



VALORACIÓN DE EMPRESA ENDESA

Por Flujo de Caja Descontados

**VALORACIÓN DE EMPRESA PARA OPTAR AL GRADO DE
MAGÍSTER EN FINANZAS**

Alumno: Ignacio Andrés Méndez Catalán
Profesor Guía: Mauricio Jara Bertin

Santiago, septiembre 2016

Contenido

I.	Resumen Ejecutivo.....	3
II.	Metodología.....	5
III.	Descripción de la empresa e Industria.....	10
3.1	Descripción de la empresa.....	10
3.2	Descripción de la industria.....	19
3.3	Empresas comparables.....	25
IV.	Estimación de la estructura de capital de la empresa.....	29
V.	Estimación del costo patrimonial y costo de capital de la empresa.....	31
5.1	Estimación del Beta Patrimonial de Endesa.....	31
5.2	Beta Patrimonial sin deuda.....	33
5.3	Beta Patrimonial con deuda.....	34
5.4	Costo Patrimonial (Kp).....	34
5.5	Costo Capital (Ko).....	34
VI.	Análisis Operacional de la Empresa y de la Industria.....	35
6.1	Análisis operacional de ENDESA. Período 2010 a 2015.....	35
6.2	Análisis de crecimiento de ENDESA.....	39
6.3	Análisis de Costos de Operación.....	42
6.4	Detalle de los Resultados No Operacionales.....	45
6.5	Análisis de los Activos.....	47
6.6	Análisis de crecimiento de la Industria, período 2010 a 2015.....	48
VII.	Proyección de EERR.....	59
7.1	Proyección de Ingresos Operacionales.....	59
7.2	Proyección de los Costos Operacionales y Resultado No Operacional.....	60
7.3	Saldo de la Ganancia antes de Impuestos.....	61
7.4	Pago de impuestos de primera categoría.....	61
7.5	Ganancia o Pérdida después de impuesto.....	62
7.6	Estado de Resultado proyectado, período 2016 a 2021.....	63
VIII.	Proyección de Flujos de Caja Libre.....	64

8.1 Estimación de la Inversión de Reposición.....	64
8.2 Estimación de las Nuevas Inversiones	65
8.3 Estimación de la Inversión en Capital de Trabajo	67
8.4 Depreciación y amortización proyectados.....	68
8.5 Identificación de activos prescindibles	69
8.6 Flujo de Caja Libre Proyectado	70
IX. Valoración Económica de la empresa y su precio de acción	72
9.1 Valoración económica de ENDESA, por Flujo de Caja Descuento	72
9.2 Valoración del precio de la acción	74
X. Conclusiones	76
Bibliografía	78
Anexos.....	80
Recomendación de Acciones	80
Descripción del financiamiento de la empresa.....	87

I. Resumen Ejecutivo

Dada la noticia de la reestructuración societaria del grupo Enersis, consistente en la división de Enersis S.A. y sus filiales Endesa Chile y Chilectra S.A., y la posterior fusión de las sociedades que sean propietarias de participaciones sociales en negocios fuera de Chile. El presente trabajo, tiene como objeto revisar cual sería el valor de ENDESA (con segmentos controlados sólo para Chile) al 31 de diciembre de 2015.

Para obtener la valorización se utilizará el Método de Flujos de Caja Descontados, lo que implicará estimar una tasa de descuento o Costo de Capital de la empresa para posteriormente realizar una proyección del Estado de Resultado del año 2016 hasta el año 2021. Con la proyección de los flujos y la tasa de descuento, obtendremos la valoración económica del precio de la acción de ENDESA al 31 de diciembre de 2015, el precio estimado se comparará con el precio de la acción real del mercado, al mismo período.

La tasa de Costo de Capital considerará en una primera instancia la información propia de la empresa para el período 2010 a 2015, luego ésta tasa se apalancará a la estructura de capital objetivo. El resultado de la tasa Costo de Capital Promedio Ponderado (WACC) resulta 9,11%, la cual es acorde a empresas en etapa madura.

Para las proyecciones del Estado de Resultado y Flujos de Caja se tomarán supuestos de mercado, como crecimiento de demanda, nivel de costos, precios de combustibles, nivel de inversiones en activos fijos (CAPEX), reposición y capital de trabajo. Las fuentes de información se obtendrán tanto de entidades gubernamentales como privadas. Para estimar el valor económico del período posterior al análisis, el Valor Terminal considerará un escenario conservador, es decir, un escenario sin oportunidades de crecimiento. Al cierre de diciembre 2015, el valor estimado por flujo de caja descontados fue de \$ 948,09.

II. