciones y los gastos de capital después del Spin-Off lo que podría tener un impacto adverso en nuestro negocio y resultados.

Podría ser necesario incurrir en deuda o emitir acciones adicionales para financiar el capital de trabajo y los gastos de capital, o para realizar adquisiciones y otras inversiones después del Spin-Off. No podemos garantizar que la deuda o financiamiento de capital estén disponibles para nosotros en términos aceptables, si acaso se pueda acceder a alguno. Como resultado del Spin-Off, también podría ser más caro para nosotros el recaudar fondos mediante la emisión de deuda en comparación a la situación antes de la materialización del Spin-Off. Si no somos capaces de obtener suficiente financiamiento con condiciones atractivas, esto podría afectar adversamente nuestro negocio, resultados operacionales y condición financiera.

No hay ninguna garantía de que se cumplan las condiciones precedentes al Spin-Off.

El Spin-Off no se realizará a menos que se cumplan las condiciones precedentes, incluyendo la entrega de ciertas aprobaciones regulatorias y la ausencia de cualquier orden o medida cautelar que prohibiese su realización. Las condiciones precedentes incluyen la aprobación de una declaración de registro chilena relacionada con el Spin-Off por la SVS. La compañía espera recibir la aprobación de la SVS para mediados de abril de 2016. Sin embargo, no se puede garantizar que se cumplan las condiciones precedentes, incluyendo la aprobación de la SVS, o que no habrá retrasos en el proceso. En caso de que hubiese retrasos u otros eventos materiales relacionados con el Spin-Off, la Compañía y Endesa Chile proporcionarán actualizaciones de información vía comunicado de prensa que se entregará también como formulario 6-K. Cualquier retraso o la imposibilidad de cumplir con las condiciones precedentes podrían impedir la realización del Spin-Off.

Tanto el Spin-Off como la Reorganización pueden estar sujetas a medidas cautelares judiciales o administrativas.

Es posible que algunos accionistas, tenedores de bonos, reguladores u otros busquen prohibir el Spin-Off o la Reorganización llevando a cabo ciertas acciones legales en nuestra contra. Por ejemplo, AFP Hábitat y AFP Capital, accionistas de Enersis y Endesa Chile, interpusieron un recurso contra la SVS en la Corte de Apelaciones de Santiago para bloquear la Reorganización. El 22 de marzo de 2016, el Tribunal revocó la decisión de la SVS y dictaminó que la Fusión es una operación entre partes relacionadas, sujeta a los requisitos para operaciones entre partes relacionadas bajo la Ley de Sociedades Anónimas pero estuvo de acuerdo con la decisión de la SVS que los Spin-Off no son operaciones entre partes relacionadas. Cualquier litigio podría complicar la gestión, desviar recursos, crear una publicidad negativa o de otra manera afectar adversamente el Spin-Off y la Reorganización.

Tendremos que depender de acuerdos intercompañías con Endesa Chile y otros afiliados.

Prácticamente la totalidad del personal de Endesa Chile será asignado a Endesa Chile una vez realizado el Spin-Off. Después del Spin-Off, Endesa Chile nos proporcionará ciertos servicios legales, financieros, contables, de relaciones con inversionistas y otros servicios corporativos y administrativos. Además, también podríamos depender de ciertos acuerdos financieros intercompañías con Endesa Chile, así como también con otras compañías afiliadas tales como Enersis Chile, Enersis Américas, Chilectra Chile y Chilectra Américas. Por lo tanto, si la Fusión no se concreta, o no logramos desarrollar nuestra propia infraestructura administrativa, o no alcanzamos la autonomía completa para algunos de estos servicios, o si no desarrollamos acuerdos financieros alternativos, se podría producir un efecto adverso en nuestro negocio, resultados operacionales y condición financiera.

Nuestro negocio, las acciones y ADSs podrían verse afectados de manera adversa si la Fusión no se concreta.

Si no se logra concretar la Fusión tras el Spin-Off, tendremos que operar como una compañía independiente, lo que podría resultar en importantes bajas en la valoración de nuestras acciones y ADSs. Nuestro negocio, junto con las acciones y ADSs pueden ser especialmente vulnerables debido a que, entre otras cosas, nunca hemos operado de manera independiente de Endesa Chile.

Ítem 4. Información de la Compañía

A. Historia y Desarrollo de la Compañía

Historia

En esta sección de "Historia y Desarrollo de la Compañía", las referencias a "nosotros", a "nos" y "nuestro" lo son al negocio no chileno de Endesa Chile antes del Spin-off y a Endesa Américas después del Spin-off.

Esperamos registrar nuestras acciones comunes en Chile con la SVS y en los Estados Unidos con la SEC durante el primer trimestre de 2016.

Nuestra información de contacto en Chile es:

Dirección de calle: Santa Rosa 76, Santiago, Código Postal 8330099, Chile
Teléfono: (56-2) 2353-4639
Sitio web: www.endesaamericas.cl

Nos dedicamos principalmente a la generación y distribución de electricidad en Argentina, Brasil, Colombia y Perú. Nuestros orígenes se remontan a la creación de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. en 1943.

En mayo de 1992, comenzamos nuestro programa de expansión internacional con los siguientes desarrollos:

- Adquirimos una participación en Costanera en 1992 y en agosto de 1993, adquirimos una participación controladora en El Chocón, ambas en Argentina. Al 30 de septiembre de 2015, nuestra participación en El Chocón fue de 65,4% y 75,7% en Costanera.
- Adquirimos Edegel en Perú en octubre de 1995. En junio de 2006, Edegel Compañía de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A. se fusionaron después de lo cual nuestra participación en Edegel aumentó a 33,1%. En octubre de 2009, compramos de Generalima, un 29,4% adicional de Edegel, una filial peruana indirecta de Endesa España. Con esta operación, aumentamos nuestro interés económico en Edegel a 62,5%.
- Adquirimos Betania y Emgesa, ambas empresas en Colombia, en diciembre de 1996 y en octubre de 1997, respectivamente. En septiembre de 2007, estas filiales se fusionaron y adoptaron el nombre de Emgesa. Según el acuerdo de una Junta de Accionistas con la Empresa de Energía de Bogotá S.A., firmado el 27 de agosto de 1997, tenemos el derecho a nombrar a la mayoría de los miembros del Directorio de Emgesa y, por lo tanto, controlamos Emgesa. Además, después del aumento de capital de Enersis en 2013, Enersis ha transferido su derecho a voto de 25,1% a nosotros. Tenemos un total de 56,4% de los derechos de voto de Emgesa como resultado de la transferencia de derechos de voto de Enersis lo que nos permite nombrar la mayoría de los miembros del Directorio según el acuerdo de la Junta de accionistas. Por lo tanto, controlamos Emgesa. Para obtener más información sobre nuestro control y combinación de Emgesa, véase "Ítem 5. Resumen Operativo y Financiero y Perspectivas – A. – Resultados Operativos — 1. Análisis de los Principales Factores que Afectan los Resultados Operativos y Situación Financiera de la Empresa."
- Adquirimos Cachoeira Dourada en Brasil en septiembre de 1997 y en 1998 nosotros y Endesa España invertimos en CIEN, el cual opera una línea de transmisión internacional de conexión entre Brasil y Argentina. Desde octubre de 2005, Cachoeira Dourada y CIEN han sido filiales de nuestra afiliada, Enel Brasil (anteriormente Endesa Brasil), contabilizada según el método de participación patrimonial.

Como resultado del Spin-off, Endesa Américas S.A. mantendrá el negocio no chileno de Endesa Chile y Endesa Chile principalmente participará en la generación de electricidad en Chile.

Al 30 de septiembre de 2015, tuvimos 8.371 MW de capacidad instalada, con 77 unidades de generación en los tres países (Argentina, Colombia y Perú) en los que operamos, activos consolidados por Ch\$ 3.892 mil millones e resultado de explotación por Ch\$ 905,9 mil millones.

Inversiones, Gastos de Capital y Desinversiones

Coordinamos la estrategia de financiamiento global, incluyendo los términos y condiciones de los desembolsos, y créditos intercompañías de nuestras entidades combinadas con el fin de optimizar la administración de deuda y liquidez. Generalmente, nuestras entidades combinadas operativas desarrollan sus planes de gastos de capital de manera independiente, que se financian sobre la base de fondos generados internamente o de financiamiento directo. Aunque hemos considerado cómo se financiarán estas inversiones como parte de nuestro proceso presupuestario, no hemos comprometido ninguna estructura de financiamiento particular, y las inversiones dependerán de las condiciones de mercado al momento en que se necesite obtener el flujo de caja.

Nuestro plan de inversiones es suficientemente flexible como para adaptarse a las cambiantes circunstancias dando distintas prioridades a cada proyecto de acuerdo a la rentabilidad y a los objetivos estratégicos. Las prioridades de inversión están actualmente enfocadas en desarrollar capacidad termoeléctrica adicional en Perú para garantizar niveles adecuados de suministro confiable mientras que permanecemos enfocados en el medioambiente.

Para el período comprendido entre el año 2016 y 2020, esperamos hacer gastos de capital por Ch\$ 759 mil millones en nuestras entidades combinadas, relacionados con inversiones actualmente en desarrollo, mantenimiento de nuestras redes de distribución, mantenimiento de las centrales de generación existentes, y en los estudios necesarios para desarrollar otros potenciales proyectos de generación. Para mayor detalle respecto de estos proyectos, véase el “Ítem 4. Información de la Compañía – D. Propiedad, Plantas y Equipos – Proyectos en Desarrollo”.

La siguiente tabla muestra los gastos de capital que se espera realizar para el período 2016-2020 y los gastos de capital incurridos en el periodo de los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015 y para los años terminados 31 de diciembre de 2014 y 2013.

	<u>Estimado 2016-2020</u>	<u>Septiembre 2015</u>	<u>Diciembre 2014</u>	<u>Diciembre 2013</u>
		(En millones de Ch\$)		
Gasto de capital ⁽¹⁾	<u>759.218</u>	<u>216.149</u>	<u>266.281</u>	<u>206.848</u>

(1) Las cifras de Capex representan los pagos efectivos para cada año, neto de contribuciones, con excepción de las proyecciones futuras.

Gastos de Capital durante los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015 y en años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013

Nuestros gastos de capital en los últimos tres años se relacionan principalmente con El Quimbo, un proyecto de generación eléctrica de 400 MW en Colombia y el mantenimiento de la capacidad instalada existente. El proyecto de El Quimbo se completó y comenzó operaciones comerciales en noviembre de 2015. Además, en diciembre de 2014, se completó la optimización de la planta de Salaco, sumando un total de 145 MW al sistema colombiano.

Inversiones actualmente en desarrollo

Nosotros creemos que los proyectos en desarrollo serán financiados con recursos provenientes de financiamiento externo, así como recursos generados internamente para cada uno de los proyectos descritos.

B. Visión General del Negocio.

En esta sección de "Visión General del Negocio", las referencias a "nosotros" y "nuestro" lo son al negocio no chileno de Endesa Chile antes del Spin-Off, y a Endesa Américas después del Spin-Off.

Tenemos operaciones en Argentina, Colombia y Perú, y una participación económica en una empresa brasilera. Nuestro negocio principal es la generación de electricidad. También participamos en otras actividades que no forman parte de nuestro negocio principal. Puesto que estas actividades no estratégicas representan menos del 1% de nuestros ingresos para 2015, no los presentamos como negocio independiente en este Informe o en nuestros estados financieros combinados.

La siguiente tabla muestra nuestros ingresos por localización geográfica:

Ingresos	Nueve meses terminados El 30 de septiembre			Ejercicio terminado El 31 de diciembre		
	2015	2014	Cambio 2015 vs. 2014	2014	2013	Cambio 2014 vs. 2013
	(En millones de Ch\$)	(En millones de Ch\$)	(En %)	(En millones de Ch\$)	(En millones de Ch\$)	(En %)
Argentina.....	102.316	76.759	33%	105.265	131.443	(20%)
Colombia.....	525.172	588.367	(11%)	753.373	639.504	18%
Perú.....	276.761	257.950	7%	353.795	283.806	25%
Total Ingresos	904.249	923.076	(2%)	1.212.433	1.054.753	15%

Poseemos y operamos 77 unidades de generación en los tres países en los cuales combinamos los resultados, con una capacidad instalada total de 8.371 MW, un aumento de 8 MW respecto a 2014.

Nuestra capacidad instalada hidroeléctrica representa el 56,3% de nuestra capacidad instalada total. Basado en datos de 2014, nuestra capacidad de generación instalada en Argentina, Colombia y Perú representa aproximadamente el 12%, 20% y 19% del total de capacidad de cada país, respectivamente.

Para detalles adicionales sobre el aumento de capacidad de estas unidades, véase "Ítem 4. Información de la Compañía - D. Propiedades, Planta y Equipos".

La siguiente tabla resume nuestra generación combinada por tipo de energía:

GENERACIÓN COMBINADA POR TIPO DE ENERGÍA (GWh)

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre			
	2015		2014	
	Generación	%	Generación	%
Generación Hidroeléctrica	15.935	62,2	15.171	62,3
Generación Termoeléctrica.....	9.685	37,8	9.178	37,7
Total Generación	25.620	100	24.349	100

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre			
	2014		2013	
	Generación	%	Generación	%
Generación Hidroeléctrica	19.698	62,0	18.576	58,1
Generación Termoeléctrica.....	12.074	38,0	13.403	41,9
Total Generación	31.772	100	31.979	100

Nuestra generación combinada de electricidad llegó a 25.620 GWh durante los nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2015, lo que refleja un aumento del 5,3% en comparación con el mismo período de 2014. Lo anterior se debe principalmente a un aumento de generación hidroeléctrica y termoeléctrica en Argentina debido al suministro adicional del operador del mercado eléctrico ("CAMMESA"). Nuestra generación total aumentó en un 2,7% en Colombia, disminuyó en un 5,5% en Perú y aumentó en un 18,4% en Argentina. La generación hidroeléctrica y termoeléctrica durante los nueve meses que terminaron el 30 de

septiembre de 2015 en los tres países (Argentina, Colombia y Perú) donde combinamos los resultados aumentaron en un 5,0% y 5,5%, respectivamente, en comparación con el mismo período de 2014.

Nuestra generación combinada de electricidad llegó a 31.772 GWh en 2014, un 0,6% menor que en 2013, atribuido principalmente a una disminución en la generación hidroeléctrica en Colombia y el suministro adicional por CAMMESA en Argentina. Nuestra generación total aumentó en un 6,4% en Colombia, un 2,6% en Perú y disminuyó en un 11,4% en Argentina. La generación hidroeléctrica en 2014 en los tres países donde operamos (Argentina, Colombia y Perú) fue un 6,0% más que en 2013, y la generación termoeléctrica en 2014 fue un 9,9% menor que en 2013.

Nuestras ventas combinadas de electricidad durante los nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2015 totalizaron 28.458 GWh, lo que refleja un incremento de un 5,1% en comparación con igual período en 2014. El aumento en las ventas combinadas de electricidad se explica principalmente por el aumento de ventas en Colombia y Argentina, de 13,9% y 5,8%, respectivamente, durante los nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2015 en comparación con igual período en 2014. Nuestras ventas disminuyeron en un 6,2% en Perú durante los nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2015 en comparación con igual período en 2014.

Nuestras ventas combinadas de electricidad en 2014 fueron de 35.535 GWh, un 4,9% menos que en 2013. Hemos aumentado nuestras ventas en Perú de 8.903 GWh en 2013 a 9.320 GWh en 2014, o un 4,5%. La disminución de ventas combinadas de electricidad se explica principalmente por los resultados obtenidos en Argentina y Colombia, con una disminución de 15,5% y 2,0%, respectivamente, según lo indicado en la siguiente tabla:

DATOS DE ELECTRICIDAD POR PAÍS

	Nueve meses terminados El 30 de septiembre		Ejercicio terminado El 31 de diciembre	
	2015	2014	2014	2013
Argentina				
Número de unidades generadoras ⁽¹⁾	20	20	20	20
Capacidad instalada (MW) ⁽²⁾	3.632	3.632	3.632	3.632
Electricidad generada (GWh)	8.680	7.332	9.604	10.840
Ventas de energía (GWh)	9.112	8.000	10.442	12.354
Colombia				
Número de unidades generadoras ¹⁾⁽³⁾	32	31	32	29
Capacidad instalada (MW) ⁽²⁾⁽³⁾	3.059	3.041	3.059	2.926
Electricidad generada (GWh)	10.750	10.467	13.559	12.748
Ventas de energía (GWh)	12.845	12.140	15.773	16.090
Perú				
Número de unidades generadoras ⁽¹⁾⁽³⁾	25	24	25	24
Capacidad instalada (MW) ⁽²⁾⁽³⁾	1.680	1.528	1.652	1.540
Electricidad generada (GWh)	6.190	6.550	8.609	8.391
Ventas de energía (GWh)	6.501	6.929	9.320	8.903
Total				
Número de unidades generadoras ⁽¹⁾	79	75	77	73
Capacidad instalada (MW) ⁽²⁾	8.371	8.200	8.343	8.098
Electricidad generada (GWh)	25.620	24.349	31.772	31.979
Ventas de energía (GWh)	28.458	27.069	35.535	37.347

- (1) Para mayor información sobre instalaciones de generación, véase el “Ítem 4. Información de la Compañía — D. Propiedades, Plantas y Equipos — Propiedades, Plantas y Equipos de las Empresas de Generación”.
- (2) La capacidad instalada total se define como la capacidad máxima (en MW) bajo condiciones técnicas y características específicas. En la mayoría de los casos, la capacidad instalada se confirma 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) La central hidroeléctrica Darío Valencia en Colombia se ha combinado desde noviembre de 2013 y la unidad 2 de la central hidroeléctrica Matucana en Perú aumentó su capacidad instalada en junio de 2013. En octubre de 2013, la unidad de La Junca y la unidad de La Tinta 5 en Colombia, y la turbina a gas número 7 de Santa Rosa en Perú fueron todas dadas de baja; sin embargo, la turbina a gas de número 7 de Santa Rosa reinició operaciones en diciembre de 2014.

Desglosamos nuestras ventas a los clientes mediante el uso de los siguientes criterios:

- El primer criterio corresponde a clientes regulados y no regulados. Los clientes regulados son distribuidoras 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 spot, en 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.

El potencial para la contratación de electricidad en los países en que operamos está generalmente relacionado a la demanda por electricidad. Los clientes identificados como clientes regulados de bajo volumen, tales como los clientes residenciales, están sujetos a tarifas de electricidad reguladas por el gobierno y deben comprar electricidad directamente de una compañía de distribución. Estas compañías de distribución, que compran grandes cantidades de electricidad para los clientes residenciales de bajo volumen, generalmente suscriben contratos con generadores a un precio de tarifa regulada. Los clientes identificados como clientes industriales a gran volumen también entran en acuerdos contractuales con los proveedores de energía. Sin embargo, tales clientes industriales a gran volumen no están sujetos al precio de tarifa regulada. En su lugar, estos clientes pueden negociar el precio de la energía con los generadores a base de las características del servicio requerido. Por último, en el mercado spot, donde la energía se vende normalmente al precio spot, las transacciones no se rigen por acuerdos contractuales.

La siguiente tabla muestra información sobre nuestras ventas combinadas de electricidad por tipo de cliente para cada uno de los períodos indicados:

VENTAS COMBINADAS DE ELECTRICIDAD POR TIPO DE CLIENTE (GWh)⁽¹⁾

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre				Ejercicio terminado el 31 de diciembre			
	2015		2014		2014		2013	
	Venta	% de volumen de venta	Venta	% de volumen de venta	Ventas	% de volumen de venta	Ventas	% de volumen de venta
Cientes regulados.....	10.066	35,4	9.501	35,1	12.801	36,0	12.989	34,8
Cientes no regulados	5.527	19,4	5.795	21,4	7.744	21,8	8.207	22,0
Ventas totales contratadas⁽¹⁾	15.593	54,8	15.296	56,5	20.545	57,8	21.197	56,8
Ventas del mercado spot	12.866	45,2	11.772	43,5	14.990	42,2	16.151	43,2
Venta total de electricidad	28.458	100	27.068	100	35.535	100	37.348	100

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

El límite específico para el consumo de energía (medido en GWh) para clientes regulados y no regulados es específico 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 el mercados spot.

Respecto a los gastos, los principales costos variables involucrados en el negocio de la generación eléctrica, además del costo variable directo correspondiente a la generación hidroeléctrica o termoeléctrica como los costos de combustible, son las compras de energía y los costos de transporte. Durante los periodos con precipitaciones relativamente bajas, la cantidad de generación termoeléctrica se incrementa. Esto conlleva un incremento de los costos de combustible y del costo de transportar ese combustible a las centrales termoeléctricas. En condiciones de sequía, la electricidad que hemos comprometido 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. 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. Procuramos minimizar el efecto de las condiciones hidrológicas secas en nuestras operaciones en cualquier año limitando nuestras obligaciones de ventas contractuales a una cantidad que no

exceda la producción estimada de 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 más importantes. Además de limitar las ventas por contrato, podemos adoptar otras estrategias, como instalar capacidad termoeléctrica transitoria, negociar niveles de consumo más bajos con nuestros clientes no regulados, negociar con otros usuarios de agua e incluir cláusulas de costos de transferencia en los contratos con los clientes.

La siguiente tabla contiene información relacionada con nuestra generación combinada de electricidad y compras de electricidad:

GENERACIÓN COMBINADA Y COMPRAS DE ELECTRICIDAD (GWh)⁽¹⁾

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre				Ejercicio terminado el 31 de diciembre			
	2015		2014		2014		2013	
	(GWh)	% de volumen	(GWh)	% de volumen	(GWh)	% de volumen	(GWh)	% de volumen
Generación de electricidad	25.620	89,6	24.349	89,7	31.772	89,1	31.979	85,4
Compras de electricidad	2.982	10,4	2.806	10,3	3.882	10,9	5.487	14,6
Total.....	28.896	100	27.155	100	35.655	100	37.466	100

- (1) La suma de compras y generación de electricidad difieren del total de GWh debido a la energía utilizada para accionar las bombas para el embalse del Muña, en Colombia.

Desde septiembre de 2005, hemos participado en el negocio de electricidad en Brasil a través de nuestra inversión de capital en Enel Brasil S.A., donde somos beneficiarios activos del 37,1%. Enel Brasil consolida las operaciones de (i) dos compañías de generación, Fortaleza y Cachoeira Dourada, (ii) CIEN, que tiene dos líneas de transmisión entre Argentina y Brasil, (iii) CTM y TESA, filiales de CIEN y propietaria de las líneas por el lado argentino y (iv) dos empresas de distribución, Ampla Energia e Serviço S.A. ("Ampla"), la segunda mayor compañía de distribución de electricidad en el Estado de Río de Janeiro, y Companhia Energética do Ceará S.A. ("Coelce"), el único distribuidor de electricidad en el Estado de Ceará.

Estacionalidad

Si bien nuestro negocio principal está sujeto a patrones climáticos, generalmente sólo eventos climáticos extremos tales como sequías prolongadas, que pueden afectar de manera adversa nuestra capacidad de generación, en lugar de las variaciones climatológicas estacionales, pueden afectar adversamente nuestros resultados operacionales y situación financiera.

Los negocios de generación en los países donde operamos pueden verse afectados por cambios estacionales durante todo el año. Los meses con mayor precipitación en Argentina son normalmente de mayo a agosto, con la temporada de derretimiento de nieve normalmente entre octubre y diciembre. Los meses con mayor precipitación en nuestra área de operación en Colombia son por lo general los meses de abril y mayo, así como también octubre y noviembre. Los meses con la mayor precipitación en Perú son normalmente de noviembre a marzo.

Cuando hay más precipitaciones las centrales hidroeléctricas pueden acumular agua adicional para ser utilizada en generación. El aumento del nivel de los embalses nos permite generar más electricidad a través de nuestras 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 precipitación reducida en los países en que operamos a causa del fenómeno de El Niño reduce la cantidad de agua que puede ser acumulada en los embalses, así limitando 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 diesel) y las compras de energía en el mercado spot, que pueden llevar a costos más

altos, con el fin de cumplir con nuestras obligaciones contractuales tanto con clientes regulados como no regulados.

Operaciones en Argentina

Participamos en la generación eléctrica en Argentina a través de nuestras entidades combinadas (Costanera y El Chocón) con un total de 20 unidades generadoras. Costanera posee once unidades termoeléctricas con una capacidad instalada total de 2.304 MW, El Chocón posee nueve unidades hidroeléctricas con una capacidad instalada total de 1.328 MW. Nuestras unidades de generación en Argentina, tanto hidroeléctricas como termoeléctricas, representaron el 11% de la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional Argentino ("SIN Argentino") en 2014 y el 11,6% al 30 de septiembre de 2015.

Nuestras entidades combinadas argentinas poseen participación accionaria 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 instalaciones de generación para un fondo llamado "FONINVENEM", cuyo propósito es incrementar la capacidad y la generación eléctrica en el mercado eléctrico mayorista argentino. Las dos primeras centrales entraron en operaciones en 2008 usando turbinas a gas con una capacidad agregada de 1.125 MW, y las plantas de ciclo combinado, en marzo de 2010, con una capacidad adicional de 572 MW. La capacidad agregada total de estas unidades es 1.697 MW (848 MW de Manuel Belgrano y 849 MW de San Martín). La tercera planta comenzó sus operaciones de ciclo abierto en diciembre de 2014 (con una capacidad instalada de 540 MW) y se espera que inicie sus operaciones en ciclo combinado en 2016, (con una capacidad total instalada de 800 MW).

Desde el año 2002, la intervención estatal y las acciones realizadas por las autoridades de la industria energética, incluyendo las limitaciones al precio spot de electricidad al considerar el costo variable de la generación eléctrica a gas natural, y sin considerar las condiciones hidrológicas de los ríos y embalses, ni el uso de combustibles más costosos, han llevado a una falta de inversión en el sector energético. Para mayor detalle véase "Ítem4. Información de la Compañía – B. Resumen del Negocio – Marco Regulatorio de la Industria Eléctrica". Adicionalmente, desde 2002 el gobierno argentino ha tomado un rol activo en el control de los suministros de combustibles para el sector de generación eléctrica.

En marzo de 2013 el gobierno intervino los mercados de combustibles a través de la Resolución No. 95/2013. CAMMESA es ahora el responsable del suministro y la administración comercial de los combustibles para propósitos de generación eléctrica.

Al 31 de diciembre de 2014 y al 30 de septiembre de 2015, la capacidad instalada de Costanera representaba el 7,4% de la capacidad instalada total en el SIN Argentino. La segunda planta de ciclo combinado de Costanera puede funcionar tanto con gas natural como con diesel. La planta de turbinas a vapor de Costanera de 2.304 MW también puede operar tanto con gas natural como con diesel.

El Chocón representaba el 4,2% de la capacidad instalada del SIN argentino al 31 de diciembre de 2014 y al 30 de septiembre de 2015. El Chocón posee una concesión a 30 años, que expira el año 2023, para dos instalaciones de generación hidroeléctrica con una capacidad instalada agregada de 1.328 MW. La más grande de las dos instalaciones, 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 Ezequiel Ramos Mejía hace posible que El Chocón sea uno de los principales proveedores de punta del SIN Argentino. Las variaciones en la descarga de aguas de El Chocón se regulan mediante la central Arroyito de El Chocón, una presa aguas abajo con una capacidad instalada de 128 MW. Una porción de la generación de la instalación Arroyito se vende bajo el programa "Energy Plus" paraqué prevé la oferta de nueva capacidad eléctrica para abastecer el crecimiento de la demanda de electricidad, usando el nivel de la demanda eléctrica del año 2005 como base. Para mayor información sobre Energy Plus, véase-"Ítem4. Información de la Compañía – B. Resumen del Negocio – Marco Regulatorio de la Industria Eléctrica – Argentina".

Para mayor información sobre la capacidad de generación instalada para cada una de nuestras entidades combinadas argentinas, véase "Ítem4. Información sobre la Compañía - D. Propiedades, Planta y Equipos. "

Nuestra generación total en Argentina ascendió a 9.604 GWh en 2014 y 8.680 GWh durante los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015. Según CAMMESA, nuestra participación en el mercado de la generación era de aproximadamente un 12,1% de la producción total de electricidad en Argentina durante 2014 y de 12,1% para el año 2015 durante los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015.

La generación hidroeléctrica en Argentina representaba casi el 27,4% de la generación total tanto en 2014 como en los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015. Eso se debe a que los niveles hidrológicos del río Limay estuvieron cerca de los niveles promedio.

En la siguiente tabla se muestra la generación por tipo y por entidad combinada:

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN ARGENTINA (GWh)

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre				Ejercicio terminado el 31 de diciembre			
	2015		2014		2014		2013	
	Generación	%	Generación	%	Generación	%	Generación	%
Generación hidroeléctrica (El Chocón)	2.456	28,3	2.101	28,7	2.632	27,4	2.317	21,4
Generación termoeléctrica (Costanera)	6.224	71,7	5.231	71,3	6.972	72,6	8.523	78,6
Total Generación	8.680	100	7.332	100	9.604	100	10.840	100

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

COMPRAS Y GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN ARGENTINA (GWh)

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre				Ejercicio terminado el 31 de diciembre			
	2015		2014		2014		2013	
	(GWh)	% de volumen	(GWh)	% de volumen	(GWh)	% de volumen	(GWh)	% de volumen
Generación de electricidad	8.680	95,3	7.332	91,6	9.604	92,0	10.840	87,7
Compras de electricidad	432	4,7	668	8,3	839	8,0	1.514	12,3
Total	9.405	100	8.000	100	10.442	100	12.354	100

En las tablas a continuación, se muestra la distribución de nuestras ventas de electricidad en Argentina por segmentos de cliente y por entidad combinada:

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

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre				Ejercicio terminado el 31 de diciembre			
	2015		2014		2014		2013	
	Ventas	% Volumen de Ventas	Ventas	% Volumen de Ventas	Ventas	% Volumen de Ventas	Ventas	% Volumen de Ventas
Ventas contratadas	446	4,9	683	8,5	857	8,2	1.737	14,1
Ventas no contratadas ⁽¹⁾	8.666	95,1	7.317	91,5	9.586	91,8	10.617	85,9
Total generación	9.112	100	8.000	100	10.442	100	12.354	100

(1) Las ventas de electricidad no contratadas fueron vendidas en el mercado spot al precio determinado por el Regulador.

VENTAS DE ELECTRICIDAD POR ENTIDAD COMBINADA EN ARGENTINA (GWh)

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre		Ejercicio terminado el 31 de diciembre	
	2015	2014	2014	2013
Costanera	6.225	5.301	7.051	8.962
El Chocón	2.887	2.698	3.391	3.392
Total	9.112	8.000	10.442	12.354

En marzo de 2013, el gobierno argentino intervino en mercado comercial de la energía, excepto del programa Energy Plus, por medio de la aplicación por una vez de la Resolución No. 95/2013. CAMMESA es ahora responsable de la administración de los contratos con los clientes finales, excepto para aquellos bajo el programa Energy Plus. La mencionada resolución definió un periodo de transición en el que las empresas de generación eléctrica continuarán administrando sus contratos hasta su fecha de expiración.

Al final del año 2014, Costanera sólo tenía un contrato con un cliente no regulado, Cerro Negro, y no tenía contratos con compañías distribuidoras. Al 30 de septiembre de 2015, Costanera no tenía ningún contrato.

Durante los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, las ventas al mercado spot alcanzaron 8.666 GWh y 6.972 GWh en 2014.

Al 30 de septiembre de 2015, El Chocón tenía dieciocho contratos con clientes no regulados bajo el programa Energy Plus y no tenía contratos con compañías de distribución.

Al 31 de diciembre de 2014 El Chocón tenía cinco contratos con clientes no regulados bajo el programa Energy Plus y no tenía contratos con compañías de distribución.

Durante los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, los principales clientes no regulados de El Chocón (ordenados alfabéticamente) fueron Danisco S.A y Petroquímica y Minera Alumbrera.

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2014, los principales clientes no regulados de El Chocón (ordenados alfabéticamente) fueron: Acindar, Air Liquide, Chevron, Minera Alumbrera, Petroquímica y Profertil. Acindar y Profertil no poseen contratos directos con El Chocón, sino que operan a través de Camsa, nuestra Compañía asociada.

El Chocón no tiene derecho a terminar su acuerdo de explotación con nosotros, será menos que no pudiésemos cumplir con nuestras obligaciones bajo dicho acuerdo. Bajo los términos del acuerdo de explotación, tenemos derecho a un cargo en dólares basado en los ingresos brutos anuales de El Chocón, pagaderos en cuotas mensuales.

De acuerdo a CAMMESA, la demanda de electricidad en el SIN Argentino se incrementó en un 5,4% durante los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015. La demanda total de electricidad fue de 99.236 GWh durante los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, 126.397 GWh en 2014 y 125.167 GWh en 2013. Nuestras entidades combinadas argentinas compiten con todas las grandes centrales conectadas al SIN Argentino. De acuerdo a la capacidad instalada informada por CAMMESA, nuestros mayores competidores en Argentina son: (1) la empresa controlada por el Estado, Enarsa (con una capacidad instalada de 1.060 MW), (2) la unidad nuclear "NASA" (con una capacidad instalada de 1.010 MW) y (3) las unidades hidroeléctricas Yacretá y Salto Grande (con una capacidad instalada agregada de 3.690 MW). Los principales competidores privados son: el Grupo AES, la Sociedad Argentina de Energía S.A. ("Sadesa"), y Pampa Energía. El Grupo AES cuenta con siete centrales conectadas al SIN Argentino con una capacidad instalada total de 2.753 MW (43,7% de los cuales son hidroeléctricos). 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 2.217 MW, compite con nosotros con seis plantas, de las cuales 653 MW son hidroeléctricas y 1.564 MW son termoeléctricas.

Operaciones en Colombia

Nuestras operaciones de generación en Colombia se llevan a cabo a través de Emgesa. Poseemos el 56,4% de los derechos de voto de Emgesa como resultado de una transferencia de derechos de voto de Enersis, lo que nos permite nombrar a la mayoría de los miembros del Directorio previo acuerdo con los accionistas. Por lo tanto, controlamos Emgesa. Para mayor información sobre nuestro control y combinación de Emgesa, véase "Ítem 1. Discusión sobre los principales factores que afectan los resultados operativos y situación financiera de la Compañía".

Al 30 de septiembre de 2015 y al 31 de diciembre de 2014, Emgesa operaba 32 unidades de generación, con una capacidad instalada total de 3.059 MW, de los cuales 2.615 MW provienen de centrales hidroeléctricas y 444 MW de centrales termoeléctricas. Según Expertos de Mercado S.A. E.S.P. ("XM"), una Compañía colombiana que ofrece servicios de sistema de gestión en tiempo real en los sectores de electricidad, servicios

financieros y transporte, nuestra plantas de generación hidroeléctrica y térmica representaban el 19,4% de capacidad de generación de electricidad total del país al 30 de septiembre de 2015 y el 19.7% al 31 de diciembre de 2014.

Para mayor información sobre la capacidad de generación instalada para cada una de nuestras entidades combinadas colombianas, véase “Ítem 4. Información de la Compañía - D. Propiedades, Plantas y Equipos”.

Aproximadamente el 85% de nuestra capacidad instalada total en Colombia es hidroeléctrica, y por ende, nuestra generación eléctrica depende de los niveles de los embalses y las precipitaciones. Según XM, nuestra participación en el mercado de generación fue de 21,7% durante los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, 21,2% en 2014 y 20,6% en 2013. Aparte de las condiciones hidrológicas, la cantidad de electricidad generada depende de nuestra estrategia comercial. Las empresas tienen libertad para ofrecer su electricidad al precio que determinen 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 de operación, como ocurre en otros países en los que operamos.

Durante los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, la generación termoeléctrica representaba el 8% del total de generación eléctrica, y la generación hidroeléctrica representaba el 92% restante. Durante los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, las condiciones hidrológicas fueron aproximadamente un 89% de los promedios históricos en Colombia. En el caso de Emgesa, según XM, los niveles hidrológicos de la cuenca del río Guavio fueron 20% más altos que el promedio y el nivel hidrológico del río Magdalena (Betania) fue un 1% superior al promedio, mientras que los niveles hidrológicos del río Bogotá (Cadena Nueva) fueron un 16% superior que el promedio. Durante los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, la generación hidroeléctrica aumentó en un 1,5% comparado con igual período en 2014.

Durante 2014, la generación termoeléctrica representaba el 6,9% del total de generación eléctrica y la generación hidroeléctrica representaba el 93,1% restante. En 2014, las condiciones hidrológicas estuvieron por debajo de los promedios históricos en Colombia, con cerca del 93% de los promedios históricos de precipitaciones. En el caso de Emgesa, según XM, los niveles hidrológicos de la cuenca del río Guavio fueron un 3% por debajo del promedio y el nivel hidrológico del río Magdalena (Betania) fue un 3% superior al promedio, mientras que los niveles hidrológicos del río Bogotá (Cadena Nueva) fueron 17% superiores al promedio. Para el año terminado el 31 de diciembre de 2014, la generación hidroeléctrica aumentó en un 7,1% en relación a los niveles de 2013.

La siguiente tabla muestra la generación por tipo en Colombia:

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN COLOMBIA (GWh)

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre				Ejercicio terminado el 31 de diciembre			
	2015		2014		2014		2013	
	Generación	%	Generación	%	Generación	%	Generación	%
Generación hidroeléctrica.....	9.886	92,0	9.741	93,1	12.627	93,1	11.784	92,4
Generación termoeléctrica.....	865	8,0	726	6,9	932	6,9	964	7,6
Total Generación	10.750	100	10.467	100	13.559	100	12.748	100

Durante los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, Emgesa utilizó 360 kilo toneladas de carbón para sus plantas a carbón, el cual fue obtenido de 22 proveedores locales. Durante 2014, Emgesa utilizó 439 kilo toneladas de carbón para sus plantas de carbón, el cual fue obtenido de más de 20 proveedores locales. El precio local del carbón se ha mantenido por debajo del precio de exportación dado que los altos costos de transporte hacen difícil que el carbón local pueda competir internacionalmente. Se espera que esta tendencia continúe en el mercado colombiano de carbón.

Durante 2013, Emgesa también firmó un contrato con Esapetrol para el suministro de petróleo, además de los contratos existentes de suministro con Petromil y Biomax. Creemos que esto asegurará que Emgesa tenga acceso a suministros continuos de petróleo para la central Cartagena.

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

GENERACIÓN Y COMPRAS DE ELECTRICIDAD EN COLOMBIA (GWh)

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre				Ejercicio terminado el 31 de diciembre			
	2015		2014		2014		2013	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
Generación de electricidad	9.227	82,8	10.467	85,6	13.559	85,3	12.748	78,6
Compras de electricidad	2.239	17,2	1.760	14,4	2.333	14,7	3.461	21,4
Total⁽¹⁾	12.990	100	12.140	100	15.893	100	16.209	100

- (1) La suma de la generación de electricidad y las compras de electricidad difieren del total vendido, en GWh, debido a la energía usada para alimentar las bombas del embalse Muña.

Colombia tiene un único sistema interconectado eléctrico, el Sistema Interconectado Nacional Colombiano (el “SIN Colombiano”). La demanda eléctrica en el SIN Colombiano, durante los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015 se incrementó en un 2,8% en comparación con igual periodo en 2014. La demanda por electricidad en el SIN Colombiano aumentó en un 4.4% durante 2014. El consumo eléctrico total fue de 65.905 GWh durante los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, 64.131 GWh durante los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2014, 63.570 GWh en 2014 y 60.890 GWh en 2013.

La generación en el mercado eléctrico colombiano se ha visto afectada por un acuerdo con Ecuador para alimentar una interconexión de los sistemas eléctricos de ambos países. En los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015 y al año terminado el 31 de diciembre de 2014, los generadores de electricidad colombianos vendieron 445 GWh y 824 GWh, respectivamente, de electricidad a los consumidores ecuatorianos.

Además, Colombia posee líneas de interconexión eléctricas 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 entre ambos países. El acuerdo también incluye la importación de gasolina y diesel desde Venezuela. El total de energía exportada a Venezuela en 2014 fue de 25 GWh y 2.4 GWh durante los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015.

La distribución de nuestras ventas de electricidad en Colombia, en términos de segmentos de clientes, se presenta en la siguiente tabla:

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

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre				Ejercicio terminado el 31 de diciembre			
	2015		2014		2014		2013	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
Ventas contratadas	9.227	71,8	8.155	67,2	10.969	69,5	11.567	71,9
Ventas no contratadas	3.618	28,2	3.985	32,8	4.804	30,5	4.523	28,1
Total Ventas de Electricidad	12.845	100	12.140	100	15.773	100	16.090	100

Durante los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, Emgesa sirvió a sus clientes con un promedio de 921 contratos, atendiendo a 420 clientes no regulados, de los cuales 17 fueron para empresas de distribución y comercializadoras de energía. Las ventas de Emgesa a nuestra compañía de distribución, llamada Codensa, representaron el 15,3% del total de las ventas contractuales de Emgesa durante los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015. Las ventas de electricidad a los cinco clientes no regulados más grandes alcanzaron el 21% del total de las ventas bajo contrato.

Durante 2014, Emgesa sirvió a sus clientes con un promedio de 860 contratos, atendiendo a 401 clientes no regulados, de los cuales 16 fueron empresas de distribución y comercializadoras de energía. Las ventas de

Emgesa a nuestra distribuidora, Codensa, representaron el 24% del total de nuestras ventas contratadas en 2014. Las ventas de electricidad a los cinco clientes más grandes no regulados alcanzaron el 25% de las ventas contratadas totales.

Durante los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, los principales clientes de distribución fueron (ordenados alfabéticamente): Centrales Eléctricas del Norte de Santander, Codensa (compañía asociada de Enersis), Compañía Energética del Tolima ("Enertolima"), Electrificadora de Santander, Electrificadora del Caribe ("Electrocaribe"), Electrificadora del Huila, Electrificadora del Meta ("Meta"), Compañía de Energía del Pacífico ("EPSA") y Empresas Públicas de Medellín ("EPM").

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2014, los principales clientes de distribución fueron (ordenados alfabéticamente): CEO, Codensa, Enertolima, Electrocaribe, Electrificadora del Huila, Meta, Electrificadora de Santander, EPM y PEREIRA.

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 3.001 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 1.862 MW), que incluye a Termoflores y Epsa; y Gecelca (con una capacidad instalada de 1.361 MW).

Operaciones en Perú

A través de nuestra entidad combinada Edegel, operamos un total de 25 unidades generadoras en Perú, con una capacidad instalada total de 1.680 MW. Al 30 de septiembre de 2015, Edegel posee 18 unidades hidroeléctricas, con una capacidad instalada total de 783 MW, y los restantes 896 MW corresponden a siete unidades termoeléctricas. El 6 de mayo de 2013, la unidad Turbina de Gas No. 7 de Santa Rosa fue retirada de servicio debido a daños producidos por un incendio. Los daños en la planta resultaron en una pérdida total y el seguro cubrió tanto los activos como la interrupción del negocio por un periodo de hasta dos años. El 5 de diciembre de 2014, la unidad Turbina de Gas No. 7 inició nuevamente operaciones comerciales. De acuerdo con Osinergmin, autoridad regulatoria de la electricidad en Perú, nuestras plantas de generación hidroeléctrica y termoeléctrica en Perú representaron el 17,7 % de la capacidad total de generación de electricidad en el país al 31 de diciembre de 2014.

Para mayor información sobre la capacidad instalada de generación de cada una de nuestras plantas en Perú, véase el "Ítem 4. Información de la Compañía – D. Propiedad, Planta y Equipos – Propiedad, Planta y Equipos de las Empresas Generadoras".

La siguiente tabla muestra la generación por tipo en Perú:

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN PERÚ (GWh)

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre				Ejercicio terminado el 31 de diciembre			
	2015		2014		2014		2013	
	<u>Generación</u>	<u>%</u>	<u>Generación</u>	<u>%</u>	<u>Generación.</u>	<u>%</u>	<u>Generación</u>	<u>%</u>
Generación hidroeléctrica	3.594	58,1	3.300	50,8	4.439	51,6	4.474	53,3
Generación termoeléctrica	2.596	41,9	3.221	49,2	4.170	48,4	3.917	46,7
Total Generación	<u>6.190</u>	<u>100</u>	<u>6.550</u>	<u>100</u>	<u>8.609</u>	<u>100</u>	<u>8.391</u>	<u>100</u>

Según el Comité de Operación Económica del Sistema ("COES"), generamos un 21,2% de la producción total de electricidad en Perú en 2014 y el 19% de la producción total de electricidad en Perú durante los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015.

La generación hidroeléctrica representó el 51,6 % del total de la producción de Edegel en 2014 y el 58,1% durante los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015. Para Edegel, todos los niveles hidrológicos estuvieron sobre los promedios históricos durante los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015.

Según el COES, los niveles hidrológicos en la cuenca del río Rimac (centrales Huinco, Matucana, Callahuanca, Moyopampa y Huampaní) fueron un 9% más alto que el promedio; los niveles hidrológicos del río Tulumayo (C.H. Chimay) fueron un 15% más alto que el promedio; y los niveles hidrológicos del río Tarma (C.H. Tanango) fueron un 6 % más alto que el promedio.

Durante los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, el 95,2% de las ventas de electricidad de Edegel fueron suministradas por su generación, lo que llevo a Edegel a comprar 4,8% de electricidad para cumplir con sus obligaciones contractuales con los clientes.

En 2014, el 92,4% de las ventas de electricidad de Edegel fueron suministrados por su generación, lo que llevo a Edegel a comprar 7,6% de electricidad para cumplir con sus obligaciones contractuales con los clientes.

Edegel tiene contratos de 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 el COES, y optimizar el uso de sistema de transporte de gas natural.

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

GENERACIÓN Y COMPRAS DE ELECTRICIDAD EN PERÚ (GWh)

	Nueves meses terminados el 30 de septiembre				Ejercicio terminado el 31 de diciembre			
	2015		2014		2014		2013	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
Generación de electricidad	6.190	95,2	6.550	94,5	8.609	92,4	8.391	94,2
Compras de electricidad	311	4,8	378	5,5	711	7,6	512	5,8
Total.....	6.501	100	6.929	100	9.320	100	8.903	100

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional ("SEIN") es el único sistema interconectado en Perú. Las ventas de electricidad en el SEIN aumentaron 5,1% en 2014 comparado con 2013, alcanzando 37.457 GWh.

La siguiente tabla muestra la distribución de las ventas de electricidad de Edegel, en términos de segmento de clientes:

VENTAS DE ELECTRICIDAD POR SEGMENTO DE CLIENTES EN PERÚ (GWh)

	Nueves meses terminados el 30 de septiembre				Ejercicio terminado el 31 de diciembre			
	2015		2014		2014		2013	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
Ventas contratadas	5.919	91,0	6.459	93,2	8.719	93,6	7.892	88,6
Ventas no contratadas.....	582	9,0	470	6,8	601	6,4	1.011	11,4
Total generación	6.501	100	6.929	100	9.320	100	8.903	100

(1) Incluye las ventas a distribuidoras sin contrato.

Las ventas de electricidad de Edegel disminuyeron en un 6,2% durante los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015 en comparación con el mismo período de 2014, debido principalmente a la disminución de la demanda de los clientes regulados y no regulados. Durante los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, Edegel tuvo diez clientes regulados y 14 clientes no regulados. Las ventas a clientes no regulados alcanzaron el 38,9% del total de las ventas bajo contrato de Edegel.

Las ventas de electricidad de Edegel aumentaron 4,7% en 2014 en comparación con 2013, principalmente debido al hecho de que se comenzó a suministrar a empresas de distribución bajo contratos a largo plazo. Durante 2014, Edegel tuvo 11 clientes regulados y 15 clientes no regulados. Las ventas a clientes no regulados alcanzaron el 38,5% del total de las ventas contratadas de Edegel.

En 2013 y 2014, no hubo ofertas de largo plazo en Perú. Edelnor está participando actualmente en un proceso de licitación a largo plazo para un requerimiento total de aproximadamente 3.300 GWh al año a partir de 2022, y por un período de 10 años. La presentación de las ofertas se llevó a cabo el 10 de diciembre de 2015.

Durante los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, los principales clientes de distribución de Edegel fueron (ordenados alfabéticamente): Edelnor (entidad combinada de Enersis Américas), ElectroSur, Hidrandina, Luz del Sur y Seal. Los principales clientes no regulados de Edegel fueron (ordenados alfabéticamente): Compañía Minera Casapalca, Creditex, Hudbay Perú, Minera Chinalco Perú y Refinería Cajamarquilla.

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2014, los principales clientes de distribución de Edegel (ordenados alfabéticamente) fueron: Edelnor (entidad combinada de Enersis), ElectroSur, Hidrandina, Luz del Sur y Seal. Los principales clientes no regulados de Edegel fueron (ordenados alfabéticamente): Antamina, Creditex, Minera Chinalco Perú, Refinería Cajamarquilla y Siderúrgica del Perú.

Nuestros competidores más importantes en Perú son: Enersur (grupo GDF-Suez, con una capacidad instalada de 1.247 MW), Electroperú (un competidor estatal, con una capacidad instalada de 911 MW), Kallpa (grupo Inkia Energy, con una capacidad instalada de 1.060 MW), Egenor (grupo de Duke Energy, con una capacidad instalada de 622 MW) y Fénix (grupo Fenix Power Peru, con una capacidad instalada de 570 MW).

MARCO REGULATORIO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

La siguiente tabla muestra las principales características del marco regulatorio eléctrico por segmento de negocio para los cuatro países donde tenemos inversiones o un interés económico

		Argentina	Brasil	Perú	Colombia
Gx	Mercado no regulado	Esquema de remuneración regulado (resolución N° 482/2015)	Mercados spot con costos auditados por el regulador		Mercado spot con costo licitados (precio ofrecido)
	Regulado	Precio estacional	Licitación térmica -20 años / hidroeléctrica -30 años	Precio de nodo licitación de 20 años	Subasta 3/5 años
	Capacidad	Contribución Demanda de punta	—	Ingresos basados en contribuciones durante la demanda de punta	Contribución de energía a firme (licitaciones de energía para al menos 20 años)
Tx	Características	Público - acceso libre - tarifa regulada Régimen de monopolio para los operadores de sistema de transmisión ("GRT")			
Dx	Ley	Contrato de concesión		Concesión administrativa (indefinido)	Autorización Zona de operación
	Duración	95 años	30 años	Indefinido	
	Revisión de tarifa	5 años	4/5 años	4 años	5 años
Cx	Agentes no regulados	> 0.03 MW	> 0.5 MW	> 0.2 a 2.5 MW	> 0.1 MW
	Liberalizado (%)	≈ 20%	≈ 25%	≈ 45%	≈ 30%

Gx: generación

Tx: transmisión

Dx: distribución

Cx: comercialización

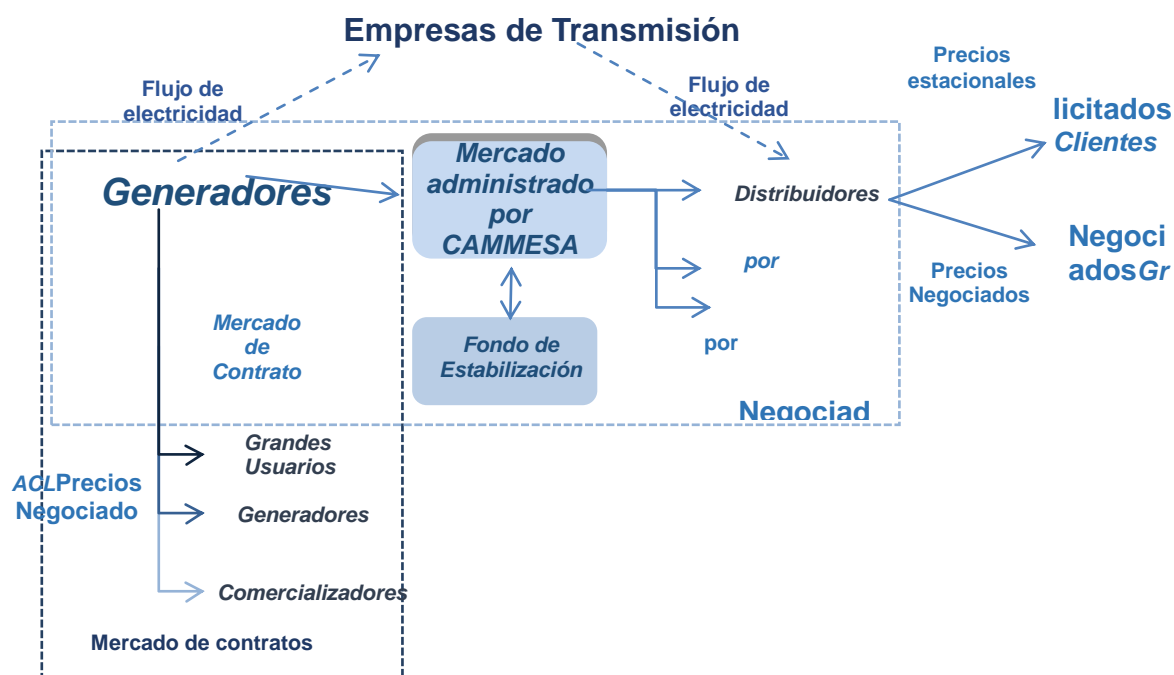
Argentina

Resumen de la industria

Estructura de la industria

En el Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM Argentino”) hay cuatro categorías de agentes locales (generadores, transmisores, distribuidores y grandes clientes), y agentes extranjeros (comercializadores de generación y comercializadores de demanda), quienes están autorizados para comprar y vender electricidad así como productos relacionados.

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



El sector de generación estaba 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 No. 95/2013 que estableció un esquema de remuneración regulada para la actividad de generación de energía, comenzando de manera retroactiva desde febrero de 2013. Las principales características de la Resolución son como sigue:

- Se aplica a los generadores, co-generadores y auto-generadores, excepto para plantas de energía que entraron en operación después de 2005, generación nuclear y generación hidroeléctrica transfronteriza.
- CAMMESA, el operador del mercado, es el único comprador/vendedor de combustible necesario para la operación de las plantas. Esto implica que no se permitirá a los agentes del mercado transar insumos básicos.
- Se suspende la comercialización bilateral libre: los grandes clientes deberán comprar electricidad directamente de CAMMESA (no cambia el suministro a los consumidores residenciales si ellos se mantienen atendidos por empresas de distribución).
- Las empresas generadoras empezaron a recibir una remuneración regulada, la que cubriría los costos fijos y variables más una remuneración adicional.

La transmisión es considerada como un servicio público que opera bajo condiciones monopólicas y está compuesto por varias compañías a quienes el Gobierno Argentino les otorga concesiones. Una concesionaria opera y mantiene las instalaciones de más alto voltaje, y ocho concesionarias operan y mantienen instalaciones

en media y alta tensión, a las cuales se conectan las empresas de generación, empresas de distribución y grandes clientes. Los sistemas de interconexión internacional también requieren concesiones otorgadas por la Secretaría de Energía Argentina. Las compañías de transmisión están autorizadas a cobrar diferentes peajes por sus servicios.

La distribución es considerada como un servicio público, en condiciones de monopolio y está compuesta por compañías a las cuales el gobierno argentino ha otorgado concesiones. Las distribuidoras tienen la obligación de asegurarse 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 distribuidoras pueden adquirir electricidad en el mercado spot del MEM argentino, al así 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 y comercialización sujetas a concesión federal. Los concesionarios son: Edesur (una de las entidades combinadas) y Edenor (que no está relacionada con nosotros), ambas ubicadas en el área del Gran Buenos Aires. Las áreas de distribución locales 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.

Los clientes regulados son abastecidos por distribuidoras a tarifas reguladas.

Los “Grandes Clientes” 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 energía demandada. 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 y dos suplentes a través de la Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de Argentina.

Hay un sistema interconectado, el SIN Argentino, y pequeños sistemas que proveen electricidad a áreas específicas. De acuerdo al Instituto de Estadísticas y Censos de Argentina (datos provisionales 2013 del Ministerio de Planificación Federal), el 99,2% de la energía requerida por el país es suministrada por el sistema interconectado SIN Argentino y sólo el 0,8% es proporcionado por sistemas aislados.

Principales Autoridades Regulatorias

El Ministerio de Planificación Federal, Inversiones Públicas y Servicios Argentino, a través de la Secretaría de Energía Argentina, 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 de competencia y eficiente 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 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 federal. En el caso de Edesur, el 12 de julio de 2012, ENRE designó un veedor, 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 No. 243/2013 aumentó el plazo de 45 a 90 días hábiles y puede ser extendido más aún.

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 con 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 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 del Medioambiente 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 se involucra 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. Como resultado de problemas de servicio, el gobierno argentino comenzó una intervención del sector en los años 50 e inició un proceso de nacionalización. Se promulgó la Ley 15.336, de 1960, para organizar el sector y establecer el marco regulatorio federal para iniciar las obras 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 23.696 (“Reforma del Estado”), Ley 23.697 (“Emergencia Económica”) y Ley 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 el año 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 a 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 norteamericanos a pesos argentinos a una tasa fija de Ar\$ 1,00 por \$ 1,00. La conversión obligatoria de las tarifas de transmisión y distribución de dólares norteamericanos 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 implementar medidas monetarias, financieras y cambiarias adicionales para superar la crisis económica en el mediano plazo. Estas medidas han sido periódicamente extendidas. La ley 26.729, que fue promulgada en diciembre de 2011 extendió las medidas hasta el 31 de diciembre de 2013, y la Ley 26.896, promulgada en octubre de 2013 prorrogó más aún las medidas hasta el 31 de diciembre de 2015.

La 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 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 de MEM eran típicamente fijados por unidades operando con gas natural en la temporada cálida (desde septiembre hasta abril) y unidades operando con combustible diesel en el invierno (desde mayo hasta agosto). Debido a las restricciones en el suministro de gas natural, los precios de invierno fueron más altos, y estuvieron afectados por la importación de combustible con precios en dólares norteamericanos. La Resolución SE No 240/2003 busca evitar la indexación del precio vinculado al dólar, y aunque el despacho de la generación aún se hace en base a los combustibles realmente usados, de acuerdo a la Resolución el cálculo del precio spot se define como si todas las unidades de generación despachadas tuvieran un abastecimiento de gas natural sin restricciones. Además, no se considera el valor del agua si su costo alternativo es mayor que el costo de generar con gas natural. La resolución también impone un límite superior al precio spot en 120 Ar\$/MWh que estaba vigente aun hasta la adopción de la Resolución No. 95/2013 (marzo de 2013). Los costos variables efectivos de las unidades térmicas quemando combustibles líquidos fueron pagados por CAMMESA a través del Sobrecosto Transitorio de Despacho más un margen de 2,5 \$Arg/MWh, de acuerdo a las Resoluciones SE No. 6.866/2009 y 6.169/2010, que entraron en vigor en mayo de 2010.

El gobierno argentino ha evitado el aumento de las tarifas de electricidad a clientes finales y los precios estacionales se han mantenido sustancialmente fijos en pesos argentinos. En cambio, los productores de gas han recibido revisiones de precio por parte de la autoridad y de tal modo pudieron recuperar parte del valor que perdieron como consecuencia de la devaluación de 2002.

Bajo este sistema, CAMMESA vende energía a distribuidoras, que pagan precios estacionales, y compra energía a generadores a los precios spot, que reconoce precios crecientes de gas a un precio contractual, definido por las instrucciones de la Secretaría de Energía. Para superar este desequilibrio, la Secretaría de Energía Argentina – a través de la Resolución SE No. 406/2003 – sólo permite el pago a generadores por los montos cobrados a los compradores en el mercado spot. Esta resolución establece una prioridad de pago por los diferentes servicios, tales como pagos por capacidad, costos de combustible, margen de ventas de energía, entre otros. Como resultado, CAMMESA acumula deuda con los generadores, y el sistema entrega una señal de precios incorrecta al mercado que incentiva el consumo de electricidad pero desalienta las inversiones para satisfacer el crecimiento de la demanda de electricidad, incluyendo las inversiones en capacidad de transmisión. Además, los generadores de electricidad sufrieron una reducción en la utilidad estimada de los precios de los contratos debido a la reducción del nivel de los precios spot.

El gobierno argentino tuvo intenciones de revertir gradualmente su decisión de congelar las tarifas de distribución. Durante 2011 se emitieron varias resoluciones autorizando la eliminación de los subsidios a la electricidad y al gas natural. Sin embargo, la eliminación del subsidio ha sido aplicada sólo al 5% de los clientes. Para mayores detalles, véase “—Ventas a Empresas de Distribución y Ciertos Clientes Regulados”, más abajo.

Para aumentar la oferta de energía la Secretaría de Energía creó diferentes esquemas para vender “energía más confiable”. La Resolución No. 1.281/2006 creó el Programa de Servicio de Energía Plus, que fue diseñado para aumentar la capacidad de generación con el objeto de satisfacer el crecimiento de la demanda eléctrica por sobre la “Demanda Base”, que era la demanda por electricidad en 2005.

Las Resoluciones SE No. 220/2007 y No. 724/2008 otorgaron a los generadores térmicos la oportunidad de reducir algunos de los efectos adversos de la Resolución SE No. 406/2003 por la vía de suscribir Contratos de Compromiso de Abastecimiento en el MEM (CCAM). De acuerdo a estas resoluciones, un generador puede desarrollar inversiones para mantenimiento e inversiones para aumentar la disponibilidad de sus unidades y aumentar su capacidad para el sistema. Después de la autorización, un generador puede firmar un CCAM a precios que permitirían la recuperación de los gastos de capital. Adicionalmente, las ventas de energía a través de un CCAM reciben prioridad de pago comparado con las ventas de energía en el mercado spot bajo la Resolución No. 406/2003. Los generadores con un CCAM pueden suministrar energía a CAMMESA por hasta 36 meses, renovables solo por un periodo adicional de seis meses.

En 2009, Resolución No.762/2009 creó el programa hidroeléctrico nacional para promover la construcción de nuevas hidroeléctricas. El programa permite a los generadores autorizados a suscribir contratos de suministro de energía con CAMMESA durante hasta 15 años a precios que permitan la recuperación de su inversión.

El Gobierno argentino ha adoptado varias otras medidas para promover nuevas inversiones, incluyendo las siguientes: licitaciones para aumentar la capacidad de transporte de gas natural y de transmisión de electricidad,

la implementación de ciertos proyectos para la construcción de plantas de generación; la creación de fondos fiduciarios para financiar estas ampliaciones y la adjudicación de contratos con energías renovables, llamado “Programa Genren”. Para mayores detalles, refiérase a “Regulación Medioambiental”, más abajo. Adicionalmente, la Ley No. 26.095/2006, creó cargos específicos que deben ser pagados por los clientes finales, que son usados para financiar nueva electricidad y proyectos de infraestructura de gas. El Gobierno también ha promulgado regulaciones para promover el uso racional y eficiente de la electricidad.

Desde la implementación del Marco de la Electricidad, el sector generación ha vendido la electricidad que genera, en el mercado mayorista spot y el mercado de los contratos privados. Sin embargo, en los años recientes se han publicado una serie de resoluciones que han permitido al gobierno argentino y a los generadores suscribir contratos para la incorporación de generación nueva y/o el mantenimiento de las plantas existentes para garantizar la disponibilidad de sus unidades, todo de acuerdo con las Resoluciones No. 146/2002, No. 220/2007, No. 724/2008 y No. 200/2009.

El 24 de agosto de 2012 el gobierno argentino informó a las empresas del sector eléctrico que reformaría el MEM argentino y terminaría con el sistema marginalista de los 1990. Para implementar estos cambios se creó una Comisión de Coordinación y Planificación Estratégica para el Plan de Inversiones en Hidrocarburos. El principal cambio en el sector de generación es la evolución del modelo “marginalista liberalizado” hacia un modelo “Costo Plus” de acuerdo con los siguientes “Principios Declarados”: (i) cualquier ingreso será aplicado a cada compañía basada en la suma de su patrimonio y deuda financiera, menos los activos redundantes, (ii) sería reconocida una “Ganancia Razonable”, y (iii) los costos operacionales eficientes serían reconocidos.

Con este nuevo modelo regulatorio, el gobierno argentino tendrá más información y control sobre (i) la rentabilidad de las empresas, (ii) la calidad de servicio, y (iii) el suministro de combustible a través de CAMMESA, que será el único proveedor de combustibles (a través de importaciones y de un contrato con YPF S.A., una empresa argentina dedicada a la exploración de gas, distribución y venta de petróleo y sus derivados). Por lo tanto, aunque las empresas no pagarán por combustible, reduciendo sus costos operacionales, ellas no serán compensadas en sus precios por este gasto, reduciendo también parte de sus ingresos y modificando el modelo empleado para registrar ingresos y costos operacionales.

La Secretaría de Energía Argentina publicó las Resoluciones No. 95/2013 y No.529/2014, respectivamente, las que establecen un nuevo esquema de remuneración para todas las compañías de generación excepto biomasa/biogás, hidroeléctricas, plantas nucleares y bloques de la energía comercializada a través de contratos de energía, regulados por la Secretaría de Energía. El esquema de remuneración se basa en costos promedio para las empresas de generación, 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 hidráulica, térmica (turbina a gas, turbina a vapor, ciclo combinado), motogeneradores de combustión interna, eólica, solar fotovoltaica, biomasa/biogás, así como el tamaño de la planta (pequeños, medias o grandes unidades) separado por su tecnología y el tipo de combustible utilizado (gas natural, biocombustibles, carbón o petróleo /gas). Las generadoras recibieron pagos establecidos en la Resolución No.95/2013 de febrero 2013 hasta enero de 2014. De febrero de 2014 hasta enero de 2015, las generadoras recibieron pagos según Resolución No. 529/2014. Desde febrero de 2015, los generadores han recibido pagos según Resolución No. 482/2015, que aumentó el monto para compensar los efectos de la inflación. La Resolución No. 482/2015 también incluye el reconocimiento de los costos no recurrentes de mantención para plantas de generación hidroeléctrica e incorpora un nuevo pago para financiar nuevas inversiones y proyectos eléctricos.

El impacto de la Resolución No. 482/2015 ha sido favorable para los generadores en 2015 debido a los ingresos recibidos más altos que aquellos recibidos bajo Resolución No. 529/2014, con mayores flujos de efectivo. Sin embargo, el efecto futuro de esta regulación dependerá de la remuneración, valor que es constantemente actualizado por la Secretaría de Energía Argentina.

Los aumentos en los pagos a los generadores debido a la Resolución N° 482/2015, en comparación con la Resolución N° 529/2014 se resumen de la siguiente manera:

- Aumento de 28% en el reconocimiento de costo fijo para turbinas a gas de ciclo combinado, CCGT e hidroeléctricas.
- Aumento de 23,5% y 23% en el reconocimiento del costo variable de CCGT e hidroeléctricas.
- 25% y 10% incremento en remuneración adicional en CCGT hidroeléctricas, respectivamente.
- Aumento de 18% de la remuneración no recurrente de mantenimiento en hidroeléctricas, ya que antes, con la Resolución No. 529/2014 no recibían ningún pago.

- Se crea *Cargo Foninvemem 2015-2018* destinado a financiar nuevos proyectos de inversión durante el periodo de 2015-2018 y un esquema de eficacia y eficiencia.

Parte de la remuneración adicional establecida en la Resolución No. 95/2013 y ajustada por la Resolución No. 529/2014 y Resolución No. 482/2015 irá a un fideicomiso para la ejecución de trabajos en el sector eléctricos. La Resolución No. 95/2013 establece que la remuneración de este fondo no está sujeta a ninguna deducción o descuento, y la Secretaría de Energía definirá los mecanismos bajo el cual las cuentas por cobrar por recaudadas por CAMMESA por la Resolución SE No. 406/2003 serán utilizadas.

Las empresas generadoras, incluyendo nuestras entidades combinadas, tendrán ahora la opción de invertir en nueva capacidad, que podía ser financiada con los devengos del fideicomiso. Costanera y El Chocón firmaron un acuerdo para instalar cuatro nuevos generadores de 9 MW en Costanera. La inversión, de aproximadamente US\$ 43,5 millones, será financiada con los devengos de la Remuneración Adicional del Fideicomiso de El Chocón y, en caso de ser necesario, con los devengos del fideicomiso de Costanera. El pago que las nuevas empresas generadoras recibirán está establecido en la Resolución No. 482/2015.

FONINVEMEM

La Resolución SE No. 712/2004 creó el FONINVEMEN, un fondo cuyo propósito es aumentar la generación y la potencia eléctrica dentro del MEM Argentino. De acuerdo a la Resolución SE No. 406/2003, 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. FONINVEMEN recibiría las diferencias entre los precios spot y los pagos a los vendedores, de acuerdo a la Resolución SE N° 406/2003, 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° 1.193/2005, todos los generadores privados en el MEM Argentina fueron llamados a participar en la construcción, operación y mantención de las plantas de generación eléctrica que se construirán con los fondos de FONINVEMEM, que consisten de dos plantas de generación de ciclo combinado de aproximadamente 825 MW cada una.

Debido a los recursos insuficientes para terminar las plantas, la Resolución SE No. 564/2007 requirió que todos los generadores privados del MEM comprometieran al FONINVEMEN las diferencias entre los precios spot y los pagos efectuados en conformidad con la Resolución SE No 406/2003 por un período adicional terminando el 31 de diciembre de 2007. Estas plantas fueron terminadas en 2010 y funcionan con gas natural o combustibles alternativos.

El programa de Energía Plus

En septiembre de 2006 la Secretaría de Energía Argentina a emitió la Resolución N° 1.281/2006 en un esfuerzo por responder al crecimiento sostenido de la demanda de energía que siguió a la recuperación económica de Argentina después de la crisis. Con esta resolución el gobierno argentino inició el Programa Energía Plus, cuyos principales objetivos son: (i) crear incentivos para construir plantas de generación de electricidad y (ii) asegurar que la energía disponible en el mercado es usado fundamentalmente para atender a los clientes residenciales y a los usuarios comerciales cuya demanda de energía es igual o menor a 300 kW, así como a aquellos que no tienen acceso a otras fuentes de energía alternativas viables.

La resolución también establece el precio que los grandes clientes debieran pagar por el exceso de la demanda, si no la han contratado previamente bajo el Programa Energía Plus, el cual es igual al costo marginal de operación. Este costo marginal es igual al costo de generación de la última unidad de generación despachada para satisfacer la demanda incremental de electricidad en un momento dado.

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 entidades combinadas, en orden a: (i) aumentar las disponibilidad de unidades térmicas, (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 de generación.

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 entidades combinadas junto con el Grupo SADESA y Duke,

formaron una empresa para desarrollar un proyecto de ciclo combinado de aproximadamente 800 MW, en la central térmica 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 en 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 norteamericanos 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 Argentina de Energía.

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 térmica 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 2016.

En 2 de julio de 2015, El Chocón, Costanera y Dock Sud firmaron un convenio para gestionar y operar proyectos, aumentar la disponibilidad de generación térmica y ajustar la remuneración de la energía generada de un nuevo proyecto (una planta de ciclo combinado de MW 800) durante el periodo de 2015-2018. En este convenio se acordó no utilizar los créditos de FONINMEM 2015-2018 y la remuneración adicional del fideicomiso devengada o a ser devengada desde febrero de 2015 a diciembre de 2015, que no haya sido utilizada para otros fines. A la fecha de este Reporte se está estudiando el proyecto y la documentación complementaria para finalizar el esquema de financiamiento todavía está pendiente.

Límites y Restricciones

Para preservar la competencia en el mercado de electricidad, 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 la Ley 24.065 (Marco Eléctrico), y se aplican de manera diferente dependiendo de cada subsector, de la siguiente manera:

Empresas Generadoras

- Ninguna empresa de generación, ni sus empresas controladas, ni sus empresas controladoras, pueden ser propietarios o accionistas mayoritarios de una empresa transmisora o de 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 puede 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 ente controlador, pueden ser propietarios o 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 por sobre los 132 kV y bajo los 140 kV, el servicio es prestado por un 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 empresas privadas que operan los servicios de transmisión de alta tensión igual o superior a 220 kV, la empresa debe prestar el servicio a base de exclusividad y está autorizada 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 sólo si ellos 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 de Generación

Concesiones

Los generadores hidroeléctricos cuya capacidad 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 la elevación del nivel de agua, (iii) solicitar a las autoridades el derecho a hacer uso de las capacidades conferidas en el Artículo 10 de la Ley 15.536, cuando la ocupación definitiva de los títulos 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 del despacho de operaciones 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 fue la pesificación 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 el combustible alternativo, como el diesel, para satisfacer la demanda debido a la dificultad de suministro de gas natural.

La introducción de la Resolución No. 95/2013, suprimió el mercado para las transacciones de energía entre generadores, grandes clientes y comercializadores. Esta resolución define un esquema de remuneración remunerada para cada tipo de tecnología usada en la generación de energía. (Véase “– Argentina – Resumen de la Industria” y “– Desarrollos Regulatorios: la Industria después de la Ley de Emergencia Pública”).

Precios estacionales

Las medidas 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. Estos precios no han cambiado desde noviembre de 2008.

De acuerdo con la Resolución SE No. 1.301/2011, 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 discontinúa la práctica de aplicar precios subsidiados a los usuarios 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.

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 debería mantener un monto mínimo para cubrir los pagos a los generadores si los precios en el mercado spot durante un trimestre excedían el precio estacional.

El fondo de estabilización ha sido afectado negativamente como resultado de las modificaciones en el precio spot y el precio estacional por las normas de emergencia, en virtud del cual 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 continuaban 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 pagada 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 la Secretaría de Energía argentina ha estado aprobando precios estacionales más bajos que los recomendados por CAMMESA.

Al final de 2011 el gobierno argentino emitió varias resoluciones para iniciar un proceso para reducir los

subsidios a las tarifas del gas, electricidad y agua. Estas resoluciones establecen, entre otras cosas, (i) aprobación del programa estacional de tarifas reguladas para el periodo noviembre de 2011 a abril de 2012, (ii) fijación de un nuevo precio estacional no subsidiado, que subió desde Ar\$ 243/MWh a Ar\$ 320/MWh, (iii) enumeración de las actividades económicas cubiertas por estos reducciones a los subsidios, (iv) creación de un registro para manejar las excepciones a las reducciones, (v) establecimiento de la fecha de efectividad para las nuevas tarifas como el 1 de enero de 2012, y (vi) disposiciones para renunciar voluntariamente a los subsidios de electricidad, agua y gas, a través de un sistema en línea.

Cargos Regulatorios Específicos para las Empresas Eléctricas

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

Incentivos y sanciones

El Programa de Servicio de 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 antes al Sistema 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 relevantes. Los clientes no regulados que no pueden ser asegurados por un contrato del Servicio de Energía Plus están habilitados para requerir a CAMMESA que lleve a cabo una licitación para satisfacer su demanda.

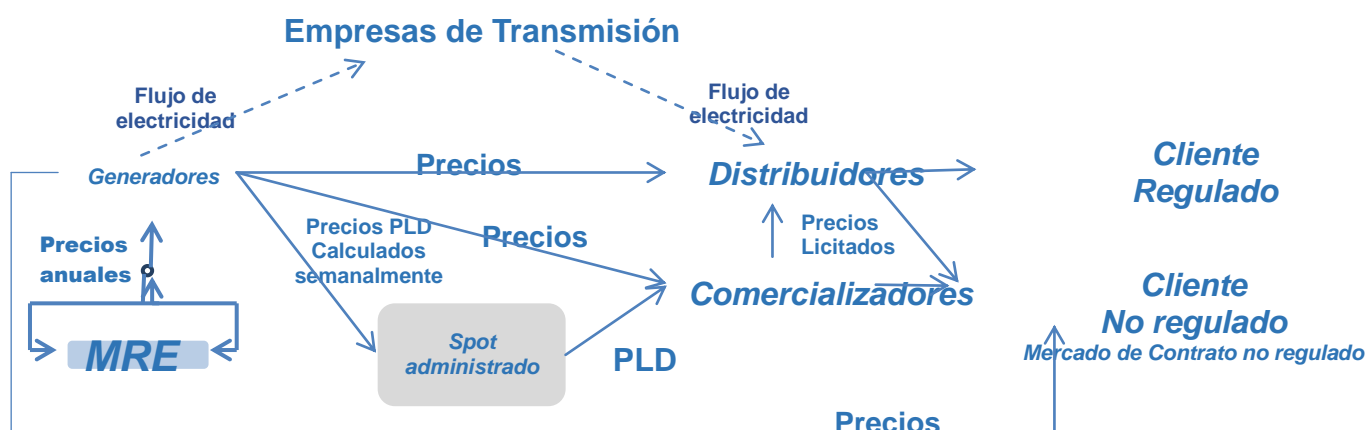
Brasil

Resumen de la industria

Estructura de la industria

La industria eléctrica en Brasil está organizada como un gran sistema eléctrico interconectado, el SIN Brasileño, que abarca la mayoría de 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 son vendidas en el mercado de corto plazo o mercado spot al Precio de Ajuste por las Diferencias (“PLD”, por su sigla en portugués). Hay también un mecanismo especial entre generadores 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 su sigla en portugués).

La Constitución brasilera fue modificada en 1995 para autorizar la inversión extranjera en 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 las 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 a: (i) desarrollar actividades relacionadas con la generación o transmisión de electricidad; (ii) vender electricidad a clientes no regulados, excepto a aquellos que están dentro de su área de concesión y bajo las mismas condiciones y tarifas aplicables a sus clientes cautivos del Mercado Regulado; (iii) mantener algún interés 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 relevante. De manera similar, los generadores no están autorizados para tener interés patrimonial en empresas distribuidoras por sobre el 10%.

La venta de electricidad se rige por la Ley 10.848/2004, y los Decretos 5.163/2004 y 5.177/2004, de la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica, o Casa de Compensación, (“CCEE” en su sigla en portugués) y la Resolución 109/2004 de ANNEL, que introdujo la Convención para la Comercialización de la Electricidad. Esta convención define los términos, reglas y procedimientos de la comercialización en la CCEE. Dos posibles situaciones fueron introducidas por estas regulaciones para la ejecución de convenios de venta de energía: (i) el ambiente de contratos regulados, en el que participan los agentes de generación y distribución de energía, y (ii) el ambiente de contratos en mercado libre, en el que participan los generadores, comercializadores, agentes de importación y de exportación y clientes no regulados.

Las relaciones comerciales entre los agentes participantes en la CCEE se rigen principalmente por convenios de venta de energía. Todos los convenios entre los agentes en la SIN brasilera deben estar registrados con la CCEE.

El registro incluye los montos de energía y los plazos. El precio de energía acordado no es registrado en el CCEE, sino que son especificados por las partes involucradas en sus acuerdos bilaterales.

La CCEE registra las diferencias entre la energía producida o consumida y la cantidad contratada. Las diferencias positivas o negativas se saldan en el mercado a corto plazo y se le fija un precio en el PLD y se establecen en forma semanal para cada nivel de carga y para cada mercado secundario, a base del costo marginal de operación del sistema, dentro de un rango mínimo y máximo 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, en los términos del nuevo marco regulatorio. De acuerdo a las especificaciones establecidas en la Ley 9.427/96, los clientes no regulados en Brasil son aquellos que actualmente: (i) representan una demanda de al menos 3.000 kW, generada usando cualquier método y que contratan el suministro de energía directamente con generadores o comercializadores, generados mediante cualquier método; pero no directamente de los distribuidores, o (ii) representan una demanda en el rango de 500 a 3.000 kW con ERNC y contratan el suministro de energía directamente con generadores o comercializadores, con la opción de comprar energía de distribuidores también.

El SIN Brasileño es coordinado por el Operador del Sistema Eléctrico Brasileño (“ONS”, por su sigla en portugués) y está dividido en cuatro sub-sistemas eléctricos: Sudeste / Centro-Poniente; Sur; Noreste y Norte. Además del Sistema Brasileño hay también algunos sistemas aislados, que no forman parte del SIN brasileño. Estos sistemas aislados están ubicados en las regiones norte y noreste de Brasil, y confían únicamente en la energía generada por plantas térmicas a carbón o petróleo. De acuerdo al ONS, más del 98% de la energía

requerida en Brasil es abastecida por el Sistema Brasileño y sólo el 2% es suministrado por los 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 de Políticas Energéticas Brasileño está a cargo 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 electricidad.

La Empresa de Investigación de Energía (“EPE”, por su sigla 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 Brasileira* es la entidad que implementa las políticas regulatorias, y sus principales responsabilidades incluyen: (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 de acuerdo a normas de calidad y continuidad acordadas.

El Comité para el Monitoreo del Sector Eléctrico (“CMSE”) es una entidad creada bajo el ámbito del MME Brasileño, bajo la directa coordinación del MME Brasileño. El CMSE fue creado para evaluar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico 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 el análisis de la seguridad del sistema; (iii) identificar las dificultades y obstáculos que afecten el suministro seguro y regular; y (iv) recomendar propuestas de acciones preventivas que puedan ayudar a mantener suministro y servicios seguros.

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 son reunidos en cuatro categorías: generación, distribución, comercialización y consumidores.

El ONS está compuesto por las empresas de generación, transmisión y 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 del Medioambiente y de Recursos Naturales Renovables (“IBAMA”, por su sigla 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 (agua, flora, fauna, suelo, etc.)

IBAMA también se responsabiliza por los estudios de impacto medioambiental y el otorgamiento de licencias medioambientales para los 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 debe asegurar que las medidas preventivas y de control consideradas en el borrador del estudio son compatibles con el desarrollo sustentable.

La Ley Eléctrica

Generalidades

Antes de 1993 las tarifas de energía eran las mismas en todo Brasil. Los proveedores estaban autorizados a

un retorno garantizado ya que el régimen regulatorio era por el costo del servicio. Las áreas de concesión que obtenían retornos más altos que el garantizado, colocaban el excedente en un fondo desde el que los distribuidores con retornos menores que el garantizado retiraban las diferencias. El sector Eléctrico Brasileño fue reformado en 1993 a través de la Ley 8.631/93, que abolió el sistema de igualación de las tarifas eléctricas.

La Ley 8.987, Ley de Concesiones, y la Ley 9.074, del Sector Energía, ambas promulgadas en 1995, procuraron promover la competencia y atraer capitales privados al sector eléctrico. Desde entonces, diversos activos que eran de propiedad del Gobierno Federal brasileño o de gobiernos de los estados, han sido privatizados.

La Ley del Sector Energía también introdujo el concepto de productores de energía independientes (“IPP”), con el objeto de abrir el sector eléctrico a inversiones del sector privado. Los IPP son agentes individuales, o agentes actuando como un consorcio, que reciben una concesión, permiso o autorización del gobierno brasileño para producir electricidad para la venta por su propia cuenta.

La Ley 9.648/98 creó el mercado mayorista de energía, compuesto por las empresas de generación y distribución. De acuerdo con esta nueva ley, la compra y venta de electricidad es negociada libremente.

El precio spot se utiliza para valorizar las compras y ventas de energía eléctrica en el mercado a corto plazo. Según la ley, la CCEE es responsable de fijar los precios de electricidad en el mercado spot. Estos precios se calculan sobre una base de costo marginal, modelando futuras condiciones de operación y fijando una curva de mérito con los costos variables por unidades térmicas y el costo de oportunidad para plantas hidroeléctricas, lo que resulta en un precio para cada subsistema para la semana posterior a la semana en que se realizó el cálculo.

De acuerdo a la Ley 10.443/2002, la estructura del mercado mayorista de energía está estrechamente regulada y monitoreada por ANEEL. ANEEL también es responsable de establecer las reglas de gobierno del mercado mayorista de energía, incluyendo las 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 leyes 10.847 y 10.848 de 15 de marzo de 2004 y 5.163 Decreto de 30 de julio de 2004. Los objetivos principales de estas leyes y decretos fueron (i) garantizar la seguridad del suministro de electricidad, (ii) promover la razonabilidad de los aranceles y (iii) 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, tales como la obligación de contratar toda la demanda de los distribuidores y clientes no regulados. También define una nueva metodología para el cálculo de garantía física de energía para la venta de generación hidroeléctrica y térmica de plantas generadoras en las proporciones que aseguren el mejor equilibrio entre la garantía y el costo de suministro, además de la constante vigilancia de la continuidad y seguridad del suministro, tratando de detectar ocasionales desequilibrios entre la oferta y la demanda de contratación.

En cuanto a la razonabilidad de la tarifa, el modelo contempla la compra de energía eléctrica por los distribuidores en un entorno regulado a través de las licitaciones llevadas a cabo a tarifa más baja. Como resultado, el costo de la electricidad a ser traspasada a los clientes cautivos puede ser reducido. El nuevo modelo incluye los beneficios de la electricidad a todos los clientes no incluidos aún en este programa, garantizando un subsidio para los clientes de menores ingresos.

Límites y restricciones

La Resolución Regulatoria No. 299/2008 revoca ciertas secciones de la Resolución ANEEL 278/2000, las que establecían los límites y condiciones para la participación de distribuidores y comercializadores de electricidad. Específicamente la sección de la Resolución 278 relativa a los límites de generación fue revocada. Subsecuentemente, la Resolución No. 378/2009 establece nuevos procedimientos para analizar las fusiones y violaciones a las regulaciones económicas en el sector de la energía eléctrica.

Regulación de las empresas generadoras

Concesiones

La ley de concesiones establece que, al recibir una concesión, los productores, auto productores, proveedores y clientes tendrán acceso a los sistemas de distribución y transmisión de propiedad de otras concesionarias, siempre cuando se les reembolsen sus costos establecidos por ANEEL.

Las empresas o consorcios que tengan la intención de construir u operar instalaciones de generación eléctrica con una capacidad que exceda los 30 MW o redes de transmisión en Brasil, tienen que participar en un proceso de licitación pública. Las concesiones otorgan al titular el derecho de generar, transmitir o distribuir electricidad, según sea el caso, en una determinada área de concesión por un 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 al periodo inicial.

En septiembre de 2012, la Resolución Provisional No. 579/2012 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 plantas hidroeléctricas y en las instalaciones de transmisión. Además, la Resolución Provisional No. 577/2012 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 ANEEL de intervenir en caso de desbalance económico financiero con el objeto de evitar que afecte el servicio proporcionado.

El 23 de enero de 2013, el Congreso brasileño aprobó la Ley 12.783, que renovó concesiones de electricidad según la Resolución Provisional No. 579/2013. Esta Ley obliga a las empresas a reducir la tarifa eléctrica promedio en 20,2% de febrero de 2013 y para extender las concesiones de generación, transmisión y distribución por un máximo de 30 años, para las plantas hidroeléctricas y térmicas, que vencen entre 2015 y 2017.

Despacho y fijación de precio (*Ajuste de Precios para las Diferencias* (“PLD”))

El PLD se utiliza para valorizar la compra y venta de energía eléctrica 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 realiza utilizando 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 plantas hidroeléctricas dentro de la matriz de generación brasilera. El propósito es encontrar una solución de equilibrio óptimo entre el beneficio actual del uso del agua y los futuros beneficios de su almacenamiento, medido en términos de los ahorros del uso de los combustibles de las plantas térmicas.

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 térmica para cada sub-mercado, considerando las condiciones hidrológicas, la demanda de energía eléctrica, los precios de los combustibles, el costo del déficit, la entrada en operación de nuevos proyectos y la disponibilidad de los equipos usados para generación y transmisión. Como resultado de este proceso, los Costos de Operación Marginales pueden ser obtenidos para cada nivel de carga y sub-mercado.

El cálculo del precio es basado en el despacho ‘*ex-ante*’ que es determinado con la información estimada existente con anterioridad a la operación real del sistema, tomando en cuenta las cantidades de disponibilidad de generación y de consumo previsto para cada sub-sistema. El proceso completo de cálculo del precio spot consiste en el uso de los modelos computacionales NEWAVE y DECOMP. Estos modelos son usados para calcular el Costo Marginal de Operación para cada sub-sistema, calculado en una base mensual y semanal.

El 25 de noviembre de 2014 ANEEL aprobó nuevos límites para el PLD, empezando en 2015. El límite superior disminuyó desde R\$ 823 por MWh a R\$ 388 por MWh, y el nivel inferior se incrementó desde R\$ 16 por MWh a R\$ 30 por MWh. La decisión fue el resultado de un extenso debate que comenzó con la Consulta

Pública No. 09/2014 y más tarde con la Audiencia Pública No. 54/2014. 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 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 los precios altos. Actualmente, los generadores pueden planificar sus excedentes de energía con el objeto de elevar sus ingresos produciendo más potencia en los meses cuando se esperan los precios más altos.

Mecanismo de Reasignación de Electricidad

El Mecanismo de Reasignación de Electricidad o “MRE” entrega protección financiera contra los riesgos hidrológicos para los generadores de energía hídrica 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 que participan en el MRE tendrán una participación en el total de generación hidroeléctrica despachada, en proporción a su energía asegurada. La cantidad final de energía asignada a cada generador puede ser mayor o menor que su energía asegurada, dependiendo de si la toda la energía hidroeléctrica es mayor o menor que la totalidad de la energía hidroeléctrica asegurada, respectivamente. Este mecanismo permite que cada generador, 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 y mantenimiento de las plantas hidroeléctricas y el pago del uso financiero de la compensación del agua. La tarifa ocupada para comercializar la energía en el MRE, la Tarifa Óptima de Energía, fue fijada en R\$ 11,25 MWh para 2015.

Como la generación global es más estable que la producción 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 sólo instrumentos financieros en el Sistema brasileño y la generación es totalmente desasociada de los contratos de energía.

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 ambientes de mercado: el ambiente de contratos regulados (ACR, por su sigla en portugués) y el ambiente de contratos libres (ACL, por su sigla en portugués).

La contratación en el ACR se formaliza mediante contratos bilaterales regulados, llamados Contratos de Comercialización de Electricidad en el Ambiente Regulado (“CCEAR”, por su sigla en portugués) suscrito entre Agentes Vendedores (vendedores, generadores, productores independientes o auto-productores) y Agentes Compradores (distribuidores) que participan en las licitaciones de compra y venta de energía eléctrica.

Por otra parte, en el ambiente 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 públicos de generación, IPP o auto-productores, o agentes comercializadores, pueden vender energía eléctrica dentro de los dos ambientes. 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 de Empresas Generadoras a Clientes no Regulados

En el ambiente de contratos no regulados las condiciones para comprar energía son negociables entre los proveedores y sus clientes. En cuanto al ambiente regulado, donde operan las empresas de distribución, la compra de energía debe ser llevada a cabo a través de procesos de licitación coordinados por ANEEL. En 2012, el Decreto 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, el 100% de la energía demanda de los distribuidores debe satisfacerse a través de contratos de largo plazo. Los contratos deben ser renovados o estructurados de nuevo antes de la fecha de vencimiento de los contratos actuales.

Las licitaciones para el actual ambiente regulado se efectúan de la siguiente manera: i) Licitaciones A-5, que corresponden a licitaciones por compras de energía de nuevas fuentes de generación a ser abastecidas cinco años después de la licitación; ii) Licitaciones A-3, para la adquisición de energía de nuevas fuentes de generación; iii) Licitaciones A-1, por la adquisición de energía de las fuentes de generación existentes; y iv) Licitaciones A-0, licitaciones de ajuste de energía, para complementar la energía necesaria para los consumidores en el mercado de concesiones de distribución, con un límite del 1% de esa demanda. También se llevan a cabo licitaciones de reserva para incrementar la seguridad del sistema.

Para 2012, se planificaron dos nuevas licitaciones. Una licitación A-3 para el 12 de diciembre de 2012, fue cancelada debido a la baja demanda de los distribuidores. Una licitación A-5 para nueva energía fue realizada el 14 de diciembre de 2012. Del total de 574,3 MW del total de la capacidad instalada disponibles para la licitación, se asignaron 303,5 MW. El precio promedio fue de R\$ 91,25 por MWh. Del total de energía asignada, 294,2 MW fueron asignados a dos plantas hidroeléctricas (a un precio promedio de R\$ 93,46 por MWh) y 281,9 MW fueron asignados a diez parques eólicos (a un precio promedio de R\$ 87,94 por MWh).

En 2013 tuvieron lugar seis licitaciones: (i) una licitación de ajuste de energía, en la que no se asignó energía y en la que el precio máximo fue de R\$ 163 por MWh; (ii) una licitación A-0 en la que no se asignó energía y en la que el precio máximo fue de R\$ 177,22 por MWh; (iii) una licitación A-1 en la que sólo se asignó el 39% de los requerimientos de los distribuidores, que fue asignada a un precio promedio de R\$ 177,22 por MWh; (iv) una licitación A-3 con 332,5 MWh asignados a 39 plantas de parques eólicos a un precio promedio de R\$ 124,43 por MWh; (v) una licitación A-5.1 en la que se asignaron 690,8 MWh (46% a plantas hidroeléctricas y 54% a plantas térmicas de biomasa) a un precio promedio de R\$ 14,97 por MWh; y (vi) una licitación A-5.2 en la que se asignaron 1.599,5 MWh (33% a plantas hidroeléctricas, 5% a plantas térmicas de biomasa y 62% a plantas de energía eólica), a un precio promedio de R\$ 109,93 por MWh.

En 2014 se realizó una licitación A-0 el 30 de abril, la 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 se 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.

Durante los nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2015, se realizaron cuatro licitaciones: (i) tres licitaciones A-3 a) en abril con 97 MWh asignados a parques eólicos (30%) y centrales térmicas de biomasa (70%) a un precio promedio de R\$ 200 por MWh; b) y dos en agosto, en que 233 MWh fueron asignados a la planta de energía solar a precio promedio de R\$ 301,8 por MWh y 31,3 por MWh fueron asignados (72% parques eólicos 15% de plantas hidroeléctricas, 7% centrales térmicas a gas y 6% centrales térmicas de biomasa) a un precio promedio de R\$ 189 por MWh; y (ii) una licitación A-5 en que se asignaron 1.160 MWh (73% centrales térmicas a gas, 20% plantas hidroeléctricas, 7% centrales térmicas de biomasa) a un precio promedio de R\$ 259,2 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 energía nueva necesita de condiciones contractuales más favorables tales como el plazo de los contratos de compra de energía (15 años para las plantas térmicas y 30 años para las plantas hidráulicas) y ciertos niveles de precios para cada tecnología de manera de promover las inversiones para la expansión requerida. Por otra parte, la “energía anteriormente existente”, que incluye plantas de energía depreciadas, puede vender su energía a precios menores y con contratos de plazos más cortos.

La Ley 10.438/2002 creó ciertos programas de incentivos para el uso de fuentes alternativas en la generación de electricidad, conocido con el nombre de Proinfa. Ella asegura la compra de la electricidad generada por Electrobras para un periodo de 20 años, y con el apoyo financiero del *Banco Nacional do*

Desenvolvimento (“BNDES” por su sigla en portugués), un banco de desarrollo de propiedad del estado. Otros programas incluyen un descuento de hasta 50% en las tarifas de distribución y transmisión, y una excepción especial para los consumidores con volúmenes de consumo de electricidad en el rango de 500 kW y 3.000 kW que decidan migrar a un ambiente no regulado, sujeto a 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 ANEEL establecen multas aplicables a los agentes de venta de electricidad basadas en la naturaleza y materialidad de la violación (incluyendo advertencias, multas, suspensión temporal del derecho a participar en licitaciones para nuevas concesiones, licencias o autorizaciones y confiscación). Por cada violación, 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 precedentes 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 5.163/2004 establece que los agentes vendedores deben asegurar el 100% de cobertura física para sus contratos de energía y potencia. Esta cobertura puede estar constituida por garantías físicas de sus propias plantas de generación o a través de la compra de energía o contratos de potencia de terceras partes.

Entre otras cosas, la Resolución Normativa No. 109/2004 de ANEEL especifica que cuando estos límites no son logrados, las empresas generadoras y comercializadores están sujetos a penalidades financieras. La determinación de las penalidades es la declarada en un periodo de 12 meses y los ingresos recaudados por la recaudación de esas penalidades son revertidas a la modalidad de tarifa dentro del ACR.

Si no se cumpliesen los límites de contratos y coberturas físicas definidos en las Normas de Comercialización, el Superintendente de CCEE notifica las empresas generadoras y comercializadoras relevantes. 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 su energía a través de contratos suscritos dentro del ACR o en el ACL. Los Generadores del Servicio Público y los IPP 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, después de obtener la autorización de 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, sobre la información de generación y sobre contratos de venta para los últimos doce meses. Los agentes generadores deben pagar multas si fallan en el suministro de cobertura física.

Colombia

Resumen de la industria

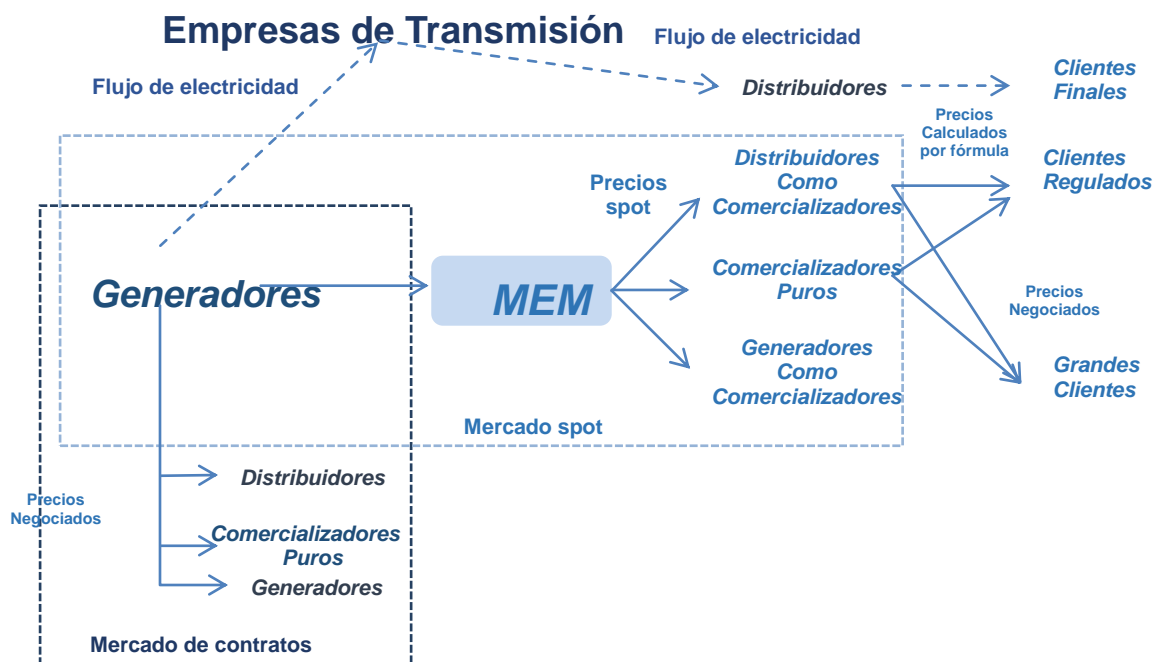
Estructura de la industria

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” en sus siglas españolas) y la gestión del sistema de intercambio comercial a través de la Autoridad del Sistema de Intercambio Comercial.

El SIN Colombiano incluye las plantas de generación, la red de interconexión, las líneas regionales de transmisión, las líneas de distribución y los consumidores finales.

Hay dos categorías de agentes, generadores y comercializadores, a los que se les permite comprar y vender electricidad así como productos relacionados en el MEM colombiano. Todo el suministro de electricidad ofrecido por las empresas generadoras conectadas al SIN colombiano y todos los requerimientos de electricidad de clientes finales, cuya demanda es representada por empresas comercializadoras, se transa 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 plantas hidroeléctricas, termoelectricas y todas las otras plantas 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 de generación deben participar en el MEM colombiano con todas sus plantas de generación o unidades conectadas al SIN Colombiano con capacidades de al menos de 20 MW. Las empresas de generación declaran su energía disponible 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 junto con otras actividades del sector eléctrico o no.

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” en sus siglas en español) 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 y más pequeños que proporcionan electricidad a áreas específicas. Según La Agencia Colombiana de Planificación de Minería y Energía, el 96.8% de la población colombiana recibió electricidad a través de la red pública en 2014.

Principales autoridades reguladoras

El Ministerio de Minas y Energía Colombiano 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 un 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 nominados por el Presidente colombiano, el Ministro de Energía y Minas, 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).

CREG está autorizado a emitir la reglamentación que gobierna las operaciones técnicas y comerciales y establecer cargos sobre las actividades reguladas. Las principales funciones de la CREG son establecer las condiciones para una desregulación gradual del sector eléctrico hacia un mercado abierto y competitivo, aprobar los cargos para las redes de transmisión y distribución y para los clientes regulados, establecer la metodología para el cálculo de las tarifas máximas para el abastecimiento del mercado regulado, normas para la planificación y coordinación de las operaciones del SIN Colombiano, exigencias técnicas de calidad, confiabilidad y seguridad del suministro y protección de los derechos de los clientes.

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

El Comité Asesor para la Comercialización es un ente consultor que asiste a 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 y la protección de los consumidores, y la propiedad industrial, entre otras cosas. También investiga, corrige y sanciona prácticas de competencia comercial restrictivas, tales como comportamientos monopólicos, y supervisa las fusiones de compañías que operan en la misma actividad productiva para 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 está en riesgo. Otras responsabilidades incluyen: (i) hacer cumplir las regulaciones, imponer penalidades y, en general, supervisar el desempeño financiero y administrativo de las empresas de utilidad pública, (ii) proveer normas y reglas de contabilidad a las empresas de servicio público, y (iii) en general, organizar redes de información y bases de datos concernientes a las empresas de servicio público.

El Ministerio del Medioambiente y del Desarrollo Sustentable Colombiano es responsable de la gestión del medioambiente y de los recursos naturales renovables. Es también responsable de liderar y regular la planificación del medioambiente así como de desarrollar políticas y regulaciones. El objetivo del Ministerio Colombiano del Medioambiente y del Desarrollo Sustentable 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 Ministerio del Medioambiente y del Desarrollo Sustentable Colombiano 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 en los que la herencia natural y la soberanía nacional estén protegidas.

La ley eléctrica

Generalidades

En 1994 el Congreso colombiano aprobó reformas significativas que afectan la industria de las empresas de utilidad pública. Estas reformas, contenidas en la Ley 142, conocida como la Ley de Servicio Público Domiciliario, y en la Ley 143, fueron el resultado de enmiendas constitucionales hechas en 1991. Estas leyes 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 aplicable a las redes de transmisión y distribución.

La Ley Eléctrica colombiana regula la generación, comercialización, transmisión y distribución de la electricidad (En su conjunto, las “Actividades”). De acuerdo a la ley, cualquier compañía existente antes de 1994, sea esta 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 1715/2014, que promueve el desarrollo de las energías renovables y proyectos de eficiencia energética. La Ley propone reducciones de impuestos para proyectos que utilizan energías renovables. También establece el desarrollo de un fondo nacional que promueve la investigación en temas relacionados y define la metodología para 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 a lo menos 1.800, tal empresa queda sujeta al monitoreo de la Superintendencia de Servicios Públicos Domésticos. Si la participación de una empresa de generación eléctrica excede el 30% de la Energía Firme de Colombia, esa empresa podría tener que vender la participación que excede el límite de 25%.

Del mismo modo, un comercializador no puede tener más del 25% de la actividad comercial en la NIS colombiano. 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 los comercializadores tienen hasta seis meses para reducir su cuota de mercado cuando se supera 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 otra compañía. Adicionalmente, los generadores no pueden tener más del 25% de interés en un distribuidor, y viceversa. Sin embargo, esta limitación sólo 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 de generación nacional. Una compañía creada antes de la promulgación de la Ley 143 no puede fusionarse con otra compañía creada después que la Ley 143 entrara en vigencia.

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 en empresas de Generación

Concesiones

El sector eléctrico colombiano fue estructuralmente reformado por las Leyes 142 y 143, de 1994. Bajo esta nueva estructura legal, las actividades económicas relacionadas con la provisión del servicio de electricidad están gobernadas por los principios constitucionales de actividad económica de libre mercado, iniciativa privada en libre mercado, libertad de entrada y salida, libertad corporativa, competencia en libre mercado y propiedad privada; con regulación e inspección, supervisión y control por parte del Estado.

De acuerdo con la Ley 143, estos principios constitucionales de libertad, son la norma general en el negocio del sector eléctrico, 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, se debe obtener de las autoridades competentes los permisos necesarios respecto de los aspectos medioambientales, sanitarios y derechos de agua, así como otros permisos y licencias municipales. Todos los agentes económicos pueden construir plantas 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, el desarrollo de tales proyectos es hecho por el sector privado. El gobierno colombiano sólo está autorizado para suscribir por su propia cuenta contratos de concesión relacionados con la generación cuando no existe una entidad preparada para asumir estas actividades en condiciones comparables.

Despacho y precios

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

El MEM colombiano facilita la venta del exceso de energía que no ha sido comprometido bajo contratos. En el mercado mayorista se establece el precio spot, calculado cada hora para todas las unidades despachadas, basado en el precio ofrecido por la unidad de precio de energía más alto para ese periodo. El CND recibe cada día ofertas de precios 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, teniendo en cuenta 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. El sistema de ordenamiento de precios intenta asegurar que la demanda nacional, incrementada por la energía exportada a otros países, será satisfecha con la combinación de las unidades generadoras disponibles de costo más bajo 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 siguiente día, 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 esos costos de restricción es asignado proporcionalmente a todos los comercializadores del SIN colombiano, de acuerdo a su energía demandada, y estos costos con 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, CREG cree que la Resolución No. 036/2010 modificó la remuneración para las plantas hidroeléctricas asignando el costo de oportunidad al precio spot, lo que compensaría esos costos.

Durante 2012 y 2013, se estaba evaluando el "Estatuto para situaciones de escasez en el MEM, como parte del reglamento operativo". En 2014, CREG publicó la Resolución No. 026/2014 que promulgó el Estatuto que define las reglas de operación bajo condiciones de suministro crítico.

Ventas de empresas generadoras a clientes no regulados

En el mercado no regulado las empresas de generación y los clientes no regulados suscriben contratos en los que se acuerdan libremente plazos 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 (índice de precios) colombiano. De acuerdo a la Resolución CREG No. 131 de 1998, para ser considerados no regulados, los clientes deben tener una demanda de energía promedio por seis meses de a lo menos 0,1 MW, o un consumo mínimo de energía de 55 MWh mensuales promedio en los seis meses anteriores.

Ventas de empresas de distribución a clientes regulados

El mercado regulado es servido por comercializadores o por distribuidores, actuando como comercializadores quienes facturan todos los costos del servicio, de acuerdo a los precios regulados por 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, por lo tanto, mitigando la volatilidad del mercado spot y proporcionado al mercado una señal de eficiencia. Además, CREG establece una fórmula por el costo total del servicio, que transfiere al mercado regulado los costos de transmisión, distribución y de comercialización, y los costos 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 efectivamente consumida, etc. Los precios son denominados en pesos colombianos e indexados mensualmente al IPC colombiano.

Ventas a otras empresas generadoras

Las empresas generadoras pueden vender su energía a otros generadores vía condiciones y precios negociados libremente.

Cargos Regulatorios

Contribución del sector generación según la Ley 99 de 1993: Las empresas de generación están obligadas a hacer pagos mensuales a las corporaciones regionales autónomas para la protección del medioambiente, en las áreas donde están localizadas las plantas, y a las municipalidades donde las plantas de generación están situadas. Para mayor información, vea “Regulación Medioambiental” a continuación. .

Contribución de Generación para el Fondo de Apoyo Financiero a Energía para Zonas no Conectadas: La Ley 633, de 2000 (reforma tributaria) establece que los generadores deben hacer una contribución de un peso colombiano por cada kilowatt hora despachado a la bolsa de energía mayorista, para el Fondo de Apoyo Financiero a Energía para Zonas no Conectadas. Inicialmente este requerimiento entro en vigor el 31 de diciembre de 2007, pero primero fue extendida hasta 2014 por la Ley 2.099/2006 y nuevamente hasta 2021 por la Ley 1.715 en mayo 2014 y por el Decreto 142/2015 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 la empresa generadora, respaldada por sus recursos físicos, que la capacitan para 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. Hasta noviembre de 2012, el periodo de transición, 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, la energía firme adicional requerida por el sistema es adjudicada a través de licitaciones. Durante 2014, CREG ajustó los requerimientos para las plantas térmicas con la capacidad de usar diferentes combustibles con el objeto de permitirles usar gas natural en lugar de combustibles líquidos basados en el petróleo. Los proyectos en construcción con fechas de implementación retrasadas pueden ahora intercambiar los términos de sus OEF, bajo condiciones específicas, con plantas de energía geotérmica, con el objeto de incluir energía renovables (eólica desde 2011 y biomasa desde 2013).

Durante 2011, CREG publicó resoluciones para la asignación de OEF en los periodos desde diciembre de 2014 a noviembre de 2015 y desde diciembre de 2015 a 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 de realizar otra licitación para suministrar requerimientos adicionales futuros de energía firme.

Durante 2013, la Resolución No. 062/2013 creó incentivos para que las plantas térmicas 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 térmicas con el objeto de desarrollar el primer terminal de regasificación en Colombia.

El 10 de marzo de 2014, CREG publicó la Resolución No. 022/2014 que definió un ingreso regulado transitorio con el objeto de motivar a los participantes del sistema a construir un terminal de regasificación. Durante 2014, los participantes fueron comenzando a contratar agentes de comercialización e importación; sin embargo, debido al retraso de la fase de construcción, CREG ha permitido a los generadores cumplir con sus OEF usando combustibles alternativos.

El 27 de diciembre de 2011 se realizó la licitación por energía firme para el periodo noviembre de 2015 a diciembre de 2016. Participaron siete empresas con un total de ocho proyectos, de los cuales cinco de ellos fueron asignados a un precio de US\$ 15,70 por MWh. Los nuevos proyectos son Río Ambeima (hidro, de 45 MW), Carlos Lleras Restrepo (hidro, de 78 MW), San Miguel (hidro, de 42 MW), Gecelca 32 (térmica, de 250 MW) y Tasajero 2 (térmica, de 160 MW). Las nuevas asignaciones son por un periodo de veinte años comenzando el 1 de diciembre de 2015.

Además, el 26 de enero de 2012, se concluyó una licitación para proyectos con periodos de construcción largos (“GPPS” por sus siglas en español), que asignó OEF’s para un periodo de veinte años a tres proyectos hidroeléctricos y uno térmico. Dos de estos fueron asignados a plantas 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 plantas que ya estaban en construcción y tenían disponible energía firme siguiendo el proceso de licitaciones llevado a cabo en 2008 (las plantas hidroeléctricas Sogamoso y Pescadero-Ituango). El proceso terminó con la asignación de precios bajo el máximo definido en la licitación de diciembre (US\$ 15,70 por MWh), asignando a Termonorte (US\$ 14,90 por MWh); Porvenir II (US\$ 11,70 por MWh) y Sogamoso y Pescadero-Ituango (US\$ 15,70 por MWh).

CREG reguló la reconfiguración del esquema de licitaciones bajo la metodología del 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 remate de OEF y las empresas participantes fueron Termocol, Amoya y Gecelca.

Durante 2012 CREG también emitió una declaración respecto de la asignación de OEF para el periodo diciembre 2016 a noviembre 2017. CREG indicó que (i) dadas las condiciones del sistema no era necesaria una licitación para asignación de OEF, y (ii) el programa de asignaciones será publicado una vez que haya mayor certidumbre con respecto a las fechas de la ejecución del acuerdo de interconexión Colombia – Panamá y los

procesos de importación de gas natural.

A pesar de la declaración, una licitación finalizó en julio de 2012 para la reconfiguración de la OEF para el período de diciembre de 2012 a noviembre de 2013. La OEF fue asignada a Termocol, que tiene el proyecto de Poliobras (4.5 GWh por día) y a Amoyá, que tiene el proyecto Isagen (0,5 GWh por día). Se llaman 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 en el periodo entre diciembre de 2012 a noviembre de 2013. Proyectos tales como Ambeima y Porvenir II han perdido su OEF.

En 2014, CREG publicó la Circular 088/2014 indicando que no se necesitaba otra licitación para el período de diciembre de 2016 a de 2020 de noviembre.

En 2015, CREG presentó la metodología para calcular la energía firme para las plantas 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 a viento. Los resultados de la aproximación deben ser certificados por el Consejo Nacional de Operaciones.

También en 2015, CREG publicó la nueva metodología de cargo por confiabilidad para plantas pequeñas. Según Resolución No. 138/2015, el esquema de cargo por confiabilidad para pequeñas plantas se centralizará tal como lo es para plantas grandes, y las pequeñas plantas deben presentar un compromiso de energía firme para el cargo por confiabilidad para poder acceder a asignaciones OEF. CREG está permitiendo a las plantas pequeñas a seguir participando en el mecanismo de remuneración actual si las diferencias entre la generación real y la programación están por debajo de $\pm 5\%$. Para el primer año, la diferencia será $\pm 10\%$.

Exportaciones e importaciones de electricidad

La Decisión 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 (“CAN”) – Colombia, Ecuador, Bolivia y Perú – establecieron el marco general para la interconexión subregional de sistemas eléctricos que creó un despacho económico coordinado para los países involucrados en las interconexiones. Dentro de este marco general, 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 viable las transacciones internacionales.

Además de la interconexión con Ecuador, Colombia también está interconectada con Venezuela a través de tres enlaces, siendo la más importante la línea Cuestecitas-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 demanda alta. 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).

Hay también un proyecto de interconexión de energía con Venezuela que está siendo realizado por el Instituto de Planificación y Promoción de las Soluciones de Energía para 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 con combustibles en lugar de dinero. Este proyecto de interconexión, se estima que costará US\$ 8 millones e incluye la construcción de 35,6 km de línea de transmisión con una tensión de 34.500 voltios para suministrar electricidad a la región de San Fernando de Atabapo, Venezuela.

En el primer semestre de 2012 CREG y la Autoridad Nacional de Servicios Públicos (“ASEP”) emitió 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 suplementan las resoluciones pre existentes 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 002-21012, que procura resolver las discrepancias entre la capacidad firme en Panamá y las OEF en Colombia; (ii) CREG-004-2012, que delinea los intercambios en condiciones de racionamiento; y (iii) CREG 057-2012, 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”), cuyos propietarios son conjuntamente Interconexión Eléctrica de Colombia (“ISA”) y de la Empresa de Transmisión Eléctrica de Panamá, la construcción, permitiéndole además 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 la precalificación 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, rehusó a comprometer aportes de capital.

Se espera que ICP continúe buscando apoyo financiero para garantizar la viabilidad del proyecto y reducir las incertidumbres para los participantes. Con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo, ICP ha contratado un consultor para llevar a cabo un estudio que analizará planes alternativos que lleven a precios más competitivos de energía y mayores oportunidades de negocio. El gobierno colombiano también está en conversaciones con su homólogo panameño para reiniciar el proceso.

En noviembre de 2012, la Declaración de Santiago fue firmada por Chile, Colombia, Ecuador, Perú y Bolivia. El principal propósito de esta declaración fue facilitar las transacciones regionales de electricidad mediante la armonización de marcos regulatorios de los países miembros con el fin de conectar las redes de electricidad de los países signatarios en la zona del Pacífico.

Mercado del gas

El gas natural es importante en el sector eléctrico colombiano puesto que es un combustible clave para la generación eléctrica. El mercado de gas natural colombiano opera bajo condiciones cercanas a las de un monopolio y consiste de un mercado primario, un mercado secundario y un mercado a corto plazo. Los contratos de suministros dependen de un balance entre demanda y oferta para los próximos cinco años, calculada por la autoridad regulatoria cada año. Si la demanda excede el suministro, se realizan licitaciones pero 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 iba a reformar el mercado mayorista del gas natural y asegurar que opere bajo principios de transparencia y liquidez. El 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 efectividad en agosto de 2013.

Durante 2014, CREG definió las normas para elegir el Gestor del Mercado del gas, invitó a participar para la consiguiente selección como Gestor del Mercado del gas, y reguló la creación de instrumentos de fideicomiso a su cargo. En 2015, el Gestor del Mercado de gas fue elegido e inició operaciones. Sus principales responsabilidades son la validación y seguimiento de registro de participantes, el abastecimiento del mercado primario y secundario y registro de contratos de transporte y la implementación de licitaciones a largo y corto plazo. Durante el segundo semestre de 2014 y de acuerdo con el nuevo marco regulatorio, se continuó el trabajo con la segunda fase de la comercialización del gas natural, que describe las negociaciones bilaterales para el abastecimiento de gas en el corto y en el largo plazo y las negociaciones del abastecimiento mercado secundario, así como su transporte.

El tercer proceso comercial de gas natural ocurrió entre septiembre de 2015 y noviembre de 2015 y este tercer proceso comercial considerada negociaciones bilaterales dado que la oferta excede la demanda.

Como resultado de la implementación de los índices del Anexo IV de la Resolución CREG No. 089 de 2013, en noviembre de 2013 fueron ajustados los precios de los contratos suscritos de gas de largo plazo, dando un incremento de alrededor de 25% para los contratos de suministro de gas en Guajira. La CREG pidió que los agentes reanudaran el análisis para alcanzar un consenso entre todos los participantes en la cadena de gas natural, para introducir tarifas en los contratos de abastecimiento y las tasas finales en el mercado regulado.

Durante 2015, CREG presentó el esquema final para la indexación de contratos de suministro. Este considera dos metodologías, negociación bilateral y aplicación de fórmula regulada.

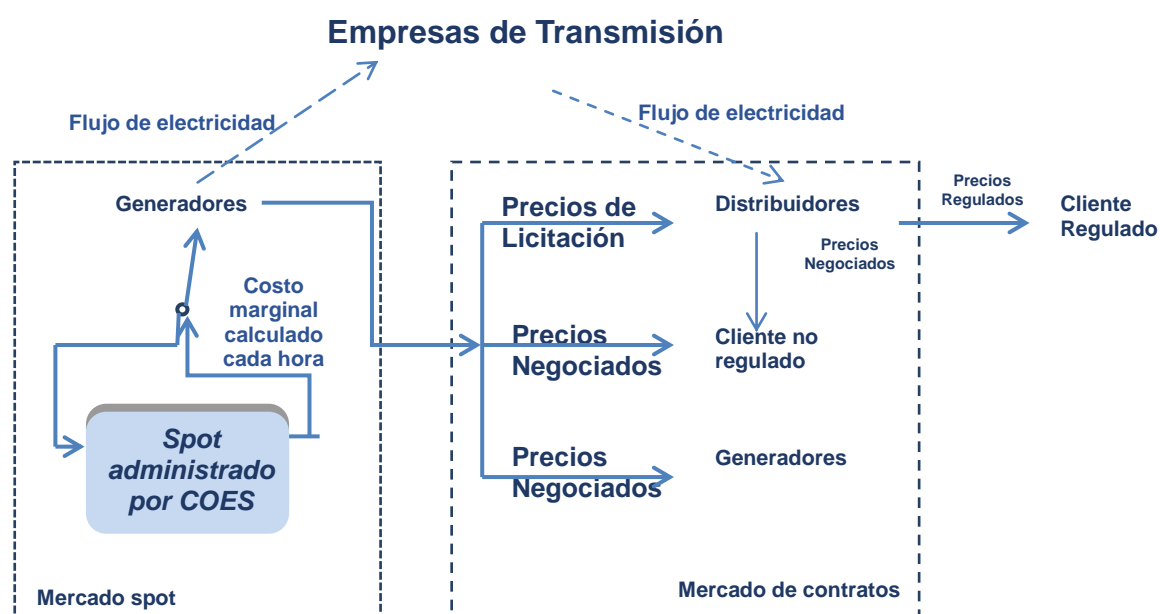
Además, se hicieron avances para la definición de la metodología a ser usada para calcular las tasa de descuento, basada en el WACC a ser aplicada en la transmisión y distribución de gas natural, transporte de gas licuado de petróleo a través de gasoductos, transmisión y distribución de electricidad en la red nacional, y la generación y distribución de electricidad en áreas no conectadas al SIN colombiano.

Perú

Resumen de la industria

Estructura de la industria

En el mercado electricidad mayorista peruano (MEM peruano) hay cuatro categorías de agentes locales: generadores, transmisores, distribuidores y grandes clientes. El siguiente gráfico muestra las relaciones entre los distintos participantes del SEIN.



El segmento de generación está compuesto por empresas que poseen plantas 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 plantas 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 plantas 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, también administrado por el COES, donde se realiza un balance económico entre la energía producida y el consumo requerido por los clientes de los generadores.

La producción de las plantas de generación y el consumo de energía de los clientes se valoriza al costo marginal de corto plazo en una determinada barra, y los generadores deficitarios pagan por la energía adquirida de los generadores excedentarios. El balance hecho en relación con las ventas de energía se hace también con respecto a la potencia, en cuyo caso el precio de la capacidad corresponde a un precio regulado por el Osinergmin.

En 2008, debido a problemas de transporte de gas y de transmisión de electricidad, Osinergmin definió una nueva regla para calcular los precios spot. El Decreto 049/2008 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 de operación 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 prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2016.

Las provisiones hechas por el COES también incluyen pagos y/o cobros por servicios suplementarios tales como regulación de frecuencia y de voltaje. También consideran compensaciones por sobrecostos operacionales, tales como operación a carga mínima, pruebas operacionales aleatorias, etc.

La Regulación DS 027-2011-EM, de junio de 2011, establece que a enero de 2014 diversos actores, además de los generadores, pueden también participar como compradores en el mercado a corto plazo. Estos otros actores incluyen a distribuidores (para satisfacer la demanda de sus clientes no regulados), grandes clientes, con demanda por sobre los 10 MW, y un grupo de clientes no regulados cuya demanda agregada exceda los 10 MW. Esta norma está suspendida actualmente hasta que los precios del mercado mayorista retornen a los niveles previos (se anticipa que ocurrirá después de 2017).

El sistema de transmisión está compuesto por las líneas de transmisión, las subestaciones y el equipo para la transmisión de electricidad desde los puntos de producción (los generadores) a los centros de consumo o puntos de distribución. La transmisión en Perú está definida por todas las líneas o subestaciones con tensiones superiores a 60 kV. Algunas compañías de generación y distribución también operan sistemas de sub-transmisión a los niveles 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, el cliente 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 un año antes.

Hay solamente un sistema interconectado, el SEIN y varios sistemas regionales aislados y pequeños que suministran electricidad a áreas específicas. Según el Instituto Nacional de Estadística del Perú a partir del 31 de diciembre de 2014, el 92.9% de la población obtiene electricidad a través de la red pública.

Principales autoridades reguladoras

El Ministerio de Energía y Minas peruano (“MINEM”) define las políticas de energía 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, la Resolución No. 030-2012-EM modificó la constitución y definió las funciones del MINEM y el Departamento de Administración de Gas Natural.

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

El Osinergmin, es una entidad regulatoria pública y autónoma que controla y hace cumplir las regulaciones legales y técnicas relacionadas con las actividades relacionadas con la electricidad y los hidrocarburos, y es responsable por la preservación del medioambiente en relación con el desarrollo de estas actividades. La Oficina Reguladora de Tarifas de 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 del SEIN a corto, mediano y largo plazo a costo mínimo, manteniendo la seguridad del sistema y optimizando los recursos de energía. También planifica el desarrollo de transmisión del SEIN y administra el mercado a corto plazo.

El Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual 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 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 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

General

El marco legal general aplicable a la industria eléctrica en Perú incluye: la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley 25.844/1992) y sus reglamentos complementarios, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley 28.832/2006), el Reglamento Técnico sobre la Calidad del Suministro Eléctrico (Decreto Supremo 020/1997), el Reglamento para la Exportación e Importación de Electricidad (Decreto Supremo 049/2005), la Ley Antimonopolio para el Sector Eléctrico (Ley 26.876/1997), y la ley que regula la actividad del Osinergmin (Ley 26.734/1996), junto con la Ley 27.699/2002 y el Decreto con Fuerza de Ley No. 1.221/2015 que mejora la regulación de distribución de electricidad para promover 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 29.852/2012 y la Norma 021-2012-EM crearon el Sistema de Seguridad de la Energía con Hidrocarburos, y el Fondo para la Inclusión Social de la Energía. 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) 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.

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 29.969/2012 se refiere a la masificación del gas natural. Los distribuidores eléctricos estatales están autorizados a manejar programas de gas natural, incluyendo la distribución de gas natural en sus áreas de concesión. 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, 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 29.970/2012 garantiza la seguridad en la energía y promueve el desarrollo del complejo petroquímico en el sur del país. Bajo 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 1.221/2015 promulgada el 24 de septiembre de 2015, cuando se implemente, modificará el marco legal actual en 2016. Las principales modificaciones son:

- En las tarifas de distribución, se definirán el VAD y los cálculos IRR para cada empresa de distribución con más de 50 mil clientes.

- El MINEM definirá una zona de responsabilidad técnica ("ZRT") para cada distribuidor, según sus áreas de operación. Las inversiones en el ZRT, que pueden ser realizados 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 carga 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 hidráulica, se necesitará un informe favorable para la cuenca, emitido por el MINEM.
- Establecer las condiciones de las fuentes de ERNC y cogeneración que les permita inyectar los excedentes de energía al sistema de distribución sin afectar a la seguridad operativa.

Límites y Restricciones

Desde que se promulgo la Ley de Concesiones para la Electricidad, la integración vertical está restringida, y las actividades 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 de negocios, sea antes o como un resultado de cualquiera 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 Osinermin.

Regulación de empresas generadoras

Concesiones

Las empresas generadoras que tienen 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 obtener 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 los reglamentos aplicables.

Despacho y fijación de precios

La coordinación de las operaciones de despacho de la 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 su 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 No. 080-2012-OS/CD (2012) estableció el criterio y la metodología para decidir la operación en tiempo real

bajo condiciones excepcionales según sea declarado por el MINEM.

Ventas por empresa generadora a clientes no regulados

Las ventas a clientes no regulados son efectuadas a precios y condiciones mutuamente acordadas, 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 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 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 planta a base anual. La capacidad firme es la mayor capacidad que un equipo generador puede suministrar al sistema en ciertas horas de punta, tomando en consideración 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 plantas hidroeléctricas.

Una empresa generadora podría tener que comprar o vender potencia en el mercado spot, dependiendo de los requerimientos contractuales en relación con la cantidad de electricidad a ser despachada por esa empresa y a su capacidad firme.

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 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 para esta contribución es de hasta el 1% de la facturación anual de cada empresa, y los fondos levantados son distribuidos proporcionalmente a MINEM y a Osinergmin.

Los generadores que también tienen plantas hidroeléctricas 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 había una falta de capacidad de generación de energía en el sistema en el futuro cercano. El MINEM recomendó la construcción de nuevas plantas de generación que sirvieran como respaldo con el objeto de garantizar el flujo de electricidad en el sistema y evitar apagones. Como resultado, PROINVERSIÓN llevó a cabo una licitación pública en agosto de 2010 procurando asegurar inversiones para tres proyectos localizados en Talara, Trujillo e Ilo, lo que agregaría 800 MW al sistema. La licitación concluyó en que dos proyectos fueron adjudicados: Talara (200 MW, para EEPSA, una filial de Enersis) e Ilo (400 MW, para Enersur, una empresa no relacionada con nosotros). Estas plantas reciben pagos regulares por estar permanentemente disponibles para operar y suministrar energía al SEIN cada vez que el COES se lo requiera y que también recibirán el reembolso por los costos incurridos en combustible en 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 “Proyecto de Reserva Fría”).

En 2012 se llevó a cabo una licitación internacional para el Proyecto de Reserva Fría Plantas Pucallpa (Uyacali) y Puerto Maldonado (Madre de Dios), las que fueron adjudicadas al Consorcio Energía Perú S.A. El plazo de construcción de las plantas será de 30 meses desde la firma de los contratos y la concesión cubre un periodo de 20 años más el periodo de construcción. La planta térmica Pucallpa requerirá de una inversión de alrededor de US\$ 31,5 millones y tendrá una capacidad de entre 35 y 40 MW, cubriendo el 80% de la demanda de energía. La planta térmica Puerto Maldonado requerirá de una inversión de US\$ 18,5 millones, tendrá una capacidad de entre 15 y 18 MW, cubriendo el 100% de la demanda de energía.

El 21 de marzo de 2013, PROINVERSIÓN realizó una licitación pública internacional para promover la inversión privada en el proyecto de centrales hidroeléctricas (CH Molloco, 280 MW), ubicada en las colinas de la región de Arequipa. La licitación fue adjudicada a Corsan Corviam, Engevix, empresa socia de Enx.

Los servicios prestados por las empresas generadoras, de transmisión y distribución deben cumplir con normas técnicas establecidas en las normas técnicas sobre la calidad de suministro eléctrico. Si las empresas no cumplen, la falta podría resultar en la imposición de multas por Osinergmin.

Los generadores reciben un pago por capacidad cuyo principal componente es la anualidad de la demanda máxima de la planta. Sin embargo, para ser elegible para recibir ese pago, las plantas deben ser parte del margen de reserva establecido anualmente por Osinergmin. El orden de capacidad se establece a base de la capacidad firme de cada planta conectada al sistema, y a su eficiencia relativa (ordenada por los costos variables). Solo aquellas plantas que aparecen en el ranking de las plantas requeridas para cubrir la demanda máxima más el margen de reserva reciben el pago por capacidad. Cada año 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 junio y agosto de 2011 Perú importó energía desde Ecuador debido a la falta de generación en la zona norte de Perú y a problemas de transmisión en el SEIN en esa zona. En 2012 Perú importó 4,5 GWh de electricidad desde Ecuador debido al mantenimiento de la línea Talara Zorritos (3,9 GWh en febrero de 2012), y de la planta TGN4 Malacas (0,6 GWh en Marzo de 2012). Durante 2014 las exportaciones de electricidad a Ecuador totalizaron 12,7 GWh. Durante los nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2015, las exportaciones netas de electricidad ascendieron a 14.1 GWh

También se aprobó reglamento interno para la aplicación de la Decisión CAN 757, que establece que cuando realizan transacciones bilaterales de electricidad con otros países de la CAN, del Comité de Operación Económica de la SEIN debe enviar informes semanales al MINEM y Osinergmin demostrando que se ha dado prioridad al abastecimiento del mercado interno (Decreto Supremo 011-2012-EM).

Los gobiernos de Perú y Chile han constituido un grupo de trabajo bilateral para discutir materias energéticas. El propósito de este trabajo es identificar una potencial sinergias de la energía existente entre ambos países y sacar provecho de ello. Durante 2011 se sostuvieron las primeras reuniones de este grupo. A requerimiento de los presidentes de ambos países, el grupo de trabajo deberá preparar y proponer un acuerdo marco para la integración eléctrica 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.

Materias primas

Para información sobre nuestras materias primas, véase "Ítem 11. Información Cuantitativa y Cualitativa acerca del Riesgo de Mercado—Riesgo de precio de materias primas). "

C. Estructura Organizacional

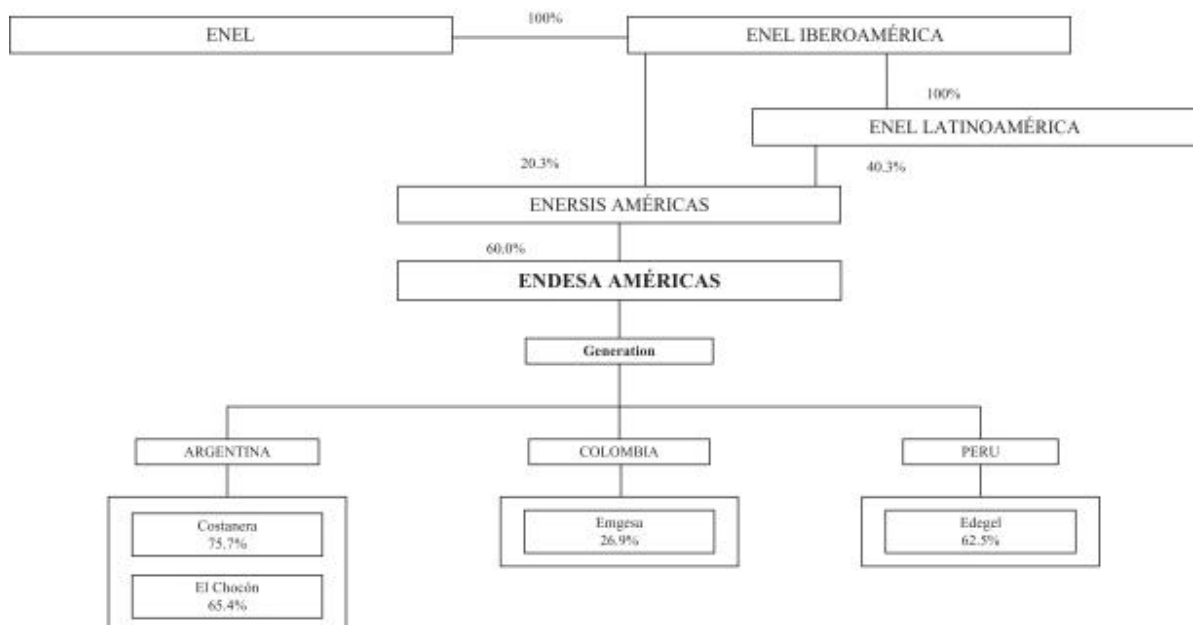
En esta sección de "Estructura Organizacional", las referencias a (i) "nosotros" y "nuestro" son al negocio no chileno de Endesa Chile previo al Spin-Off y a Endesa Américas después del Spin-Off y (ii) a Enersis son a Enersis S.A. previo al spin-off de Enersis Chile por Enersis, y a Enersis Américas después de dicho spin-off.

Entidades combinadas principales y afiliadas

Somos parte de un grupo dedicado a la electricidad, controlado por la empresa italiana Enel nuestra empresa matriz. Una vez que el Spin-Off sea efectivo, Enersis Américas, nuestro accionista mayoritario, será propietario del 60.0% de nuestras acciones, y Enel será el beneficiario activo del 60,6% de Enersis Américas a través de las entidades combinadas españolas 100% de propiedad suya. Enel transa sus acciones en la Bolsa de Valores de Milán. Tiene sus oficinas centrales en Italia y está principalmente involucrada en el sector energía, con presencia en 30 países en los cinco continentes, principalmente en Europa y América Latina, y genera energía de plantas con más de 89 GW de capacidad instalada neta. Enel ofrece servicios a más de 61 millones

de clientes a través de sus negocios de electricidad a través de redes de distribución de 1,9 millones de kilómetros.

Estructura Organizacional de Endesa Américas después de dar efecto al Spin-Off⁽¹⁾
Al 30 de septiembre de 2015.



(1) Sólo se presentan las principales entidades combinadas operativas. El porcentaje presentado en cada una de nuestras entidades combinadas representa nuestra participación accionaria después del Spin-Off en dicha entidad combinada.

Las empresas enumeradas en la siguiente tabla fueron combinadas por nosotros a partir del 30 de septiembre de 2015. Nuestra participación accionaria se calcula multiplicando nuestro porcentaje de participación accionaria después del Spin-Off en una entidad combinada de propiedad directa por el porcentaje de participación accionaria de la cadena de propiedad de dicha entidad combinada final.

Entidades combinadas principales y el país donde operan	% de Participación Económica de Entidad Combinada Principal por Endesa Américas	Activos Combinados de cada Entidad Combinada Principal por Separado	Resultado Operacional de cada Entidad Combinada Principal por Separado
<i>Generación de electricidad</i>	<i>(En %)</i>	<i>(En miles de millones de Ch\$)</i>	
El Chocón (Argentina)	65,4	197,5	17,7
Costanera (Argentina)	75,7	197,5	13,9
Emgesa (Colombia) ⁽¹⁾	26,9	2.030,2	299,4
Edegel (Perú) ⁽²⁾	62,5	848,1	87,6

(1) Mantenemos el 56,4% de los derechos de voto de Emgesa como resultado de la transferencia de derechos de Enersis, lo que nos permite designar a la mayoría de los en virtud de un pacto de accionistas, y, por lo tanto, controlamos a Emgesa. Para mayor información sobre nuestro control y combinación de Emgesa, véase el “Ítem 5. Resumen Operativo y Financiero y Perspectivas – A. Resultados Operacionales. — 1. Análisis de los Principales Factores que Afectan los Resultados Operacionales y Condición Financiera de la Compañía”.

(2) Excluye a Chinango S.A.C.

Costanera (Argentina)

Costanera es una sociedad anónima abierta de generación eléctrica en Argentina, con 2.324 MW de capacidad instalada total, en Buenos Aires. Costanera consiste de seis turbinas a vapor con una capacidad agregada de 1.138 MW, que queman petróleo y gas, y dos ciclos combinados que operan con gas natural, con una capacidad de 1.186 MW. Costanera fue adquirida al gobierno argentino después de la privatización de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires S.A. Nosotros tenemos el 75,7% de Costanera.

El Chocón (Argentina)

El Chocón es una empresa de generación eléctrica argentina. Tiene dos centrales hidroeléctricas con una capacidad instalada total de 1.328 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, le fue otorgada por el estado argentino a nuestra entidad combinada, Hidroinvest S.A., que compró el 59,0% de las acciones de El Chocón en julio de 1993 durante el proceso de privatización. Nosotros operamos El Chocón a cambio de una compensación según lo establecido en un contrato de operaciones con un plazo igual a la duración de la concesión. Nosotros tenemos el 65,4% de El Chocón.

Emgesa (Colombia)

Emgesa tiene una capacidad instalada de generación total de 3.059 MW, de los cuales el 85% corresponde a plantas hidroeléctricas y el 15%, a plantas térmicas. Empresa de Energía de Bogotá S.A. tiene una participación directa en Emgesa del 51,5%. Nosotros tenemos propiedad del 56,4% de las acciones de Emgesa con derecho a voto, debido a una transferencia de los derechos de votos en Emgesa de Enersis Américas, y a un pacto de accionistas, nosotros tenemos la mayoría de los derechos de voto y podemos designar la mayoría de los miembros del Directorio, y, por lo tanto, controlamos Emgesa. Para mayor información, véase el “Ítem 1. Análisis de los Principales Factores que Afectan los Resultados Operacionales y la Condición Financiera de la Empresa”.

Edegel (Perú)

Edegel es una empresa de generación eléctrica, que fue adquirida por nosotros en 1995. Consiste de siete centrales hidroeléctricas y dos centrales térmicas, con una capacidad instalada total de 1.680 MW. En octubre de 2009, nosotros compramos un 29,4% adicional de Edegel a Generalima S.A.C., una filial de Enersis Américas. Como resultado de esta transacción, nosotros incrementamos nuestra participación en Edegel de 33,1% a 62,5%.

Edegel posee el 80% de las acciones de Chinango S.A.C., y la empresa Peruana de Energía S.A.A. (no relacionada con nosotros), posee el 20% restante de las acciones.

Empresas Asociadas y de Administración Conjunta seleccionadas

Cemsa (Argentina)

La principal actividad de Cemsa es la comercialización de electricidad, diesel y petróleo. Cemsa ha suscrito varios convenios con centrales eléctricas argentinas para respaldar sus contratos de suministro. Las centrales a las que los contratos de suministro de Cemsa abastecen son: Costanera, Dock Sud, Centrales Térmicas del Noroeste S.A. y El Chocón. Somos propietarios del 45% de Cemsa.

Enel Brasil (Brasil)

Enel Brasil fue constituida en el año 2005 para administrar todos nuestros activos brasileños de generación, transmisión y distribución. Enel Brasil consolida las operaciones de dos empresas de generación (Cachoeira Dourada y Fortaleza, ambas operadas por nosotros), la empresa de transmisión CIEN, así como dos empresas de distribución (Ampla y Coelce). Fortaleza tiene una planta de ciclo combinado de 322 MW alimentada por gas natural con una capacidad de generar un tercio de los requerimientos de electricidad del estado de Ceará, con una población de 8,2 millones de habitantes. Cachoeira Dourada es una central hidroeléctrica de paso que usa las aguas del Río Paranaíba, ubicado en el Estado de Goiás, y tiene diez unidades generadoras, totalizando una capacidad instalada de 665 MW. CIEN es una empresa de transmisión y comercializadora brasileña 100% de propiedad de Enel Brasil. Transmite electricidad a través de dos líneas de transmisión ubicadas entre Argentina y Brasil, cubriendo una distancia de 500 kilómetros, con una capacidad de interconexión total de 2.100 MW. Ampla es la segunda empresa distribuidora en el Estado de Río de Janeiro, Brasil, en términos de número de clientes y de ventas anuales de energía. Ampla está principalmente involucrada en la distribución de electricidad a 66 municipalidades del Estado de Río de Janeiro y sirve a 2,9 millones de clientes en un área de concesión de 32.615 kilómetros cuadrados. Coelce es la única empresa de distribución en el Estado de Ceará, en el noreste de Brasil y sirve a más de 3,6 millones de clientes dentro de un área de concesión de 148.825 km². Somos beneficiarios activos del 37,1% de Enel Brasil y registramos esta inversión no consolidada según el método patrimonial.

Para información adicional de todas nuestras entidades combinadas y sociedades de administración conjunta, véase el Apéndice N° 1 de nuestros estados financieros combinados.

D. Propiedades, Plantas y Equipos.

En esta sección "Propiedades, plantas y equipos", las referencias (i) a "nosotros", "nos" y "nuestro" lo son al negocio no chileno de Endesa Chile antes del Spin-off y Endesa Américas después del Spin-off.

Nuestras propiedades, plantas y equipos se concentran en activos de generación, distribución y transmisión de electricidad, en los cuatro países donde tenemos inversiones.

Combinamos los ingresos de las empresas de generación que son ciento por ciento de nuestra propiedad en Argentina, Brasil, Colombia y Perú, que a su vez tienen 26 centrales de generación adicionales. Una parte importante de nuestro flujo de caja y ganancia provienen de la venta de electricidad producida por nuestras instalaciones de generación eléctrica. Daños importantes en una o más de nuestras principales instalaciones de generación o la interrupción en la producción de electricidad, sea producto de terremotos, inundaciones, actividad volcánica u otra causa, podría tener un efecto adverso significativo en nuestras operaciones. Nuestras instalaciones de generación eléctrica están aseguradas contra daños causados por terremotos, incendios, inundaciones y otros actos de Dios (pero no por sequías prolongadas, que no son un riesgo de fuerza mayor y no cubierto por los seguros) y por el daño debido a las acciones de terceras partes, sobre la base del avalúo de las instalaciones según lo determinado de vez en cuando por parte de un evaluador independiente. Sobre la base de los estudios geológicos, hidrológicos y de ingeniería realizados, la gerencia cree que el riesgo de un evento de este tipo con un efecto material adverso, es remoto. Los reclamos en relación con las pólizas de seguro de nuestras entidades combinadas de generación están sujetos a los deducibles habituales y a otras condiciones. Nosotros también tenemos seguro para interrupciones de servicio que proporciona cobertura en caso de falla ocurrida en cualquiera de nuestras instalaciones por un período de hasta 24 meses, incluyendo el período deducible.

La cobertura de seguros tomada para nuestras propiedades está aprobada por la gerencia de cada empresa, teniendo en consideración la calidad de las compañías de seguros junto con las necesidades, condiciones y evaluaciones de riesgo de cada central generadora, y se basa en las directrices corporativas generales.

Todas las pólizas de seguro se adquieren de aseguradores internacionales de prestigio. Monitoreamos continuamente y nos reunimos con las compañías de seguros con el fin de obtener lo que creemos ser la cobertura más razonable desde una perspectiva comercial.

La siguiente tabla identifica las centrales que tenemos y consolidamos, al final de cada período indicado, por país y sus características básicas:

País/empresa	Nombre de planta	Tipo de planta ⁽¹⁾	Capacidad instalada			
			Septiembre 30,		Diciembre 31,	
			2015	2014	2014	2013
			(En MW)			
Argentina						
Costanera ⁽²⁾	Costanera Turbina a vapor	Turbina a vapor/Gas natural+Petróleo	1.131	1.131	1.131	1.131
	Costanera Ciclo combinado II	Ciclo combinado/Gas natural + Diesel	851	851	851	851
	Buenos Aires Ciclo combinado I	Ciclo combinado/Gas natural	322	322	322	322
Total			2.304	2.304	2.304	2.304
El Chocón	Chocón	Embalse	1.200	1.200	1.200	1.200
	Arroyito	De Pasada	128	128	128	128
Total			1.328	1.328	1.328	1.328
Capacidad Total en Argentina.....			3.632	3.632	3.632	3.632
Colombia						
Emgesa	Guavio	Embalse	1.213	1.213	1.213	1.213
	Paraíso	Embalse	276	276	276	276
	La Guaca	De Pasada	325	325	325	325
	Termozipa	Turbina a vapor/Carbón	236	236	236	236
	Cartagena	Turbina a vapor/ Gas natural	208	208	208	208
	Plantas menores ⁽³⁾	De Pasada	57	57	57	77
	Betania	Embalse	541	541	541	541
	Dario Valencia ⁽⁴⁾	De Pasada	150	150	150	50
	Salto II ⁽⁵⁾	De Pasada	35	35	35	—
	Laguneta ⁽⁶⁾	De Pasada	18	—	18	—
Capacidad Total en Colombia			3.059	3.041	3.059	2.926
Perú						
Edegel.....	Huinco ⁽⁷⁾	De Pasada	268	247	247	247
	Matucana ⁽⁷⁾	De Pasada	137	137	137	133
	Callahuanca ⁽⁷⁾	De Pasada	84	80	80	80
	Moyopampa ⁽⁷⁾	De Pasada	69	66	66	66
	Huampani	De Pasada	30	30	30	30
	Santa Rosa ⁽⁷⁾⁽⁸⁾	Turbina a gas/Diesel	413	288	413	305
	Ventanilla ⁽⁷⁾	Ciclo combinado/Gas natural	484	485	485	485
Total			1.485	1.333	1.458	1.346
Chinango.....	Yanango	De Pasada	43	43	43	43
	Chimay ⁽⁷⁾	De Pasada	152	151	151	151
Total			195	194	194	194
Capacidad Total en Perú.....			1.680	1.528	1.652	1.540
Capacidad consolidada			8.371	8.200	8.343	8.098

1. “Embalse” y “De Pasada” se refieren a centrales hidroeléctricas que utilizan la potencia del agua de un embalse o un río, respectivamente, para mover las turbinas que generan la electricidad. “Vapor” se refiere a la tecnología de una central térmica que utiliza el gas natural, carbón, diesel o petróleo para producir vapor de agua que mueve las turbinas que generan la electricidad. “Turbina a gas” (TG) o “Ciclo abierto” se refieren a la tecnología de una central térmica que utiliza el diesel o gas natural para producir el gas que mueve las turbinas que generan electricidad. “Ciclo Combinado” se refiere a la tecnología de una central térmica que utiliza ya sea, gas natural, diesel o petróleo para producir el gas que mueve primero las turbinas que generan la electricidad, y luego recupera el gas que escapa de ese proceso para generar vapor de agua que mueve una segunda turbina.

2. Los valores para los años 2012 a 2014 se actualizaron según lo informado a CAMMESA (Argentina TSO).

3. Plantas más pequeñas tienen una capacidad total de 57 MW. Al 30 de septiembre de 2015, Emgesa ha sido propietaria y ha operado dos centrales menores: Charquito (19 MW) y Tequendama (19,5 MW). En marzo de 2014, la planta San Antonio (19,5 MW) fue dada de baja. En octubre de 2013, las plantas La Tinta (19,5 MW) y La Junca (19,5 MW) las centrales fueron dadas de bajas.

4. En noviembre de 2013, la central Darío Valencia comenzó operaciones comerciales con 50 MW de capacidad instalada. Durante 2014, unidad 1 (enero) y unidad 5 (abril) también comenzaron operaciones comerciales añadiendo 100 MW de capacidad. Esta central forma parte del proyecto Hidroeléctrico Salaco junto con las centrales El Limonar, El Salto II y Laguneta.

5. En junio de 2014, El Salto II (35 MW) inició operaciones comerciales.

6. En diciembre de 2014, la Laguneta (18 MW) inició sus operaciones comerciales.

7. Los cambios en la capacidad instalada son el resultado de las pruebas realizadas por COES.
8. En octubre de 2013, la unidad N° 7 (121 MW) de turbina a gas de la planta Santa Rosa fue dada de baja y en diciembre de 2014 comenzó operaciones comerciales otra vez. En 2014, la unidad N° 5 (enero) de turbina a gas y unidad N° 8 (diciembre) de turbina a gas disminuyeron capacidad instalada de Santa Rosa por 13 MW.

Al 30 de septiembre de 2015, hemos recibido la certificación ISO 14.001 para toda nuestra capacidad instalada en los tres países (Argentina, Colombia y Perú) en el que consolidamos las operaciones, incluyeron todas nuestras instalaciones de generación, según esta norma.

Proyectos de Inversión

La inversión total de cada proyecto que se describe a continuación fue convertida a pesos chilenos según el tipo de cambio de Ch\$ 698,72 por dólar, el tipo de cambio Dólar Observado al 30 de septiembre de 2015. Las cifras presupuestadas incluyen las líneas de conexión que eventualmente podrían ser de propiedad de terceros y pagadas como peajes, salvo cuando se indique lo contrario.

Proyectos de inversión completados en 2015

Proyecto hidroeléctrico el Quimbo (Colombia)

El proyecto hidroeléctrico El Quimbo está ubicado en la provincia de Huila, al sureste de Bogotá, en el río Magdalena, aguas arriba de la central hidroeléctrica Betania. El proyecto cuenta con dos unidades de generación y una capacidad total instalada de 400 MW. La generación promedia estimada es de 2.216 GWh / año, con un área inundada del embalse de 8.250 hectáreas.

El 06 de octubre de 2015, el gobierno colombiano promulgó el Decreto n° 1979/2015 que autoriza la generación de energía para El Quimbo a partir del 07 de octubre de 2015. El 11 de noviembre de 2015, completamos con éxito las pruebas requeridas para que la planta inicie sus operaciones comerciales, alcanzando una potencia de 378 MW con las unidades 1 y 2. El 16 de noviembre de 2015, El Quimbo comenzó sus operaciones comerciales. El 15 de diciembre de 2015, la Corte Constitucional de Colombia declaró que el Decreto n° 1979/2015 era inconstitucional alegando que la medida cautelar emitida por el Tribunal Administrativo del Huila seguía vigente y las razones para autorizar la puesta en marcha de El Quimbo eran incorrectas. Emgesa, por lo tanto, suspendió las operaciones de El Quimbo a partir de la medianoche del 16 de diciembre de 2015. El Quimbo empleó todas las medidas legales a su alcance para revertir la medida cautelar y el 10 de enero de 2016 a medianoche, El Quimbo reanudó sus operaciones comerciales.

Este proyecto fue financiado principalmente con fuentes externas, a través de bonos locales e internacionales. La inversión total estimada es de Ch\$ 674.201 millones, de los cuales Ch\$ 662.818 millones fueron devengados al 30 de septiembre de 2015.

Proyectos en desarrollo

Continuamente analizamos diferentes oportunidades de crecimiento en los países en los que operamos. Durante 2015, nuestra cartera de proyectos ha sido modificada para permitir flexibilidad en la decisión de inversión. El objetivo es tener una cartera de proyectos que sean sostenibles desde una perspectiva técnica, ambiental, social y económica. La fecha prevista de puesta en marcha de cada uno de los proyectos es revisada constantemente y se va definiendo en base a las oportunidades comerciales y nuestra capacidad financiera para llevar a cabo estos proyectos. Los proyectos en desarrollo más relevantes son los siguientes:

Negocio de generación

Proyecto hidroeléctrico Curibamba (Perú)

Curibamba consiste en una central hidroeléctrica de pasada con una capacidad de 188 MW y una línea de transmisión de 134 kilómetros que la conectará al SEIN en la subestación Pachachaca (220 kV). Esta central estará localizada a 385 km al noreste de Lima, aguas arriba de la central hidroeléctrica Chimay (provincia de Junín) y usará las aguas de los ríos Comas y Uchubamba través de un túnel de presión de 8,1 km de largo.

En 2015, se continuó con el proceso de licitación para los contratos principales del proyecto (obra civil, suministro de equipos e interconexión eléctrica) y comenzamos los estudios requeridos para la obtención de permisos que deben obtenerse antes de la construcción del proyecto.

Actualmente el proyecto tiene una concesión de generación definida para la central, su Estudio de Impacto Medioambiental aprobado, así como los certificados de cumplimiento que establecen la No Existencia de Restos Arqueológicos, tanto para la central como para la línea de transmisión.

En enero de 2015, el Ministerio de Energía y Minas de Perú aprobó el Plan Vinculante de Transmisión 2015-2024. La conexión de la planta está siendo revisada ya que el Plan Vinculante de Transmisión 2015-2024 permite que el proyecto se conecte a una subestación más cercana. Durante 2015, fue aprobado el Estudio de Pre-Operación para la conexión a la subestación de Yanango, situado a sólo 40 km del proyecto, así como la extensión de la validez del estudio de impacto ambiental de la planta.

Anticipamos participar en licitaciones hidroeléctricas que el gobierno peruano espera anunciar en el futuro y que actualmente no tienen una fecha de licitación. Se espera que la construcción comience en 2016 y que dure hasta 2021 según la línea de tiempo en el programa de concesión definitiva. Este proyecto está siendo financiado principalmente con fondos generados internamente, con una inversión total estimada de Ch\$ 419.232 millones, de los cuales Ch\$ 17.258 millones han sido devengados al 30 de septiembre de 2015.

Gravámenes Mayores

La deuda de Costanera con el proveedor Mitsubishi Corporation ("MC") corresponde a los pagos pendientes en relación a equipos adquiridos de MC en noviembre de 1996, la que fue refinanciada en octubre de 2014. El valor de los bienes pignoralizados para asegurar esta deuda fue de \$ 15,2 mil millones al 30 de septiembre de 2015. Además, Costanera ha concedido garantías a favor de Credit Suisse para asegurar un préstamo, que se valoraron en Ch\$ 4,4 mil millones al 30 de septiembre de 2015.

Cambio Climático

En los años recientes, en los países en los cuales operamos han experimentado un creciente desarrollo en materia de ERNC y de estrategias para combatir el cambio climático. Esto ha llevado tanto a los sectores públicos y privados a adoptar estrategias para cumplir con los nuevos requerimientos medioambientales, como se evidencian en las obligaciones legales a nivel local, los compromisos asumidos por los países a nivel internacional y las exigencias de los mercados internacionales.

Los ERNC proveen energía con un mínimo impacto medioambiental y sin emisiones de CO₂. Por eso se consideran como alternativas tecnológicas que refuerzan el desarrollo para la energía sustentable, por cuanto que complementan la producción de los generadores tradicionales.

La hidroeléctrica Callahuanca (80.2 MW en operación desde 1938) es la planta ERNC que tenemos actualmente y que ha contribuido a suministrar energía limpia y renovable a la red nacional. En relación al desarrollo de los mecanismos de reducción de emisiones de CO₂, los proyectos en el circuito del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) fueron los siguientes:

Proyecto de Conversión de Ventanilla desde una Planta de Generación Simple a Ciclo Combinado: El 20 de junio de 2011, la UNFCCC aprobó la inscripción del proyecto como un proyecto MDL por 7 años, cuya vigencia es sujeta a renovación, lo que reconoce que puede verificar y transar las emisiones de gas invernadero que evitará durante su vida útil.

El 31 de octubre de 2013, el Proyecto de Conversión de Ventanilla desde una Planta de ciclo Simple a Proyecto de Generación de Ciclo Combinado obtuvo el registro/verificación bajo el estándar Reducción Voluntario de Emisión (RVE)+ estándar. Un monto total de 2.496.494 toneladas de CO₂ fueron evitadas en el periodo del 19 de octubre de 2006 al 19 de junio de 2011. Como resultado de ello, Edegel recibió créditos por 2.496.494 toneladas de emisiones de CO₂ en la forma de pre-MDL RVEs. Además, en Junio de 2014, 7.314 toneladas de CO₂ fueron negociadas por el valor de €0.5 por tonelada como parte de la política de neutralización voluntaria del grupo.

Proyecto Rehabilitación de la Central Hidroeléctrica Callahuanca: El 4 de enero de 2008, la UNFCCC aprobó el registro del proyecto como un proyecto MDL por 7 años, cuya vigencia es sujeta a renovación, lo que reconoce que puede verificar y transar las emisiones de gas invernadero que se evitaran durante su vida útil.

El 7 de julio de 2008, el Proyecto de Rehabilitación de la Central Hidroeléctrica Callahuanca obtuvo el registro/verificación bajo el estándar RVE + estándar. Durante el año 2007, se evitaron 19.951 toneladas de emisiones de CO₂. Como resultado, Edegel recibió crédito por 19.949 toneladas de emisiones de CO₂ en la forma

de pre-MDL RVEs.

Detalles de Proyectos MDL procesados en los nueve meses terminados al 30 de septiembre 2015

Proyecto MDL	Empresa/país	Posición al 30 septiembre 2015	Factor de emisión (toneladas CO₂e/MWh)	Emisiones aprox. Evitadas (toneladas CO₂e/año)⁽¹⁾
Proyecto de Conversión de Ventanilla desde un Ciclo Simple a Ciclo Combinado	Edegel (Perú)	Registrado ante la Autoridad Ejecutiva de la UNFCCC desde 2011. Procedimiento de MDL implementado.	0,454	407.296
Proyecto de Conversión de Ventanilla desde un Ciclo Simple a Ciclo Combinado	Edegel (Perú)	Registrado con el RVE + estándar (Estándar Voluntario) desde octubre de 2013.	0,454	407.296
Proyecto de Rehabilitación de la Central Hidroeléctrica Callahuanca	Edegel (Perú)	Registrado ante la Autoridad Ejecutiva de la UNFCCC desde 2008. Procedimiento MDL implementado.	0,449	18.189
Proyecto de Rehabilitación de la Central Hidroeléctrica Callahuanca	Edegel (Perú)	Registrado con el RVE + Estándar (Estándar Voluntario) desde julio de 2008.	0,449	18.189

(1) Obtenido del Documento de Diseño del Proyecto de cada proyecto.

Se espera que nuestras directrices relacionadas con el cambio climático sean similares a las actuales directrices de cambio climático del grupo como parte de nuestro compromiso para combatir el cambio climático.

En cumplimiento con los lineamientos sobre cambio climático del grupo, Edegel ha asegurado la certificación de su huella de carbono por cuarta vez. La Asociación Española de Normalización y Certificación (“AENOR”), una autoridad de certificación independiente, ha reconocido la validez de la metodología. El reconocimiento de AENOR incluye la verificación de los informes sobre las huellas de carbono desde 2009 a 2014. Una huella de carbono es la suma de todos los gases invernadero (GEI) producidos por una empresa en el curso de su actividad económica. El primer paso corresponde a la medición de nuestra huella de carbono.

Las herramientas usadas para calcular las emisiones de Edegel incluyen auditorías en sus instalaciones. Esto permite monitorear la huella de carbono en todas las diferentes instalaciones asociadas a la generación de energía. El cálculo de la huella de carbono también permite a Edegel identificar las fases de sus actividades con el mayor potencial de incrementar la eficiencia energética y reducir las emisiones.

Como parte del proceso de cálculo de nuestra huella de carbono, pretendemos obtener un inventario de gases de efecto invernadero GHG, incluyendo las emisiones directas asociadas con las actividades controladas por nosotros. También pretendemos obtener un inventario de los gases invernadero de las emisiones indirectas, que no se generan a través de fuentes que controlamos pero son las consecuencias de nuestras actividades.

Ítem 4 A. Comentarios no Resueltos de la Administración

Ninguno.

Ítem 5. Resumen operativo y financiero y perspectivas

A. Resultados Operacionales

Generalidades

El siguiente análisis debe ser leído en conjunto con nuestros estados financieros combinados y sus respectivas notas, los cuales se encuentran incluidos en el Artículo 18 de este Informe, y la “Información Financiera Seleccionada” incluida, en el Ítem 3. Nuestros estados financieros combinados al 30 de septiembre de 2015 y durante los nueve meses que terminaron entonces han sido preparados según la NIC 34, información financiera interina, emitidas por el IASB. Nuestros estados financieros combinados auditados al 31 de diciembre de 2014 y 2013 y al 1 de enero de 2013 y para los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013, fueron preparados según las NIIF, emitidos por el IASB.

1. Análisis de los principales factores que afectan los resultados operacionales y la condición financiera de la compañía

Tenemos y operamos empresas de generación de electricidad en Argentina, Colombia y Perú. También tenemos una inversión de capital en Enel Brasil, propietaria de las empresas de generación en Brasil que operamos así como empresas en los negocios de transmisión y distribución. Nuestros ingresos y flujos de efectivo provienen principalmente de nuestro negocio de generación de electricidad así como de nuestras entidades combinadas y asociados, que operan en estos cuatro 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 cuatro países en los que tenemos inversiones. 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 combinados.

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 combinados. A continuación se analiza el impacto de estos factores sobre nosotros.

Antes del aumento de capital realizado por Enersis de 2013, Enersis no tenía una participación directa en Emgesa, mientras que directamente éramos propietarios del 26,9% de participación accionaria y 31,3% de los derechos de voto de Emgesa (a través de la propiedad de acciones con derecho a voto). Aunque teníamos menos del 50% de participación accionaria y de los derechos de voto de Emgesa, se consideraba que podíamos ejercer el control de Emgesa como resultado de la transferencia del 25,1% de los derechos de voto a Endesa Chile por Enel Latinoamérica, como el titular de un 21,6% de interés en Emgesa a esa fecha, y en virtud de un acuerdo de accionistas suscrito el 27 de agosto de 1997 con Empresa de Energía de Bogotá S.A. (que posee el 51,5% de interés patrimonial de Emgesa). Este acuerdo será transferido por Endesa Chile a nosotros. Este acuerdo, junto con la propiedad accionaria con derechos de voto, nos dará el derecho a designar la mayoría de los directores y, por lo tanto, continuaremos a consolidar a Emgesa en nuestros estados financieros combinados.

Después de la contribución del 21,6% del interés de Enel Latinoamérica en Emgesa a Enersis en el aumento de capital de 2013, Enersis transfirió el 25,1% de los derechos de voto a Endesa Chile, y después del Spin-off Endesa Chile transferirá este acuerdo a nosotros, por tanto Enersis transferirá su 25,1% de los derechos de votos en Emgesa a nosotros. Por ende, como resultado de esta transferencia, tenemos directamente el 26,9% de participación accionaria y el 56,4% de los derechos de voto de Emgesa, a la fecha de este informe y continuaremos consolidando a Emgesa en nuestros estados financieros combinados y designando la mayoría de los directores de Emgesa. Mientras que Enersis Américas posee menos del 50% del interés de capital y los derechos a voto de Emgesa a la fecha de este informe, Emgesa se considera una subsidiaria de Enersis Américas dado nuestro control de Emgesa.

a. Condiciones Hidrológicas

Una importante parte sustancial de nuestra capacidad de generación depende de las condiciones hidrológicas imperantes en Argentina, Perú y Colombia. Nuestra capacidad instalada al 30 de septiembre de 2015, 30 de septiembre de 2014, 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013 fue 8.371 MW, 8.199

MW, 8.343 MW y 8.098 MW, de los cuales 56,5%, 57,1%, 56,3% y 56,3%, respectivamente, fue hidroeléctrica. Véase "Ítem 4. Información de la Compañía—D. Propiedades, Planta y Equipos. "

La generación hidroeléctrica fue 15.935 GWh y 15.171 GWh en los nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2015 y 2014, respectivamente y 19.698 GWh y 18.576 GWh en los años 2014 y 2013. Nuestra generación hidroeléctrica durante los nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2015 fue 5% más que en el mismo período del año anterior debido principalmente a condiciones hidrológicas más favorables en Argentina.

En los países en que operamos, las condiciones hidrológicas pueden oscilar entre muy húmedas, como resultado de varios años de abundantes lluvias y embalses en su máxima capacidad, a extremadamente secas, como consecuencia de sequías prolongadas durante varios años y el agotamiento parcial o material de embalses. 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 mayor precipitación 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.

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 precipitación. 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 plantas 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 (1.213 MW) y las condiciones hidrológicas son influenciadas por el Amazonas.

Las condiciones hidrológicas en Perú también varían dependiendo de la ubicación. La costa, que concentra la mayoría de la población y de actividad económica, por lo general tiene menos lluvias. En las montañas andinas, la precipitación suele ser más abundante 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 plantas 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 de explotación 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 de operación 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 térmica, 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 la menos costosa 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 plantas hidroeléctricas generan antes que las termoeléctricas debido a que su costo marginal es mucho menor. El costo de generación térmica no depende de hidrología sino más bien de los precios globales de las materias primas para el GNL, carbón y diesel.

Los precios spot dependen principalmente de condiciones hidrológicas y de los precios de las materias primas. En la mayoría de casos, las buenas condiciones hidrológicas, con abundante lluvia, permiten bajar los precios, 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 plantas térmicas, las ubicaciones de las plantas 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 ni materias primas. Los precios de mercado no están relacionados con las condiciones hidrológicas o precios de las materias primas. No hay mercado de electricidad puesto que el libre comercio bilateral está suspendido. 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 su propia generación. Al 30 de septiembre de 2015, la generación de El Chocón aumentó, con un mayor resultado operacional comparado el mismo período en 2014, principalmente por las mejores condiciones hidrológicas en la región del Comahue. Las condiciones hidrológicas fueron mejores en 2014 que en 2013 para El Chocón, pero debido a las diferencias de tipo de cambio desfavorable del peso argentino en relación al peso chileno, el resultado operacional fue similar al de 2013. Costanera es una central térmica, por lo que sus resultados dependen sólo de su generación térmica.

En Colombia, las condiciones hidrológicas 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 muy altos. Sin embargo, las condiciones hidrológicas que afectan la planta hidroeléctrica del Guavio son húmedas, permitiendo una mayor generación de Emgesa, generando excedentes que fueron vendidos en el mercado spot a precios más altos, afectando positivamente los resultados operacionales de Emgesa desde 2014. El resultado de operación fue impactado negativamente por las diferencias de tipo de cambio en términos de pesos chilenos en 2015 y lo contrario en 2014.

En Perú, en 2015, las condiciones hidrológicas fueron mejores que el promedio histórico, permitiendo un ligero incremento de la generación hidroeléctrica que, en conjunto con una caída de precios, la tasa de crecimiento económico en desaceleración y retrasos en los proyectos mineros, dio lugar a un exceso de electricidad e incluso a una baja en los precios spot. Las condiciones hidrológicas han sido "húmedas" desde 2013 y el exceso de oferta ha crecido. Estas condiciones de mercado impactaron negativamente el resultado de operación de Edegel en 2015. Edegel está generando más energía que sus ventas contratadas vendiendo el exceso a un precio spot menor. Los mejores resultados en términos de pesos chilenos fueron principalmente el resultado de las diferencias en el tipo de cambio. Los ingresos de explotación en 2014 fueron mayores que en 2013, debido principalmente a mayores ventas físicas a clientes regulados y el hecho de poder comprar energía en el mercado spot a precios más bajos.

Para obtener más información sobre los efectos de las condiciones hidrológicas en nuestros resultados operacionales véase "Ítem 3. Información Clave—D. Factores de Riesgo — Riesgos Relacionados con Nuestro Negocio, porque nuestro negocio de generación depende fuertemente de las condiciones hidrológicas, las sequías pueden afectar nuestra rentabilidad. "

b. Desarrollos regulatorios selectivos

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 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, todo lo cual tiene como objetivo permitir a nuestras compañías obtener un retorno regulado sobre sus inversiones y garantizar la calidad de servicio y la confiabilidad. Las utilidades de nuestras entidades combinadas están determinadas principalmente a través de los procesos de fijación tarifaria.

En Argentina, la Secretaría Argentina de Energía publicó Resolución No. 95/2013, Resolución No. 529/2014 y Resolución No. 482/2015 en 2013, 2014 y 2015, respectivamente, que establecen un esquema de remuneración no-recurrente regulado para la actividad de generación de energía efectivo con carácter retroactivo a partir de febrero de 2013. Para obtener más información relacionada con los marcos regulatorios argentinos, véase "Ítem 4. Información de la Compañía—B. Resumen de Negocios: Marco Regulatorio de la Industria Eléctrica — Argentina — Resumen de la Industria — Estructura de la Industria. "

Para obtener información adicional relacionada con los marcos regulatorios en los países donde operamos, ver "Ítem 4. Información de la Compañía— B. Resumen de Negocios: Marco Regulatorio de la Industria Eléctrica".

c. 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 norteamericanos. 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 negativamente nuestros resultados y el valor en dólares de los dividendos a ser pagados a los tenedores de ADS" y "Riesgos Relacionados con Nuestro Negocio—Es probable que las fluctuaciones económicas en Sudamérica afecten nuestros resultados operacionales y condición financiera, así como el valor de nuestros títulos"

Para establecer si Argentina podría ser calificada como una economía hiperinflacionaria, hemos considerado el comportamiento de la inflación histórica y proyectada, junto con otros indicadores establecidos en la IAS 29, Reporte Financiero en Economías Hiperinflacionarias. También hemos tomado en consideración varios análisis y estudios emitidos por agencias internacionales tales como *The International Practices Task Force* del Comité de Normas de la SEC, de Estados Unidos, la que ha sugerido que Argentina actualmente no es una economía hiperinflacionaria. Además, nosotros hemos verificado con nuestros pares en Argentina y, en ese contexto, hemos notado que las sociedades anónimas abiertas que tienen empresas en Argentina que han adoptado las NIIF no han hecho ajustes para reflejar la inflación desde la fecha de su transición a NIIF.

Nosotros 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 norteamericanos, 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 30 de septiembre de 2015, tuvimos una deuda combinada total de Ch\$ 1.143 mil millones (neto de instrumentos de cobertura), de los cuales 81,3% fue denominada en pesos colombianos, 14,4% en dólares norteamericanos, 3,3% en pesos argentinos y 1,0% en soles peruanos.

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							
	Nueves meses terminados 30 de sep. ,				Ejercicio terminado 31 de dic.			
	2015		2014		2014		2013	
	Promedio	Cierre	Promedio	Cierre	Promedio	Cierre	Promedio	Cierre
Argentina (peso argentino por dólar).....	8,97	9,42	7,98	8,46	8,11	8,55	5,48	6,52
Brasil (reales por dólar).....	3,16	4,00	2,29	2,45	2,35	2,66	2,16	2,34
Colombia (peso colombiano por dólar)	2.643	3.100	1.943	2.024	1.997	2.392	1.870	1.927
Perú(soles por dólar)	3,14	3,24	2,81	2,90	2,84	2,99	2,70	2,80
Chile (pesos chilenos por dólar).....	640,39	698,72	561,10	599,22	570,40	606,75	495,18	524,61

Fuentes: Banco Central de cada país.

Durante los nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2015, nuestros ingresos fueron Ch\$ 905,9 mil millones de los cuales 58% fueron generados por las operaciones en Colombia, 30,6% en Perú, 11,3% en

Argentina y el 0,3% en Chile (principalmente de servicios de ingeniería entregados a nuestras entidades combinadas).

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 nuestras entidades combinadas argentinas Costanera y El Chocón desde 2000 y 2012 respectivamente. En 2011, registramos una pérdida por deterioro del patrimonio en Costanera de Ch\$ 5,4 miles de millones. El deterioro económico adicional de Argentina o de nuestras entidades combinadas que operan en ese país, no deberían tener ningún efecto significativo en nuestros resultados financieros y operacionales. Nuestras operaciones argentinas no afectan nuestra liquidez combinada. Nuestros activos líquidos argentinos llegaron a Ch\$ 13,2 mil millones al 30 de septiembre de 2015, lo que representa el 7,9% del total de nuestros activos líquidos. De los activos líquido totales en Argentina, el 94,7% está denominado en moneda local y el restante 5,3% está denominado en dólares norteamericanos. La deuda Argentina fue de Ch\$ 81,6 mil millones al 30 de septiembre de 2015, lo que representa el 7,2% del total de la deuda. Del total de la deuda Argentina, el 46,9% está denominado en moneda local y el restante 53,1% está denominado en dólares norteamericanos. El efecto de la conversión de la moneda de convertir las declaraciones de utilidades de peso argentino a peso chileno ha llevado a un aumento de 1,6% en el monto de pesos chilenos en el período de nueve meses que terminaron en septiembre de 2015, en comparación con el mismo período en 2014.

Un incumplimiento en la deuda de cualquiera de nuestras entidades combinadas argentinas no nos afectaría de una manera importante ya que en forma individual no tenemos ningún contrato de deuda lo que también incluye estipulaciones de incumplimiento cruzado que podrían gatillarse por el incumplimiento de cualquier entidad consolidada argentina u otra. Para mayor información, véase “Ítem 5. Resumen Operativo y Financiero y Perspectivas – B. Liquidez y Recursos de Capital”.

El gobierno argentino ha evitado aumentar las tarifas eléctricas a los clientes finales, y los precios estacionales se han mantenido fijos en pesos argentinos. Por otra parte, las tarifas de una empresa de generación están solo reguladas sobre la base de una remuneración fija y variable definidas. Debido a los controles de tarifas, los ingresos de las empresas de utilidad pública eléctricas no siempre cubren sus costos operacionales. Las autoridades argentinas han creado un nuevo mecanismo para mejorar la situación financiera de estas empresas, en reconocimiento que su desempeño está directamente relacionado con el marco regulatorio. Para mayor detalle, véase “Ítem 4. Información de la Compañía – Resumen del Negocio – Marco Regulatorio de la Industria Eléctrica – Argentina.”

d. 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 combinados bajo NIIF, se limitan a las que se describen a continuación.

Para mayor detalle de las políticas contables y de los métodos usados en la preparación de los estados financieros, véase las Notas 2 y 3 de las Notas a nuestros estados financieros combinados interinos.

Pérdida por deterioro de los activos de larga vida

Durante el año, y principalmente al final del año, nosotros evaluamos si existe algún indicio de que un activo pudiera haber sufrido una pérdida por deterioro. Si existiese tal indicio, nosotros 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, nosotros 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 flujos de caja independientes.

Sin perjuicio a lo establecido en el párrafo precedente, en el caso de unidades generadoras de caja a las 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 el valor de mercado menos el costo necesario para la venta, y el “valor en uso”, que es definido como el valor presente de los flujos de caja futuros. 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 en uso, preparamos proyecciones de los flujos de caja futuros, antes de impuestos, sobre la base de los presupuestos más recientes que se disponen. Estos presupuestos incluyen las mejores estimaciones que hace la administración de los ingresos y los costos de las unidades generadoras de caja, utilizando proyecciones de la industria, la experiencia pasada y las expectativas futuras.

En general, estas proyecciones cubren los próximos cinco años, estimando los flujos de caja para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, de entre 3,4% y 13,1%, las que en ningún caso son crecientes o exceden las tasas de crecimiento promedio a largo plazo para la industria o el país particular.

Para calcular su valor presente, estos flujos de caja 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 al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 y 2013 fueron las siguientes:

País	Divisa	Nueves meses terminados el 30 de septiembre de,				Ejercicio terminado el 31 de diciembre de,			
		2015		2014		2014		2013	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Argentina.....	Peso argentino	33,9%	38,0%	42,0%	44,4%	37,2%	38,9%	42,0%	44,4%
Brasil	Real brasileño	10,9%	20,0%	9,0%	18,8%	9,7%	22,7%	9,0%	18,8%
	Peso								
Colombia.....	colombiano	14,9%		14,2%		13,3%		14,2%	
	Nuevo sol								
Perú	peruano	12,1%		11,8%	12,3%	12,6%		11,8%	12,3%
-									

Fuentes: Bancos Centrales de cada país.

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 utilidad o pérdida” en el estado de resultados integral consolidado.

Las pérdidas por deterioro de un activo reconocidas en un ejercicio 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 procedimientos de impuestos. Como se explica en la Nota 31.3 de las notas de los Estados Financieros Combinados interinos al 30 de septiembre de 2015, hemos estimado gastos probables de recursos para resolver estas demandas que bordean Ch\$ 4,8 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.

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 posteriores a la jubilación 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\$ 1,8 mil millones al 30 de septiembre de 2015 y Ch\$ 2,2 mil millones al 31 de diciembre de 2014 y el efecto que tendría 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 de Ch\$ 2,3 mil millones al 30 de septiembre de 2015 y Ch\$ 2,5 mil millones al 31 de diciembre de 2014.

Pronunciamientos contables recientes

Véase por favor la Nota 2.2 de las Notas a nuestros estados financieros combinados para información adicional relativa a pronunciamientos contables recientes.

2. Análisis de resultados operacionales durante los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015 y 2014

Ingresos

La siguiente tabla establece los ingresos por ubicación geográfica, como un porcentaje del total de los ingresos combinados de los nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2015 y 2014:

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre de,	
	2015	2014
	(como % del total)	
Argentina.....	11,3	8,3
Colombia.....	58,0	63,6
Perú.....	30,6	27,9
Chile ⁽¹⁾	0,3	0,3
Ajustes de transacciones entre empresas	(0,1)	(0,03)
Total ingreso neto combinado	100	100

-
(1) Consideramos nuestros ingresos de nuestras operaciones que no están relacionados con el negocio de electricidad no son relevantes y creemos que no afectan el análisis de los Estados Financieros Combinados. Estos ingresos provienen principalmente de servicios de ingeniería a nuestras entidades combinadas en Argentina y Perú.

Las siguientes tablas muestran la composición de los ingresos totales de las operaciones por ubicación geográfica, el volumen de ventas de energía (expresado en GWh) y el volumen de energía producida, en cada caso para los nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2015 y 2014:

Ingresos	Nueves meses terminados al 30 de septiembre de,		
	2015	2014	Cambio
	(En millones de Ch\$)		(En %)
Argentina	102.316	76.759	33,3
Colombia	525.172	588.368	(10,7)
Perú	276.761	257.950	7,3
Chile	2.848	3.012	(5,5)
Ajuste consolidado	(1.179)	(265)	n.a.
Total ingresos netos	905.918	925.824	(2,2)

Venta de energía	Nueves meses terminados al 30 de septiembre de,		
	2015	2014	Cambio
	(En GWh)		(En %)
Argentina.....	9.112	8.000	13,9
Colombia.....	12.845	12.140	5,8
Perú	6.501	6.929	(6,2)
Total.....	28.459	27.068	5,1

Generación	Nueve meses terminados al 30 de septiembre de,		
	2015	2014	Cambio
	(En GWh)		(En %)
Argentina	8.680	7.332	18,4
Colombia	10.750	10.467	2,7
Perú.....	6.190	6.550	(5,5)
Total	25.620	24.349	5,2

Los ingresos de las operaciones en Argentina crecieron en un 33,3% o Ch\$ 25,6 mil millones, a Ch\$ 102,3 mil millones en los primeros nueve meses de 2015. Este aumento se explica principalmente por mayores ingresos en Costanera de Ch\$ 19,2 mil millones durante el mismo período del año anterior, como el resultado de Ch\$ 12 mil millones mayores ventas de energía por 924 GWh debido al mayor despacho térmico y aumento de tarifas relacionados a resolución No. 482/2015 que contribuyeron Ch\$ 18 mil millones. Además, El Chocón aumentó sus ingresos por Ch\$ 6,4 mil millones, debido al incremento de ventas físicas de 189 GWh por las mejoras en las condiciones hidrológicas e incremento de aranceles relacionados con a la resolución No. 482/2015 de Ch\$ 4 mil millones.

Los ingresos totales de las operaciones en Colombia disminuyeron en un 10,7% o Ch\$ 63,2 mil millones principalmente debido al efecto desfavorable de la conversión de divisa al convertir el peso colombiano a peso chileno lo que llevo a una pérdida de Ch\$ 94,8 mil millones. El efecto de convertir los estados financieros combinados desde el peso colombiano a peso chileno en ambos períodos llevó a una baja de 16,1% en pesos chilenos para los nueve primeros meses de 2015 en comparación con el mismo período de 2014. Esto fue parcialmente compensado por el aumento de Ch\$ 20 mil millones resultante de mayores ventas físicas por 705 GWh a empresas de distribución.

Los ingresos por las operaciones en Perú crecieron en un 7,3% o Ch\$ 24,5 mil millones en los primeros nueve meses del año 2015, gracias principalmente a la depreciación del Sol peruano en relación al dólar y el peso chileno. El efecto de convertir los estados financieros combinados desde el sol peruano al peso chileno en ambos períodos resultó en un incremento de 2,1% en pesos chilenos para los nueve primeros meses de 2015 en comparación con el mismo período en el 2014. Esto fue compensado en parte por una baja de Ch\$ 2 mil millones resultante de menores ventas físicas por 428 GWh principalmente a empresas de distribución.

Total de costos de operación

Los costos totales operacionales consisten principalmente en compras de electricidad de terceros, compras de combustible, peajes pagados a empresas de transmisión, depreciación, amortización y deterioro, costos de mantención y los salarios de los empleados. Los costos totales operacionales también incluyen gastos administrativos y de ventas.

La siguiente tabla muestra el desglose de los costos combinados operacionales como porcentaje del total de costos operacionales combinados durante los nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2015 y 2014:

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre de,			
	2015		2014	
	(En millones de Ch\$)	(En %)	(En millones de Ch\$)	(En %)
Costos de Operación como Porcentaje del Total de los Costos de Operación				
Compras de electricidad.....	75.188	16,0	81.248	18,7
Compras de combustible.....	90.406	19,3	73.641	16,9
Peajes de Transmisión.....	77.180	16,5	75.907	17,4
Otros costos variables	41.058	8,8	44.080	10,1
Otros costos fijos(1).....	52.007	11,1	42.147	9,7
Costos de beneficios del Personal (1)	54.035	11,5	41.872	9,6
Depreciación, amortización y pérdidas por deterioro (1).....	78.734	16,8	76.165	17,5
Total	<u>468.609</u>	<u>100,0</u>	<u>435.058</u>	<u>100,0</u>

(1) Corresponde a gastos de venta y administración

Costos operacionales de generación

La siguiente tabla establece el desglose de los costos operacionales (excluidos los gastos administrativos y ventas) por ubicación geográfica en los nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2015 y 2014:

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre de,		
	2015	2014	Cambio
	(En millones de Ch\$)		(En %)
Argentina.....	9.127	11.132	(18,0)
Colombia.....	165.121	164.121	0,6
Perú	109.584	99.622	10,0
Total.....	<u>283.833</u>	<u>274.875</u>	<u>3,3</u>

En Argentina, a raíz de la Resolución No. 95/2013 y posteriores No. 529/2014 y No. 482/2015, el sistema de remuneración marginal ha terminado en el mercado de la generación eléctrica argentina. La remuneración se establece ahora por tecnología y capacidad. Las bases de la remuneración es el reconocimiento de los costos fijos (a ser determinados por disponibilidad) y costos variables, más un pago adicional (basado en la energía generada). Como resultado, los costos (incluyendo la contratación y los costos de servicio) alcanzaron Ch\$ 9,1 mil millones durante los nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2015, una baja de 18.0% en comparación con el Ch\$ 11,1 mil millones durante los nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2014. Este descenso se debe principalmente a una baja de 74.0% en compras de electricidad en ambos Costanera de Ch\$ 2,3 mil millones y El Chocón de Ch\$ 0,7 mil millones como el resultado de una

creciente generación causada por mayores despachos térmicos y mejores condiciones hidrológicas, respectivamente.

En Colombia, los costos operacionales en el negocio de generación se mantuvieron estables durante los nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2015 en comparación con el mismo periodo en 2014 aumentando sólo en un 0,6% en comparación con el mismo periodo de 2014 debido principalmente a mayores compras de combustibles de Ch\$ 9 mil millones de mayor generación térmica, parcialmente compensado por menores compras de energía de Ch\$ 3,9 mil millones debido a una reducción de precios en el mercado spot y la reducción de costos de del orden de Ch\$ 3,2 millones.

En Perú, los costos operacionales aumentaron en un 10.0% o Ch\$ 10 mil millones durante los nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2015 en comparación con el mismo periodo en 2014, debido principalmente a un aumento en compras de combustibles por Ch\$ 6,4 mil millones relacionadas con una mayor generación térmica y el aumento en el costo de transporte de Ch\$ 5,4 mil millones relacionados con mayores costos de peajes.

Gastos de administración y ventas

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 un desglose de nuestros gastos de administración y ventas combinados, como porcentaje del total de los gastos de administración y ventas combinados, durante los nueve meses terminaron el 30 de septiembre de 2015 y 2014:

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre de,	
	2015	2014
	(En %)	
Gastos de Administración y Ventas como Porcentaje del Total de los Gastos de Administración y Ventas		
Otros costos fijos	28,1	26,3
Costos de beneficios de personal	29,2	26,1
Depreciación, amortización y pérdidas por deterioro	42,6	47,5
Total.....	100,0	100,0

La tabla que sigue muestra el desglose de los gastos de administración y ventas por empresa para los nueve meses terminados 30 de septiembre de 2015 y 2014:

	Nueves meses terminados el 30 de septiembre de,		
	2015	2014	Cambio
	(En millones de Ch\$)		(En %)
Gastos de administración y ventas			
Argentina.....	61,652	43,869	40.5
Colombia.....	60,590	58,546	3.5
Perú	62,590	57,483	8.9
Chile.....	1,124	549	n.a.
Ajustes Combinados.....	(1,179)	(265)	n.a.
Total gastos de administración y ventas	184,777	160,184	15.4

Los gastos administración y ventas aumentaron de Ch\$ 24,6 mil millones, o el 15,4%, durante los nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2015 en comparación con el mismo periodo en 2014, como se explica a continuación.

En Argentina, los gastos administración y ventas aumentaron en un 40,5% a Ch\$ 61,7 mil millones, debido principalmente a mayores gastos de nómina de Ch\$ 12,5 mil millones después del aumento en la fuerza laboral y salarios y beneficios durante este periodo.

En Colombia, los gastos de venta y administración aumentaron en Ch\$ 58,5 mil millones para los nueve primeros meses de 2014 a Ch\$ 60,6 mil millones en los primeros nueve meses del año 2015, debido principalmente al impuesto sobre el patrimonio de Ch\$ 8,6 mil millones relacionado con la reforma tributaria Ley No. 1.739 en vigor desde diciembre de 2014.

En el Perú, los gastos de administración y ventas aumentaron en un 8,9% a Ch\$ 62,6 mil millones, debido principalmente a mayores gastos de depreciación y deterioro del valor de Ch\$ 3,3 mil millones.

Margen Operacional

El siguiente es nuestro margen operacional por ubicación geográfica para los nueve meses terminado 30 de septiembre de 2015 y 2014:

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre de,	
	2015	2014
	(En %)	
Margen operacional		
Argentina	30,8	28,3
Colombia	57,0	62,2
Perú.....	37,8	39,1
Chile	60,6	81,8
Margen operacional total.....	48,3	53,0

Nuestro margen operacional o ingresos de explotación como porcentaje de los ingresos, disminuyó a 48.3% para los nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2015 en comparación con el 53.0% para los nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2014.

Esto se debe a menores márgenes operativos en Colombia, compensado parcialmente por mayores márgenes en Argentina. El margen operacional menor en Colombia fue el resultado de una disminución de ingresos en relación con niveles estables de costos de operación principalmente relacionados con el efecto de la conversión de divisa desfavorable al convertir el peso colombiano al peso chileno las pesos chilenos, que llevo a una pérdida de Ch\$ 94,8 mil millones. El margen operacional en Argentina incrementó a 30.8% desde 28,3%, principalmente como consecuencia de las tarifas más elevadas relacionados con la Resolución No. 482/2015 y mayor generación hidroeléctrica y térmica. El margen operacional en Perú disminuyó ligeramente principalmente por su aumento de costo operativo en un 10.0% debido a mayores costos de combustibles y peajes.

Resultado operacional

La siguiente tabla resume el resultado operacional por ubicación geográfica durante los nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2015 y 2014:

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre de,		
	2015	2014	Cambio
	(En millones de \$)		(En %)
Resultado operacional			
Argentina	31.536	21.758	44,9
Colombia	299.461	365.700	(18,1)
Peru.....	104.587	100.845	3,7
Chile	1.725	2.463	(30,0)
Total resultado operacional	437.309	490.766	(10,9)

Nuestro resultado operacional combinado fue Ch\$ 437,3 mil millones en los primeros nueve meses del año 2015 o 10,9% superiores a los Ch\$ 490,8 mil millones registrados en septiembre de 2014. Esto se debe principalmente al menor resultado operacional en Colombia por Ch\$ 66,2 mil millones en los primeros nueve meses del año 2015, alcanzando Ch\$ 299,5 mil millones, debido principalmente a menores ingresos de Ch\$ 63,2 mil millones y el reconocimiento del decreto del impuesto a la riqueza del gobierno colombiano por Ch\$ 8,6 mil millones.

En Argentina, el resultado operacional aumentó en Ch\$ 9,8 mil millones a Ch\$ 31,5 mil millones debido a mayores ventas físicas y aumento en las tarifas relacionadas a la Resolución No. 482/2015. Los ingresos de explotación en Perú crecieron en un 3,7% a Ch\$ 104,6 mil millones para los nueve primeros meses de 2015 en comparación con Ch\$ 100,8 mil millones para el mismo período en el 2014, principalmente como consecuencia de la depreciación del Sol peruano en relación al dólar y el peso chileno.

Otros resultados

La siguiente tabla muestra cierta información relacionada con nuestros otros resultados combinados para los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015 y 2014:

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre de,		
	2015	2014	Cambio
	(En millones de Ch\$)		(En %)
Resultados financieros			
Ingresos financieros	14.063	9.852	42,7
Gastos financieros	(57.693)	(53.349)	8,1
Diferencias en el cambio de moneda extranjera	326	(24.482)	n.a.
Total	(43.304)	(67.979)	(36,3)
Otros			
Participación en las ganancias de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	29.168	34.443	(15,3)
Ingreso neto de otras inversiones	—	668	n.a.
Ingreso neto de venta de activos	38	70	(45,5)
Total	29.206	35.181	(17,0)
Otros resultados totales	(14.098)	(32.797)	(57,0)

Resultados financieros

Nuestros resultados financieros netos fue un gasto de Ch\$ 43,3 mil millones en los primeros nueve meses del año 2015, una baja de 36.3% en comparación con el gasto de Ch\$ 68 mil millones en el mismo periodo de 2014. Esta mejoría se debió principalmente a un menor gasto de Ch\$ 24,8 mil millones en diferencias de cambio de moneda extranjera debido principalmente a la renegociación de los términos de Costanera de la deuda denominada en dólares norteamericanos con Mitsubishi Corporation ("MC") en octubre de 2014.

Participación en las ganancias de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación

Nuestra participación en las ganancias netas de las inversiones contabilizadas según el método de la participación ascendieron a Ch\$ 29,2 mil millones durante los nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2015, una disminución del 15,3% respecto al mismo periodo en 2014. Esta baja fue principalmente por la disminución en Ch\$ 7,3 mil millones del ingreso neto de Enel Brasil principalmente por menores utilidades del negocio de generación en Brasil relacionados con la sequía que afecta al país desde 2012. Para más información ver Nota 11 de las notas a nuestros estados financieros combinados interinos.

Impuestos a las ganancias

El gasto por impuestos a las ganancias disminuyó en un 2,7% en los primeros nueve meses del año 2015 o Ch\$ 4,6 mil millones, a Ch\$ 167,6 mil millones, comparado con el mismo período en 2014. La tasa tributaria efectiva fue de 39,6% en los primeros nueve meses del año 2015 y 37,6% en el mismo periodo en 2014.

La disminución en los gastos tributarios fue principalmente debido a la reducción de la base imponible en Colombia de Ch\$ 63,4 mil millones, un crédito tributario menor en Chile de Ch\$ 14,1 mil millones relacionadas con dividendos más bajos recibidos de Enel Brasil durante los primeros nueve meses de 2015 y una baja a 28% de la tasa de impuesto en Perú en los primeros nueve meses de 2015, comparado con un 30% para el mismo período en 2014, como resultado de la Reforma Tributaria No. 30296 vigente desde el 1 de enero de 2015. Para más información véase Nota 29 de las notas a nuestros estados financieros combinados interinos.

Ganancia

La siguiente tabla muestra nuestra ganancia combinada antes de impuestos, los impuestos a las ganancias y la ganancia, para los nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2015 y 2014:

	Nueves meses terminados el 30 de septiembre de,		
	2015	2014	Cambio
	(En millones de Ch\$)		(En %)
Ganancia neta antes de impuestos	423.211	457.969	(7,6)
Impuestos a las ganancias.....	(167.560)	(172.220)	(2,7)
Ganancia neta	255.651	285.749	(10,5)
Ganancia Neta atribuible a la matriz	93.789	93.081	0,8
Ganancia Neta atribuible a participación minoritaria	161.862	192.669	(16,0)

Para un desglose de la ganancia neta por área geográfica, ver nota 30 de las notas a nuestros Estados Financieros Combinados interinos.

3. Análisis de los Resultados de Operaciones para los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013

Ingresos

La siguiente tabla muestra las ventas de electricidad de nuestras filiales y los correspondientes cambios para los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013:

	Año terminado el 31 de diciembre de,	
	2014	2013
	(como % del total)	
Argentina	8,7	12,4
Colombia.....	62,0	60,5
Perú.....	29,1	26,8
Chile.....	0,4	0,3
Ajuste consolidado.....	(0,2)	—
Ingresos combinados totales	100	100

Las siguientes tablas muestran el desglose de nuestros ingresos totales de operaciones por ubicación geográfica, el volumen de ventas (expresado en GWh) y el volumen de energía producida en cada caso para los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013.

Ingresos	Año terminado el 31 de diciembre de,		
	2014	2013	Cambio
	(En millones de Ch\$)		(En %)
Argentina.....	105.265	131.443	(19,9)
Colombia.....	753.373	639.504	17,8
Perú	353.795	283.806	24,7
Chile.....	5.161	3.102	66,4
Entidades extranjeras combinadas ajuste consolidado	(2.035)	(461)	n.a.
Ingresos totales	1.215.559	1.057.395	15,0

Venta de energía	Año terminado el 31 de diciembre de,		
	2014	2013	Cambio
	(En GWh)		(En %)
Argentina.....	10.442	12.354	(15.5)
Colombia.....	15.773	16.090	(2.0)
Perú	9.320	8.904	4.7
Total	35.535	37.348	(4.8)

Generación	Año terminado el 31 de diciembre de,		
	2014	2013	Cambio
	(En GWh)		(En %)
Argentina.....	9.604	10.840	(1,4)
Colombia.....	13.559	12.748	6,4
Perú	8.609	8.391	2,6
Total	31.772	31.979	(0,6)

Los ingresos provenientes de operaciones en Argentina disminuyeron en un 19,9% o Ch\$ 26,2 mil millones, principalmente por el efecto de la conversión de moneda al convertir las declaraciones de ganancias del peso argentino al peso chileno, que condujo a una reducción de 22,3%, o Ch\$ 23 mil millones, en 2014, en comparación con 2013. Excluyendo el efecto de la conversión de moneda, los ingresos aumentaron en un 3% o Ch\$ 3 mil millones, principalmente debido al impacto de la Resolución No. 529/2014 que actualiza las tarifas y aumenta los ingresos de El Chocón por Ch\$ 1,5 mil millones. Los ingresos de Costanera también aumentaron en Ch\$ 1,5 mil millones en relación a su contrato de disponibilidad de ciclo combinado con la Secretaría de Energía.

Los ingresos totales de operaciones en Colombia aumentaron en Ch\$ 113,9 mil millones o 17,8%, debido principalmente al aumento de 17,3% en los ingresos por ventas de energía, como consecuencia de Ch\$ 65 mil millones por aumento de precio y el efecto de la conversión del estado de resultados del peso colombiano al peso chileno, que en ambos períodos llevó al incremento de 7,6% en pesos chilenos, o Ch\$ 48 mil millones en 2014 en comparación con 2013.

Los ingresos de operaciones en Perú crecieron en un 24,7% y Ch\$ 70,4 mil millones en 2014, debido principalmente al incremento de 13,6% en ventas de energía eléctrica como consecuencia del incremento de 417 GWh en las ventas físicas de energía por Ch\$ 43 mil millones en ventas de energía eléctrica. El efecto de la conversión de moneda del estado de resultados del sol peruano a peso chileno para ambos períodos llevó al incremento de 9,6%, o aumento de Ch\$ 27 mil millones en 2014 comparado con 2013.

Total de costos de operación

Los costos de operación consisten principalmente en las compras de electricidad a terceros, compras de combustibles, peajes pagados a las empresas de transmisión, costos de mantención, salarios de los empleados, depreciación, amortización y deterioro. Los costos de operación también incluyen gastos de administración y ventas.

La siguiente tabla muestra el desglose de los costos de operación combinados, como un porcentaje del total de los costos de operación para los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013.

	Año terminado el 31 de diciembre de,			
	2014		2013	
	(En millones de Ch\$)	(En %)	(En millones de Ch\$)	(En %)
Costos de Operación como Porcentaje del Total de los Costos de Operación				
Compras de electricidad	108.349	18,3	113.258	20,8
Compras de combustibles.....	100.755	17,0	96.237	17,7
Peaje por Transmisión	103.553	17,5	84.159	15,5
Otro costo variable	56.584	9,5	42.324	7,8
Otro costo fijo (1).....	60.036	10,1	52.541	9,7
Costos de beneficios del Personal (1).....	57.341	9,7	51.793	9,5
Depreciación, amortización y pérdidas por deterioro (1)	105.894	17,9	103.577	19,0
Total	592.512	100,0	543.888	100,0

(1) Corresponde de gastos de administración y ventas

Costos de operación: generación

La siguiente tabla muestra el desglose de costos de operación (excluidos los gastos de administración y ventas) por ubicación geográfica para los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013:

	Año terminado el 31 de diciembre de,		
	2014	2013	Cambio
	(En millones de Ch\$)	(En millones de Ch\$)	(En %)
Argentina	15.204	36.479	(58,3)
Colombia.....	220.303	204.419	7,8
Perú	133.735	95.080	40,7
Total	369.242	335.978	9,9

En Argentina, a raíz de la Resolución No. 95/2013 y resoluciones posteriores No. 529/2014 y No. 482/2015, terminó el sistema de remuneración marginal en el mercado de la generación eléctrica argentina. La remuneración se establece ahora por tecnología y capacidad. Las bases de la remuneración es el reconocimiento de los costos fijos (a ser determinados por disponibilidad) y costos variables, más un pago adicional (basado en la energía generada). Como resultado, los costos (incluyendo la contratación y los costos de servicio) alcanzaron Ch\$ 15,2 mil millones en 2014, con una disminución de 58,3% en comparación con Ch\$ 36,5 mil millones en 2013. Esto último se explica en parte por una caída de 18,2% en generación de energía de Costanera que redujo, a su vez, su adquisición y los costos de servicio en Ch\$ 17,5 mil millones. Además, la generación física de electricidad de El Chocón aumentó en un 13,6% resultando en una reducción en compras de electricidad por Ch\$ 3,8 mil millones que mayormente explica la disminución de un 30,7% en sus costos de contratación y servicios. (Para más detalles Véase "Ítem 4. Información de la Compañía — B. Resumen de Negocios: Marco Regulatorio de la Industria Eléctrica — Argentina — Desarrollos Regulatorios.")

En Colombia, los costos de operación en el negocio de generación aumentaron en un 7,8% en el 2014 debido principalmente a Ch\$ 16,2 mil millones, o el aumento de 7,7%, de otros suministros variables y costos del servicio como consecuencia de royalty ambiental y otros servicios de soporte técnico. Además, los gastos de

transporte aumentaron en un 15,1% o Ch\$ 9 mil millones, como resultado de mayores ventas al mercado no regulado.

En Perú, los costos de operación aumentaron en un 40,7% debido al aumento en Ch\$ 14,1 mil millones en gastos en combustible como consecuencia de la mayor generación térmica de 6,5% como consecuencia de la indisponibilidad de algunas unidades de generación relevantes en el sistema peruano durante el período; incremento de compras de energía en Ch\$ 13,4 mil millones en el mercado spot y mayores gastos de transporte en Ch\$ 12,1 mil millones relacionados con el peaje.

Gastos de administración y ventas

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 un desglose de nuestros gastos de administración y ventas combinados, como porcentaje del total de los gastos de administración y ventas combinados, para los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013:

	Año terminado el 31 de diciembre de,	
	2014	2013
	(En %)	
Gastos de Administración y Ventas como Porcentaje del Total de los Gastos de Administración y Ventas		
Otros costos fijos.....	26,9	25,3
Costos de beneficios del personal.....	25,7	24,9
Depreciación, amortización y pérdidas por deterioro	47,4	49,8
Total	100,0	100,0

La tabla que sigue muestra el desglose de los gastos de administración y ventas por área geográfica para los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013:

	Año terminado el 31 de diciembre de,		
	2014	2013	Cambio
	(En millones de Ch\$)		(En %)
Gastos de administración y ventas			
Argentina	62.106	60.036	3,4
Colombia	83.538	71.091	17,5
Perú.....	78.902	76.535	3,1
Chile	760	709	7,1
Ajustes Combinados	(2.035)	(461)	n.a.
Total gastos de venta y administración	223.271	207.911	7,4

Los gastos de venta y administración aumentaron en Ch\$ 15,4 mil millones en 2014.

En Colombia, los gastos de administración y ventas aumentaron de Ch\$ 71,1 mil millones en 2013 a Ch\$ 83,5 mil millones en 2014, principalmente como resultado de cargos de depreciación y amortización más altos de Ch\$ 6,2 mil millones y del incremento de otros gastos de operación fijos en Ch\$ 4,3 mil millones debido a reclasificaciones contables y gastos relacionados con el proyecto El Quimbo junto con mayores gastos de nómina relacionadas con el mismo proyecto. En Argentina, los gastos de administración y ventas aumentaron en un 3,4% en comparación con el 2013, debido principalmente a mayores gastos por salarios de Ch\$ 6,9 mil millones durante el año.

Margen Operacional

El siguiente es nuestro margen operacional por área geográfica para los años terminados 31 de diciembre de 2014 y 2013:

	Año terminado el 31 de diciembre de,	
	2014	2013
	(En %)	
Margen operacional		
Argentina	26,6	26,6
Colombia	59,7	56,9
Perú.....	39,9	39,5
Chile	85,3	77,1
Total margen operacional	51,3	48,6

Nuestro margen operacional o utilidad de operación como porcentaje de los ingresos, una medida de eficiencia, aumentó a 51,3% en 2014 de 48,6% en 2013, debido principalmente a los márgenes operativos más altos en Colombia.

El mejoramiento en la margen operacional de Colombia fue principalmente por el aumento en Ch\$ 113,9 mil millones en los ingresos debido a mayores precios promedios de venta, junto con menores costos de operación de Ch\$ 15,9 mil millones por una mayor generación hidroeléctrica.

Resultado Operacional

La siguiente tabla resume el resultado operacional por ubicación geográfica para los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013:

	Año terminado el 31 de diciembre de,		
	2014	2013	Cambio
	(En millones de Ch\$)		(En %)
Resultado de operación			
Argentina	27.955	34.928	(20,0)
Colombia	449.533	363.993	23,5
Perú.....	141.158	112.192	25,8
Chile	4.401	2.393	83,9
Total resultado de operación	623.047	513.506	21,3

Nuestros ingresos combinados de explotaciones fueron Ch\$ 623 mil millones en 2014 o 21,3% superior a los Ch\$ 513,5 mil millones en 2013. Este aumento fue principalmente el resultado de los altos precios de venta de electricidad en Colombia y Perú. Este incremento se compensó parcialmente por los mayores costos de transporte de Ch\$ 19,4 mil millones principalmente en Perú y Colombia, junto con los costos más altos de contratación y servicios de Ch\$ 14,3 mil millones sobre todo en Colombia y los mayores costos de combustibles de Ch\$ 4,5 mil millones como consecuencia de un mayor consumo de combustible principalmente en Perú por Ch\$ 14 mil millones.

Otros resultados

La siguiente tabla muestra cierta información relacionada con nuestros otros resultados combinados para los para los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013:

	Año terminado el 31 de diciembre de,		
	2014	2013	Cambio
	(En millones de Ch\$)		(En %)
Resultados financieros			
Ingresos financieros.....	93.967	15.137	n.a.
Costos financieros	(65.211)	(66.695)	(2,2)
Diferencia de cambio en moneda extranjera	(20.193)	(11.577)	(74,4)
Total	8.564	(63.135)	113,6
Otros			
Participación en la ganancias de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	61.598	95.038	(35,2)
Ingreso neto de otras inversiones	668	726	(7,9)
Ingreso neto de venta de activos.....	82	118	(30,4)
Total	62.348	95.882	(35,0)
Total otros resultados.....	70.912	32.747	116,6

Resultados financieros

Nuestros resultados financieros netos en 2014 registraron una ganancia de Ch\$ 8,6 mil millones en comparación con el gasto de Ch\$ 63,1 mil millones en 2013. Esta mejoría se debe principalmente al incremento de Ch\$ 78,8 mil millones en ingresos financieros, principalmente como resultado de la renegociación de los términos de la deuda de Costanera con Mitsubishi Corporation ("MC") en octubre de 2014, lo que llevó al incremento en los ingresos financieros de US\$ 107 millones, incluyendo el capital y los intereses. Según los términos, MC perdonó los intereses devengados por el monto de US\$ 66 millones al 30 de septiembre de 2014. Para más información ver Nota 28 de las notas a los Estados Financieros Combinados.

Participación en las ganancias de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación

Nuestra participación en las ganancias de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación ascendió a Ch\$ 61,6 mil millones al 31 de diciembre de 2014, un descenso de 35,2% en comparación con 2013. Esta disminución se debe sobre todo a los inferiores resultados netos de Enel Brasil por Ch\$ 32,2 mil millones, significando una reducción en las ganancias de generación y distribución principalmente debido a la sequía que ha afectado a Brasil desde 2012. Para más información ver Nota 11 de las notas a los Estados Financieros Combinados.

Impuestos a las ganancias

El gasto por impuestos a las ganancias aumentó en un 21,5%, a Ch\$ 204,1 mil millones, comparado con 2013, como resultado de mayores impuestos en Colombia de Ch\$ 11,5 mil millones y mayores impuestos diferidos en Argentina de Ch\$ 14,3 mil millones relacionados con la renegociación de las deudas de Costanera con MC.

La tasa tributaria efectiva fue de 29,4% en 2014 y 30,7% en 2013. Para más información ver Nota 29 de las notas a los Estados Financieros Combinados.

Ganancia

La siguiente tabla muestra nuestra ganancia combinada antes de impuestos, los impuestos a las ganancias y la ganancia para los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013:

	Año terminado el 31 de diciembre de,		
	2014	2013	Cambio
	(En millones de Ch\$)		(En %)
Ganancia neta antes de impuestos	693.959	546.252	27,0
Impuestos a las ganancias.....	(204.051)	(167.912)	21,5
Ganancia neta	489.908	378.340	29,5
Ganancia neta atribuible a la matriz.....	220.155	180.784	21,8
Ganancia neta atribuible al interés minoritario	269.753	197.557	36,5

Para un desglose de la ganancia neta por área geográfica, ver nota 30 de las notas a los Estados Financieros Combinados.

B. Liquidez y recursos de capital.

El siguiente análisis de fuentes y usos de efectivo refleja los parámetros claves de nuestro flujo de caja.

Nosotros, de forma independiente, recibiremos ingresos de caja de nuestras entidades combinadas extranjeras así como de las compañías asociadas, fuera de Chile. Los flujos de caja de las entidades combinadas y de las asociadas extranjeras pueden no estar disponibles para satisfacer nuestras necesidades de liquidez, principalmente porque no son de propiedad exclusiva nuestra y porque hay una demora antes de que tengamos acceso efectivo a esos fondos, a través de dividendos o reducciones de capital. Sin embargo, estimamos que el flujo de caja generado por las operaciones de nuestro negocio, así como los saldos de caja, préstamos de bancos comerciales y el amplio acceso a los mercados de capitales, tanto chilenos como internacionales, son suficiente para satisfacer todas nuestras necesidades de capital de trabajo, de servicio de deuda, pago de dividendos y de los gastos de capital habituales en el futuro previsible.

Tenemos los siguientes intereses económicos en nuestras entidades combinadas: 62,5% en nuestra entidad combinada peruana, Edegel; 75,7% en nuestra entidad combinada argentina, Costanera; 65,4% en nuestra entidad combinada argentina, El Chocón; y 26,9% en nuestra entidad combinada colombiana, Emgesa. También tenemos el 56,4% de los derechos de voto de Emgesa como resultado de una transferencia de derechos a voto de Enersis que nos permite nombrar a la mayoría de los miembros del Directorio según el acuerdo de los accionistas. Por lo tanto, controlamos Emgesa. Para obtener más información sobre nuestro control y combinación de Emgesa, ver "— A. Ingresos de Explotación. — 1. Análisis de los Principales Factores Que Afectan los Ingresos de Explotación y Situación Financiera de la Empresa." más arriba.

La siguiente tabla muestra la información de nuestros flujos de caja combinados para los periodos indicados:

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre		Ejercicio terminado el 31 de diciembre	
	2015	2014	2014	2013
	(En miles de millones de Ch\$)			
Flujo de caja neto de (utilizado en) actividades de operación	335	399	568	395
Flujo de caja neto de (utilizado en) actividades de inversión	(186)	(152)	(137)	(119)
Flujo de caja neto de (utilizado en) actividades de financiamiento.....	(282)	(230)	(394)	(218)
Incremento (Disminución) neto en el efectivo y equivalentes al efectivo antes del efecto de la variación en la tasa de cambio	(133)	17	38	59
Efecto de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y o equivalentes al efectivo	2	14	(25)	(4)
Efectivo y equivalente al efectivo al principio del periodo	298	286	286	231
Efectivo y equivalente al efectivo al término del periodo	167	317	298	286

Durante los nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2015, el flujo de caja neto de actividades de operación fue Ch\$ 335 mil millones, una disminución de Ch\$ 63 mil millones o 15,9%, en comparación con Ch\$ 399 mil millones para el mismo período de 2014, principalmente como consecuencia de una disminución en ingresos de la venta de bienes y servicios de Ch\$ 78 mil millones principalmente en Colombia, lo que contribuyó Ch\$ 89 mil millones de menores ingresos. La disminución de Emgesa es la consecuencia de un

efecto desfavorable de la conversión del peso colombiano a peso chileno, que llevo a una disminución de 16,1% en la operación de flujos de caja de la entidad combinada colombiana en pesos chilenos para los nueve primeros meses de 2015 en comparación con el mismo período en el 2014. Aunque Emgesa aumentó sus ventas físicas por 705 GWh en comparación con el mismo período en 2014 y los ingresos en Argentina y Perú aumentaron en un 33,3% y 7,3% respectivamente, estos incrementos no fueron suficientes para compensar el efecto del tipo de cambio que afectó al peso colombiano, ya que lo reunido en Colombia representaba el 56% de las ingresos de Endesa Américas. Además, la disminución del flujo de caja neto de las actividades de operación fueron el resultado del aumento de Ch\$ 15 mil millones en impuestos sobre la renta pagados en Colombia como resultado de mayores ventas. Esta disminución fue parcialmente compensada por el aumento en otros ingresos de actividades de Ch\$ 24 mil millones principalmente en Perú relacionados con el alquiler de las instalaciones hidráulicas a Egehuanza, una compañía no relacionada.

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2014, el flujo neto de efectivo procedente de actividades de operación fue de Ch\$ 568 mil millones, un incremento de Ch\$ 173 mil millones, o 43,6%, comparado con el flujo de caja neto de actividades de operación de Ch\$ 395 mil millones para 2013, principalmente como consecuencia del aumento en los ingresos por venta de bienes y servicios por Ch\$ 183 mil millones, conformada por Ch\$ 122 mil millones de Colombia, por aumento en las ventas de energía, como consecuencia de precios promedios de venta más altos en 19,6% y Ch\$ 88 mil millones en Perú como consecuencia de un aumento en 8,5% en el precio promedio de ventas de electricidad expresado en pesos chilenos y un aumento de 4,7% en las ventas de energía. Este incremento fue parcialmente compensado por el aumento de Ch\$ 18 mil millones en impuestos pagados sobre la renta, conformado por Ch\$ 15,7 mil millones en Perú y Ch\$ 5,4 mil millones en Colombia, en ambos casos como consecuencia del aumento de ventas de energía.

Durante los nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2015, el efectivo neto utilizado en las actividades de inversión fue de \$ 186 mil millones, comparado con el efectivo neto usado en actividades de inversión de Ch\$ 152 mil millones para el mismo período de 2014. El incremento se debe principalmente a la adquisición de propiedades, planta y equipos por Ch\$ 216 mil millones, principalmente en Emgesa y Edegel (ver "Ítem 4. Información de la Compañía - A. Historia y Desarrollo de la Empresa, Inversión, Gasto de Capital y Desinversiones"), parcialmente compensados por las ganancias de las inversiones en depósitos a plazo con un vencimiento mayor a 90 días de Ch\$ 19 mil millones, interés recibido por Ch\$ 5 mil millones e ingresos de contratos de derivados por Ch\$ 5 mil millones.

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2014, el efectivo neto utilizado en actividades de inversión fue de \$ 137 mil millones, comparado con el efectivo neto usado en las actividades de inversión por \$ 119 mil millones para 2013. El incremento se debe principalmente a la adquisición de propiedades, planta y equipos por Ch\$ 266 mil millones, principalmente en Emgesa y Edegel (ver "Ítem 4. Información de la Compañía - A. Historia y Desarrollo de la Empresa, Inversión, Gasto de Capital y Desinversiones") y las inversiones en depósitos a plazo con un vencimiento superior a 90 días de Ch\$ 20 mil millones. Esto fue parcialmente compensado por las ganancias de dividendos clasificados como flujos de efectivo por inversión de Ch\$ 126 mil millones, interés recibido de Ch\$ 10 mil millones y los ingresos de los contratos a futuro, forwards, opciones y swaps por Ch\$ 8 mil millones.

Durante los nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2015, el efectivo utilizado en actividades de financiamiento alcanzo Ch\$ 282 mil millones. A continuación se describen los principales parámetros de este cambio.

Los egresos en efectivo en total de financiamientos se explicaron principalmente por:

- Ch\$ 261 mil millones en dividendos (incluyendo Ch\$ 108 mil millones para Endesa Américas de forma independiente, Ch\$ 128 mil millones para Emgesa, excluyendo dividendos pagados y Ch\$ 25 mil millones para Edegel, excluyendo dividendos pagados a nosotros).
- Ch\$ 218 mil millones de pagos en préstamos y bonos (Ch\$ 119 mil millones para Emgesa, Ch\$ 87 mil millones para Edegel y Ch\$ 10 mil millones para El Chocón, entre otros).
- Ch\$ 72 mil millones de gastos por intereses (incluyendo Ch\$ 62 mil millones para Emgesa y Ch\$ 5 mil millones para Edegel, entre otros).

Estos gastos en efectivo fueron compensados por los ingresos de efectivo principalmente debido a:

- Ch\$ 211 mil millones en préstamos incurridos por Emgesa.
- Ch\$ 43 mil millones en préstamos incurridos por Edegel.
- Ch\$ 10 mil millones en préstamos incurridos por El Chocón.

- Ch\$ 14 mil millones de inversión neta de las sociedades matrices.

Para los nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2014, el efectivo utilizado en actividades de financiamiento alcanzo Ch\$ 230 mil millones. A continuación se describen los principales parámetros de este cambio.

Los egresos de efectivo en total de actividades de financiamiento fueron principalmente debido a:

- Ch\$ 225 mil millones en dividendos (incluyendo Ch\$ 90 mil millones para Endesa Américas de forma independiente, Ch\$ 107 mil millones para Emgesa, excluyendo dividendos pagados a nosotros y Ch\$ 28 mil millones para Edegel, excluyendo dividendos pagados a nosotros).
- Ch\$ 73 mil millones de pagos de préstamos (incluyendo Ch\$ 40 mil millones para Emgesa y Ch\$ 26 mil millones para Edegel, entre otros).
- Ch\$ 71 mil millones de gastos por intereses (incluyendo Ch\$ 58 mil millones para Emgesa y Ch\$ 6 mil millones para Edegel, entre otros).
- Ch\$ 54 mil millones de inversión neta de las empresas matrices.

Estos gastos en efectivo fueron compensados por los ingresos de efectivo principalmente debido a:

- Ch\$ 165 mil millones en emisiones de bonos de Emgesa.
- Ch\$ 33 mil millones en préstamos incurridos por Edegel a base combinada.

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2014, el efectivo utilizado para las actividades de financiamiento alcanzó Ch\$ 394 mil millones. A continuación se describen los principales parámetros de este cambio.

Los egresos en efectivo en total de actividades de financiamiento fueron principalmente debido a:

- Ch\$ 274 mil millones en dividendos (incluyendo Ch\$ 90 mil millones para Endesa Américas de forma independiente, Ch\$ 153 mil millones para Emgesa, y Ch\$ 31 mil millones para Edegel, excluyendo dividendos pagados a nosotros).
- Ch\$ 142 mil millones de inversión neta de las sociedades matrices.
- Ch\$ 86 mil millones de pagos de préstamos (incluyendo Ch\$ 40 mil millones para Emgesa, Ch\$ 25 mil millones para Edegel y Ch\$ 10 mil millones de Chinango, entre otros).
- Ch\$ 83 mil millones de gastos por intereses (incluyendo Ch\$ 66 mil millones para Emgesa, Ch\$ 5 mil millones para El Chocón y Ch\$ 7 mil millones para Edegel, entre otros).

Los egresos en efectivo fueron compensados por los ingresos de efectivo principalmente debido a:

- Ch\$ 165 mil millones en emisiones de bonos de Emgesa.
- Ch\$ 33 mil millones en préstamos incurridos por Edegel a base combinada.

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2013, el efectivo utilizado en las actividades de financiamiento alcanzo Ch\$ 218 mil millones. A continuación se describen los principales parámetros de este cambio.

Los egresos de efectivo en total de actividades de financiamiento fueron principalmente debido a:

- Ch\$ 255 mil millones en dividendos (incluyendo Ch\$ 84 para Endesa Américas de forma independiente, Ch\$ 146 mil millones para Emgesa, y Ch\$ 24 mil millones para Edegel, excluyendo dividendos pagados a nosotros).
- Ch\$ 66 mil millones del gasto por intereses (incluyendo Ch\$ 51 mil millones de Emgesa y Ch\$ 8 mil millones para Edegel, entre otros).
- Ch\$ 41 mil millones de pagos de préstamos por El Chocón y Edegel.
- Ch\$ 32 mil millones de inversión neta de las sociedades matrices.

Los egresos en efectivo fueron compensados por los ingresos de efectivo principalmente debido a:

- Ch\$ 149 mil millones en emisiones de bonos de Emgesa.
- Ch\$ 11 mil millones en aumento de capital por Costanera.
- Ch\$ 20 mil millones en préstamos incurridos por El Chocón.

Para una descripción de los riesgos de liquidez relacionados con la incapacidad de nuestras entidades combinadas de transferir fondos, por favor véase el “Ítem 3. Información Clave — D. Factores de riesgo — Riesgos Relacionados con Nuestro Negocio - Para cumplir con nuestras obligaciones de pago dependemos en parte de los pagos de nuestras entidades combinadas, empresas de administración conjunta, y afiliadas”.

Coordinamos la estrategia de financiamiento global de las entidades combinadas que nosotros controlamos. Nuestras entidades combinadas 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. Endesa Américas, de forma independiente, no tiene ninguna obligación legal u otros compromisos para apoyar financieramente nuestras entidades combinadas. Endesa Américas, de forma independiente, también no tiene ningún acuerdo de deuda que incluye disposiciones cruzadas por incumplimiento que podrían desencadenarse por cualquier incumplimiento argentino o de cualquier otra entidad combinada y por lo tanto, no se vería afectado por un incumplimiento por parte de cualquier entidad combinada. Para mayor información respecto de nuestros compromisos de inversiones de capital, por favor véase el “Ítem 4. Información de la Compañía — A. Historia y Desarrollo de la Compañía — Inversiones, Gastos de Capital y Desinversiones” y la tabla de nuestras obligaciones contractuales que aparece más abajo.

Habiendo establecido nuestra política corporativa en relación con la autonomía financiera que nosotros esperamos de nuestras entidades combinadas, recientemente y en una medida muy limitada entregamos apoyo financiero en Argentina en la forma de préstamos inter-compañías y aportes de capital donde la deuda fue capitalizada. También hemos garantizado un préstamo con terceros por un monto inmaterial. La mayoría de los préstamos han sido proporcionados por nuestro vehículo de inversión, Endesa Argentina S.A., usando fondos locales tales como dividendos de otras filiales argentinas.

Adicionalmente, información acerca de nuestra participación en el aumento de capital de 2013 en Costanera se puede encontrar más Adelante en esta sección y en el “Ítem 7 – Principales Accionistas y Transacciones con Partes Relacionadas – B. Transacciones con Partes Relacionadas”.

Creemos que el nivel de tal apoyo financiero es insignificante en el contexto de nuestros estados financieros combinados, tomados como un todo. Las razones fundamentales para tal apoyo financiero limitado son los recientes cambios regulatorios implementados por las autoridades argentinas tales como las Resoluciones 95, 529 y 482 y nuestra expectativa de que nuestros activos argentinos de largo plazo serán eventualmente recuperados a través de flujos de caja que resulten de las nuevas y más favorables regulaciones para el sector eléctrico.

En la medida que existan positivas señales del mercado respecto de mejoras regulatorias que nos permitan prever efectos favorables en los resultados operacionales de nuestras filiales argentinas, continuaremos evaluando apoyo financiero adicional, transitorio y excepcional (fundamentalmente, en la forma de préstamos inter-compañías) en base caso a caso, como se describe en este contexto.

Después de terminado el proceso de Spin-off, tendremos American Depositary Shares las cuales pensamos cotizar y transar en la NYSE, para en el futuro poder acceder a los mercados internacionales de capital de renta variable (incluidas las licitaciones de ADS registradas en SEC). También podríamos emitir bonos en los Estados Unidos ("bonos Yankee") dependiendo de nuestras necesidades de liquidez.

La siguiente tabla muestra los bonos de Emgesa emitidos en los Estados Unidos y el monto principal agregado pendiente al 30 de septiembre de 2015. Los bonos son denominados en pesos colombianos. La tasa de interés anual es de 10,17%.

Emisor	Periodo	Vencimiento	Cupón (inflación -tasa reajuste)	Monto principal agregado		
				Emitido	Pendiente	
			(%)	(En miles de millones de CP\$)	(En miles de millones de CP\$)	(En miles de millones de Ch\$) ⁽¹⁾
Emgesa	10 años	enero 2021	10,17	737	737	165

(1) Calculado en base a tipo de cambio observado al 30 de septiembre de 2015, igual a CP\$ 4,4681 por Ch\$ 1,00.

Tendremos acceso a los mercados de capitales domésticos en Chile como también en los mercados de nuestras entidades combinadas en los cuatro países en los cuales tenemos inversiones en los que nuestras entidades combinadas han emitido instrumentos de deuda, que incluyen papeles comerciales (“*commercial papers*”) y bonos a mediano y largo plazo, que se venden principalmente a los fondos de pensiones, compañías de seguros de vida y a otros inversionistas institucionales.

La siguiente tabla muestra bonos locales emitidos por nuestras entidades combinadas que están pendientes al 30 de septiembre de 2015. Presentamos información agregada para cada empresa. La columna de vencimiento para cada empresa refleja la emisión con el vencimiento más largo, y la tasa del cupón corresponde al cupón promedio ponderado de todas sus emisiones.

Emisor	Vencimiento	Cupón ⁽¹⁾	Monto principal agregado pendiente
			(En miles de millones de Ch\$)
Edegel	enero 2028	6,43	51
Emgesa	mayo 2030	9,49	526
Total			577

(1) Muchos de los tipos de las tasas de cupón son tasas variables basadas en los índices locales, tales como inflación. La tabla refleja la tasa del cupón, teniendo en cuenta cada índice local al 30 de septiembre de 2015.

También podemos participar en los mercados internacionales de banca comercial a través de los préstamos senior sindicados no garantizados, incluyendo a plazo fijo y crédito renovable.

También podríamos pedir préstamos a los bancos en el mercado chileno bajo la modalidad de servicios enteramente comprometidos y servicios no comprometidos de banca local con líneas de crédito aprobadas. Nuestras entidades combinadas extranjeras también tienen acceso a los servicios de la banca local sin compromiso, por un monto de Ch\$ 109 mil millones, del cual no necesitamos recurrir actualmente.

Esperamos poder utilizar el mercado chileno de papeles comerciales (“*commercial papers*”) bajo los programas que deben ser registrados en la Superintendencia de Valores de Chile. Por último, nuestras entidades combinadas extranjeras también tienen acceso a otros tipos de financiamiento incluyendo servicios gubernamentales, leasing crediticio, entre otros.

Al 30 de septiembre de 2015, Endesa Américas, en forma independiente, no tenía ninguna obligación de deuda y, por lo tanto, no se ve afectada por eventos ni compromisos de incumplimiento de pago. Al 30 de septiembre de 2015 y a la fecha de este Informe, nuestras entidades combinadas han cumplido cabalmente con los compromisos financieros contenidos en nuestros instrumentos de deuda combinada con la excepción de nuestra entidad combinada argentina, El Chocón.

Al 31 de diciembre de 2014, 31 de marzo de 2015, 30 de junio de 2015 y 30 de septiembre de 2015, El Chocón no cumplió con el ratio de cobertura de intereses (EBITDA sobre gastos de intereses) requerido en el crédito con Standard Bank, Deutsche Bank e Itaú que vence en febrero de 2016. En consecuencia, dicha deuda se ha clasificado como un pasivo corriente. El Chocón ha experimentado dificultades para cumplir este ratio varias veces en el pasado y ha obtenido exenciones de pago de su cumplimiento con sus acreedores. A la fecha

de este Informe, estamos en conversaciones con los acreedores, y El Chocón no ha recibido ninguna exención de pago ni avisos por incumplimiento. Sin embargo, El Chocón no ha recibido notificaciones de aceleración por el incumplimiento de este ratio. Si los acreedores decidieran declarar el evento de incumplimiento y acelerar el crédito, se harían inmediatamente exigibles y pagaderos US\$ 7,5 millones por concepto de capital e intereses, bajo este crédito. Dadas las disposiciones de incumplimiento cruzado de otros créditos de El Chocón, también serían acelerados Ch\$ 7 mil millones adicionales, y El Chocón debería declararse en quiebra. El incumplimiento de pagos y los procedimientos de quiebras de cualquier entidad combinada argentina, u otra, no influyen de manera significativa en nosotros dado que, de forma independiente, no tenemos ningún acuerdo de deuda que incluye disposiciones cruzadas por incumplimiento a desencadenarse a raíz del incumplimiento de cualquier entidad combinada argentina. Sin embargo, al 30 de septiembre de 2015, El Chocón tiene dinero en efectivo y equivalentes a efectivo por un monto de Ch\$ 9,4 mil millones. El Chocón espera pagar sus deudas con dinero en efectivo generado por sus operaciones y fondos provenientes de préstamos existentes o nuevos.

Como es habitual en ciertos contratos de crédito y en instrumentos de deuda del mercado de capitales, una parte significativa del endeudamiento financiero de nuestras entidades combinadas está sujeta a disposiciones de incumplimiento cruzado. Cada uno de los contratos de crédito renovables arriba señalados contienen disposiciones de incumplimiento cruzado con distintos criterios, definiciones, umbrales de materialidad y grados de aplicabilidad en relación a las filiales que pudiesen provocar el incumplimiento cruzado.

Con la excepción de nuestras entidades combinadas argentinas, nuestras empresas tienen acceso a líneas de crédito existentes que permiten satisfacer todas sus necesidades de capital de trabajo. El acceso a los mercados de capitales por parte de nuestras entidades combinadas argentinas ha sido muy limitado debido a la difícil situación financiera todavía imperante en Argentina (particularmente en el sector de servicios públicos) desde el año 2002, el ambiente reducido de los mercados de capitales debido a la escasez de financiamiento, la nacionalización del sistema de fondo de pensiones y, en general, mayor riesgo asociado con los préstamos al sector de servicios en Argentina como consecuencia del marco regulatorio. A pesar de estas circunstancias inusuales, estas entidades combinadas todavía pudieron refinanciar su deuda vencida el 2015.

Los pagos de dividendos y otras distribuciones por parte de nuestras entidades combinadas y asociadas representan una importante fuente de fondos para nosotros. El pago de dividendos y otras distribuciones de nuestras entidades combinadas y asociadas están sujetas a restricciones legales tales como las exigencias de reserva legal, criterios de capital, utilidades retenidas, y otras restricciones contractuales. Los asesores legales en los distintos países donde operan nuestras entidades combinadas y compañías asociadas nos han informado de las actuales restricciones legales para el pago de dividendos y distribuciones hacia nosotros en las jurisdicciones en las cuales esas entidades combinadas o asociadas se encuentran constituidas. Actualmente, estamos en cumplimiento con las restricciones legales y, por lo tanto, ellas no afectan el pago de dividendos o distribuciones a nosotros. Algunos contratos de crédito y de inversiones de nuestras entidades combinadas restringen el pago de dividendos y de otras distribuciones en ciertas circunstancias especiales. Para una descripción de los riesgos de liquidez que son el resultado de la condición de nuestra compañía, por favor vea el “Ítem3. Información Clave – D. Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio - Para cumplir con nuestras obligaciones de pago dependemos en parte de los pagos de nuestras entidades combinadas, empresas de administración conjunta, y afiliadas”.

Nuestros gastos de capital estimados para el período 2016 - 2020, ascienden a Ch\$ 759 mil millones, de los cuales Ch\$ 560 mil millones se consideran inversiones no discrecionales. Consideramos los gastos de mantenimiento del capital como inversiones no discrecionales, porque es importante para nosotros mantener la calidad y estándares operacionales requeridos para nuestras instalaciones, pero sí tenemos cierta flexibilidad con respecto a la oportunidad para hacer estas inversiones. Consideramos que la inversión en proyectos de expansión que están en ejecución son gastos no discrecionales. Consideramos que los restantes Ch\$ 199 mil millones corresponden a gastos de inversión discrecionales. Estos últimos incluyen los proyectos de expansión que todavía están en proceso de evaluación, los cuales serán abordados sólo si consideramos que son rentables.

Salvo Argentina no anticipamos en este momento ningún déficit de liquidez que afecte nuestra capacidad de cumplir con las obligaciones materiales descritas en este Informe. Esperamos refinanciar nuestra deuda en la medida que vence y financiar nuestras obligaciones de compra descritas más adelante con caja generada internamente, financiando los gastos de capital con una combinación de caja y endeudamiento.

Las transacciones que afectaron más significativamente la liquidez de nuestras entidades combinadas durante los nueve meses terminados 30 de septiembre de 2015 incluyen:

- Emgesa: préstamos por Ch\$ 211 mil millones para financiar el proyecto de El Quimbo y cubrir los requerimientos de efectivo.
- Edegel: préstamo por Ch\$ 43 mil millones para cubrir las necesidades de efectivo.

Las transacciones que afectaron más significativamente la liquidez de nuestras entidades combinadas durante los nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2014 incluyen:

- Emgesa: emisión de bonos locales por Ch\$ 165 mil millones para financiar el proyecto de El Quimbo y cubrir necesidades de efectivo.
- Edegel: préstamo por Ch\$ 33 mil millones para cubrir las necesidades de efectivo.

Las Transacciones que más significativamente afectaron liquidez de nuestras entidades combinadas para el ejercicio fiscal de 2014 incluido:

- Emgesa: emisión de bonos locales por Ch\$ 165 mil millones como se explicó anteriormente.
- Edegel: préstamo por Ch\$ 28 mil millones cubrir las necesidades de efectivo.

Las transacciones que más significativamente afectaron de liquidez de nuestras entidades combinadas en el ejercicio de 2013 incluyen:

- Costanera: aumento de capital por Ch\$ 11 mil millones, de los cuales el 77% fue suscrito por Endesa Chile para apoyar la estructura de capital de la empresa.
- Emgesa: emisión de bonos locales por Ch\$ 149 mil millones para financiar el proyecto de El Quimbo.
- El Chocón: préstamo sindicado con bancos locales por Ch\$ 14 mil millones para refinanciar deuda de corto plazo.

C. Investigación y desarrollo, patentes y licencias, etc.

Ninguno.

D. Información sobre Tendencias

Nuestra ganancia es principalmente el resultado de los resultados de explotación de nuestro negocio de generación, y del resultado no operacional que incluye principalmente ingresos generados por las empresas relacionadas contabilizadas según el método de la participación y los efectos del tipo de cambio de moneda extranjera.

Nuestro resultado de explotación combinado incluye los resultados de las operaciones en los tres países (Argentina, Colombia y Perú) en los que operamos y se ve afectado por el efecto combinado de numerosos factores, incluyendo los precios de electricidad contratada, las condiciones hidrológicas prevalentes, el precio de los combustibles utilizados para generar electricidad con centrales térmicas, obligaciones contractuales, mix de generación y precios de la electricidad en el mercado spot, entre otros. El efecto combinado de muchos, y a veces todos, de estos factores afecta nuestro resultado de explotación, que puede ser más o menos favorable de año a otro.

Uno de los principales impulsores de los resultados de las operaciones son nuestros precios de venta y los costos de energía. Generalmente, la cantidad de electricidad vendida 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 para 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 bajan los precios spot mientras que las condiciones secas los aumentan. Sin embargo, nuestro resultado de explotación podría no verse afectado aun cuando estamos obligados a comprar a altos precios en el mercado spot si nuestra política comercial se gestiona adecuadamente. 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 las ganancias y mitigar la exposición a la volatilidad del mercado spot mediante la contratación de venta de una parte importante de nuestra generación de electricidad estimada a través de contratos de suministro de electricidad a largo plazo. Nuestro nivel óptimo de los 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 contratos a largo plazo y ventas en el mercado spot: (i) proyectamos nuestra generación total teniendo en cuenta nuestro mix de generación, la incorporación de nuevos proyectos en construcción y un escenario de hidrología seca, (ii) creamos estimaciones de demanda usando la teoría económica estándar y (iii) hacemos proyecciones del costo marginal del sistema, utilizando modelos estocásticos. Esta política comercial no es aplicable 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 para petróleo, carbón y GNL también afectan los precios spot. Los precios del combustible afectan nuestros resultados ya que los precios de las materias primas (“commodities”) impactan directamente en los costos de generación de nuestras centrales térmicas, principalmente en Perú. Los precios de commodities han disminuido significativamente desde la segunda mitad de 2014 y se espera que esta tendencia continúe hasta finales de 2016, cuando se espera que los precios del petróleo comiencen a aumentar. Esta tendencia probablemente reducirá nuestros costos, especialmente en nuestras centrales de energía peruanas, que son plantas térmicas principalmente. Nuestros costos dependen también de otros factores tales como nuestros excedentes/déficits contractuales. Otros factores que afectan los resultados de explotación incluyen los gastos de transmisión incurridos 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, el costo de transmisión es asumido principalmente por el operador del mercado; por lo tanto, no afecta significativamente el resultado de explotación de los generadores.

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 térmica. 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, pero pueden en cambio afectar los precios de electricidad determinados por CAMMESA.

En Colombia, más del 85% de nuestra capacidad instalada es hidroeléctrica y los precios de electricidad, por lo tanto, se ven afectados significativamente por las condiciones hidrológicas. Para nuestras operaciones en Colombia, los precios de combustible y commodities no son factores relevantes porque dichos precios están indexados al IPC local (*Índice de Precios al Productor* o “IPP”) y las obligaciones contractuales se comprometen por períodos de tres a cuatro años, lo que nos permite sobrevivir a las tendencias a corto plazo y lograr nuestros costos proyectados, reduciendo la exposición al riesgo de mercado. Los precios colombianos de electricidad son muy volátiles debido a la actividad comercial de energía, que funciona a base de pronósticos. Por ejemplo, podrían verse afectados por la expectativa de la llegada del fenómeno del Niño, lo que aumentará los precios (escenario seco). Nuestros contratos de suministro de electricidad no están estandarizados y los términos y condiciones de estos contratos se negocian individualmente. Por lo general, cuando se negocian estos contratos, tratamos de fijar el precio en una prima sobre los precios spot esperado a futuro con el fin de mitigar el riesgo de aumentos futuros de los precios spot. Sin embargo, la prima puede variar sustancialmente dependiendo de una variedad de condiciones.

En Perú, también contamos con contratos de suministro a largo plazo, pero por períodos más largos (entre 10 a 20 años). La proporción de las ventas contratadas con clientes regulados (distribuidores) ha aumentado en relación con los clientes no regulados. Esto nos permite tener precios constantes durante períodos más largos, lo que combinado con nuestra política comercial conservadora, nos permite tener rentabilidad.

Esperamos que durante los próximos tres años, las tarifas reguladas por los tres países donde operamos se mantengan bastante estables, sin cambios importantes.

Finalmente, los resultados de explotación 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 de explotación 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.

Basado en tasas forward de los próximos 12 meses disponibles en Bloomberg, no anticipamos ningún efecto importante en los resultados al convertir los nuevos soles peruanos y pesos colombianos a pesos chilenos. Sin embargo, la conversión de los resultados de pesos argentinos a pesos chilenos puede resultar en una pérdida en términos de pesos chilenos. Esperamos que el peso argentino se devalúe a un ritmo más rápido que el peso chileno.

Para más información sobre cómo cada uno de estos factores afecta el ingreso neto del negocio de generación de electricidad, 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".

Se espera buen desempeño operativo durante los próximos años dada la perspectiva macroeconómica favorable para todos los países en que tenemos inversiones. A pesar de las incertidumbres actuales de la economía mundial, existen expectativas favorables para el crecimiento durante los próximos cinco años. El crecimiento previsto del producto interno bruto en 2015 de Argentina, Brasil, Colombia y Perú son, 0,7%, -2,6%, 2,9% y 2,8%, respectivamente. Estos porcentajes se basan en pronósticos de *Latin American Consensus Forecasts* publicado por *Consensus Economics Inc.* el 14 de septiembre de 2015, y se espera un crecimiento estable de la demanda de electricidad.

Por otro lado, el desarrollo de nuevas instalaciones generadoras en América del Sur siempre detrás del crecimiento de la demanda. Esperamos que esta tendencia continúe en el futuro previsible. Además, debido a las crecientes restricciones ambientales, la saturación de las líneas de transmisión, los obstáculos para el transporte de combustible y la escasez de lugares donde ubicar las plantas, estos nuevos proyectos implican mayores costos de desarrollo que en el pasado. Enel, nuestro controlador final antes y después del Spin-off, ha anunciado que ya no construirá centrales a carbón ya que considera que la tecnología es obsoleta, y la empresa espera llegar a ser carbono neutral en el año 2050. Finalmente, Enel desea también eliminar también las centrales eléctricas a gas natural debido a los costos de CO₂ y debido al hecho que la actual tecnología de captura y almacenamiento de carbono no es económicamente viable.

Se espera que los precios promedios de electricidad suban para tomar en cuenta estos mayores costos. Esto podría aumentar el valor de nuestros activos, especialmente en el caso de las centrales hidráulicas, que tienen menores costos de producción y así tener mayor rentabilidad en escenarios de aumento de los precios a los usuarios finales. Además, una parte importante de la nueva capacidad instalada bajo desarrollo en los cuatro países en los que tenemos inversiones corresponde a centrales térmicas a carbón y gas natural como su combustible principal. Esperamos que esta situación también tenga un impacto positivo a largo plazo en los precios spot. Los contratos a largo plazo otorgados a nosotros en las distintas licitaciones, directamente y a través de nuestras entidades combinadas, ya han incorporado estos niveles de precios esperados. Actualmente, el 16.2% de nuestra generación anual esperada se vende bajo contratos con términos de al menos diez años y un 29.8% contratos con términos de al menos cinco años.

Con el fin de mitigar el riesgo de aumento de los costos de combustible, hemos firmado contratos de suministro que cubren parte del combustible necesario para operar las unidades de generación térmica, que funcionan a carbón, gas natural, diesel y petróleo. Esto es cada vez más importante ya que hay una creciente tendencia a penalizar las tecnologías que utilizan grandes cantidades de combustible, como el carbón y el diesel, y que tienen un mayor impacto ambiental.

Aunque las operaciones consolidadas que tenemos en tres países y nuestros intereses de capital en Brasil nos permiten compensar y contrarrestar de alguna manera las variaciones en relación a los principales factores que pueden afectar nuestros resultados operativos, no podemos afirmar que nuestro portafolio de activos está totalmente cubierto. Además, no podemos asegurar que el rendimiento pasado será indicativo de resultados a futuro con respecto a nuestro negocio. Cualquier cambio significativo con respecto a las condiciones hidrológicas, los precios de combustible o electricidad, entre otros factores, podrían afectar nuestros resultados de explotación en el negocio de generación. En términos más generales, cualquier cambio significativo en relación al crecimiento económico o el crecimiento de la población, así como los cambios en los regímenes regulatorios en los países en que operamos, entre otros factores, podrían afectar los resultados de explotación. La variabilidad de nuestras ganancias y flujos de caja también puede surgir de factores no-operacionales, tales como los tipos de cambio de moneda extranjera. Para más información sobre nuestros resultados en 2015 en

comparación con aquellos contabilizados en periodos anteriores, véase "— A. Resultados de explotación, resultados operacionales en los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015 y 2014" y "— A. Resultados de Explotación — Resultados de Operacionales en los años que terminaron el 31 de diciembre de 2014 y 2013." Los inversionistas no deben considerar que nuestro rendimiento de nuestro pasado sea indicativo de nuestros resultados futuros.

Esperamos poder seguir generando una cantidad suficiente de caja operacional, que puede ser utilizado para financiar una parte importante de nuestro plan de gastos de capital. Si fuese necesario, nuestros accionistas también pueden disminuir la relación de pago de dividendos, conforme a ciertas restricciones legales mínimas, con el fin de financiar nuestro plan de inversión y crecimiento futuro.

Con el fin de ser más sensible a las preocupaciones de los residentes que viven en los alrededores de los potenciales sitios de nuestras instalaciones, hemos redirigido nuestro enfoque a la construcción de centrales eléctricas más pequeñas, menos invasivas. Estas centrales se construyen más rápido, permiten una mayor flexibilidad en la activación o desactivación según las necesidades del sistema y son generalmente más aceptables para los residentes. La población local participará en las etapas de planificación de cualquier proyecto futuro.

E. Acuerdos Fuera del Balance General

Nosotros no somos parte de ninguna transacción fuera del balance general.

F. Información Tabular de las Obligaciones Contractuales

La tabla a continuación muestra las obligaciones de pago en efectivo de la Compañía al 31 de diciembre de 2014:

Obligaciones pago en efectivo	Vencimiento de pagos por periodo				
	Total	2015	2016-2017	2018-2019	Desp. 2019
	(En miles de millones de Ch\$)				
Deuda bancaria.....	191	33	80	37	41
Bonos locales ⁽¹⁾	708	67	55	163	423
Bonos Yankee ⁽¹⁾	187	—	—	—	187
Otra deuda ⁽²⁾	40	4	11	1	24
Gastos de intereses ⁽³⁾	770	65	118	114	474
Obligaciones de pensiones y post-retiro ⁽⁴⁾	283	48	80	71	84
Obligaciones de compras ⁽⁵⁾	579	105	170	139	165
Arriendos financieros.....	31	9	22	—	—
Total obligaciones contractuales.....	2.789	331	536	525	1.398

- (1) Valores netos, los instrumentos de cobertura incluidos modifican substancialmente el monto principal de la deuda.
- (2) "Otra deuda" incluye préstamos gubernamentales, créditos de proveedores y papeles comerciales de corto y mediano plazo, entre otros.
- (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 – jubilaciones, 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. Los flujos de caja estimados en la tabla se basan en esos compromisos anuales, incluyendo ciertos factores variables, tales como la tasa de interés. Las estimaciones de flujo 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) De las obligaciones contractuales totales de Ch\$ 579 mil millones, 61% corresponde a servicios varios, tales como regasificación LNG, transporte de combustibles y manejo de carbón, 34% corresponde contratos de suministro de combustible a largo plazo y el 5% restante a las compras de energía.

G. Puerto seguro.

La información contenida en los Ítems 5.E y 5.F, contiene afirmaciones que pueden constituir perspectivas. Véase "Perspectivas" en la "Introducción" de este Informe para las disposiciones sobre puerto seguro.

Ítem 6. Directores, Ejecutivos Principales y Empleados

A. Directores y Ejecutivos Principales

El Directorio inicial consta de nueve miembros elegidos por un periodo interino en la Junta Extraordinaria de Accionistas (JEA) de Endesa Chile, celebrada el 18 de diciembre de 2015 para mantener sus cargos hasta la primera Junta Ordinaria de Accionistas (JOA) de Endesa Américas a realizarse en abril de 2016 (JOA de 2016). En la JOA 2016, el Directorio completo que consta de nueve miembros será elegido para un periodo de tres años. Tras el final de su mandato, pueden ser reelectos o reemplazados. Si una vacante se produce en el periodo interino, el Directorio elegirá un director temporal para ocupar dicha vacante hasta la próxima JOA, momento en el que todo el Directorio será elegido para un nuevo período de tres años. Nuestros ejecutivos principales son nombrados y permanecen en el cargo a discreción del Directorio.

La dirección comercial de nuestros directores actuales es c/o Endesa Américas S.A., Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

Directores	Puesto	Desde
Enrico Viale.....	Presidente	2016
Ignacio Mateo M.....	Vice Presidente	2016
Francesco Buresti.....	Director	2016
Hernán Cheyre V.....	Director	2016
Mauro Di Carlo.....	Director	2016
Francesca Gostinelli.....	Director	2016
Eduardo Novoa C.	Director	2016
María Loreto Silva R.....	Director	2016
Vittorio Vagliasindi.....	Director	2016

En la reunión del Directorio celebrada el 29 de febrero de 2016, nuestro Directorio interino acordó nombrar al Sr. Enrico Viale Presidente del Directorio y al Sr. Ignacio Mateo M. Vicepresidente. En la misma sesión, se acordó designar a la Sra. María Loreto Silva R., el Sr. Eduardo Novoa C. y el Sr. Hernán Cheyre V. como miembros del Comité de Directores. Además, la Sra. Silva fue designada como Presidenta del Comité de Directores y el Sr. Cheyre como experto financiero del Comité de Directores. En la reunión del Directorio celebrada el 23 de marzo de 2016, nuestro Directorio interino ratificó todos los nombramientos de 29 de febrero de 2016.

A continuación se encuentran breves descripciones biográficas de nuestros directores, de los cuales tres viven en Chile y el resto de Europa.

Enrico Viale **Presidente del Directorio**

Sr. Viale actualmente es el Gerente de Generación Global de Enel y Presidente del Directorio de Endesa Chile. Sr. Viale se unió a Enel en 2003 como Country Manager para Europa suroriental y ha ocupado diversos cargos en filiales de Enel, como Gerente General de Enel Maritza East 3. Entre 2008 y 2014, se desempeñó como director de operaciones, gestionando el interés de Enel en OGK-5 y Rusenergobyt y apoyando las operaciones de gas de SeverEnergía, antes de convertirse en Responsable país y Gerente General de Enel Rusia. Comenzó su carrera en 1986 en GIE, una compañía de energía italiana. Fue Vicepresidente de ABB, un proveedor global de energía y automatización tecnológica, para el negocio de la estructura finanza, una división que proporciona crédito de capital y equipos para proyectos y financiamiento respaldo de activos como el leasing. El Sr. Viale también fue Gerente de Administración, Finanzas y Control de Ansaldo Energía, un proveedor italiano, instalador y proveedor de servicios para plantas de generación de energía, entre varios puestos financieros. Sr. Viale tiene es graduado de ingeniería civil con especialización en ingeniería hidráulica de la Universidad Politécnica de Turín (Turín, Italia) y tiene un M.B.A. otorgado por la *University of Santa Clara Business School* (California, USA). También ha tomado cursos de capacitación en el *Politecnico di Milano* (Milán, Italia) y en el *Massachusetts Institute of Technology* (Massachusetts, USA).

Ignacio Mateo M.
Vicepresidente del Directorio

Sr. Mateo ha sido Gerente de Planificación y Control de la División de Negocios Globales de Generación de Enel desde 2010 y ha sido director y Vicepresidente del Directorio de Endesa Chile desde noviembre de 2014. Anteriormente, fue Subgerente de Estrategia, Jefe de Planificación Estratégica y Subgerente de Estrategia de Endesa España, así como Director de Desarrollo Corporativo de Endesa Telecom, una filial de Endesa España y Jefe de Cogeneración Internacional Endesa España y División de Energía Renovable. Su experiencia anterior fue como Jefe del Departamento de Medioambiente e Ingeniero del Departamento de Control de Unión Fenosa Generación (España). Sr. Mateo es un ingeniero en minas con especialización en energía y combustible y un Magister en energía y medioambiente, ambos de la Universidad Politécnica de Madrid (Madrid, España). También posee un MBA de Escuela de Negocio IESE (Madrid, España).

Francesco Buresti
Director

Sr. Buresti actualmente es Gerente de Compras Globales de Enel. Sr. Buresti fue consultor en el sector industrial para Accenture, una multinacional de consultoría, servicios de tecnología y outsourcing, y consultor en el industrial y de servicios públicos para McKinsey & Company, una consultoría de gestión. En 2005, Sr. Buresti se incorporó a Enel como Director de Compras para las divisiones de redes y mercado. Entre 2007 y 2012, Sr. Buresti fue Director de Compras de Endesa, S.A. (España), y después Gerente de Compras Globales. El Sr. Buresti es también miembro del Directorio de varias filiales de Enel, incluyendo Endesa Chile. Sr. Buresti es Licenciado en ingeniería electrónica de la *Università degli Studi di Bologna* (Bologna, Italia).

Hernán Cheyre V.
Director, miembro y experto financiero del Comité de Directores

Sr. Cheyre fue Director y Vicepresidente de la Empresa Nacional del Petróleo, una compañía estatal chilena petrolera y Vice Presidente Ejecutivo de la Corporación de Fomento Fabril (CORFO), una organización gubernamental chilena que apoya el emprendimiento y la innovación para mejorar la productividad y el crecimiento económico, de marzo de 2010 a marzo de 2014. Sr. Cheyre también fue director de varias empresas chilenas del sector privado tales como Telefónica Chile, Inmobiliaria Manquehue, Factorline y Hipotecaria La Construcción. Fue socio fundador de la consultora Econsult en 1985 y fue Presidente de la compañía hasta marzo de 2010. Sr. Cheyre también ocupó el cargo de Gerente General de la clasificadora de riesgo Duff y Phelps Chile entre 1990 y 2000 y su sucesor Fitch Chile entre 2000 y 2004. Ocupó cargos como profesor y como consultor para el Banco Mundial y gobiernos extranjeros. Sr. Cheyre es Licenciado en Ingeniería Comercial de la Pontificia Universidad Católica de Chile (Santiago, Chile) y tiene una Maestría en economía con especialización en finanzas públicas y desarrollo económico de la Universidad de Chicago (Illinois, USA).

Mauro Di Carlo
Director

Sr. Di Carlo actualmente se desempeña como Responsable de la unidad de Planificación y Control de la Línea de Negocio Global de Generación de Enel. Comenzó su carrera a Enel en 2009 como Responsable de Terminales Cortos y la unidad de Programación de Control en Tiempo Real de la Gestión de Energía de la División de la Línea de Negocio Global de Generación y también fue Responsable de Desempeño en la unidad de Planificación y Control de la División de Línea de Negocio Global de Generación en 2014. Antes de unirse a Enel, trabajó en *Interpower S.p.A.*, una compañía de maquinaria eléctrica italiana, desde mayo de 2001 a febrero de 2003, donde sus principales tareas fueron: control de gestión y reportes operacionales, análisis de mercado, desarrollo de sistemas de licitaciones, así como también definir estrategias de participación en las licitaciones para cada compañía y la planificación de mercado a corto-mediano y largo plazo. Sr. Di Carlo es Licenciado en ingeniería por la *Università degli Studi di Cassino-Facoltà di Ingegneria* (Cassino, Italia). Sr. Di Carlo ha tomado cursos de capacitación en liderazgo en gestión de energía en *SDA Bocconi Milano* (Milán, Italia) y la Escuela de Negocio IESE (Barcelona, España).

Francesca Gostinelli
Director

Sra. Gostinelli actualmente es Gerente de Desarrollo de Negocio en la División de la Línea de Generación Global de Enel y un director de Endesa Chile. En 2014, se desempeñó como Gerente de Negocios y Mejora de Operaciones en la División Internacional, como Gerente de Desarrollo de Negocio en la División Internacional

entre 2010 y 2014 y como Gerente de Regulación Internacional desde septiembre de 2007 a diciembre de 2010 de Enel. Sra. Gostinelli comenzó a trabajar para Enel y sus filiales como experta en gestión de energía en Enel Produzione S.p.A. en julio de 2000 y durante dos años, fue parte del equipo que gestionó el comercio internacional y la venta de energía en el mercado libre. Sra. Gostinelli fue previamente miembro del Directorio de varias filiales de Enel, como Enel Green Power, Enel Trade S.p.A., Enel OGG5, Enel France, Marcinelle Energie, Enel Energie y Enel Energie Muntenia y fue Supervisora del Directorio de Slovénске Elektrarne. Antes de unirse a Enel, Sra. Gostinelli trabajó en Italia como Responsable del Departamento Técnico de la Agencia Pública de Energía y Medioambiente (Perugia, Italia) y como parte del personal de *La Scuola Enrico Mattei* (Milán, Italia). Sra. Gostinelli es graduada de ingeniería ambiental y tiene una maestría en administración y economía de energía y medio ambiente de La Scuola Enrico Mattei (Milán, Italia), un posgrado especializado en relaciones internacionales y el tercer mundo. Sra. Gostinelli también ha participado en varios cursos y programas en Milán y en los Estados Unidos en el Fondo Marshall de Alemania (Washington D.C., USA) y en *Harvard Business School* (Massachusetts, USA).

Eduardo Novoa C.

Director y miembro del Comité de Directores

Sr. Novoa es actualmente miembro del Directorio de varias empresas chilenas, incluyendo Empresas Ecomac (desarrollo y construcción de la compañía de proyectos de bienes raíces), Cementos Biobío S.A. (una empresa de materiales de construcción), Empresa de Servicios Sanitarios de los Lagos S.A. (ESSAL, una empresa que provee de agua potable y colección de aguas residuales en el sur de Chile) y Tech Pack S.A. (empresa de productos químicos y productor de envases flexibles). Sr. Novoa previamente fue miembro del Directorio de Esval, una empresa chilena dedicada a la producción y distribución de agua potable, entre 2007 y 2009, Sociedad Química y Minera de Chile S.A. (Soquimich), una empresa minera chilena, desde 2008 a 2013, y Grupo Drillco, una empresa chilena especializada en productos y servicios para la minería y perforación, entre 2008 y 2014. Sr. Novoa también participó en varias startups como socio o inversionista (desde 2007 a 2014). También fue Gerente General del Grupo Saesa, una empresa dedicada a la distribución de electricidad en el sur de Chile entre 2005 y 2007. De 2001 a 2005, fue Country Manager de PSEG, una empresa de generación y servicios de energía en Chile, Presidente de los Directorios del Grupo Saesa, Vicepresidente de los Directorios de las empresas del Grupo Chilquinta, director de Luz del Sur y Tecsur (ambos en Perú) y EdERSA (Argentina) y miembro de los comités de auditoría de cada una de estas empresas de electricidad antes mencionadas. Entre 1999 y 2001, fue Gerente de Desarrollo y miembro del Comité Ejecutivo de las empresas del Grupo Melón en Chile. Anteriormente, ocupó diversos puestos en Enersis y filiales, primero como Director de Transelec, Aguas Cordillera, Distrilec, Coelce, Codensa y más tarde como Gerente de Desarrollo. Sr. Novoa trabajó en CorpGroup donde ocupó diversos cargos como Gerente de Nuevos Negocios de CorpGroup, Director de CorpVida y Gerente Internacional de AFP Provida Internacional, entre otros. Sr. Novoa es también miembro del Consejo Asesor de Endeavor y miembro fundador de la red de inversionistas Ángeles Chile Global Angels. Sr. Novoa es Licenciado en ingeniería comercial de la Universidad de Chile (Santiago, Chile) y tiene un M.B.A. de la Universidad de Chicago (Illinois, USA).

María Loreto Silva R.

Director y Presidenta del Comité de Directores

Sra. Silva es actualmente socia en el estudio chileno Bofill Escobar Abogados, donde se dedica a mercados regulados, concesiones de obras públicas, construcción y en la resolución de conflictos relacionados con el desarrollo de proyectos complejos y aquellos que involucran entidades públicas. Tiene amplia experiencia en el sector público y privado chileno.

Durante las dos últimas décadas, ha participado en el diseño de políticas públicas y legislación en materias relativas a concesiones de obras públicas, construcción de infraestructura y recursos hídricos. Fue nombrada Subsecretaria del Ministerio de Obras Públicas de Chile en 2010 y fue nombrada Ministra de Obras Públicas de Chile en 2012. En el sector privado, fue socia en el estudio Morales & Besa y abogada de la Asociación de Concesionarios de Obras de Infraestructura Pública (COPSA) y de la Cámara Chilena de la Construcción. Es miembro del Consejo de Políticas de Infraestructura y del Centro de Arbitraje y Mediación de la Cámara de Comercio de Santiago, de Comunidad Mujer, una organización independiente e inclusiva, centrada en los temas de género, y de la Fundación Avanza Chile, una fundación cuyo principal objetivo es contribuir al análisis de ideas y políticas para ampliar las oportunidades para todos los chilenos, entre otros. Sra. Silva también impartió clases en el Diplomado de Contratación Administrativa de la Pontificia Universidad Católica de Chile, en los cursos gubernamentales locales y gestión municipal en la Escuela de Economía y Negocios de la Universidad de

Chile y en Magister de derecho de la Universidad del Desarrollo. Sra. Silva es licenciada en derecho de la Universidad de Chile (Santiago, Chile).

Vittorio Vagliasindi
Director

Sr. Vagliasindi es actualmente Gerente de Ingeniería y Construcción de la División de Generación Global de Enel y miembro del Directorio de Endesa Chile desde noviembre de 2014. Anteriormente, trabajó en compañías afiliadas de Enel como Subgerente General de Operación e Ingeniería (Italia) y Gerente de Ingeniería y Construcción de Enel Green Power, Gerente del área de negocios de energías renovables, Gerente en la línea de negocios de las plantas a Carbón y Orimulsión (un tipo de combustible) y Gerente de Generación Eléctrica Térmica en Enel Produzione (Sicilia, Italia). Fue Gerente de Planta en la central *Torrevaldaliga Nord* y en la central *Sulcis di Portoscuso*, ambas situadas en Italia. Sr. Vagliasindi es Licenciado en ingeniería nuclear de *Università di Roma "La Sapienza"* (Roma, Italia).

Executivos Principales

A continuación se indican nuestros ejecutivos nombrados en la reunión del Directorio realizada el 29 de febrero del 2016. Estos nombramientos se ratificaron en la reunión del Directorio celebrada el 23 de marzo del 2016.

La dirección comercial de nuestros ejecutivos principales es Endesa Américas S.A., Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

Executivos principales	Puesto	Desde
Valter Moro.....	Gerente General	2016
Ramiro Alfonsín B.	Gerente de Administración, Finanzas y Control	2016
Ignacio Quiñones S.	Fiscal	2016

A continuación presentamos breves descripciones biográficas de nuestros ejecutivos, quienes residen en Chile.

Valter Moro fue nombrado Gerente General de Endesa Américas en febrero de 2016. Sr. Moro ha sido Gerente General de Endesa Chile desde noviembre de 2014 y continuará en esa posición después del Spin-off. Sr. Moro tiene 18 años de experiencia trabajando en Enel y sus filiales. Trabajó durante diez años en las instalaciones de generación y ocho años en las actividades de gestión de energía en Italia, España y Chile. Fue Gerente de Mantenimiento y luego Gerente de Generación de la central de Enel localizada en La Spezia (Italia) y Gerente de Programación de la Producción y Combustible de Enel en Roma. Sr. Moro fue luego Gerente de Gestión de Energía de Enel Viesgo (Madrid, España) y trabajó en la división de gestión de energía de generación como Gerente de la unidad de Coordinación de Proyectos brindando apoyo a las divisiones del grupo de Sur América e Iberia. Sr. Moro es graduado de ingeniería mecánica y tiene un doctorado en ingeniería de energía de *Università Politécnica delle Marche* (Ancona, Italia).

Ramiro Alfonsín B. fue nombrado Gerente de Administración, Finanzas y Control de Endesa Américas en febrero de 2016. Sr. Alfonsín ha sido Subgerente General y Gerente de Administración, Finanzas y Control de Endesa Chile desde abril del 2013 y febrero de 2015, respectivamente y continuará en esas posiciones después del Spin-off. Se incorporó a Endesa S.A. (Endesa España) en junio de 2000. Desde 2004, trabajó en Endesa Italia como Gerente de Planificación e Inversiones y en Endesa Europa como Subgerente de Inversión y Relaciones Corporativas. De 2007 a marzo de 2013, ocupó el cargo de Gerente de Planificación Regional y Control de Enersis. Antes de unirse a Endesa España, trabajó como asesor financiero Senior en el grupo de Banco Urquijo KBL, un banco español, en el área de gestión de desarrollo corporativo y relaciones institucionales de Alcatel, una empresa de telecomunicaciones y como asociado de banca corporativa en el ABN AMRO Bank N.V., un banco holandés. Actualmente, Sr. Alfonsín es Director de varias filiales de Endesa Chile en Chile y de algunas de nuestras entidades combinadas en Argentina, Brasil y Perú. Sr. Alfonsín es Licenciado en ingeniería comercial de la Pontificia Universidad Católica de Argentina (Buenos Aires, Argentina).

Ignacio Quiñones S. fue nombrado Fiscal de Endesa Américas en febrero de 2016. Sr. Quiñones ha sido Fiscal de Endesa Chile desde noviembre de 2013 y continuará en esa posición después del Spin-off. En 1989, comenzó su carrera como abogado en Chilectra y se desempeñó en ese rol hasta 1994. Entre 1994 y 1996, fue abogado de Ingeniería y Construcción Sigdo Koppers S.A., una empresa chilena relacionada con la construcción y ensamblaje industrial a gran escala. Entre 1996 y 2004, fue abogado de Placer Dome Latin America, una compañía minera y luego como Asesor Legal de su compañía afiliada, Compañía Minera Zaldívar. Entre 2004 y 2005, se desempeñó como Responsable del área Legal de Gasoducto del Pacífico S.A., una empresa de transporte de gas natural. Entre 2005 y 2013, fue Fiscal en Chile para Anglo American Chile Limitada, una empresa minera. Sr. Quiñones estudió derecho en la Universidad Diego Portales (Santiago, Chile) y es Licenciado en derecho otorgado por la Corte Suprema de Justicia Chilena.

B. Remuneración.

En la JEA celebrada el 18 de diciembre de 2015, los accionistas de Endesa Chile aprobaron la política de remuneración para nuestro Directorio. Los Directores reciben un pago mensual dependiendo de su asistencia a las reuniones del Directorio y su participación como director de cualquiera entidad combinada de Endesa Américas. La remuneración de los Directores es similar a la política de remuneración de actual de Endesa Chile, que consiste en una remuneración fija mensual de UF 174 y una remuneración adicional de UF 84 por sesión, dependiendo de la asistencia a reuniones del Directorio. El Presidente del Directorio tiene derecho a doble remuneración comparada con otros directores bajo esta política, mientras que el Vicepresidente recibe remuneración fija superior a los directores pero inferior a la que recibe el Presidente. A los miembros del Comité de Directores de Endesa Américas se pagan una remuneración mensual de 58 UF y un pago de 28 UF dependiendo de la asistencia a reuniones del Comité de Directores con un límite de 12 sesiones por año. En el caso que un Director fuese miembro de uno o más Directorios de las filiales y/o empresas relacionadas, nacionales o extranjeros, o es director de otra empresa o sociedad, nacional o extranjera, en el cual el grupo económico tiene directa o indirectamente, un interés económico, sólo pueden recibir remuneración en uno de estos directorios. Los ejecutivos principales de Endesa Américas o de nuestras filiales o empresas relacionadas, nacionales o extranjeros, no recibirán remuneración cuando sean nombrados Director de cualquier subsidiarias, empresas relacionadas o afiliadas de alguna forma, nacional o extranjera de Endesa Américas.

Endesa Américas no revela a sus accionistas ni a ninguna otra persona la información relativa a la remuneración individual de los ejecutivos principales. Los ejecutivos principales reciben remuneración variable bajo un plan de bonificación para lograr los objetivos de toda la Compañía y por su contribución individual al logro de resultados y objetivos de Endesa Américas. El plan de bonificación anual ofrece un rango de bonificaciones según el nivel de antigüedad. Los bonos pagados a los ejecutivos principales consisten en un cierto múltiplo de sueldos mensuales brutos.

Endesa Américas cuenta con acuerdos de indemnización para todos nuestros ejecutivos principales en caso de renuncia voluntaria, o de mutuo acuerdo entre las partes o fallecimiento. 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 el Artículo 160 del Código del Trabajo de Chile. Todos los empleados de Endesa Américas 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

Gobierno Corporativo

Endesa Américas es administrado por un Directorio que funciona según sus estatutos. El Directorio se compone inicialmente de nueve directores elegidos por accionistas de Endesa Chile en la JEA celebrada el 18 de diciembre de 2015 y se mantendrán en sus funciones hasta la primera JOA de los accionistas de Endesa Américas a realizarse en abril de 2016. En la JOA de 2016, todo el Directorio compuesto por nueve miembros será elegido para un término de tres años. Tras el final de su mandato, pueden ser reelectos o reemplazados. Los directores pueden ser reelegidos indefinidamente. Los términos 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 un director interino para llenar la vacante. Cualquier vacante desencadena una elección para cada puesto en el Directorio en la próxima JOA. Los miembros del Directorio no tienen contratos de servicio con Endesa Américas o con cualquiera de sus entidades combinadas que les proporcionaría beneficios una vez finalizado su servicio.

El derecho corporativo chileno dispone que el Directorio de la compañía sea responsable de la gestión y representación de una empresa en todo lo concerniente a su objeto social, según las disposiciones de los estatutos y resoluciones de los accionistas.

Las políticas de gobierno corporativo de Endesa Américas se incluyen en las siguientes políticas corporativas o procedimientos: Manual para la Gestión de Información de Interés para el Mercado (el Manual), el Código de Ética y Plan de Cero Tolerancia contra la Corrupción (Plan ZTAC), el Modelo de Prevención De Riesgos Penales, las" Directrices 231: Las Directrices Aplicables a las filiales No Italianas según el Decreto Legislativo 231 del 8 de junio del 2001" y los procedimientos en cumplimiento con la Norma de Carácter General N° 385 emitido por la SVS.

Para garantizar el cumplimiento con la Ley de Mercado de Valores N° 18.045 y las normas de la SVS, el Directorio aprobó el Manual en su primera sesión celebrada el 29 de febrero de 2016 y ratificó dicha decisión en su reunión celebrada el 23 de marzo de 2016. Este documento aborda las normas relacionadas con la información en relación con operaciones de valores de Endesa Américas y los de sus afiliados, realizados por directores, gerencia, ejecutivos principales, empleados y otros relacionados con las partes, la existencia de períodos de prohibición 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 se publicará en la Página Web de Endesa Américas a www.endesaamericas.cl. 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.

El Directorio aprobó un Plan de ZTAC en su primera reunión celebrada el 29 de febrero de 2016 con el fin de complementar las normas de gobierno corporativo antes mencionados y ratificó dicha decisión en su reunión celebrada el 23 de marzo de 2016.

El Código de Ética está estructurado sobre la base de los principios generales tales como imparcialidad, honestidad, integridad y otros estándares éticos de similar importancia, los 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 la forma de sobornos, tratamiento preferencial y otras materias similares.

Para cumplir con la Ley N° 20.393 promulgada el 02 de diciembre de 2009, que impone la responsabilidad penal de personas jurídicas por los delitos de lavado de activos, financiamiento del terrorismo y soborno de funcionarios públicos, el Directorio aprobó el modelo de prevención de riesgos penales en su sesión celebrada el 29 de febrero de 2016 y ratificó dicha decisión en su reunión celebrada el 23 de marzo, 2016. La ley aconseja a las compañías a adoptar este modelo, cuya implementación implica el cumplimiento con responsabilidades de gestión y supervisión. La adopción de este modelo reduce, y en algunos casos releva, los efectos de la responsabilidad criminal aún cuando se haya cometido un delito. Uno de los elementos de este modelo es el Gerente de Prevención de Riesgo Penal, que fue designado por el Directorio en su sesión celebrada el mismo día. Sr. Alain Rosolino quien actualmente se desempeña como Gerente de Auditoría de Enersis Américas y Enersis Chile fue designado nuestro Gerente de Prevención de Riesgo Penal.

El 29 de febrero de 2016, el Directorio también aprobó las Directrices 231: Directrices aplicables a las filiales no italianas según el Decreto Legislativo N° 231 del 8 de junio del 2001 y ratificó dicha decisión en su reunión celebrada el 23 de marzo de 2016. Dado que la matriz de Endesa Américas, Enel, tiene que cumplir con el Decreto Legislativo Italiano 231 que establece responsabilidad de administración para las compañías italianas como consecuencia de ciertos delitos cometidos en Italia o fuera de Italia, en el nombre de, o para el beneficio de esas entidades, incluyendo aquellos delitos contemplados en la Ley chilena N° 20.393, estas directrices establecen un conjunto de medidas con estándares de comportamiento esperado 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 Ley 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 de Carácter General N° 341 que establece 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 como bolsas de valores realizar sus propios análisis para ayudar a los diferentes actores del mercado a conocer y evaluar el compromiso de las empresas. La Norma de Carácter General N° 341 fue sustituido por la Norma de Carácter General N° 385, emitido por la SVS el 08 de junio de 2015. Esta Norma tiene similares objetivos que la antigua Norma de Carácter N° 341, pero aborda otros temas separando cada política en varias políticas más detalladas. Temas tales como la no-discriminación, la inclusión y la sostenibilidad son particularmente importantes en esta nueva Norma. El Anexo de la Norma de Carácter 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 funcionamiento y composición del Directorio; (ii) relaciones entre la empresa, los accionistas y el público en general; (iii) Gestión de Riesgo y Control y (iv) evaluación por un tercero. Las corporaciones de responsabilidad limitada públicas 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 de la presente Norma 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 antes de su despacho. Al mismo tiempo, dicha información también debe estar a disposición del público en el sitio web de la Compañía y debe ser enviada a las bolsas de valores.

Cumplimiento con las Normas de Registro sobre Gobierno Corporativo de la Bolsa de Valores de Nueva York

A continuación se incluye un resumen de las diferencias más importantes entre las prácticas esperadas del gobierno corporativo de Endesa Américas y las que se aplican a los emisores de EE.UU, bajo las reglas de gobierno corporativo de la Bolsa de Valores de Nueva York (NYSE por sus siglas en inglés).

Independencia y Funciones del Comité de Directores (Comité de Auditoría)

La ley chilena requiere que al menos dos tercios del Comité de Directores de directores deben ser independientes. Según la ley chilena, un miembro no se considerarían independiente si, en cualquier momento, dentro de los últimos 18 meses la persona: (i) mantuvo una relación de naturaleza 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) mantuvo una relación de parentesco con cualquiera de los miembros descritos en el acápite (i) anterior; (iii) haya 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) haya 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) haya 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 haya suficientes directores independientes en el Directorio para prestar los servicios en el Comité de Directores, la ley 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 ley chilena también exige que todas las sociedades anónimas que tienen una capitalización de mercado de a lo menos 1.500.000 UF (aproximadamente Ch\$ 38 mil millones, al 30 de septiembre de 2015) y que al menos 12,5% de los derechos de voto son de propiedad de 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.

Bajo las reglas del gobierno corporativo de la NYSE, el Comité de Auditoría deben ser independientes, sujetos a un periodo transitorio de cumplimiento para las empresas separadas. El Comité de Auditoría de una empresa de Estados Unidos debe desempeñar las funciones detalladas en, y por otra parte, cumplir con sus requerimientos de las Reglas 303A.06 y 303A.07 del Manual de las Reglas aplicables a las Compañías listadas en la NYSE. Desde el 31 de julio de 2005, las compañías no domiciliadas en Estados Unidos tienen la exigencia de cumplir con la Regla 303A.06, pero no con la Regla 303A.07. Actualmente, Endesa Américas, cumple con los requisitos de independencia y funcionalidad de la Regla 303A.06.

En virtud de los estatutos de Endesa Américas que fueron aprobados por los accionistas de Endesa Chile en el JEA celebrado el 18 de diciembre de 2015, todos los miembros del Comité de directores deben satisfacer los requisitos de independencia, conforme a lo estipulado por la NYSE. El Comité de directores está compuesta

por tres miembros del Directorio y cumple con la ley chilena y con los criterios y requisitos de independencia prescritos por la ley Sarbanes-Oxley ("SOX"), la SEC y la NYSE. Por lo tanto, el Comité de directores cumple con las condiciones del Comité de Auditoría tal como lo exige la SOX, la SEC y las reglas del gobierno corporativo de la NYSE. Como resultado, la compañía tiene un único Comité, el Comité de Directores, que incluye entre sus funciones las tareas desempeñadas por el Comité de Auditoría.

El Comité de Directores de Endesa Américas 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 Endesa Américas con partes relacionadas e informar al Directorio la opinión del Comité de Directores;
- Revisión de la estructura de remuneraciones y planes correspondientes a los gerentes, ejecutivos y empleados;
- Preparación del Informe de Gestión Anual, 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 a realizar por 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 gerencia y los auditores externos respecto de los procesos de auditoría;
- Establecimiento de los procedimientos para recibir y manejar reclamos respecto de materias contables, de control interno y auditoría;
- Cualquier otra función encomendada al comité por los estatutos, el Directorio o los accionistas.

Lineamientos de Gobierno Corporativo

Las reglas de gobierno corporativo de la NYSE exigen que las compañías que cotizan en Estados Unidos adopten y divulguen sus lineamientos de gobierno corporativo. La ley chilena establece esta práctica a través de las revelaciones de los procedimientos relacionados con la Norma de Carácter General N° 385 y el Manual. Endesa Américas adoptó los códigos de conducta antes mencionados y sus estatutos incluyen disposiciones que norman la creación, composición, atribuciones, funciones y remuneración del Comité de Directores y del Comité de Auditoría, como descrito anteriormente.

D. Empleados

La siguiente tabla muestra el número total de personal (empleados permanentes y temporales) y el número de personal (empleados permanentes y temporales) de cada una de nuestras entidades combinadas para las fechas indicadas:

Empresa	Al 30 sept.		Al 31 dic.	
	2015	2014	2014	2013
Argentina				
Costanera	488	470	485	481
El Chocón	45	48	49	48
GasAtacama Argentina ⁽¹⁾	29	29	29	—
Total personal en Argentina	562	547	563	529
Chile				
Endesa Chile	7	—	—	—
Total personal en Chile	7	—	—	—
Colombia				
Emgesa	570	583	589	563
Total personal en Colombia	570	583	589	563
Perú				
Edegel	263	263	268	260
Total personal en Perú	263	263	268	260
Total personal	1,402	1,393	2,681	2,509

- (1) A raíz de la compra de un interés adicional del 50% en GasAtacama Holding Ltda. (GasAtacama Holding), comenzamos a contabilizar GasAtacama Holding y sus filiales, incluyendo GasAtacama Argentina S.A. (GasAtacama Argentina) de forma combinada desde mayo de 2014.

La siguiente tabla muestra el número total de empleados temporales y el número de empleados temporales de cada una de nuestras entidades combinadas en las fechas indicadas y el promedio durante el ejercicio económico más reciente:

Empresa	Al 30 sep.,		Prom.	Al 31 dic.	
	2015	2014	2014	2014	2013
Argentina					
Costanera	18	18	18	18	20
El Chocón	3	3	3	3	3
GasAtacama Argentina ⁽¹⁾	—	—	—	—	—
Total personal temporal en Argentina	21	21	21	21	23
Colombia					
Emgesa	92	92	92	92	87
Total personal temporal en Colombia	92	92	92	92	87
Perú					
Edegel	26	26	26	26	22
Total personal temporal en Perú	26	26	26	26	22
Total personal temporal	259	259	259	259	228

- (1) A raíz de la compra de un interés adicional del 50% en GasAtacama Holding Ltda. (GasAtacama Holding), comenzamos a contabilizar GasAtacama Holding y sus filiales, incluyendo GasAtacama Argentina S.A. (GasAtacama Argentina) de forma combinada desde mayo de 2014.

Chile

Se espera que ningún convenio colectivo chileno sea transferido a nosotros en relación con el Spin-off.

Argentina

El Chocón tiene dos convenios colectivos, de los cuales uno vence en diciembre de 2016, y el otro ya ha vencido y está en proceso de renegociación. Costanera tiene dos convenios colectivos, que vencían en 2014. Bajo la ley de Argentina, los convenios colectivos se renuevan automáticamente hasta que se alcance un nuevo acuerdo, que se espera que se produzca en el año 2015.

Colombia

Emgesa tiene un convenio colectivo que se renegoció en 2015 y que vence en junio de 2018. Bajo la ley laboral de Colombia, los convenios colectivos ya existentes se renuevan automáticamente hasta que un nuevo acuerdo este en vigor.

Perú

Edegel cuenta con un convenio colectivo firmado en diciembre de 2014, que venció en diciembre de 2015.

Esperamos tener una buena relación con todos nuestros sindicatos.

E. Participación Accionaria

En la JOA de 2016, se elegirá el Directorio. Se espera que ninguno de los directores o ejecutivos principales de Endesa Américas sea propietario de más de 0,1% de las acciones de Endesa Américas o las opciones de acción después del Spin-off.

Ítem 7. Principales Accionistas y Transacciones con Partes Relacionadas

A. Principales accionistas

Basado en el ratio de distribución en la Spin-off de una acción común de Endesa Américas por cada acción común de Endesa Chile, inmediatamente después del Spin-Off, los accionistas de Endesa Américas y sus tenencias de acciones ordinarias de Endesa Américas serán idénticas a los accionistas de Endesa Chile y sus tenencias de acciones Endesa Chile inmediatamente antes del Spin-Off. Después del Spin-Off, Endesa Américas tendrá solamente una clase de capital social y Enersis Américas, el accionista controlador de Endesa Chile antes del Spin-Off, será también el accionista mayoritario de Endesa Américas después del Spin-Off y no tendrá derecho a voto diferente de los otros accionistas de Endesa Américas.

Se ha elaborado el siguiente análisis a base de información disponible para nosotros en relación a la propiedad de acciones y ADS de Endesa Chile al 30 de septiembre de 2015 y describe la esperada titularidad de acciones y ADS de Endesa Américas inmediatamente después del Spin-Off.

Inmediatamente después del Spin-Off, Endesa Américas tendrá 8.201.754.580 acciones ordinarias pendientes, propiedad de 16.206 titulares registrados y tres titulares registrados de ADS de Endesa Américas ADS, basado en información disponible al 30 de septiembre de 2015. No es posible para nosotros determinar el número de ADS de Endesa Américas o acciones ordinarias de Endesa Américas cuyos titulares están en los Estados Unidos, ya que el depositario de ADS de Endesa Chile sólo tiene conocimiento de los titulares registrados, incluyendo el Depositary Trust Company y sus nominados. Por ende, no podemos determinar el domicilio de los titulares beneficiarios finales esperados representados por los titulares registrados de acciones ordinarias de Endesa Américas. Asimismo, no podemos determinar fácilmente el domicilio de cualquiera de los accionistas extranjeros esperados que llevará a cabo acciones Endesa Américas, directa o indirectamente.

Inmediatamente después del Spin-Off, esperamos que: Enersis Américas tendrá el 60.0% de Endesa Américas; AFP en conjunto tendrán el 15,1% de Endesa Américas; corredores de bolsa en Chile, fondos mutuos, compañías de seguros, fondos de capital extranjero y otros inversionistas institucionales chilenos colectivamente tendrán el 18,3% de Endesa Américas; los titulares de ADS tendrán el 3,9% de Endesa Américas; y el restante 2,8% de Endesa Américas estará en manos de 13.000 accionistas minoritarios, basados en información disponible al 30 de septiembre de 2015.

La siguiente tabla establece cierta información relacionada con la propiedad prevista de acciones ordinarias de Endesa Américas inmediatamente después del Spin-Off, en relación a cada accionista conocido por nosotros que se espera que tenga más del 5% de las acciones ordinarias de Endesa Américas:

	<u>Número de acciones en manos de titulares</u>	<u>Porcentaje de acciones pendientes</u>
Enersis Américas	4.919.488.794	59,98%

Enersis Américas, tras el Spin-off de Enersis, será una Compañía principalmente dedicada, a través de sus entidades combinadas y empresas relacionadas, a la generación y distribución de electricidad en Argentina, Colombia y Perú y la generación, transmisión y distribución de electricidad en Brasil. Enersis Américas será controlada en última instancia por Enel, empresa italiana que tiene el 60,6% de capital social pendiente de Enersis Américas a través de dos empresas españolas, Enel Iberoamérica y Enel Latinoamérica.

Desde el 25 de junio de 2009, Enel ha sido el controlador de Endesa Chile, en virtud de su participación activa del 60,6% de Enersis. Enel seguirá siendo el controlador final de Endesa Américas inmediatamente después del Spin-Off y dicho control se ejercerá a través de Enersis Américas. Enel, una compañía italiana de generación y distribución que cotiza en la bolsa de valores de Milán, se dedica principalmente al sector energético, con presencia en 30 países en todo el mundo y aproximadamente 89 GW de capacidad instalada neta. Proporciona servicio a más de 61 millones de clientes a través de sus empresas de gas y electricidad.

B. Transacciones con partes relacionadas

El Artículo 146 de la Ley 18.046 (la “Ley de Sociedades Anónimas chilena”) 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, algunos de sus familiares y todas las entidades controladas por ellos, además de individuos 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 las entidades combinadas de Endesa Américas, 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, el Directorio de Endesa Américas adoptará una política de transacciones con partes relacionadas (*política de habitualidad*) que, cuando sea aprobada, estará disponible en la Página Web de Endesa Américas.

Si una transacción no cumple con el Artículo 146, esto no afectaría la validez de la transacción, pero Endesa Américas o sus accionistas pueden exigir indemnización a la persona relacionada con la infracción según lo previsto en la ley y exigir la reparación por daños y perjuicios. Se espera que Endesa Américas cumpla con los requisitos del Artículo 146, en todas las transacciones con partes relacionadas.

En los países en los que Endesa Américas operará, las transacciones entre empresas están permitidas, pero tienen consecuencias tributarias adversas. Por consiguiente, Endesa Américas no gestionará los flujos de efectivo de sus entidades combinadas.

Por el periodo de tres años terminados el 31 de diciembre de 2014, Endesa Chile ha otorgado un solo crédito a una filial extranjera, Costanera, a la tasa LIBOR más un margen de 6,0%. Este préstamo terminó en noviembre de 2013 debido a que fue aportado a Costanera en relación con su aumento de capital.

A la fecha de este Informe, las operaciones descritas no han experimentado cambios importantes. Para obtener más información sobre transacciones con partes relacionadas, vea la Nota 8 de las notas a los Estados Financieros Combinados.

C. Intereses de Expertos y Abogados

No es aplicable.

Ítem 8. Información Financiera

A. Estados Consolidados y Otra Información Financiera

Véase el “Ítem 18. Estados Financieros”.

Procesos Legales

Nosotros y nuestras entidades combinadas somos partes de procesos legales que se originan en el curso ordinario de los negocios. Nosotros creemos que es poco probable que una pérdida asociada a uno de esos juicios pendientes pueda afectar significativamente el normal desarrollo de nuestro negocio.

Para información detallada al 30 de septiembre de 2015 sobre el estado de los procesos legales materiales pendientes que han sido presentados en contra de Endesa Chile y sus subsidiarias, consulte Nota 31.3 de las notas a nuestros estados financieros combinados interinos. Tenga en cuenta que una vez que el Spin-Off entre en vigor, nosotros seremos los demandados en vez de Endesa Chile para todos los procesos legales que surjan de nuestro negocio fuera de Chile.

En relación con los litigios revelados en las Notas a nuestros estados financieros combinados, nosotros usamos el criterio de divulgar las demandas con un impacto potencial a nosotros por sobre el umbral mínimo de US\$ 15 millones y, en algunos casos, criterios cualitativos de acuerdo con la materialidad del impacto sobre el funcionamiento de nuestro negocio. El estado de los procesos legales incluye una descripción general, el estado del proceso y el monto estimado involucrado en cada litigio.

Política de Dividendos

Se espera que el Directorio establezca un dividendo definitivo a pagar cada año. La política de dividendos aún no ha sido definida.

Se espera que el Directorio de Endesa Américas establezca un dividendo definitivo a pagar cada año y que se atribuya al año anterior, el cual no puede ser menor que el mínimo legal, correspondiente al 30% de la utilidad neta anual, antes de la amortización por el mayor valor de inversiones. Además, los accionistas de Endesa Chile acordaron considerar un porcentaje de ingreso neto consolidado anual de 2015 de Endesa Chile como un ingreso neto consolidado anual de Endesa Américas en 2015 en la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 18 de diciembre de 2015. El pago del dividendo definitivo inicial será igual al 50% del ingreso neto consolidado anual de Endesa Chile (antes del Spin-Off) para el año fiscal 2015. Puesto que ya se pagó un dividendo de Endesa Chile en enero de 2016, el resto del dividendo definitivo se dividirá entre la empresa continuadora, Endesa Chile, y nosotros. Por lo tanto, en mayo de 2016, nuestros accionistas esperan recibir un dividendo de Ch\$ 9,37144 por cada acción común y los accionistas de Endesa Chile esperan recibir un dividendo de Ch\$ 11,02239 por cada acción común.

Se espera que nuestra política de dividendos sea similar a la actual política de dividendos de Endesa Chile y por lo tanto, el dividendo corresponderá al 15% del ingreso neto líquido a partir de un periodo específico aún por determinar de los estados combinados de posición financiera. Adicionalmente, el Directorio propondrá el pago de un dividendo definitivo equivalente a una proporción de pago del 50% de la utilidad neta anual del ejercicio fiscal 2016. Los pagos de dividendos estarán sujetos a las utilidades netas obtenidas en cada período, así como también de las expectativas de los futuros niveles de utilidades, y otras condiciones que pudiesen existir al momento de dicha declaración de dividendo. El cumplimiento de la política de dividendos antes descrita dependerá de la utilidad neta efectiva. La política de dividendos propuesta estará sujeta a la prerrogativa del Directorio para cambiar el monto y cronograma del dividendo según las circunstancias al momento del pago, el pago de dividendos para el año fiscal 2015 se basará en el ingreso neto registrado ante la SVS. Para mayor información véase “Ítem 3. Información clave – A. Datos financieros seleccionados”.

El pago de dividendos está sujeto a restricciones legales, tales como los requerimientos de constitución de reserva legal, capital y criterios de utilidades retenidas, y otras restricciones contractuales tales como la no existencia de incumplimiento en los convenios de crédito. Sin embargo, estas restricciones legales no afectan actualmente nuestra capacidad o la de nuestras entidades combinadas para pagar dividendos. (Véase el “Ítem 5. Resumen Operativo y Financiero y Perspectivas – B. Liquidez y recursos de capital” para mayores detalles sobre los instrumentos de deuda).

Los accionistas definen las políticas de dividendo de cada filial y compañía asociada. Los dividendos se pagaran a los accionistas registrados a la medianoche del quinto día laboral anterior a la fecha de pago. Los titulares de ADSs en la fecha registrada también tendrán el derecho de participar del pago de dividendos.

Dividendos

Los dividendos no han sido pagados a la fecha.

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 subyacentes, véase “Ítem10. Información Adicional – E. Tributación” e “Ítem10. Información Adicional – D. Control de Cambios”.

B. Cambios Significativos

No hay.

Ítem 9. La Oferta Pública y la Cotización

A. Oferta y detalles de la cotización

Información de los precios de mercado

Esperamos que las acciones de nuestras acciones ordinarias y nuestros ADS se trancen en bolsas de comercio chilenas y en la NYSE, respectivamente, cuando termine la Spin-off.

B. Plan de distribución.

Antecedentes y descripción de la escisión

Visión General

La Spin-off nos establece como una nueva Corporación Chilena, independiente de Endesa Chile. Seremos un holding que tiene el negocio fuera de Chile. Ni nosotros ni Endesa Chile tendrá algún capital de la otra después del Spin-Off. Las relaciones entre las dos compañías se limitaran a:

- Los acuerdos relativos a la ejecución del Spin-Off; y
- Acuerdos entre compañías en relación a personal y servicios de apoyo, entre otros.

Endesa Chile y Endesa Américas pueden también tener ciertas disposiciones financieras entre empresas con Enersis Chile, Enersis Américas, Chilectra Chile y Chilectra Américas después del Spin-Off, la Spin-off de Chilectra y la Spin-off de Enersis.

Descripción del Spin-Off

La Spin-off se realizará mediante un procedimiento bajo la ley corporativa chilena llamada *división* o "escisión". En una *división*, una empresa ya existente se divide, creando una nueva empresa a la que se asignan específicos activos y pasivos. Las acciones de la nueva compañía son emitidas a los accionistas de la compañía existente, prorrateado en proporción a su accionariado en la compañía existente.

La Spin-off fue presentada a los accionistas de Endesa Chile para su aprobación en la JEA de Endesa Chile celebrada el 18 de diciembre de 2015 (junta Endesa Chile). Conforme a los términos del Spin-Off, los titulares de acciones ordinarias de Endesa Chile (acciones de Endesa Chile) tendrán derecho a recibir un porcentaje de acciones ordinarias de Endesa Américas (acciones de Endesa Américas) por cada acción de Endesa Chile. Sujeto a la recepción de las autorizaciones necesarias, el cumplimiento de procedimientos legales y el cumplimiento con las condiciones precedentes, han ocurrido las siguientes acciones:

- Endesa Américas fue establecida como una compañía independiente, con existencia jurídica independiente y plena capacidad para tener y disponer de sus activos. Su directorio inicial provisional fue elegido en la junta de Endesa Chile para servir hasta la primera JGA anual de Endesa Américas que se celebrará en abril de 2016.
- Los activos y pasivos específicos de Endesa Chile, relacionadas con el negocio no chileno, incluyendo las acciones de entidades combinadas especificadas y entidades controladas conjuntamente, fueron transferidos a Endesa Américas. Todo el negocio fuera de Chile transferido a Endesa Américas es realizado por diferentes entidades operativas, y la continuidad de la existencia de estas entidades no se ven afectadas por la separación. Ciertos acuerdos para lograr la separación de las empresas de Endesa Chile en la Spin-off y continuar con las relaciones existentes entre Endesa Chile y Endesa Américas entraran en vigor. Endesa Chile transmitirá a Endesa Américas y Endesa Américas se formó con activos que ascienden a aproximadamente Ch\$ 3.892 mil millones, pasivos por el valor de aproximadamente Ch\$ 1.847 mil millones y el patrimonio neto de aproximadamente Ch\$ 2.045 mil millones.

La resolución de accionistas de Endesa Chile en la junta de Endesa Chile que aprueba la legalización del Spin-Off por escritura pública con fecha de 11 de enero de 2016, firmado ante el notario de Santiago Pedro Sadá Azar e inscrita en el *Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago* en Folio 4284, N° 2568 de 2016 y un aviso de la separación fueron publicados en el *Diario Oficial* el 20 de enero, 2016.

El Directorio de Endesa Chile concedió los poderes necesarios para ejecutar uno o más documentos necesarios o convenientes para certificar el cumplimiento con las condiciones previas a que está sujeta la Spin-off, certificar que los bienes sujetos a registro son asignados a Endesa Américas y otorgo la escritura pública que acredita el cumplimiento con las condiciones previas para la Spin-off (la escritura pública) el 26 de febrero, 2016. La separación entró plenamente en vigor el 1 de marzo de 2016. Sin embargo, hasta que se complete el registro de las acciones de Endesa Américas con la SVS y la SEC, las acciones y ADS de Endesa Américas no se entregan ni cotizan por separado.

Condiciones previas

Además de la recepción de la aprobación de los accionistas de Endesa Chile en la junta de Endesa Chile y los procedimientos legales, la efectividad de la separación está sujeta a las siguientes condiciones previas:

- Los accionistas de Chilectra deben haber aprobado la spin-off de Chilectra Américas en una junta extraordinaria de Chilectra, cuyo Acta debe ser registrado debidamente como una escritura pública y los extractos de este Acta deben ser debidamente registrado y publicado según la ley chilena; y
- Los accionistas de Enersis deben haber aprobado la spin-off de Enersis Chile en una junta extraordinaria de accionistas de Enersis, cuyo Acta debe ser registrado debidamente como una escritura pública y los extractos de este Acta deben ser debidamente registrado y publicado según la ley chilena

Según lo descrito anteriormente, la escritura pública debe ser ejecutada dentro de 10 días después del cumplimiento de todas las condiciones previas. Tales condiciones previas han sido totalmente cumplidas al 26 de febrero de 2016.

Capital accionario y estructura del Capital de Endesa Américas

Inmediatamente después de la entrada en vigor del Spin-Off, el capital de Endesa Américas será de Ch\$ 778.936.764.259. Endesa Américas y Endesa Chile contarán inicialmente con los mismos accionistas, y continuarán a ser controlados por el mismo grupo de accionistas.

Aprobación de los accionistas

El 5 de noviembre de 2015, el Directorio de Endesa Chile determinó que la Reorganización, incluyendo la spin-off y la Fusión, era en el mejor interés de Endesa Chile, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones establecidas por algunos miembros de su Directorio. El 10 de noviembre de 2015, el Directorio de Endesa Chile resolvió convocar a la junta de Endesa Chile para que apruebe la Spin-off.

En la junta de Endesa Chile, los accionistas de Endesa Chile aprobaron la Spin-off, que incluye la separación que establece Endesa Américas y asignando ciertos activos y pasivos de Endesa Chile relativas al negocio no chileno a Endesa Américas. Los titulares de aproximadamente el 81,15% de las acciones pendientes de Enersis votaron a favor del Spin-Off de Enersis y titulares de aproximadamente el 75% de las acciones de Endesa Chile y el 100% de las acciones de Chilectra votaron a favor de las Spin-off de Endesa/Chilectra, respectivamente.

Costos asociados con la Spin-off

Endesa Chile asumirá los honorarios del notario, aranceles y otros costos incurridos en relación con la Spin-off, a excepción de los honorarios, impuestos y otros costos que, por su naturaleza, son incurridos por cualquier entidad combinada de Endesa Chile, que deberán ser asumidos por esa entidad.

Enersis también firmó un acuerdo de indemnización tributaria con Endesa Chile en virtud del cual Enersis indemnizará a Endesa Chile por los costos tributarios netos pagados por Endesa Chile en relación con la Spin-off de Endesa Chile de Endesa Américas. Esta indemnización sería aplicable sólo si la Fusión no fuese aprobada antes del 31 de diciembre de 2017 debido a causas no imputables a Endesa Américas o Endesa Chile o si se haya producido un evento de fuerza mayor.

Consentimientos y aprobaciones de terceros

En relación a cualquier obligación de Endesa Chile que será asignado a Endesa Américas, se podría necesitar el consentimiento del acreedor relevante para que Endesa Américas tenga los derechos y obligaciones de Endesa Chile. En estos casos, la falta de consentimiento del acreedor puede significar que Endesa Chile seguirá siendo responsable de dicha obligación de Endesa Américas. Endesa Américas estarán de acuerdo en indemnizar a Endesa Chile por pasivos de este tipo.

Descripción de la distribución

Distribución de acciones de Endesa Américas

Postulamos para registrar las acciones de Endesa Américas en el registro de valores de la SVS y cotizarlas para su comercialización en las bolsas de valores chilenas. Una vez que la Superintendencia haya autorizado el registro de las acciones de Endesa Américas, se distribuirán a sus titulares legales. La distribución de acciones que no se depositan con el *Depósito Central de Valores (DCV Registros S.A., o DCV)*, sistema de almacenamiento para los valores negociados en las bolsas chilenas, se hará contra la presentación de certificados de acciones de Endesa Chile. Las acciones depositadas en el DCV, se distribuirán generalmente mediante la anotación en la lista de accionistas mantenida por el DCV, por que los titulares de acciones de Endesa Chile recibirán una acción de Endesa Américas por cada acción de Endesa Chile.

Los titulares de acciones de Endesa Chile al 14 de abril de 2016 (la "fecha de registro de acciones") recibirán las acciones de Endesa Américas el 21 de abril de 2016 (la "fecha de distribución de acciones"). La distribución de acciones de Endesa Américas no se producirá hasta que se registren las acciones de Endesa Américas en Chile y en las bolsas de valores de Estados Unidos.

Tras la separación, pero antes de la fecha de distribución de las acciones, no habrá certificados separados para las acciones de Endesa Américas, y el derecho a recibir las acciones de Endesa Américas se negociará y se transferirá junto con las acciones de Endesa Chile. Los inversionistas no podrán comprar o adquirir de otra manera, o vender o transferir o entregar, acciones de Endesa Chile o Endesa Américas por separado.

La distribución de las acciones de Endesa Américas a los accionistas de Endesa Chile se llevará a cabo en la fecha de la distribución de acciones de la siguiente manera:

- Cada titular de acciones de Endesa Chile a partir de la fecha de registro de participación recibirá una acción de Endesa Américas por cada acción de Endesa Chile que tienen; y

- Los titulares de acciones de Endesa Chile seguirán teniendo el mismo número de acciones de Endesa Chile.

A partir de la fecha de distribución de acciones, se espera que:

- Las Acciones de Endesa Américas comenzarán a comercializarse en las bolsas de valores chilenas;
- Las Acciones de Endesa Chile se comercializan en las bolsas chilenas en forma separada de las acciones de Endesa Américas; y
- Los accionistas podrán comercializar las acciones de Endesa Chile y Endesa Américas acciones por separado.

En caso de que hubiese cambios en la fecha de registro de las acciones o la fecha de distribución de las acciones, o se presentase nueva información material referente a la distribución de las acciones de Endesa Américas, la compañía y Endesa Chile publicarán cualquier tal cambio o actualización en un comunicado de prensa que se entregará también en un formulario 6-K.

Distribución de ADSs de Endesa Américas

Una vez completado la spin-off, cada American Depositary Share (“ADS”) de Endesa Chile (ADS de Endesa Chile) representará, además de 30 acciones de Endesa Chile, el derecho a recibir 30 acciones de Endesa Américas. Los arreglos con un banco depositario de los Estados Unidos para emitir ADS de Endesa Américas (ADS de Endesa Américas), cada uno que representando 30 acciones de Endesa Américas. Se postulara para poder cotizar las ADS de Endesa Américas en la NYSE.

El 26 de abril de 2016 (la fecha de distribución de ADS), cada titular registrado de ADS de Endesa Chile al 14 de abril de 2016 (la fecha de registro de ADS) recibirá una ADS de Endesa Américas por cada ADS de Endesa Chile.

Las ADS de Endesa Américas serán publicadas y distribuidas a cada titular registrado de ADS de Endesa Chile al cierre de operaciones (hora Nueva York) en la fecha de registro de ADS.

Los titulares de ADS de Endesa Chile a través de los servicios de la Depository Trust Company, o DTC, recibirán la distribución de las ADS de Endesa Américas por consignación, a través de los servicios de la DTC. Los titulares de ADS de Endesa Chile directamente recibirán la distribución de ADS de Endesa Américas en forma de un certificado de American Depositary Receipts, representando las ADS de Endesa Américas. Estas ADS se enviarán a los titulares de las ADS de Endesa Chile en o tan pronto como sea posible después de la fecha de distribución de las ADS. Los titulares de las ADS de Endesa Chile a través de un bróker o intermediario de otros valores deben consultar a tal agente u otro intermediario de valores en relación a la distribución de las ADS de Endesa Américas.

A partir de la fecha de distribución de anuncios, se espera que:

- ADS de Endesa Américas comenzará a cotizar en la NYSE;
- ADS de Endesa Chile se comercializaran en la NYSE por separado de ADS de Endesa Américas; y
- Los titulares de las ADS podrán comercializar las ADS de Endesa Chile y Endesa Américas ADS por separado.

En caso de que hubiese cambios en la fecha de registro de las ADS o la fecha de distribución de las ADS, o nueva información material sobre la distribución de las ADS de Endesa Américas, la compañía y Endesa Chile publicarán cualquier tal cambio o actualización en un comunicado de prensa que se entregará también en un formulario 6-K. Además, Endesa Chile coordinará con Citibank N.A., su depositario, para notificar con al menos 10 días de anticipación cualquier cambio en la fecha de registro de las ADS a la NYSE según las normas de NYSE.

Acuerdos entre compañías

Inmediatamente después del Spin-Off, Endesa Chile no tendrá ninguna acción de Endesa Américas o ADS de Endesa Américas y Endesa Américas no tendrá acciones o ADS de Endesa Chile de Endesa Chile. Bajo la ley chilena, Endesa Chile seguirá siendo solidariamente responsable por las obligaciones de Endesa Chile asumidas por Endesa Américas en virtud del Spin-Off. Sin embargo, dicha responsabilidad no se extenderá a cualquier obligación de una persona o entidad que haya dado su expreso consentimiento relevando a Endesa Chile de dicha responsabilidad y aprobación del Spin-Off.

Después del Spin-Off, habrá una variedad de relaciones contractuales entre Endesa Chile y Endesa Américas, para realizar la Spin-off y seguir con las relaciones existentes. Estas relaciones se dividen en dos amplias categorías:

Acuerdos relacionados con la aprobación del Spin-Off. La separación de las dos empresas y la transferencia de ciertos activos y pasivos de Endesa Chile a Endesa Américas se llevará a cabo a través de la acción de los accionistas de Endesa Chile en la Junta.

Servicios entre empresas. Antes del Spin-Off, Endesa Américas, como parte de Endesa Chile, se beneficia de los acuerdos existentes entre compañías de Endesa Chile con Enersis. Después del Spin-Off, estos acuerdos existentes entre empresas se asignarán exclusivamente a Endesa Chile. En consecuencia, Endesa Américas firmará nuevos acuerdos entre empresas en los que Endesa Chile y Enersis Chile prestarán servicios a Endesa Américas. No se espera que Endesa Américas preste servicios a Endesa Chile o Enersis Chile. Los servicios que recibirá Endesa Américas incluyen algunos servicios legales, de finanzas, contabilidad, recursos humanos, comunicaciones, seguridad, capacitación y desarrollo, relaciones con contratistas, administración de riesgos, y otro apoyo comercial y administrativo de Enersis Chile y funciones corporativas adicionales, tales como gerencia, impuestos, relaciones con los inversionistas y cumplimiento financiero de Endesa Chile. Estos servicios serán proporcionados y cobrados a precios de mercado si hubiese un servicio comparable. Si existiesen servicios comparables en el mercado, se proporcionará al costo más un porcentaje determinado.

Enersis también entrará en un acuerdo de indemnización de impuestos con Endesa Chile en virtud del cual Enersis indemnizará a Endesa Chile costos impuestos netos pagados por Endesa Chile en relación con la Spin-off de Endesa Chile de Endesa Américas. Ver "fondo de la distribución, los costos asociados con la Spin-off"

Tratamiento Tributario Federal de la Renta en los Estados Unidos en relación a la Spin-off, la Fusión y la Oferta Pública

Este análisis se basa en el Código de Servicio de Impuestos de 1986, y sus enmiendas (el código), los pronunciamientos administrativos, las decisiones judiciales y normas de tesorería definitivas, temporales y propuestas, todo a la fecha del presente. Estas autoridades están sujetas a cambios, posiblemente con efecto retroactivo.

Lo que sigue es un Resumen de Negocios del tratamiento tributario federal de la renta en los Estados Unidos de los titulares estadounidenses (según lo definido en el presente) en relación a la Spin-off, la Fusión y la Oferta Pública pero no pretende ser una descripción completa de todas las consideraciones fiscales que pueden ser relevantes para un titular estadounidense y se basan en el supuesto de que no existe ningún tratado tributario en relación a la renta aplicable en vigor entre los Estados Unidos y Chile. El análisis aplica sólo si el titular tiene nuestras acciones (o ADS) como bienes de capital para propósitos tributarios federales en los Estados Unidos en relación a la renta y no describe todas las consecuencias fiscales que podrían ser relevantes en circunstancias particulares del titular. Por ejemplo, no describe todas las consecuencias fiscales que pueden ser relevantes para:

- Ciertas instituciones financieras;
- Compañías de seguros;
- Dealers y comercializadores de valores que utilizan el método de mercado a mercado (*mark-to-market*) de contabilidad de impuestos;
- Titulares de las acciones (o ADS) como parte de una operación integrada del tipo "straddle" o transacción similar;
- Personas cuya moneda funcional para fines tributarios federales en relación a la renta en los Estados Unidos no es el dólar norteamericano;
- Asociaciones o entidades clasificadas como asociaciones para fines tributarios federales sobre la renta en los Estados Unidos;
- Personas responsables de impuesto mínimo alternativo;
- Organizaciones exentas de impuestos;
- Titulares de acciones (o ADS) que son propietarios o se consideran propietarios del diez por ciento o más de nuestras acciones; o
- Titulares de acciones (o ADS) en relación con un comercio o negocio realizado fuera de los Estados Unidos.

Un titular estadounidense para los propósitos de este análisis es un beneficiario activo de nuestras acciones o ADS que es, para fines tributarios federales en relación a la renta federal en los Estados Unidos:

- un ciudadano o residente individual de los Estados Unidos; o
- una corporación u otra entidad tributable como una corporación, creada establecida bajo las leyes de los Estados Unidos o cualquier de sus subdivisiones políticas; o
- patrimonio en relación al cual se debe pagar impuestos federales sobre la renta en los Estados Unidos sin importar su fuente; o
- fondo de inversión (fondo fiduciario) (i) que válidamente elige ser tratado como una persona estadounidense para fines tributarios federales en relación a la renta en los Estados Unidos o (ii) si (A) un tribunal en los Estados Unidos puede ejercer supervisión primaria en relación a la administración de este fondo y (B) una o más de las personas estadounidenses tienen la autoridad de controlar todas las decisiones substanciales relacionadas con el fondo.

Este análisis asume, y creemos que no somos y no seremos, una compañía pasiva de inversión extranjera para fines tributarios federales sobre la renta federal en los Estados Unidos.

Este análisis en cuanto a materia de la ley tributaria federal sobre la renta en los Estados Unidos es la opinión de Chadbourne & Parke LLP.

Tratamiento Tributario Federal del Spin-Off en los Estados Unidos

Un titular estadounidense que recibe las acciones de Endesa Américas (o ADS) en la Spin-off estará sujeto a las consecuencias tributarias federales sobre la renta en los Estados Unidos, tales como la recepción de una distribución de parte de nosotros. Las consecuencias tributarias en los Estados Unidos en relación a la distribución dependen de si la Spin-off cumple con las condiciones para el tratamiento liberado de impuestos relacionado a los accionistas según el Artículo 355 del Código. Mientras que esta determinación se basa en última instancia en todos los hechos relevantes y circunstancias, creemos, y el siguiente análisis supone, que la Spin-off calificaría para tal tratamiento libre de impuestos. Sin embargo, no se ha solicitado ni se solicitara sentencia alguna del Servicio de Impuestos Internos relativa a si la Spin-off califica para dicho tratamiento liberado de impuestos, y no existe garantía que el Servicio de Impuestos Internos no tendrá un punto de vista contrario o que un tribunal no esté de acuerdo con el Servicio de Impuestos Internos si se disputase tal asunto.

Observamos que una de las condiciones del tratamiento liberado de impuestos bajo la sección 355 del Código es que la operación de Spin-off no se use principalmente como un "mecanismo" para la distribución de ingresos y beneficios a los accionistas. Se trata de una determinación de hechos y circunstancias. La combinación de la transacción de la Oferta Pública y la Fusión después de la Spin-off pueden ser "evidencias" de un mecanismo bajo las regulaciones de la Tesorería promulgadas bajo la sección 355 si los resultados de la Oferta Pública resulten en una cantidad más que insustancial de gravables reconocidos por los accionistas participantes en la licitación (vistos como un grupo). No hay ninguna orientación sobre el monto de ganancia que se considera insustancial. Aunque la ganancia imponible reconocida por los accionistas participantes en la licitación (vistos como un grupo) es más que insustancial, creemos que la Spin-off no constituye un mecanismo prohibido basado en hechos y circunstancias compensatorias. Estos hechos y circunstancias compensatorias incluyen el fuerte propósito de negocio corporativo del Spin-Off, el hecho que la compañía es una sociedad anónima, y las razones comerciales del mecanismo de la Oferta Pública (que corresponden en parte al requerimiento bajo la ley chilena que la Spin-off y la Fusión estén separadas por lo menos por sesenta días). La Fusión después del Spin-Off y la Oferta Pública no descalificarían de otra manera la Spin-off de clasificar para el tratamiento liberado de impuestos para los titulares de las acciones (o ADS) bajo sección 355.

Si, como creemos que es el caso, la Spin-off sería elegible para tratamiento liberado de impuestos, un titular estadounidense no reconocerá ganancias o pérdidas para fines tributarios federales sobre la renta en los Estados Unidos como resultado de la recepción de las acciones (o ADS) en la Spin-off. Un titular estadounidense debe asignar su base impositiva ajustada en sus acciones existentes (o ADS) en relación a las acciones (o ADS) que recibió en la Spin-off sus acciones existentes (o ADS) en proporción a sus respectivos valores justos de mercado en la fecha de la distribución del Spin-Off y el periodo de tenencia de un titular estadounidense de las acciones (o ADS) recibidas incluirá el periodo de titularidad de tal titular estadounidense en sus acciones (o ADS) existentes.

En caso de que, contrario a lo anterior, la Spin-off no es elegible para el tratamiento libre de impuestos, un titular estadounidense que recibe acciones (o ADS) en la Spin-off será tratado como un titular que recibe una distribución de dividendos sujeto a gravámenes tributarios en relación a la participación del titular

estadounidense en nuestros ingresos y ganancias actuales y acumuladas (según lo determinado para fines tributarios federales sobre renta en los Estados Unidos), por un monto igual al valor justo de mercado de las acciones (o ADS) (En dólares norteamericanos) recibido en la fecha de la distribución. Basándonos en la suposición de que nuestros ingresos y ganancias actuales y acumuladas igualan o exceden el valor justo de mercado de las acciones (o ADS) recibidos en la Spin-off, el monto total de la distribución sería tratado como ingresos por dividendos gravables. En estas circunstancias, la base en acciones (o ADS) del titular estadounidense recibida en la Spin-off será el valor justo de mercado de dichas acciones (o ADS), y período de tenencia del titular estadounidense de tales acciones (o ADS) comenzará en la fecha de la distribución.

Informes tributarios de la Spin-off para "Beneficiarios importantes" en los Estados Unidos

Los titulares en los Estados Unidos que son "beneficiarios importantes" y que reciben acciones (o ADS) en la Spin-off deben adjuntar a sus declaraciones federales de impuestos sobre la renta en los Estados Unidos para el año en que el spin-off se realiza una declaración que indica la información relacionada a la Spin-off. Un "beneficiario importante" incluye titulares que, inmediatamente antes del Spin-Off, tienen al menos el 5% (por votación o valor) de las acciones totales de la corporación distribuidora si las acciones de propiedad de tal titular se cotizan públicamente (o al menos el 1% si dichos valores no cotiza). Las acciones que cotizan públicamente incluyen acciones que se cotizan en una bolsa nacional de valores registrada en la sección 6 de la Securities Exchange Act de 1934, tales como, por ejemplo, la Bolsa de Valores de Nueva York donde cotizan las ADS de la Corporación de Distribución.

La Fusión

Endesa Américas cree, y el análisis siguiente supone, que la Fusión de Endesa Américas con Enersis Américas se considerará como una transacción que califica como una Reorganización libre de impuestos según la sección 368(a) del Código. Sin embargo, no se ha solicitado ni se solicitara sentencia alguna del Servicio de Impuestos Internos relativa a si la Spin-off califica para dicho tratamiento libre de impuestos, y no existe garantía que el Servicio de Impuestos Internos no tendrá un punto de vista contrario o que un tribunal no esté de acuerdo con el Servicio de Impuestos Internos si se disputase tal asunto.

Si, como creemos que es el caso, la Fusión fuera una reorganización elegible para tratamiento libre de impuestos, un titular de acciones o ADS que en la Fusión recibe acciones (o ADS) de Enersis Américas solamente por acciones (o ADSs) de Endesa Américas no reconocerá ganancias o pérdidas para fines tributarios federales sobre la renta en los Estados Unidos, salvo en el caso de pago en efectivo, si fuese relevante, reciben en lugar de una acción fraccionada (o ADS) de Enersis Américas. La base imponible en total de cada titular de las acciones (o ADS) recibidas de Enersis Américas en la Fusión será la misma que su base imponible en total en las acciones (o ADS) de Endesa Américas entregadas en la operación, disminuida por el monto de cualquier base imponible asignable a cualquier interés de la acción fraccional que se recibe en dinero en efectivo. El período de tenencia de las acciones de Enersis Américas (o ADS) recibidas en la Fusión por el titular de las acciones de Endesa Américas (o ADS) incluirá el período de tenencia de las acciones de Endesa Américas (o ADS) que aquel titular entregó.

Un Titular de acciones de Endesa Américas (o ADS) que recibe dinero en efectivo en lugar de una acción fraccionada (o ADS) de Enersis Américas generalmente reconocerá ganancia o pérdida igual a la diferencia entre el monto de efectivo recibido y su base imponible en la acción de Enersis Américas (o ADS) que es asignable a la acción fraccionaria. Esa ganancia o pérdida generalmente constituirá ganancia o pérdida patrimonial.

Informes tributarios de la Fusión de "Beneficiarios importantes" en los Estados Unidos

Los titulares estadounidenses quienes son "beneficiarios importantes" y que reciben acciones (o ADS) en la Fusión deben adjuntar a sus declaraciones federales de impuestos sobre la renta en los Estados Unidos para el año en que la Fusión se realiza una declaración que indica la información relacionada a la Fusión. Un "beneficiario importante" incluye titulares que, inmediatamente antes de la Fusión, tienen al menos el 5% (por votación o valor) de las acciones totales de Endesa Américas si las acciones de propiedad de tal titular se cotizan públicamente (o al menos el 1% si dichos valores no cotiza). Las acciones que cotizan públicamente incluyen acciones que se cotizan en una bolsa nacional de valores registrada en la sección 6 de la Ley de Bolsa de Valores de 1934, tales como, por ejemplo, la Bolsa de Valores de Nueva York donde cotizarán los ADS de Endesa Américas.

La Oferta Pública

Para un titular estadounidense de acciones o ADS de Endesa Américas que no oferta sus acciones (o ADS), la Oferta Pública no constituirá un hecho imponible para los propósitos tributarios federales en los Estados Unidos y no afectará al titular de acciones (o ADS) de Enersis Américas recibidos en la Fusión.

Para un titular estadounidense de acciones o ADS de Endesa Américas que oferta todas sus acciones (o ADS) en la Oferta Pública, tal titular estadounidense generalmente reconocerá ganancia o pérdida igual a la diferencia entre el monto de dinero en efectivo recibido y su base imponible en la acción de Enersis Américas (o ADS) que es asignable a la acción fraccionaria. Esa ganancia o pérdida generalmente constituirá ganancia o pérdida patrimonial.

Para un titular estadounidense de acciones o ADS de Endesa Américas que oferta algunas pero no todas sus acciones (o ADS) creemos que el dinero en efectivo recibido en la oferta se considerará para fines tributarios federales sobre la renta en los Estados Unidos como contraprestación recibida en relación a la Fusión. Por lo tanto, tal titular estadounidense generalmente debería ser gravado sobre cualquier ganancia recibida pero no pérdida, en relación al dinero en efectivo recibido en la oferta. Tal ganancia imponible se basará en la determinación de la ganancia realizada; la ganancias se considera realizada si se logra que el valor de acciones o ADS de Enersis Américas recibido en la Fusión y efectivo recibido en la oferta supere la base imponible para las acciones o ADS de Endesa Américas efectivamente intercambiadas y ofertadas. Sin embargo, si el dinero en efectivo recibido en la Oferta Pública fue más adecuadamente tratado para fines tributarios federales en los Estados Unidos como no relacionado con la Fusión, entonces el titular estadounidense que oferta algunas pero no todas sus acciones (o ADS) tributaría sobre cualquier ganancia o pérdida, igual a la diferencia entre el monto en efectivo recibido y la base tributaria de las acciones o ADS de Endesa Américas ofertado. En cualquier caso, tal ganancia imponible (o, en el último caso, pérdida) generalmente constituirá ganancia o pérdida patrimonial.

Los titulares estadounidenses deben consultar sus propios asesores tributarios en los Estados Unidos en relación a las consecuencias tributarias en los Estados Unidos del Spin-Off, la Fusión y la Oferta Pública incluyendo el tratamiento potencial de la transacción bajo la sección 355 del Código y la determinación si el titular es un beneficiario importante o un titular importante deben proporcionar una declaración acerca del Spin-Off o las fusión adjunto a su declaración de impuestos federales sobre la renta en los Estados Unidos.

C. Mercados.

En Chile, vamos a postular a comercializar las acciones ordinarias de Endesa Américas en las tres bolsas de valores: la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa Electrónica y la Bolsa de Corredores 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 2014, 230 empresas cotizaban sus acciones en la Bolsa de Comercio de Santiago. 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 norteamericanos. La Bolsa de Comercio de Santiago también transa futuros en dólares norteamericanos y futuros de índice de acciones. Los valores se transan principalmente mediante un sistema de subasta a viva voz, uno de ofertas en 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 (usualmente de noviembre a marzo), el cual difiere de la hora de Nueva York en hasta dos horas, dependiendo de la estación del año. La Bolsa de Valores 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 que se transan acciones en un año, con transacciones totales que superan los UF 10.000 (Ch\$ 253 millones al 30 de septiembre de 2015, equivalente a US\$ 0,36 millones), y un porcentaje de propiedad de accionistas minoritarios ‘free-float’) de al menos un 5% del capital. 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.

Postularemos para que las acciones ordinarias de Endesa Américas coticen en los Estados Unidos en forma de ADS en la NYSE bajo un símbolo todavía no determinado. Cada ADS representará 30 acciones ordinarias, con el ADS a su vez evidenciados por American Depositary Receipts (ADR). El ADR se emitirá como un acuerdo de depósito con Citibank, N.A el cual actúa como el depositario y los titulares y beneficiarios de vez en cuando de los ADR emitidos bajo la misma manera. Solamente las personas cuyos nombres se registren los ADR en los libros del depositario serán reconocidos como propietarios de los ADR.

La NYSE está abierta para transacciones de lunes a viernes desde las 9:30 a.m. hasta la 4:00 p.m., con la sola excepción de los días que son declarados anticipadamente como festivos por la NYSE. En la rueda de transacciones la NYSE transa en un formato de subastas continuas, donde los corredores pueden ejecutar sus transacciones de acciones en representación de los inversionistas. Corredores especialistas actúan como martilleros en un mercado de subastas abierto, a viva voz, para reunir a compradores y vendedores y administrar la subasta en cuestión. Los clientes pueden también enviar órdenes para su ejecución electrónica inmediata, o derivar sus órdenes a la rueda para que sean transadas en el mercado de subasta. La NYSE trabaja con los reguladores de Estados Unidos como la Securities and Exchange Commission ("SEC") y la Comisión de Transacciones de Futuros y Bienes Básicos ("CFTC", por su sigla en inglés) para coordinar las medidas de administración de riesgos en el ambiente de las transacciones electrónicas a través de la implementación de mecanismos como interruptores y puntos de reposición de liquidez.

D. Accionistas que Venden

No aplicable.

E. Dilución

No aplicable.

F. Gasto de la Emisión

No aplicable.

Ítem 10. Información Adicional

A. Capital Social.

Inmediatamente después de la entrada en vigor del Spin-Off, el capital social registrado de Endesa Américas será de Ch\$ 778.936.764.259 dividido en 8.201.754.580 acciones ordinarias sin valor nominal. Para más información sobre el capital de Endesa Américas, vea "Ítem 3. Información Clave — B. Capitalización y Endeudamiento "y" — B. Constitución y los Estatutos de Asociación — Capitalización. "

B. Constitución y Estatutos

A continuación se presenta cierta información acerca de nuestro capital social y un breve Resumen de algunas disposiciones importantes de la ley chilena y las disposiciones de nuestros estatutos que es sustancialmente igual a las actuales leyes de Endesa Chile, excepto:

- El Ítem cinco establece que el capital social registrado de Endesa Américas es de Ch \$ 778.936.764.259 dividido en 8.201.754.580 acciones ordinarias todos de la misma serie y sin valor nominal;
- Ítem cuarenta y dos bis, que se relaciona con el derecho de fondos de pensiones chilenos como accionistas disidentes, no se incluye dado que ha sido derogado por ley;
- Nuevo Artículo 50 indica que Endesa Américas está sujeta a resolución N° 667/2002 emitida por la *Honorable Comisión Resolutiva* (la anterior autoridad antimonopolista ahora conocida como el *Tribunal de Defensa de la de La Libre Competencia*, o "TDL") del 30 de octubre de 2002, siempre que: (i) las restricciones bajo tal resolución no aplicarán a Endesa Américas en relación a Endesa Chile; y (ii) Endesa Américas puede fusionarse con Enersis Américas y Chilectra Américas en base de que ninguna de las partes de la Fusión ni la Compañía resultante de la Fusión participará de manera alguna en los mercados de referencia dentro de la República de Chile;

- Un nuevo Ítem transitorio, octavo, fue agregado para confirmar que Endesa Américas, desde su constitución, voluntariamente presentará en forma anticipada a las reglas establecidas en el Artículo 50 bis de la Ley De Sociedades Chilenas relativas a la elección de directores independientes y la creación del Comisión de Directores; y
- Otros Ítems transitorios que aplican específicamente a Endesa Américas en relación a la Spin-off.

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 Ítems 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. 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 (Ch\$ 127 millones al 30 de septiembre de 2015) no tienen la opción de llevar el procedimiento ante 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

Una vez que la Spin-off entre en vigor, seremos una sociedad anónima constituida bajo las leyes de Chile. Nos estableceremos por escritura pública emitida por un notario público de Santiago. En relación con la Spin-off, se registrará también en Chile ante la Superintendencia de Valores y Seguros y el registro mercantil (*Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces y Comercio de Santiago*) como también en la *Securities and Exchange Commission (SEC)*.

Requisitos para la Publicación de Informes Relativos a la Adquisición o Venta de Acciones

Según el Artículo 12 de la Ley del Mercado de Valores 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 las ADS representan acciones ordinarias implícitas de los ADR, 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;
- 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.

Además, 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 del Mercado de Valores 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.

Propósitos y objetivos de la Compañía

El Artículo 4 de nuestros estatutos indica que nuestros fines y objetivos corporativos son, entre otras cosas, explotar la producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, así como también proporcionar servicios de consultoría de ingeniería, directamente o a través de otras empresas en el extranjero y otorgar préstamos a empresas relacionadas, entidades combinadas y afiliados.

El Directorio

El Directorio inicial consta de nueve miembros elegidos por un periodo interino en la Junta Extraordinaria del Directorio (JED) de los accionistas de Endesa Chile, celebrada el 18 de diciembre de 2015 para ser parte del Directorio hasta la primera Junta Ordinaria De Accionistas (JOA) de Endesa Américas a realizarse en abril de 2016. En la JGA 2016, el Directorio completo que consta de nueve miembros será elegido para un periodo de tres años. Tras el final de su mandato, pueden ser reelecto o reemplazados.

Los nueve directores que serán elegidos en la JGA serán las nueve personas nominadas que reciben el mayor número de votos. 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 mayoría del Directorio, cinco miembros, se puede asegurar con más del 50% de las acciones.

Normalmente, la remuneración de los directores se establece anualmente en la JOA. La remuneración del Directorio provisional se estableció en la JEA de los accionistas de Endesa Chile, celebrada el 18 de diciembre de 2015 y es similar a la remuneración del director de la actual Endesa Chile. Véase "Ítem 6. Directores, Ejecutivos Principales y Empleados — B. Remuneración."

Los futuros acuerdos que firmaremos con partes relacionadas pueden ser ejecutados sólo cuando tal acuerdo se ajusta a nuestro interés y su precio, términos y condiciones son consistentes con las condiciones del mercado prevalecientes en el momento de su aprobación y cumplan con todos los requisitos y procedimientos indicados en el Artículo 147 de la Ley Chilena de Sociedades Anónimas.

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.

Nuestros estatutos no consideran disposiciones relativas a:

- el poder 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,
- el número de acciones, requerido para calificar como director, de existir alguno.

Ciertas Disposiciones Relativas a los Derechos de los Accionistas

Nuestro capital está constituido por una sola clase de acciones, todas las cuales son acciones ordinarias y tienen los mismos derechos,

Nuestros estatutos no incluyen disposiciones relativas a:

- cláusulas de rescate;
- fondos de amortización; o
- responsabilidad frente a rescates 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 percepción 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 percibir 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 comercio 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 Director Ejecutivo 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 de 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.

El capital suscrito y totalmente pagado se espera que llegue a Ch\$ 779 mil millones y consiste en 8.201.754.580 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 posterior al día en que se hace público el aumento de capital. 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 período 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 período de 30 días, y durante un período adicional de 30 días, inmediatamente a continuación del período 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 las 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 cualesquiera términos, siempre que éstas sean vendidas en una de las bolsas de valores chilenas.

Juntas de accionistas y derechos a voto

Una JGA debe realizarse dentro de los primeros cuatro meses tras la finalización de nuestro año fiscal. 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 JGA 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 chilenas de valores.

La JGA 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 poder, 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 reunión, 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 un 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 ley chilena no 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 JGA 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, también se debe poner a disposición de los accionistas y publicarse en la página web de la empresa www.endesaamericas.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 comentarios y proposiciones relativos 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 comentarios 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 ítem 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 JGA 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 posean 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 reunión 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 Ley Chilena o por los estatutos de la compañía sobre el derecho de los no residentes o extranjeros de poseer o votar acciones ordinarias. Sin embargo, el titular registrado de las acciones ordinarias representadas por ADS, y evidenciadas por ADS en circulación, es el custodio del Depositario, actualmente Banco Santander Chile, o cualquiera de sus sucesores. En consecuencia, los tenedores de ADS no tienen derecho a recibir directamente notificación de las juntas de accionistas, o a votar las acciones subyacentes de las acciones ordinarias representadas por ADS, acreditados por las ADS. El Contrato de Depósito contiene disposiciones conforme a las cuales el Depositario ha acordado solicitar instrucciones de los tenedores registrados de ADS para el ejercicio de los derechos de voto correspondientes a las participaciones de acciones ordinarias representadas por las ADS. 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 Ley 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 ordinarias representadas por las ADS de acuerdo con dichas instrucciones. El Depositario no podrá ejercer ningún voto discrecional de ninguna acción ordinaria subyacente a las ADS por sí mismo. Si el Depositario no recibe instrucciones de voto de un tenedor de ADS en relación con las acciones representadas por las ADS a más tardar en la fecha establecida por el Depositario a tal efecto, las acciones ordinarias representadas por las ADS, 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 Derechos de Liquidación

De acuerdo con la Ley de Sociedades Anónimas de Chile, 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 utilidad neta 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 utilidad neta 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 tenedores 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 Estados Financieros

El Directorio debe presentar anualmente a los accionistas nuestros estados financieros combinados 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 reunión. 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.

Cambio de control

La Ley De Mercado De Capitales establece una regulación completa para ofertas públicas de compra. La ley define una oferta pública de compra 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 ningún titular actual o futuro de acciones por el hecho de que dicho accionista posea un número sustancial 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 ADR, pero si aplica a cada titular de ADS. Adicionalmente, nuestros estatutos prohíben que un accionista ejercite derechos de 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 ADR deben primero retirar las acciones representadas por sus ADR, 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 se cotizan 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 combinado 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.

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, regida 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 de 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. Esperamos que después del Spin-Off, seremos una compañía de título XII y aprobados por el Comité de Clasificación de Riesgo.

A las empresas de Título XII se les exige contar con estatutos que restrinjan la propiedad de cualquier accionista a un porcentaje máximo específico, 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 tenedores 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) Contratos de Inversiones Extranjeras y 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.

El 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 en torno a la Tributación Chilena

El siguiente análisis resume algunas consecuencias importantes sobre la retención de los impuestos chilenos para los propietarios extranjeros que resulten de la tenencia o enajenación de acciones o ADS. El resumen que sigue no pretende ser una descripción completa de todas las consideraciones tributarias que puedan ser pertinentes para una decisión en cuanto a la adquisición, propiedad o enajenación de acciones o de ADS y derechos o derechos de ADS y no pretende tratar las consecuencias tributarias que correspondan a todas las categorías de inversionistas, algunos de las cuales pueden estar sujetas a reglas especiales. Se recomienda a los tenedores de acciones y de ADS que consulten con sus propios asesores en materias tributarias respecto de las consecuencias tributarias y de otro tipo en Chile que surja de la propiedad de las acciones, o de las ADS.

El resumen que aparece a continuación se basa en la ley chilena, como se encuentra en vigencia a la fecha, y está sujeto a cualquier cambio de éstas o de otras leyes que se produzcan después de dicha fecha, eventualmente con efecto retroactivo. De conformidad a la ley chilena, las disposiciones incluidas en las leyes tales como las tasas impositivas aplicables a inversionistas extranjeros, el cálculo de la renta imponible para fines chilenos y la manera en que se imponen y cobran los impuestos chilenos pueden ser modificadas sólo por otra ley. Además, las autoridades tributarias chilenas promulgan dictámenes y reglamentos de aplicación general o específica, e interpretan las disposiciones de la Ley de Impuestos a la Renta Chilena. No pueden gravarse impuestos chilenos retroactivamente a los contribuyentes que actúan de buena fe confiando en tales normas, reglamentos e interpretaciones, pero las autoridades tributarias chilenas pueden modificar sus dictámenes, reglamentos e interpretaciones en el futuro. El análisis a continuación también se basa parcialmente en representaciones hechas por el Depositario, y supone que toda obligación en el acuerdo sobre depósitos y los acuerdos relacionados se realizará de acuerdo con estos términos. A la fecha no existe un tratado sobre el impuesto a la renta vigente entre Chile y los Estados Unidos. Sin embargo, en 2010 los Estados Unidos y Chile suscribieron un tratado sobre impuesto a la renta que entrará en efecto una vez que el tratado sea ratificado por ambos países. No se puede asegurar que el tratado será ratificado por cada país. El resumen siguiente supone que no ningún tratado vigente sobre impuesto a la renta entre Estados Unidos y Chile. En este informe, el término "extranjero titular" significa:

- en el caso de un individuo, una persona que no es residente en Chile; para fines de la tributación chilena, un inversionista es residente en Chile a, si él o ella ha residido en Chile durante más de seis meses en un año calendario, o bien un total de más de seis meses en dos ejercicios fiscales consecutivos; o
- en el caso de una persona jurídica, una entidad que no está constituida de acuerdo con las leyes de Chile, a menos que las acciones o ADS sean asignados a una sucursal, un agente, representante o establecimiento permanente de dicha entidad, en Chile.

Tributación sobre acciones y ADS

La Tributación de Dividendos en Efectivo y Distribuciones de Propiedad

Regla General: Los siguientes impuestos sobre dividendos en efectivo y distribución de la propiedad se aplican hasta 2016. Los dividendos en efectivo pagados con respecto a las acciones o ADS en manos de un titular extranjero estarán sujetos a retención chilena, que es retenido y pagado por la empresa. Como se describe en el ejemplo siguiente, el importe de la retención fiscal chilena se determina aplicando una tasa de 35% a un monto de distribución extrapolado (tal cantidad es igual a la suma de la cantidad de distribución real y el correlativo chileno impuesto pagado por el emisor), y luego restando como un crédito tal impuesto corporativo chileno pagado por el emisor. Entre 2004 y 2010, la tasa de impuesto sobre la renta corporativo chileno fue del 17% y desde 2011 hasta 2014, la tasa fue del 20%.

En septiembre de 2014 se promulgó una reforma tributaria (Ley 20.780), que, entre otros tópicos, aumenta progresivamente el impuesto a la renta corporativo ("IRC"). La tasa del IRC se ajustará como sigue: en 2014 aumentó de 20% a 21%; en 2015 aumentó a 22,5%; en 2016 aumentará a 24%; en 2017, dependiendo de cuál de los dos sistemas alternativos promulgados, como parte de la reforma tributaria de 2014 (analizadas abajo), se elija, la tasa aumentará a 25% para las empresas que eligen la base de impuesto devengado y 25,5%

para las empresas que eligen la base efectiva para los accionistas. En 2018 en adelante aumentará a 25% para las empresas que eligen la base de ingresos devengados y a 27% para las empresas que eligen la tasa efectiva para sus accionistas.

El ejemplo a continuación muestra la carga efectiva del impuesto por retención de Chile sobre los dividendos percibidos por un inversionista extranjero, suponiendo una tasa del impuesto percibido por retención de 35%, una tasa efectiva del 22,5 % del impuesto sobre la renta corporativa en Chile (tasa IRC 2015) y una distribución del 50% de la utilidad neta de la compañía a distribuir después de pagar el impuesto corporativo chileno:

Línea	Concepto y supuestos para el cálculo	Monto
1	Renta imponible de la compañía (basado en Línea 1 = 100)	100,0
2	Impuesto corporativo chileno: 22,5% x Línea 1	22,5
3	Utilidad neta distribuable: Línea 1 — Línea 2	77,5
4	Dividendo distribuido (50% de utilidad neta distribuable): 50% de Línea 3	38,75
5	Impuesto percibido por retención: (35% de (suma de Línea 4 y 50% de Línea 2)).	(17,5)
6	Crédito para 50% de impuesto a la renta corporativo chileno: 50% de Línea 2	11,25
7	Impuesto neto percibido por retención: Línea 5 + Línea 6	(6,25)
8	Dividendo neto recibido: Línea 4 - Línea 7	32,5
9	Tasa efectiva del impuesto a ser retenido por el dividendo: Línea 7 / Línea 4.	16,13%

En general, la tasa efectiva del impuesto de retención chileno sobre los dividendos, después de aplicar el crédito para el impuesto corporativo chileno pagado por la compañía, se puede calcular mediante la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} \text{Dividendo efectivo} &= \frac{(\text{Tasa del impuesto de retención}) - (\text{Tasa del impuesto a la renta chileno})}{1 - (\text{Tasa del impuesto a la renta chileno})} \\ \text{Tasa del impuesto percibido por retención} & \end{aligned}$$

Utilizando las tarifas vigentes hasta el año 2015, la tasa de impuesto de retención de dividendos es

$$(35\% - 22,5\%) / (100\% - 22,5\%) = 16,13\%$$

Se supone que, en general, los dividendos han sido pagados a partir de nuestras utilidades retenidas más antiguas. Para información acerca de las utilidades no distribuidas de la empresa para efectos impositivos y del crédito tributario disponible sobre la distribución de esas utilidades no distribuidas, véase la Nota 19 de las Notas a nuestros Estados Financieros Consolidados interinos.

Bajo la ley chilena del impuesto a la renta, la distribución de dividendos pagados en bienes está sujeta a las mismas reglas que se aplican a los dividendos de efectivo. Los dividendos pagados por la vía de distribución gratuita de acciones, como consecuencia de una capitalización hecha por la misma corporación, no están sujetos a tributación en Chile

Excepciones: Sin perjuicio de la regla general previamente mencionada, existen circunstancias especiales bajo las cuales se aplicaría un tratamiento tributario distinto, dependiendo de la fuente de la utilidad o debido a la existencia de circunstancias especiales en la fecha de la distribución de dividendos. A continuación, se describen brevemente los casos especiales más comunes:

- 1) Circunstancias en que no existe crédito corporativo contra el IRC chileno: Estos casos son cuando: (i) las utilidades pagadas como dividendos (siguiendo la regla de prioridad indicada arriba) excede la renta imponible de la Compañía (esas distribuciones de dividendos en exceso de la renta imponible de la compañía, determinados al 31 de diciembre del año de distribución estará sujeto al tasa del impuesto de retención chileno de 35%, sin el crédito por el IRC; en relación a la regla de retención provisional aplicable en la fecha del pago del dividendo, por favor vea el número 3, abajo); o (ii) la renta no estaba sujeta al IRC debido a una exención del impuesto a la renta corporativo

chileno, en cuyo caso el titular extranjero estará también sujeto a la tasa de impuesto de retención chileno de 35% sin el crédito del IRC.

2) Circunstancias en que los dividendos han sido imputados a renta exenta de todo impuesto a la renta chileno: En estos casos, los dividendos distribuidos por una compañía a titulares extranjeros no estarán sujetos al impuesto de retención en Chile. Las rentas exentas de los impuestos a la renta en Chile están expresamente enumeradas en la Ley de Impuesto a la Renta chilena.

3) Circunstancias en que los dividendos están sujetos a impuestos de retención provisional: En el caso que en la fecha de la distribución del dividendo no hay utilidades sobre las cuales se haya pagado el impuesto a la renta y no existen rentas exentas de impuesto, se aplica la tasa de impuesto de retención chileno de 35% con una tasa de impuesto a la IRC de 22,5 %. Este crédito concedido por el impuesto a la renta corporativo chileno provisional de 22,5% debe ser confirmado con la información de los ingresos tributables de la Compañía al 31 de diciembre del año en que el dividendo fue pagado. Una compañía puede acordar con los titulares extranjeros retener una cantidad mayor para evitar una retención adicional.

4) Circunstancias en que es posible usar en Chile ciertos créditos por impuestos a la renta pagados en el extranjero o “crédito tributario extranjero”: Esto ocurre cuando los dividendos distribuidos por la compañía chilena tienen como su fuente la renta generada en compañías residentes en terceros países. Si esa renta estuvo sujeta a impuestos de retención o impuesto a la renta en esos terceros países, tal renta tendrá un crédito o “crédito tributario extranjero” aplicable a los correspondientes impuestos chilenos, que pueden ser proporcionalmente transferidos a los accionistas de la compañía chilena.

Nuevo Sistema empezando en 2017

La reforma tributaria emitida en septiembre de 2014 creó dos mecanismos alternativos de impuesto a la renta al nivel del accionista comenzando el 1 de enero de 2017: a) tributación al accionista sobre la base de renta devengada (conocida en Chile como sistema de renta atribuida), y b) tributación al accionista sobre la base de renta efectiva (conocida en Chile como parcialmente integrada y la más similar al sistema actual). El 8 de febrero, 2016, la Ley 20.899 entró en vigor, realizando ajustes a la reforma tributaria de septiembre 2014. Entre otras enmiendas, la Ley 20.899 estableció que los contribuyentes que son los emprendedores individuales, empresas individuales de responsabilidad limitada, comunidades, empresas y asociaciones, están todos obligados a declarar ingresos a nivel de accionista mediante la base de efectivo. Solo los contribuyentes que son personas individuales pueden optar por aplicar cualquiera de los sistemas antes mencionados. La elección debe ser hecha antes del término de 2016. Una vez que se hace la elección, permanecerá en vigor por cinco años. Si el contribuyente es un individuo y no selecciona el régimen, la ley establece que el mecanismo por defecto será el mecanismo de renta devengada.

Adicionalmente, la Ley 20.899 amplió el crédito IRC al 100% contra el impuesto del accionista chileno a los contribuyentes que sean residentes en países con que Chile tiene un Tratado de impuestos eficaz o firmado para evitar la doble tributación internacional antes del 01 de enero de 2017, aunque no haya entrado en vigor a partir de dicha fecha. Este es el estatus actual del tratado firmado entre Chile y Estados Unidos. Esta regla temporal entrará en vigor a partir del 01 de enero de 2017 hasta el 31 de diciembre de 2019.

a) Base de renta devengada

Los accionistas serán gravados en Chile sobre la renta atribuida a ellos al final del año tributario anterior en el que se genera la renta, eliminando el Fondo de Utilidades Tributarias (“FUT”). Estas rentas serán gravadas al nivel del accionista hayan sido o no distribuidas. El IRC subyacente pagado al nivel de la entidad será usado por los accionistas como crédito para reducir el impuesto chileno al accionista. Por lo tanto, el total combinado de la carga tributaria chilena a la compañía y al accionista permanece en 35 %. Las distribuciones futuras no estarán sujetas a tributación.

Los contribuyentes serán gravados sobre la renta de las compañías en las que tienen un interés en el año en que esa renta es reconocida, sin consideración a si hubo una distribución efectiva, con el correspondiente crédito.

Tributación en dos etapas

- Compañía: 25% de las utilidades devengadas (usando el máximo de IRC aplicable en 2018).
- Accionista: 35% de las utilidades devengadas (haya recibido o no distribuciones, con 100% de crédito del IRC pagado, resultando en una tasa efectiva al accionista de 10%).

Total de la Carga Tributaria: 35%

Incremento progresivo de la tasa tributaria IRC: 21% en 2014, 22,5% en 2015, 24% en 2016 y 25% al 2017.

Ventajas de la base de renta devengada:

- Tasa de IRC de 25% versus 27% en base a efectivo.
- A los accionistas se les otorga un crédito del 100% de los impuestos pagados por la compañía.

Desventajas de la base de renta devengada:

- Los accionistas son gravados sobre utilidades retenidas.
- Los accionistas registrados deben pagar impuesto al 31 de diciembre (sin consideración a la recepción de dividendos).
- Compleja administración para las compañías.

b) Base de renta efectiva

Una compañía paga su IRC sobre su resultado anual. Las personas naturales locales y extranjeros que son accionistas sólo pagarán en Chile el impuesto relevante sobre las distribuciones efectivas de utilidades y se le permitirá usar el impuesto pagado por la compañía como crédito, con ciertas limitaciones. Sólo el 65% del IRC puede ser usado como crédito contra el 35% de impuesto a nivel del accionista (opuesto al 100% bajo el régimen actual del FUT y sobre la base de renta devengada). Sin embargo, si hay un tratado tributario en vigor o firmado con Chile (incluso si no ha entrado en vigencia) antes 1 de enero 2017, el IRC es usado totalmente como crédito en contra del 35% de impuesto al accionista.

Tributación en dos etapas:

- Compañía: 27% de las utilidades devengadas (usando el máximo de IRC aplicable desde 2018 en adelante).
- Accionista: 35% de la distribución efectiva (65% del IRC puede ser usado como crédito y reducir el 35% de impuesto al nivel del accionista, resultando en una tasa tributaria efectiva de 17,5%. Sin embargo, si el accionista es residente de un país con tratado tributario en vigor en Chile (incluso si no ha entrado en vigencia) antes 1 de enero 2017, el IRC es totalmente acreditable, resultando en una tasa tributaria efectiva para el accionista de 8%).

Total de la Carga Tributaria: 44,45% (35% para los residentes en países con tratado tributario).

Ventajas de la base de renta efectiva:

- Los accionistas son gravados sólo por las distribuciones efectivas.
- Los accionistas deben pagar impuestos sólo si mantienen la acción en la fecha de pago del dividendo.

Desventajas de la base de renta efectiva:

- La tasa del IRC de 27% versus 25% para el caso de renta devengada.
- Sólo los accionistas residentes en países con tratado tributario antes del 1 de enero 2017 (incluso si no ha entrado en vigencia) reciben el crédito del IRC total (otros, 65%)

Impuesto en el Caso de la Venta o Intercambio de ADS, fuera de Chile

Las ganancias obtenidas por inversionistas extranjeros por la venta o intercambio de ADS fuera de Chile no están sujetas a la tributación chilena.

Impuesto sobre la Venta o Permuta de Acciones

La Ley de Impuesto a la Renta chilena incluye una exención tributaria a las ganancias de capital que resultan de la venta de acciones de compañías listadas que se transan en las bolsas de valores. Aunque existen ciertas restricciones, la enmienda dispone que con el objeto de calificar para la exención de la ganancia de capital: (i) las acciones deben ser de una sociedad anónima abierta con un nivel mínimo de presencia en una bolsa de valores; (ii) la venta debe llevarse a cabo en una bolsa de valores chilena o en una oferta de compra sujeta al Capítulo XXV de la Ley de Mercado de Valores chilena; (iii) las acciones que están siendo vendidas deben haber sido adquiridas en una bolsa de valores chilena o en una oferta de compra sujeta al Capítulo XXV de la Ley de Mercado de Valores chilena, o en una oferta pública inicial (debido a la creación de una compañía o debido a un aumento de capital), o debido al intercambio de bonos convertibles; y (iv) las acciones deben haber sido adquiridas después del 19 de abril de 2001.

Si las acciones no califican para la exención anterior, las ganancias de capital producto de su venta o intercambio (que deben distinguirse las ventas o intercambio de ADS representando esas acciones comunes), pueden estar sujeto a dos regímenes alternativos: (a) el régimen tributario general, con una tasa de impuesto corporativo chileno de 22,5% de impuesto de retención chileno de 35 %, el primero constituyendo un crédito contra el último; o (b) un régimen tributario único de impuesto a la renta corporativo de 22,5 %, cuando se cumplen todas las siguientes circunstancias: (i) la venta se hace entre partes no relacionadas, (ii) la venta de acciones no es recurrente o una actividad habitual del vendedor, y (iii) ha pasado por lo menos un año entre la adquisición y la venta de las acciones.

Se considera que la fecha de adquisición de las ADS es la fecha de adquisición de las acciones que fueron intercambiadas por las ADS.

Tributación sobre los Derechos y Derechos de las ADS.

Para efectos tributarios chilenos y en la medida que nosotros emitamos cualquier derecho o derechos de ADS, la recepción de derecho o derechos de ADS por parte de un tenedor extranjero de acciones o de ADS de conformidad a la oferta de derechos preferentes, es un evento no tributable. Adicionalmente, no hay consecuencia en relación al impuesto a la renta chileno para inversionistas extranjeros por el ejercicio o la caducidad del derecho o los derechos de ADS.

Cualquier ganancia sobre la venta, intercambio o transferencia de derechos de ADS por un inversionista extranjero no está sujeta a impuestos en Chile.

Cualquier ganancia sobre la venta, intercambio o transferencia de derechos por un inversionista extranjero está sujeta al impuesto de retención chileno de 35 %.

Actualmente no hay derechos que estén vigentes.

Otros Impuestos Chilenos

No existen impuestos a los regalos, herencias o sucesiones aplicables a la propiedad, transferencia o venta de ADS por un titular extranjero, pero dichos impuestos se aplicarán en general a la transferencia de las acciones de un titular extranjero cuando éste fallezca o como un regalo dichas acciones. En Chile no existen impuestos de timbre, emisión, registro o impuestos u obligaciones similares pagaderos por parte de titulares de acciones o ADS.

Consideraciones Relevantes sobre los Impuestos a la Renta en los Estados Unidos

Este análisis se basa en el Código de Impuestos Internos de 1986, y sus enmiendas (el “Código”), pronunciamientos administrativos, decisiones judiciales y normas definitivas, transitorias y propuestas por la Tesorería, todo a esta fecha. Estas disposiciones están sujetas a cambios, posiblemente con efecto retroactivo. Este análisis supone que las actividades del Depositario están clara y correctamente definidas con el fin de asegurar que el tratamiento tributario de las ADS será idéntico al tratamiento tributario de las acciones subyacentes.

Las siguientes son las consecuencias tributarias federales de Estados Unidos relevantes para los inversionistas estadounidenses, asociadas a la recepción, posesión y disposición de acciones o ADS, pero no pretende ser una descripción completa de todas las consideraciones tributarias que pueden ser relevantes para la decisión de mantener tales valores para una persona en particular y está basado en el supuesto detallado arriba, bajo “Consideraciones Tributarias Chilenas” de que no hay un tratado de impuesto a la renta vigente entre los Estados Unidos y Chile. El análisis sólo es aplicable si el beneficiario final cuenta con acciones o ADS como activos de capital para los propósitos tributarios federales de los Estados Unidos y no describe todas las consecuencias que pueden ser relevantes a la luz de las circunstancias particulares del beneficiario final. Por ejemplo, no describe todas las consecuencias tributarias que pueden ser relevantes para:

- ciertas instituciones financieras;
- compañías de seguros;
- agentes y corredores de valores que utilizan la valoración de acciones a precio de mercado en su contabilidad tributaria;
- personas que tienen acciones o ADS como parte de una cobertura, operaciones de compra y venta de opciones (“straddle”), transacción integrada o transacción similar;
- personas cuya moneda funcional para el propósito de impuestos federales a la utilidad, no es el dólar;
- sociedades u otras entidades clasificadas como sociedades para efectos del impuesto federal sobre las utilidades de Estados Unidos;
- personas sujetas al impuesto mínimo alternativo;
- entidades exentas de impuestos;
- personas que tienen acciones o ADS que son propietarios o se considera que son propietarios del diez por ciento o más de nuestras acciones; o,
- inversionistas de acciones o ADS en relación a un comercio o negocio realizado fuera de Estados Unidos.

Si una entidad clasificada como sociedad de personas para propósitos tributarios federales de los Estados Unidos tiene acciones o ADS, el tratamiento de un socio respecto del impuesto federal de los Estados Unidos, dependerá generalmente del estatuto del socio y de las actividades de la sociedad. Las sociedades de personas que tienen acciones o ADS y los socios de tales sociedades deberían consultar con sus asesores tributarios sobre las consecuencias de mantener y disponer de sus acciones o ADS.

Para el propósito de este análisis, usted es considerado un Inversionista de los Estados Unidos, si usted es el beneficiario final de nuestras acciones o ADS y si, para propósitos del impuesto a la renta federal de los Estados Unidos, usted es:

- un ciudadano o una persona residente de los Estados Unidos; o
- una corporación u otro sujeto tributario como corporación, creada o constituida en Estados Unidos, o bajo las leyes de Estados Unidos o cualquier subdivisión política de los mismos; o,

- una finca cuya utilidad está sujeto al impuesto a la renta federal de los Estados Unidos sin consideración a su origen; o
- un fideicomiso (i) que válidamente elige ser tratado como una persona en los Estados Unidos para propósitos de impuestos federales a la renta en los Estados Unidos, o (ii) si (A) un tribunal de Estados Unidos puede ejercer la principal supervisión sobre la administración del fideicomiso, y (B) una o más personas en los Estados Unidos tienen la autoridad para controlar todas las decisiones relevantes en relación a tal fideicomiso

En general, si un beneficiario final tiene ADS, ese beneficiario será tratado como el propietario de las acciones representadas por esos ADS para los efectos del impuesto federal sobre las utilidades en los Estados Unidos. Por consiguiente, ninguna ganancia o pérdida será reconocida si intercambia las ADS por las acciones implícitas representadas por esos ADS.

La Tesorería de Estados Unidos ha manifestado preocupaciones respecto de las partes a las cuales se entregan las ADS antes de que las acciones sean entregadas al Depositario (pre-entrega) o intermediarios en la cadena entre inversionistas y el emisor de las acciones subyacentes, puedan estar actuando de manera inconsistente con las solicitudes de créditos tributarios extranjeros para inversionistas de ADS. Dichas actuaciones serían también inconsistentes con la solicitud de una menor tasa impositiva, descrita a continuación, aplicable a los dividendos recibidos por ciertos inversionistas no corporativos. Por consiguiente, el análisis del potencial crédito de la tributación chilena y de la disponibilidad de la tasa reducida por los dividendos recibidos por inversionistas no corporativos, descritos a continuación, podría verse afectado por las acciones tomadas por esas partes o sus intermediarios.

Este análisis supone, y nosotros creemos, que no somos y no llegaremos a ser una compañía extranjera de inversión pasiva, como se describe a continuación.

Los beneficiarios debieran consultar con sus asesores tributarios sobre las consecuencias impositivas particulares por el hecho de tiene o disponer de acciones o ADS, incluyendo la aplicabilidad y efecto de las leyes tributarias estatales, locales, fuera de los Estados Unidos y otras, y la posibilidad de cambios en las leyes tributarias.

Tributación sobre las Distribuciones

El siguiente análisis se basa en el actual régimen tributario sobre pago de dividendos y distribuciones aplicables en Chile hasta 2016. Para 2017 en adelante, el tratamiento del impuesto a la renta federal por Estados Unidos dependerá de cuál de los dos regímenes nosotros elijamos adoptar. Véase “- Consideraciones Tributarias en Chile – Tributación de acciones y ADS – Tributación de Dividendos en Efectivo y Distribuciones de Propiedad” más arriba.

Las distribuciones pagadas por acciones o en ADS, distintas a ciertas distribuciones a pro-rata de acciones ordinarias, serán tratadas como dividendos que tributan como utilidad común, en la medida en que sean pagadas de nuestras utilidades actuales o acumuladas (según lo determinan los principios tributarios federales en los Estados Unidos). Ya que no mantenemos un cálculo de nuestras utilidades bajo los principios tributarios federales de los Estados Unidos, se espera que las distribuciones sean generalmente informadas como dividendos.

Si un beneficiario final es un Inversionista en los Estados Unidos, sujeto a las restricciones aplicables y al análisis anterior en relación a las preocupaciones por parte de la Tesorería en los Estados Unidos, los dividendos pagados por corporaciones extranjeras calificadas a beneficiarios finales que no son una corporación, serán gravados según la tasa máxima de 20 %. Una empresa extranjera es tratada como empresa extranjera calificada en relación a los dividendos pagados en acciones que son fácilmente transables en un mercado de valores establecido en los Estados Unidos, tal como la Bolsa de Valores de Nueva York donde se transan nuestras ADS. Los beneficiarios finales debieran consultar con sus propios asesores tributarios para determinar si aplicará la tasa rebajada a los dividendos que reciben y si están sujetos a cualquier regla especial que limite su capacidad a ser gravado con esta tasa favorable.

El monto del dividendo incluirá el monto neto retenido por nosotros en relación a los impuestos chilenos por retención aplicables a la distribución. El monto del dividendo será tratado como ingreso por dividendo de fuente extranjera para un beneficiario final y no será elegible para la deducción de dividendos recibidos, generalmente permitida a las corporaciones en los Estados Unidos según el Código. Los dividendos se incluirán en los ingresos de un beneficiario final a la fecha de la recepción del dividendo, o en el caso de ADS, a la fecha de esa recepción por parte del Depositario. El monto de cualquier dividendo pagado en pesos chilenos será considerado un monto en dólares norteamericanos calculado con referencia a la tasa de cambio para convertir pesos chilenos a dólares en vigencia a la fecha de tal recepción sin considerar si el pago haya sido realmente convertido a dólares norteamericanos. Si el dividendo es convertido a dólares norteamericanos a la fecha de recepción, generalmente no requerirá reconocer la ganancia o pérdida en moneda extranjera en relación al ingreso por dividendos. Un beneficiario final puede que tener ganancia o pérdida si el dividendo es convertido a dólares norteamericanos en una fecha posterior a la fecha de la recepción.

Sujeto a las limitaciones aplicables que pueden variar según las circunstancias del beneficiario final y sujeto al análisis antes detallado en relación a las preocupaciones expresadas por la Tesorería, el monto neto de impuesto chileno por retención (después de la reducción para el crédito para el impuesto a la utilidad corporativo chileno, que se analiza bajo “ – Consideraciones Tributarias Chilenas – Tributación de Acciones y ADS – Tributación de Dividendos en Efectivo y Distribuciones de Propiedad” arriba) retenido de los dividendos sobre acciones o ADS, será acreditado contra sus obligaciones tributarias federales en los Estados Unidos. Las normas que rigen los créditos tributarios extranjeros son complejas y, por lo tanto, un beneficiario final debiera consultar con su asesor tributario para determinar la disponibilidad de créditos tributarios extranjeros en sus circunstancias particulares. En lugar de pedir un crédito un beneficiario final puede, a su elección, deducir tales impuestos chilenos al calcular su ingreso imponible, sujeto a las limitaciones generalmente aplicables bajo la ley de los Estados Unidos. Elegir la deducción de impuestos extranjeros en lugar de solicitar créditos tributarios extranjeros aplica a todos los impuestos pagados o devengados en el año tributario en países extranjeros y en las posesiones de los Estados Unidos.

Venta u otro tipo de enajenación de acciones o ADS

Si un beneficiario final es un Inversionista en los Estados Unidos, para fines del impuesto federal a la renta en los Estados Unidos, la ganancia o pérdida que un beneficiario final reconoce en la venta u otra enajenación de acciones o ADS será una ganancia o pérdida de capital, y será ganancia o pérdida de capital de largo plazo si ha sido inversionista de las ADS o acciones por más de un año. El monto de una ganancia o pérdida del beneficiario final será igual a la diferencia entre la base impositiva del beneficiario final sobre las acciones o ADS enajenadas y el monto reconocido en la enajenación, en cada caso, determinado en dólares norteamericanos. Tal ganancia o pérdida será generalmente una ganancia o pérdida originada en los Estados Unidos para propósitos de crédito tributario extranjero. Adicionalmente, existen ciertas limitaciones para deducir pérdidas de capital, tanto para los contribuyentes corporativos como para personas.

En ciertas circunstancias, pueden aplicarse impuestos chilenos a la venta de acciones. Ver “– Consideraciones Tributarias Chilenas – Tributación de Acciones y ADS”. Si se aplica un impuesto chileno a la venta o enajenación de acciones y un Inversionista en los Estados Unidos no recibe ingresos significativos de fuente extranjera de otras fuentes, es posible que tal Inversionista estadounidense no pueda usar el crédito de tal impuesto chileno contra su obligación tributaria federal en los Estados Unidos.

Reglas para las Compañías con Inversiones Extranjeras Pasivas

En términos de tributación en los Estados Unidos y para los propósitos de impuesto federales sobre la renta no nos consideramos una “compañía de inversión extranjera pasiva (CIEP)” para el año tributario 2016 o en el futuro cercano. No obstante, como el status de una CIEP depende de la composición de la renta de la compañía además de sus activos y el valor de mercado de sus activos de un periodo a otro, y como aún no se tiene claro si determinados tipos de renta califican como renta pasiva en términos de CIEP, no se puede asegurar que no nos consideraran como una CIEP para algún año tributario. Si esto sucediese, las acciones o ADS del beneficiario activo, tendrán mayor imposición y habrá que responder a requisitos adicionales de registro. Los beneficiarios activos deberían asesorarse con sus asesores tributarios para conocer las consecuencias de ser

clasificados como una CIEP además de la disponibilidad y conveniencia de tomar decisiones que pueden mitigar los resultados adversos del status CIEP.

Presentación de Información y Retención Adicional

El pago de dividendos y de ingresos por ventas que se hacen dentro de los Estados Unidos o mediante ciertos intermediarios financieros relacionados con los Estados Unidos, está por lo general sujeto a la presentación de información y a retención de respaldo, a no ser que (i) el beneficiario final sea un receptor exento o (ii) en el caso de la retención de respaldo, el beneficiario final presente un número de identificación de contribuyente correcto y certifique que no está sujeto a la retención de respaldo.

El monto de cualquiera retención adicional proveniente de un pago a un beneficiario final puede permitirle que sea presentado como crédito a su obligación tributaria federal y le pudiera dar derecho de recibir un reembolso, sujeto a que entregue oportunamente al Servicio de Impuestos Internos de los Estados Unidos la información requerida.

Impuesto de Contribución a Medicare

Una legislación promulgada en 2010 impone, en general, un impuesto de 3,8% sobre los “ingresos de inversiones netas” de ciertos individuos, fideicomisos y patrimonios. Entre otras cosas, los ingresos de inversiones netas incluyen generalmente ingresos de dividendos y ganancias netas atribuibles a la disposición de ciertos bienes, como las acciones, o ADS, menos ciertas deducciones. Un beneficiario final debiera consultar con su asesor tributario con respecto a la posible aplicación de esta legislación en sus particulares circunstancias.

Los beneficiarios debieran consultar sus asesores tributarios con respecto a sus consecuencias particulares de recibir, tiene o disponer acciones o ADS.

F. Dividendos y agentes de pago

Se espera que el agente pagador para los accionistas sea DCV. El agente pagador para los tenedores de nuestros ADR cotizados en el NYSE se espera que Citibank N.A.

G. Declaración de expertos.

No es aplicable

H. Documentos de Carácter Público.

Nosotros 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 ADS. 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 de Entidad Combinada.

No es aplicable.

Ítem 11. Información Cuantitativa y Cualitativa sobre el Riesgo de Mercado

Nosotros estamos expuestos a riesgos que resultan de los cambios en los precios de commodities, en las tasas de interés y los tipos de cambio. Estos riesgos son monitoreados y administrados por Endesa Chile en coordinación con Enersis, su compañía matriz. Endesa Américas, junto con Enersis Américas, continuarán supervisando y administrando los riesgos después del Spin-Off. El Directorio de Endesa Chile aprueba las políticas de administración de riesgos para todos los niveles, y Endesa Américas continuará haciéndolo respecto al negocio no chileno, después del Spin-Off.

Riesgo del Precio de los Commodities

Nuestro negocio de generación de electricidad está expuesto a los riesgos de mercado que surgen de la volatilidad de los precios de la electricidad, el gas natural, el diesel y el carbón. Procuramos asegurar el suministro de este combustible mediante contratos de largo plazo con nuestros proveedores por plazos que esperamos coincidan con la vida útil de nuestros activos de generación. Por lo general, estos contratos tienen disposiciones que nos permiten comprar gas con la fórmula de precios que combina gas natural tipo Henry Hub y el diesel tipo Brent a precios de mercado prevalecientes a la fecha en que se realiza la compra. Al 30 de septiembre de 2015 y 2014, y al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, no mantuvimos contratos clasificados como instrumentos de derivados financieros o instrumentos financieros relacionados con el gas natural. En los países donde operamos utilizamos carbón y diesel, el mecanismo de despacho permite que las plantas termoeléctricas cubran sus costos operacionales. Sin embargo, bajo ciertas circunstancias, las fluctuaciones de los precios de los combustibles podrían afectar nuestros costos marginales. Al 30 de septiembre de 2015 y 2014, y al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, nosotros no tuvimos contratos clasificados como instrumentos de derivados relacionados al carbón y diesel. Además, utilizando políticas de mitigación de riesgo comercial adecuadas y una combinación adecuada de plantas hidroeléctricas y termoeléctricas, buscamos proteger nuestros ingresos operacionales de la volatilidad de los precios de electricidad. Al 30 de septiembre de 2015 y al 31 de diciembre de 2014, no poseemos instrumentos sensibles a los precios de electricidad.

Nosotros estamos analizando permanentemente 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 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 nosotros 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 30 de septiembre de 2015, de acuerdo a su vencimiento. Los valores totales no incluyen el efecto de derivados.

Ejercicio terminado al 31 de diciembre	Fecha de Vencimiento Esperada						Total	Valor Justo ⁽²⁾
	2015	2016	2017	2018	2019	Después		
	(En millones de Ch\$) ⁽¹⁾							
Tasa Fija								
US\$	2.390	20.035	2.901	9.714	7.646	37.458	80.146	81.548
Tasa de interés promedio ponderada	0,7%	4,5%	1,6%	5,0%	5,9	2,8%	3,7%	—
Otras monedas⁽³⁾	9.958	6.100	1.488	21	5.420	170.314	193.300	226.332
Tasa de interés promedio ponderada	7,3%	18,0%	28,5%	10,9%	6,3	10,1%	10,2%	—
Total tasa fija	12.349	26.135	4.389	9.736	13.066	207.772	273.446	307.880
Tasa de interés promedio ponderada	6,0%	7,7%	10,7%	5,0%	6,1%	8,7%	8,3%	—
Tasa Variable								
US\$	6.802	41.319	17.862	17.734	—	—	83.716	83.716
Tasa de interés promedio ponderada	9,2%	2,6%	2,1%	2,0%	—	—	2,9%	—
Otras monedas⁽³⁾	53.956	105.050	51.905	58.297	90.127	394.079	753.414	759.176
Tasa de interés promedio ponderada	6,8%	9,1%	10,8%	9,8%	9,1%	8,5%	8,8%	—
Tasa Total variable	60.758	146.369	69.767	76.030	90.127	394.079	837.129	842.892
Tasa de interés promedio ponderada	7,0%	7,3%	8,5%	8,0%	9,1%	8,5%	8,2%	—
Total	73.106	172.504	74.156	85.766	103.194	601.850	1.110.575	1.150.772

- (1) Calculado en base al tipo de cambio observado al 30 de septiembre de 2015, que fue de Ch\$ 698,72 por US\$ 1,00.
- (2) El Valor Justo al 30 de septiembre de 2015 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 peso colombiano, real brasileño, peso argentino y Nuevo Sol peruano.

Se detallan a continuación los valores registrados de nuestra deuda financiera al 30 de septiembre de 2014, de acuerdo a su vencimiento. Los valores totales no incluyen el efecto de los derivados.

Ejercicio terminado al 31 de diciembre,	Fecha de Vencimiento Esperada						Total	Valor Justo ⁽²⁾
	2014	2015	2016	2017	2018	Después		
	(En millones de Ch\$) ⁽¹⁾							
Tasa fija								
US\$.....	90.407	4.817	12.994	1.009	7.001	17.130	133.359	169.555
Tasa de interés promedio ponderada.....	7,5%	6,2%	5,9%	3,3%	5,9%	6,4%	7,0%	—
Otras monedas⁽³⁾	1.227	2.669	3.034	184	—	228.001	235.115	291.759
Tasa de interés promedio ponderada.....	26,1%	31,5%	31,5%	31,0%	—	10,0%	10,6%	—
Total tasa fija	91.635	7.486	16.027	1.193	7.001	245.131	368.474	461.315
Tasa de interés promedio ponderada.....	7,7%	15,2%	10,8%	7,6%	5,9%	9,7%	9,3%	—
Tasa Variable								
US\$.....	3.575	28.907	48.670	29.766	15.046	—	125.965	125.965
Tasa de interés promedio ponderada.....	2,7%	8,0%	3,0%	2,7%	3,9%	—	4,2%	—
Otras monedas⁽³⁾	1.518	81.814	11.102	62.576	76.470	639.097	872.579	950.177
Tasa de interés promedio ponderada.....	28,4%	9,6%	19,0%	8,4%	8,3%	7,1%	7,7%	—
Total tasa variable	5.093	110.721	59.772	92.343	91.517	639.097	998.543	1.076.141
Tasa de interés promedio ponderada.....	10,4%	9,2%	5,9%	6,6%	7,6%	7,1%	7,3%	—
Total	96.728	118.207	75.799	93.536	98.518	884.229	1.367.017	1.537.456

- (1) Calculado en base al tipo de cambio observado al 30 de septiembre de 2014, que fue de Ch\$ 599,22 por US\$ 1,00.
- (2) El Valor Justo al 30 de septiembre de 2015, 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 peso colombiano, real brasileño, peso argentino y Nuevo Sol peruano.

Se detallan a continuación los valores registrados de nuestra deuda financiera al 31 de diciembre de 2014, de acuerdo a su vencimiento. Los valores totales no incluyen el efecto de los derivados.

Ejercicio terminado al 31 de diciembre,	Fecha de Vencimiento Esperada						Total	Valor Justo ⁽²⁾
	2015	2016	2017	2018	2019	Después		
	(En millones de Ch\$) ⁽¹⁾							
Tasa fija								
US\$.....	6.698	13.791	1.656	7.724	5.984	35.784	71.637	75.517
Tasa de interés promedio ponderada	4,4%	5,5%	2,1%	5,3%	6,3%	2,1%	3,6%	—
Otras monedas⁽³⁾.....	3.366	3.028	184	—	5.075	191.924	203.577	255.534
Tasa de interés promedio ponderada	30,7%	31,8%	31,9%	—	6,3%	10,1%	10,7%	—
Total tasa fija	10.065	16.819	1.840	7.724	11.059	227.708	275.214	331.051
Tasa de interés promedio ponderada	13,2%	10,3%	5,1%	5,3%	6,3%	8,8%	8,8%	—
Tasa Variable								
US\$.....	31.510	47.041	30.140	15.235	—	—	123.928	123.928
Tasa de interés promedio ponderada	8,6%	2,2%	2,7%	3,8%	—	—	4,1%	—
Otras monedas⁽³⁾.....	71.008	16.277	55.322	65.651	102.128	446.549	756.934	814.731
Tasa de interés promedio ponderada	10,8%	12,1%	8,8%	8,5%	7,8%	7,2%	8,0%	—
Tasa Total variable.....	102.518	63.318	85.462	80.886	102.128	446.549	880.862	938.659
Tasa de interés promedio ponderada	10,1%	4,8%	6,6%	7,6%	7,8%	7,2%	7,4%	—
Total	112.583	80.137	87.302	88.610	113.187	674.257	1.156.076	1.269.710

-
- (1) Calculado en base a Tasa de Cambio Observado al 31 de diciembre, 2014, que fue de Ch\$ 606,75 por US\$ 1,00.
 - (2) El valor justo al 30 de septiembre de 2015, 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 peso colombiano, real brasileño, peso argentino y Nuevo Sol peruano.

Se detallan a continuación los valores registrados de nuestra deuda financiera al 31 de diciembre de 2013, de acuerdo a su vencimiento. Los valores totales no incluyen el efecto de los derivados.

Ejercicio terminado al 31 de diciembre,	Fecha de Vencimiento Esperada						Total	Valor Justo ⁽²⁾
	2014	2015	2016	2017	2018	Después		
	(En millones de Ch\$) ⁽¹⁾							
Tasa fija								
US\$	81.028	3.334	10.492	—	5.246	14.776	114.876	142.613
Tasa de interés promedio ponderada	7,3%	6,9%	6,1%	—	6,3%	6,4%	7,0%	—
Otras monedas⁽³⁾	51.568	—	—	—	—	209.979	261.548	365.581
Tasa de interés promedio ponderada	11,7%	—	—	—	—	10,0%	10,3%	—
Total tasa fija	132.597	3.334	10.492	—	5.246	224.756	376.424	499.194
Tasa de interés promedio ponderada	9,0%	6,9%	6,1%	—	6,3%	9,8%	9,3%	—
Tasa Variable								
US\$	19.947	17.281	20.913	26.060	13.173	—	97.374	97.374
Tasa de interés promedio ponderada	7,0%	3,3%	2,9%	2,7%	3,9%	—	3,9%	—
Otras monedas⁽³⁾	18.892	74.847	10.067	57.357	70.481	428.403	660.047	741.493
Tasa de interés promedio ponderada	11,6%	8,4%	16,9%	6,4%	7,6%	6,4%	7,1%	—
Total tasa variable	38.839	92.128	30.980	83.417	83.654	428.403	757.421	838.867
Tasa de interés promedio ponderada	9,3%	7,4%	7,4%	5,3%	7,0%	6,4%	6,7%	—
Total	171.436	95.462	41.472	83.417	88.900	653.159	1.133.845	1.338.061

- (1) Calculado en base al tipo de cambio observado al 31 de diciembre de 2013, que fue de Ch\$ 524,61 por US\$ 1,00.
- (2) El valor justo al 30 de septiembre de 2015, 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 peso colombiano, real brasileño, peso argentino y Nuevo Sol peruano.

Riesgo de Tasa de Interés

Al 30 de septiembre de 2015 y 2014, el 68% y el 62%, respectivamente, de nuestras obligaciones de deuda neta pendiente de pago estaban sujetas a tasa de interés variable.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el 64% y el 51%, respectivamente, de nuestras obligaciones de deuda neta pendiente de pago estaban sujetas a tasa de interés variable.

Nosotros administramos el riesgo de tasa de interés manteniendo una combinación de deuda con tasa fija y variable, de acuerdo a la política que será aprobada por nuestro Directorio. Adicionalmente, administramos el riesgo de tasa de interés a través del uso de derivados de tasa de interés. Los porcentajes anteriores incluyen el efecto de derivados de tasa de interés (swaps) que cubren parte de nuestra deuda.

Al 30 de septiembre 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 como sigue:

Ejercicio terminado al 31 de diciembre,	Fecha de Vencimiento Esperada						Total	Valor Justo ⁽²⁾
	2015	2016	2017	2018	2019	Después		
	(En millones de Ch\$) ⁽¹⁾							
Tasa variable a tasa fija	—	—	24.095	—	—	—	24.095	(448)
Tasa fija a tasa variable	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>24.095</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>24.095</u>	<u>(448)</u>

-
- (1) Calculado sobre la base de la tasa de cambio Dólar Observado al 30 de septiembre de 2015, que fue de Ch\$ 698.72 per US\$ 1,00.
 - (2) Los Valores Razonables fueron calculados 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.

Como comparación, al 30 de septiembre de 2014, 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 como sigue:

Ejercicio terminado al 31 de diciembre,	Fecha de Vencimiento Esperada						Total	Valor Justo ⁽²⁾
	2014	2015	2016	2017	2018	Después		
	(En millones de Ch\$) ⁽¹⁾							
Tasa variable a tasa fija	—	—	—	27.858	—	—	27.858	(646)
Tasa fija a tasa variable	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>27.858</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>27.858</u>	<u>(646)</u>

-
- (1) Calculado sobre la base de la tasa de cambio Dólar Observado al 30 de septiembre de 2014, que fue de Ch\$ 599.22 per US\$ 1,00.
 - (2) Los Valores Razonables fueron calculados 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 2014, 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 como sigue:

<u>Ejercicio terminado al 31 de diciembre,</u>	<u>Fecha de Vencimiento Esperada</u>						<u>Total</u>	<u>Valor Justo⁽²⁾</u>
	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>2019</u>	<u>Después</u>		
	<u>(En millones de Ch\$)⁽¹⁾</u>							
Tasa variable a tasa fija	—	—	26.700	—	—	—	26.700	(581)
Tasa fija a tasa variable	—	—	—	—	—	—	—	—
Total.....	—	—	26.700	—	—	—	26.700	(581)

-
- (1) Calculado sobre la base a la tasa de cambio Dólar Observado al 31 de diciembre de 2014, que fue de Ch\$ 606.75 por US\$ 1,00.
 - (2) Los Valores Razonables fueron calculados 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.

Como comparación, al 31 de diciembre de 2013, 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 como sigue:

<u>Ejercicio terminado al 31 de diciembre,</u>	<u>Fecha de Vencimiento Esperada</u>						<u>Total</u>	<u>Valor Justo⁽²⁾</u>
	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>Después</u>		
	<u>(En millones de Ch\$)⁽¹⁾</u>							
Tasa variable a tasa fija	—	—	—	28.300	—	—	28.300	(903)
Tasa fija a tasa variable	—	—	—	—	—	—	—	—
Total.....	—	—	—	28.300	—	—	28.300	(903)

-
- (1) Calculado sobre la base a la tasa de cambio Dólar Observado al 31 de diciembre de 2013, que fue de Ch\$ 524.61 por US\$ 1,00.
 - (2) Los Valores Razonables fueron calculados 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 corporativa de cobertura de riesgo cambiario será aprobada por nuestro Directorio una vez finalizado el Spin-Off. Nuestra política buscará mantener un equilibrio entre la moneda en que los flujos de efectivo son indexados, y la moneda de la deuda principal de cada compañía. La mayoría de nuestras entidades combinadas 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 a estos riesgos 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 de los Estados Unidos, sin posibilidad de cobertura de la deuda en condiciones razonables. La deuda de las entidades combinadas argentinas, denominada en dólares ascendió a Ch\$ 43,9 mil millones al 30 de septiembre de 2015.

Al 30 de septiembre de 2015 y 2014, y al 31 de diciembre de 2014, no tenemos derivados para cubrir nuestro riesgo cambiario.

Al 31 de diciembre de 2013, los valores registrados para fines de contabilidad financiera y los correspondientes valores razonables de los instrumentos financieros que cubren nuestro riesgo cambiario eran como sigue:

	Fecha de Vencimiento Esperada						Total	Valor Justo ⁽²⁾
	2014	2015	2016	2017	2018	Después		
Ejercicio terminado 31 de diciembre,								
	(En millones de Ch\$) ⁽¹⁾							
US\$ a otras monedas ⁽³⁾	—	—	—	—	—	—	—	—
Otras monedas a US\$ ⁽⁴⁾	4.605	—	—	—	—	—	4.605	121
Total	4.605	—	—	—	—	—	4.605	121

- (1) Calculado sobre la base del tipo de cambio Dólar Observado al 31 de diciembre de 2013, que fue de Ch\$ 524,61 por US\$ 1,00.
- (2) Los Valores Razonables fueron calculados 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 peso colombiano, el real brasileño, el peso argentino y Nuevo Sol peruano.
- (4) Incluye una cobertura de soles peruanos a US\$ de Edegel (Chinango).

(d) Puerto Seguro (*Safe Harbor*)

La información en este “Ítem 11. Información Cuantitativa y Cualitativa sobre el 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 para las disposiciones sobre “puerto seguro”.

Ítem 12. Descripción de Valores que no son Acciones

A. Títulos de Deuda.

No es aplicable.

B. Garantías y Derechos.

No es aplicable.

C. Otros Valores.

No es aplicable.

D. American Depositary Shares (Acciones de Depositario Americanas)

Se espera que Endesa Américas nombre a Citibank, N.A. como depositario en virtud de un contrato de depósito (“Contrato de Depósito”). Las oficinas de depositario de Citibank, N.A. se encuentran en 388 Greenwich Street, Nueva York, Nueva York 10013. Los términos y disposiciones del Contrato de Depósito deben ser sustancialmente similares al Contrato de Depósito suscrito por Endesa Chile. Una vez ejecutado el Contrato de Depósito, Endesa Américas presentará el Contrato de Depósito ante la SEC y se podrá obtener una copia del Contrato de Depósito en la Sala de Referencia Pública de la SEC ubicada en 100 F Street, N.E., Washington, D.C. 20549 y desde el sitio web de la SEC (www.sec.gov). El depositario normalmente designa a

un custodio para guardar los valores depositados. En el caso de Endesa Américas, se espera que el custodio sea Banco Santander (Chile), ubicado en calle Bandera 140, Santiago, Chile.

La siguiente es una breve descripción de las condiciones materiales del Contrato de Depósito a ser suscritos por Endesa Américas y los ADSs de Endesa Américas a ser emitidos. Este resumen se basa en los términos del Contrato de Depósito de Endesa Chile y las condiciones reales del Contrato de Depósito por Endesa Américas podrían ser diferentes. Por favor recuerde que por su naturaleza los resúmenes carecen de la precisión por ser información resumida y que los derechos y obligaciones como propietario de ADSs de Endesa Américas serán determinados por referencia a los términos del Contrato de Depósito y no al presente resumen.

Cada ADS de Endesa Américas representará a 30 acciones comunes de Endesa Américas en depósito con el custodio. Un ADS también representará a cualquier otra propiedad recibida por el depositario o el custodio en nombre del propietario de los ADSs pero que no se ha distribuido a los propietarios de ADSs debido a restricciones legales o consideraciones prácticas.

Si usted es titular de ADS, se convertirá en parte del Contrato de Depósito y, por lo tanto, se comprometerá con los términos y condiciones del ADR que representa su ADS. El Contrato de Depósito y el ADR especificará los derechos y las obligaciones de Endesa Américas, así como sus derechos y obligaciones como propietario de ADSs y los del depositario. Como titular de ADS, usted designará al depositario para actuar en su nombre en determinadas circunstancias. El Contrato de Depósito y el ADR se regirán por la Ley de Nueva York. Sin embargo, las obligaciones de Endesa Américas a los titulares de acciones comunes de Endesa Américas continuarán rigiéndose por la Ley chilena, las que son diferentes de la Ley de Nueva York.

Como propietario de ADSs, usted puede tener sus ADSs ya sea por medio de un ADR registrado a su nombre, a través de una cuenta de corretaje o custodia, o a través de una cuenta establecida por el depositario en su nombre que refleje el registro de ADSs no certificadas directamente en los libros del depositario (comúnmente conocida como el "Sistema de Registro Directo" o "SRD"). El SRD refleja el registro no certificado (anotaciones) de la propiedad de ADS por el depositario. Bajo el SRD, la propiedad de ADS se evidencia por declaraciones periódicas emitidas por el depositario a los tenedores de ADSs. El SRD incluye transferencias automatizadas entre el depositario y el *Depository Trust Company* o DTC, que es el sistema de anotaciones de compensación y liquidación de valores de capital en los Estados Unidos. Si usted decide mantener sus ADSs en su cuenta de corretaje o de custodia, debe confiar en los procedimientos de su corredor o banco para hacer valer sus derechos como titular de ADSs. Los bancos y corredores sostienen típicamente valores como los ADSs a través de sistemas de compensación y liquidación como el DTC. Los procedimientos de dichos sistemas de compensación y liquidación pueden limitar su capacidad para ejercer sus derechos como propietario de ADSs. Todas las ADSs mantenidas a través de DTC se registrarán en el nombre de un nominado de DTC. Este resumen asume que usted ha optado por tener los ADSs directamente por medio de un ADR registrado a su nombre y, como tal, nos referiremos a usted como "titular". Cuando nos referimos a "usted", asumimos que el lector es propietario de ADSs y será propietario de ADSs en el momento pertinente.

Dividendos y Distribuciones

Como titular, usted tendrá generalmente el derecho a recibir las distribuciones de Endesa Américas sobre los valores depositados con el custodio. Su recibo de estas distribuciones puede ser limitado, sin embargo, por consideraciones prácticas y limitaciones legales. Los titulares recibirán tales distribuciones en los términos del Contrato de Depósito en proporción al número de ADSs que se tienen a partir de una fecha de registro específica.

Distribución de Efectivo

Tras la recepción por el custodio de una distribución en efectivo de los valores en depósito, el depositario efectuará la conversión de los fondos a dólares y la distribución de dichos dólares a los titulares. La conversión a dólares tendrá lugar sólo si es razonable, a juicio del depositario, si los dólares son transferibles a los Estados Unidos, si es permitido por regulaciones y legislación chilena, y si son efectivos los acuerdos de divisas entre el Banco Central de Chile, el depositario y Endesa Américas. Los montos distribuidos a los titulares serán los valores netos después de los honorarios, gastos, impuestos y cargos gubernamentales a pagar por los titulares según los términos del Contrato de Depósito. El depositario aplicará el mismo método para la distribución de

los ingresos de la venta de cualquier propiedad, tales como derechos no distribuidos, celebrada por el custodio en relación con los valores en depósito.

Distribución de las Acciones

Al recibir un dividendo o distribución gratuita de acciones, el depositario puede y debe, a petición de Endesa Américas, distribuir a los titulares, en proporción al número de ADSs que cada uno tiene, ADSs nuevos que representan las acciones comunes depositadas. Sólo se distribuirán nuevos ADSs completos. Los derechos fraccionarios se venderán y el producto de dicha venta será distribuido, como es el caso de una distribución de efectivo.

La distribución de nuevos ADSs en una distribución de acciones comunes estará compuesta del neto de los honorarios, gastos, impuestos y cargos gubernamentales a pagar por los titulares en los términos del Contrato de Depósito. Para pagar estos impuestos o cargos gubernamentales, el depositario puede vender todo o una parte de las nuevas acciones comunes de los ADSs distribuidos.

No puede hacerse tal distribución de nuevos ADSs si esto violara una ley, incluyendo las leyes de valores de los Estados Unidos. Si el depositario no distribuye nuevos ADSs como se describe anteriormente, venderá las acciones comunes recibidas y distribuirá el producto de la venta como en el caso de una distribución de efectivo.

Distribución de Derechos

Si Endesa Américas ofrece a sus titulares de acciones el derecho de compra de ADSs adicionales, el depositario tendrá discreción en cuanto a los procedimientos a seguir en la disposición de tales derechos a los tenedores de ADSs, o en la venta de esos derechos en nombre de los titulares y hacer que las ganancias netas estén disponibles en dólares a dichos titulares. Si Endesa Américas lo solicita, el depositario llevará a cabo las siguientes acciones:

- Si en el momento de la oferta el depositario determina que es lícito y factible hacer que tales derechos sean disponibles para los titulares, el depositario distribuirá tales derechos a los titulares en proporción al número de ADSs que cada uno tenga o el depositario empleará otro método que considere viable para facilitar la ejecución, venta o transferencia de derechos por dichos titulares;
- Si al ofertar el depositario determina que no es legal o no es factible que tales derechos se hagan disponibles a los titulares, o si los derechos no se ejecuten y parecen a punto de vencer, el depositario a su discreción puede vender esos derechos en venta pública o privada y puede asignar el producto neto de tal venta, a un promedio u otra base posible; o
- Si los términos y condiciones de la oferta o por cualquier otro motivo el depositario no puede hacer esos derechos disponibles a los titulares, entonces el depositario puede permitir que aquellos derechos expiren.

Si la distribución de los derechos requiere que el derecho sea registrado bajo la Ley de Valores de los Estados Unidos (“*Securities Act*”), el depositario no distribuirá tales derechos, a menos que y hasta que, tal declaración de registro entre en vigor, o a menos que la transacción esté exenta de registro bajo las disposiciones de la Ley de Valores de los Estados Unidos.

Si el depositario ha distribuido los derechos a los tenedores de ADSs, el depositario ejercerá esos derechos en nombre de los titulares cuando reciba lo siguiente:

- pago del precio de compra para que la acción sea adquirida en el ejercicio del derecho;
- una instrucción de ejecución debidamente completada y firmada; y
- pago de la comisión y cargos aplicables.

El depositario venderá los derechos que no se ejercen o no se distribuyen si tal venta es legal. El producto de dicha venta se distribuirá a los titulares como en el caso de una distribución de efectivo. Si el depositario no puede vender los derechos, permitirá que los derechos expiren.

Distribuciones Electivas

Cuando Endesa Américas tenga la intención de distribuir un dividendo a pagar a elección de los accionistas en efectivo o en acciones adicionales, Endesa Américas dará un aviso previo del mismo al depositario e indicará si Endesa Américas desea que la distribución optativa esté a su disposición. En tal caso, Endesa Américas ayudará al depositario a determinar si esta distribución es lícita y posible.

El depositario hará disponible la posibilidad de elección a usted sólo si es posible y si Endesa Américas proporciona toda la documentación contemplada en el Contrato de Depósito. En tal caso, el depositario establecerá los procedimientos para que usted pueda optar por recibir efectivo o ADSs adicionales, en cada caso como se describe en el Contrato de Depósito.

Si la posibilidad de elección no está disponible para usted, usted recibirá efectivo o ADSs adicionales, dependiendo de lo que recibiría un accionista en Chile al no poder hacer una elección, como se describe en mayor detalle en el Contrato de Depósito.

Otras Distribuciones

Cuando Endesa Américas distribuya propiedad que no sea en efectivo, acciones comunes o derechos a adquirir acciones comunes adicionales de Endesa Américas, el depositario consultará con Endesa Américas en la medida de lo posible y distribuirá tales bienes a los tenedores de ADSs en proporción al número de ADSs que cada uno tenga, de manera que el depositario, con el consentimiento de Endesa Américas, considere que es equitativo y viable para lograr la distribución.

Si el depositario determina que dicha distribución no puede ser hecha de forma proporcional entre los titulares de ADRs, o el depositario considera que dicha distribución no es posible por cualquier otro motivo, el depositario podrá, con nuestra aprobación, adoptar tal método de distribución, incluyendo una venta que considere equitativa y viable.

Si el depositario vende esos bienes, el producto neto de tal venta se distribuirá a los titulares como en el caso de una distribución de efectivo, neto de comisiones, gastos, impuestos o cargos gubernamentales a pagar por los titulares en el Contrato de Depósito.

Se distribuirá el producto de dicha venta a los titulares como en el caso de una distribución de efectivo.

Cambios que Afectan las Acciones Comunes

Las acciones comunes mantenidas en depósito de ADSs pueden cambiar de vez en cuando. Por ejemplo, puede haber un cambio en el valor nominal o valor de paridad, una división, cancelación, consolidación o clasificación de dichas acciones comunes o una recapitalización, reorganización, fusión, consolidación o venta de activos.

Si se produjera cualquiera de estos cambios, sus ADSs, en la medida que lo permita la ley, representan el derecho a recibir la propiedad recibida o intercambiada en relación a las acciones comunes en depósito. El depositario puede, con nuestra aprobación, o a petición de Endesa Américas, en tales circunstancias entregarle nuevos ADSs o solicitar el intercambio de sus ADSs existentes por nuevos ADSs. Si el depositario no puede legalmente distribuir dichos bienes a usted, el depositario puede vender dicha propiedad y distribuir el producto neto a usted como en el caso de una distribución de efectivo.

Reembolso

En la medida que lo permita la ley, siempre que Endesa Américas decida reembolsar cualquiera de los valores en depósito con el custodio, Endesa Américas notificará al depositario con anticipación. En lo posible, y si Endesa Américas proporciona toda la documentación contemplada en el Contrato de Depósito, el depositario dará aviso del reembolso a los tenedores de ADSs.

El custodio recibirá instrucciones para entregar las acciones reembolsadas contra el pago del precio de reembolso aplicable. El depositario convertirá los fondos de reembolso recibidos en dólares según las condiciones del Contrato de Depósito y establecerá procedimientos para permitir que los tenedores de ADSs reciban los ingresos netos resultantes del reembolso sobre la entrega de sus ADSs al depositario. Es posible que usted tenga que pagar comisiones, gastos, impuestos y otros cargos gubernamentales sobre el reembolso de sus ADSs. Si menos de la totalidad de los ADSs son reembolsados, los ADS a ser retirados serán seleccionados por lotes o en forma proporcional, como el depositario estime conveniente.

Emisión de ADSs al Depositar Acciones Comunes

El depositario puede crear ADSs en su nombre si usted o su corredor depositan acciones comunes con el custodio. El depositario entregará estos ADSs a la persona que usted indique sólo después que usted haya pagado cualquier gasto de emisión aplicable y cualquier tasa e impuesto pagadero por la transferencia de las acciones comunes al custodio.

La emisión de ADSs puede ser retrasada hasta que el depositario o el custodio reciban confirmación que todas las aprobaciones requeridas han sido entregadas y que las acciones comunes han sido debidamente transferidas al custodio. El depositario solamente emitirá ADSs en números enteros.

Cuando usted realiza un depósito de acciones comunes, usted debe hacerse responsable de transferir un título válido y efectivo al depositario. Así, se considerará que usted representa y garantiza que:

- Todas las acciones están debidamente autorizadas, válidamente emitidas, totalmente pagadas, no evaluables y legalmente adquiridas.
- Los derechos preferentes (y similares), si existiesen, en relación a tales acciones han sido renunciadas o ejecutadas válidamente.
- Usted está debidamente autorizado a depositar las acciones.
- Las acciones presentadas para el depósito están libres de cualquier garantía, retención, gravamen, interés de garantía, cargos, hipoteca o reclamo adverso, y que la emisión de ADSs no esté condicionada a "valores restringidos" (como se define en el Contrato de Depósito).
- Las acciones presentadas para depósito no han sido privadas de cualquiera de sus derechos o privilegios.

Si alguna de las representaciones o garantías es incorrecta de cualquier forma, Endesa Américas y el depositario pueden, a su propio costo y cargo, tomar todas las medidas necesarias para intentar corregir las consecuencias de representaciones erróneas.

Transferencia, Combinación y División de ADRs

Como un tenedor de ADRs, usted tendrá derecho a transferir, combinar o dividir sus ADRs y los ADSs correspondientes. Para transferencias de ADRs, usted tendrá que entregar los ADRs a transferir al depositario y también debe:

- entregar debidamente los ADRs al depositario en su oficina principal
- asegurarse que el certificado de ADR que se entregue esté debidamente endosado o, de cualquier otro modo, debidamente preparado para transferencia.

Retiro de Acciones tras la Cancelación de ADSs

Como tenedor, usted tendrá derecho a presentar sus ADSs al depositario para la cancelación y entonces recibir las acciones comunes subyacentes en las oficinas del custodio. Para retirar las acciones comunes representadas por sus ADSs, usted deberá pagar al depositario los gastos de cancelación de ADSs y cualquier tasa e impuestos a pagar en la transferencia de las acciones comunes a ser retiradas. Usted asume el riesgo por la entrega de los fondos y valores cuando se retiran. Una vez cancelados, los ADSs perderán cualquier derecho bajo el Contrato de Depósito.

Si usted posee un ADS registrado a su nombre, el depositario puede solicitarle que proporcione prueba de su identidad y de la autenticidad de cualquier firma y otros documentos que el depositario considere adecuado antes de cancelar sus ADS. El retiro de las acciones comunes representadas por sus ADSs podría retrasarse hasta que el depositario reciba pruebas satisfactorias de conformidad con todas las leyes y reglamentos aplicables. Por favor tenga en cuenta que el depositario sólo aceptará ADSs que representen un número entero de títulos en depósito.

Usted tendrá el derecho de retirar los valores representados por sus ADSs en cualquier momento, a excepción de:

- Retrasos temporales debido a la revisión y autorización de acciones comunes o ADSs, o pago de dividendos en los libros de transferencias.
- Las obligaciones de pagar honorarios, impuestos y cargos similares.
- Las restricciones impuestas por leyes o regulaciones aplicables a los ADSs o el retiro de valores depositados.

El Contrato de Depósito no puede ser modificado para perjudicar su derecho a retirar los valores representados por sus ADSs, excepto para cumplir con las disposiciones obligatorias establecidas por ley.

Derechos a Voto

Como tenedor, usted tendrá, generalmente, el derecho bajo el Contrato de Depósito para instruir al depositario a ejercer los derechos de voto de las acciones comunes representadas por sus ADSs. Los derechos de voto de los tenedores de acciones comunes se describen en el “Ítem 10. Información Adicional — B. Constitución y los Estatutos de Asociación — Descripción del Capital social, accionistas y derechos de voto”.

El depositario le enviará a usted cualquier aviso de una junta de accionistas recibida de Endesa Américas junto con información sobre cómo instruir al depositario para ejercer los derechos de voto de los valores representados por los ADSs.

Si el depositario recibe las instrucciones de voto de un tenedor de ADSs de manera oportuna, se esforzará en la medida de lo posible para votar por los valores representados por los ADSs del tenedor, según las instrucciones de voto.

Tenga en cuenta que la capacidad del depositario para llevar a cabo las instrucciones de voto puede estar restringida por limitaciones prácticas y legales, y por los términos de los valores en depósito. No habrá ninguna garantía de que recibirá materiales de votación a tiempo para que pueda devolver las instrucciones de voto al depositario de manera oportuna.

Si el depositario no recibe sus instrucciones de voto a tiempo se considerará de cualquier forma que esas instrucciones han sido entregadas al depositario, y que usted le ha instruido para dar a nuestro Presidente del Directorio completo poder discrecional, o a una persona por él designada, con plena facultad de sustitución, para ejercer el derecho de voto de las acciones representadas por sus ADSs. El depositario entregará este poder para votar sobre cualquier asunto en la junta, excepto cuando:

- existe una oposición sustancial por parte de los tenedores de ADSs, entendiéndose que la elección de directores en una junta anual o extraordinaria de accionistas no es un asunto controvertido que involucre oposición sustancial;
- se trata de asuntos que afectan sustancial y adversamente los derechos de los tenedores de ADSs;

- cualquier asunto como para que el Presidente del Directorio indique al depositario que no desea que dicho poder sea entregado.

Honorarios y Gastos del Depositario

Se espera que los tenedores de ADSs de Endesa Américas deban pagar los siguientes honorarios al depositario:

Honorarios por servicios	Honorarios
Emisión de ADS contra el depósito de acciones (por ejemplo, una emisión del depósito de acciones o cuando hay cambios en la tasa ADS(s)-por-acción(es), excluyendo las emisiones como resultado de las distribuciones descritas en el párrafo (4) más abajo.	Hasta US\$ 5,00 por 100 ADS (o fracción) emitidos.
Entrega de valores depositados contra entrega de ADS.	Hasta US\$ 5,00 por 100 ADS (o fracción) entregados.
Distribución de dividendos u otro tipo de distribución de caja (por ejemplo, venta de derechos y otros títulos).	Hasta US\$ 5,00 por 100 ADS (o fracción) en custodia.
Distribución de ADS de conformidad con los (i) dividendos u otras distribuciones libres de acciones, o (ii) ejercicio de derechos para comprar ADS adicionales.	Hasta US\$ 5,00 por 100 ADS (o fracción) en custodia.
Distribución de valores distintos de ADS o derechos para comprar ADS adicionales (por ejemplo, spin-off de acciones).	Hasta US\$ 5,00 por 100 ADS (o fracción) en custodia.
Servicios del Depositario.	Hasta US\$ 5,00 por 100 ADS (o fracción) en custodia, en la(s) fecha(s) de registro que corresponda(n), establecido por el Depositario.

Como tenedor de ADS usted también es responsable de pagar ciertos honorarios y gastos incurridos por el depositario, y ciertos impuestos y cargos gubernamentales tales como:

- Honorarios por transferencia, intercambio o registro de acciones comunes, como cuando las acciones comunes se depositan o retiran.
- Gastos de conversión de moneda extranjera a dólares.
- Gastos por las transmisiones vía cable, télex y fax, y por la entrega de valores.
- Impuestos y otros cargos gubernamentales por la transferencia de valores, por ejemplo, cuando acciones comunes son depositadas o retiradas del depósito.
- Honorarios y gastos incurridos en relación a la entrega o servicio de acciones comunes en depósito.

Endesa Américas se compromete a pagar ciertos otros cargos y gastos del depositario. Tenga en cuenta que los honorarios y cargos que usted sea requerido a pagar pueden variar con el tiempo y pueden ser modificadas por nosotros y por el depositario. Usted recibirá aviso previo de dichos cambios.

Enmiendas y Terminación

Endesa Américas podría acordar con el depositario modificar el Contrato de Depósito en cualquier momento sin su consentimiento. Endesa Américas se compromete a dar aviso con una antelación de 30 días previo a cualquier modificación que aumente los honorarios o cargos, o que perjudique materialmente sus derechos vigentes bajo el Contrato de Depósito, excepto en circunstancias muy limitadas enumeradas en el Contrato de Depósito.

Usted estará obligado por las modificaciones en el Contrato de Depósito si continúa manteniendo sus ADSs una vez entradas en vigencia las modificaciones al Contrato de Depósito. El Contrato de Depósito no puede ser modificado para prevenir que usted retire sus acciones comunes representadas por sus ADSs, excepto cuando es permitido por ley.

Endesa Américas tendrá el derecho de dar la orden al depositario para terminar el Contrato de Depósito. Asimismo, el depositario puede, en ciertas circunstancias, por iniciativa propia terminar el Contrato de Depósito. En cualquier caso, el depositario debe dar aviso a los tenedores con al menos 30 días antes de la terminación. Hasta la fecha de terminación, sus derechos bajo el Contrato de Depósito no se verán afectados.

Después de la terminación, el depositario seguirá recibiendo distribuciones (pero no distribuirá dichos bienes hasta que usted solicite la cancelación de sus ADSs) y puede vender los valores depositados. Después de la venta, el depositario tendrá las ganancias de dicha venta y cualquier otro fondo para los tenedores de ADSs en una cuenta sin intereses. En ese momento, el depositario ya no tendrá ninguna obligación adicional con los tenedores aparte de dar cuenta de los fondos mantenidos para los tenedores de ADSs que están pendientes de pago (después de la deducción de los honorarios, impuestos y gastos aplicables).

Libros del Depositario

El depositario mantendrá registros de los tenedores de ADSs en la oficina del depositario. Usted puede inspeccionar tales registros en dicha oficina en todo momento razonable pero únicamente con el propósito de comunicarse con otros tenedores sobre asuntos relativos a los ADSs, el Contrato de Depósito o nuestro negocio.

El depositario mantendrá instalaciones en Nueva York para registrar y procesar la emisión, cancelación, combinación, división y transferencia de los ADRs. Estas instalaciones pueden estar cerradas de vez en cuando, en la medida que no esté prohibido por ley.

Limitaciones a las Obligaciones y Responsabilidades

El Contrato de Depósito limita las obligaciones de Endesa Américas y del depositario con usted. Tenga en cuenta lo siguiente:

- Endesa Américas y el depositario están obligados sólo a las acciones establecidas específicamente en el Contrato de Depósito sin negligencia o mala fe.
- El depositario está eximido de cualquier responsabilidad derivada del incumplimiento de seguir las instrucciones de voto, independientemente de la forma en que se emita el voto o para el efecto de cualquier votación, siempre que actúe de buena fe y de conformidad con los términos del Contrato de Depósito.
- Endesa Américas y el depositario no están obligados a realizar cualquier acto que sea incompatible con los términos del Contrato de Depósito.
- Endesa Américas y el depositario rechazan cualquier responsabilidad si a nosotros o al depositario se nos detiene o prohíbe, o retrasa en el desempeño de cualquier acto o cosa necesaria según las condiciones del Contrato de Depósito, a causa de cualquier disposición, ley o reglamento presente o futuro, o por razón de cualquier disposición de un contrato en moneda extranjera presente o futura o nuestros estatutos, o cualquier disposición de o de la administración de los valores en depósito o por cualquier acto de Dios o guerra u otras circunstancias fuera de nuestro control.
- Nosotros y el depositario renunciamos a toda responsabilidad por el desempeño o incumplimiento o demora en la realización de cualquier acto o cosa que se puede hacer a su discreción.
- Nosotros y el depositario renunciamos a toda responsabilidad por razón de cualquier ejercicio o no ejercicio de discreción contemplado en el Contrato de Depósito.
- Nosotros y el depositario renunciamos a toda responsabilidad por la incapacidad de un tenedor de beneficiarse de cualquier distribución, oferta, derecho u otro beneficio disponible para tenedores de acciones pero que no está disponible para usted, según las condiciones del Contrato de Depósito.
- Nosotros y el depositario podemos confiar, sin responsabilidad alguna, en cualquier aviso por escrito, petición u otros documentos que parecen genuinos y firmados o presentados por las partes apropiadas.

- Nosotros y el depositario también renunciamos a toda responsabilidad por daños consecuentes o punitivos que resulten del incumplimiento de las condiciones del Contrato de Depósito.

Transacciones Previas al Lanzamiento

El depositario puede, en determinadas circunstancias, emitir ADSs antes de recibir un depósito de acciones o lanzar acciones comunes antes de recibir los ADSs. Estas transacciones se conocen comúnmente como “transacciones previas al lanzamiento”. El Contrato de Depósito limita el tamaño total de las transacciones previas al lanzamiento e impone una serie de condiciones para tales transacciones, incluyendo la necesidad de recibir garantía, el tipo de garantía y las representaciones solicitadas por los corredores. El depositario podrá retener la compensación proveniente de las operaciones de previas al lanzamiento.

Impuestos

Usted será responsable de los impuestos y otros cargos gubernamentales a pagar en relación a los ADSs y los valores representados por los ADSs. Nosotros, el depositario y el custodio podemos deducir de cualquier distribución los impuestos y cargos gubernamentales a pagar por los tenedores y podemos vender cualquiera o toda propiedad en depósito para pagar los impuestos y cargos gubernamentales a pagar por los tenedores. Usted es responsable de cualquier deficiencia si producto de la venta no se cubren los impuestos que se deben.

El depositario puede negarse a emitir ADSs, entregar transferencias, dividir y combinar las ADRs o liberar valores en depósito hasta que todos los impuestos y cargos sean pagados por el respectivo tenedor. El depositario y el custodio pueden tomar acciones administrativas razonables para obtener reembolsos de impuestos y reducir la retención de impuestos para cualquier distribución en nombre de los tenedores de ADSs. Sin embargo, usted puede ser requerido para proporcionar al depositario y custodio pruebas de condición de contribuyente, residencia y otra información que el depositario y custodio puedan requerir para cumplir con obligaciones legales. Usted nos deberá indemnizar, así como al depositario y al custodio por cualquier reclamación de impuestos basado en los beneficios tributarios obtenidos por usted.

Conversión de Moneda Extranjera

El depositario se encargará de la conversión de toda moneda extranjera recibida en dólares, si tal conversión es viable y distribuirá los dólares de acuerdo a los términos del Contrato de Depósito. Usted tendrá que pagar los honorarios y gastos incurridos en la conversión de moneda extranjera, tales como honorarios y gastos incurridos en el cumplimiento de controles de cambio de moneda y otros requisitos gubernamentales.

Si la conversión de moneda extranjera no es viable, o si cualquier aprobación necesaria es negada o no puede obtenerse a un costo o dentro de un plazo razonable, el depositario puede tomar las siguientes medidas a su discreción:

- Convertir la moneda extranjera en la medida permitida y distribuir los dólares a los tenedores para los cuales la conversión y la distribución es posible.
- Distribuir las divisas a los tenedores para los cuales la distribución es lícita y posible.
- Guardar la moneda extranjera, sin asumir responsabilidad por el interés, para los tenedores que correspondan.

PARTE II

Ítem 13. Incumplimientos, Atrasos en el Pago de Dividendos y Morosidades

No es aplicable.

Ítem 14. Modificaciones Importantes a los Derechos de los Titulares de Valores y Uso de los Recursos

No es aplicable.

Ítem 15. Controles y Procedimientos

No es aplicable.

Ítem 16. Reservados

Ítem 16A. Experto Financiero del Comité de Auditoría

No es aplicable.

Ítem 16B. Código de ética

No es aplicable.

Ítem 16C. Honorarios y Servicios de los Contadores Principales

No es aplicable.

Ítem 16D. Excepciones a los Requisitos de Cotización de los Comités de Auditoría

No es aplicable.

Ítem 16E. Adquisición de Valores de Capital por el Emisor y Compradores Relacionados

No es aplicable.

Ítem 16F. Cambio de Contadores Certificadores de la Entidad que Registra

No es aplicable.

Ítem 16F. Cambio de Contadores Certificadores de la Entidad que Registra

No es aplicable.

Ítem 16G. Gobierno Corporativo

No es aplicable.

Ítem 16 H. Divulgación de Seguridad Minera

No es aplicable.

PARTE III

Ítem 17. Estados financieros

No hay.

Ítem 18. Estados financieros

Índice de los Estados Financieros Consolidados

Informes de las Firmas de Contabilidad Registradas Independientes:

Informe de KPMG Auditores Consultores Ltda. — Endesa Américas al 30 septiembre de 2015 y al 31 de diciembre de 2014	F-1
Informe de KPMG Auditores Consultores Ltda. — Endesa Américas al 31 de diciembre de 2014 y 2013 y 01 enero de 2013	F-3
Informe de Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L., firma miembro de Ernst & Young Global — Endesa Argentina S.A. as of September 30, 2015	F-4
Informe de Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L., firma miembro de Ernst & Young Global — Endesa Argentina S.A. as of December 31, 2014 and 2013	F-5
Informe de Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L., firma miembro de Ernst & Young Global — Endesa Argentina S.A. as of December 31, 2013 and 2012	F-6
Informe de Ernst & Young Auditores Independientes S.S. — Enel Brasil S.A. al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 y 2013	F-7

Estados Financieros Consolidados Interinos:

Estados Financieros Consolidados Interinos al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014	F-9
Estados Consolidados Interinos de Resultado Global para los nueve meses terminados 30 de sep. de 2015 y 2014	F-10
Estados Consolidados Interinos de Cambios en Patrimonio para los nueve meses terminados 30 de sep. de 2015 y 2014	F-12
Estados Consolidados Interinos de Flujo de Caja Directo para los nueve meses terminados 30 de sep. de 2015 y 2014	F-13
Notas a Estados Financieros Consolidados Interinos	F-14

Estados Financieros Consolidados Interinos Anuales:

Estados Consolidados de la Posición Financiera al 31 de diciembre de 2014 y 2013 y 01 de enero de 2013	F-132
Estados Consolidados de Resultado Global para los años terminados 31 de diciembre de 2014 y 2013	F-133
Estados Consolidados de Cambios en Patrimonio para los años terminados 31 de diciembre de 2014 y 2013	F-135
Estados Consolidados de Flujo de Caja Directo para los años terminados 31 de diciembre de 2014 y 2013	F-136
Notes to the Combined Financial Statements	F-137

S-X Regla 3-09 Estados Financieros:

Estados Financieros Consolidados de Enel Brasil S.A.	G-1
---	-----

Ch\$	Pesos chilenos
US\$	Dólares norteamericanos
UF	La UF es un índice chileno de unidad monetaria en pesos ajustados a la inflación, que se establece diariamente por adelantado basada en la tasa de inflación del mes anterior.
ThCh\$	Miles de pesos chilenos
ThUS\$	Miles de dólares

Ítem 19. Anexos

Anexo	Descripción
1.1	Estatutos de Endesa Américas S.A.
2.1	Muestra de certificado de acciones para las acciones comunes de Endesa Américas S.A.
8.1	Listado de principales entidades consolidadas al 30 de septiembre, 2015.
23.1	Consentimiento de KPMG Auditores Consultores Ltda., una firma registrada independiente de contabilidad pública (estados financieros consolidados interinos de Endesa Américas S.A)
23.2	Consentimiento de KPMG Auditores Consultores Ltda., una firma registrada independiente de contabilidad pública (estados financieros consolidados anuales de Endesa Américas S.A)
23.3	Consentimiento de Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L., firma miembro Ernst & Young Global Limited, una firma registrada independiente de contabilidad pública (Endesa Argentina S.A.)
23.4	Consentimiento de Ernst & Young Auditores Independientes S.S., firma miembro Ernst & Young Global Limited, una firma registrada independiente de contabilidad pública (Enel Brasil S.A.)
23.5	Consentimiento de Chadbourne & Parke LLP (incluido en Anexo 99.1).
99.1	Opinión de Chadbourne & Parke LLP sobre los impuestos en los EE.UU.

Nosotros proporcionaremos a la SEC, previa solicitud, copias de todos los instrumentos no presentados que definen los derechos de las partes interesadas de Endesa Américas.

FIRMAS

El contratante certifica que cumple todos los requisitos para la presentación en el Formulario 20-F y que ha solicitado y autorizado debidamente a los suscritos para firmar esta Declaración de Registro en su nombre.

ENDESA AMÉRICAS S.A.

Por: /s/ Ramiro Alfonsín

Nombre: Ramiro Alfonsín

Título: Gerente de Administración,
Finanzas y Control

Fecha: 30 de marzo de 2016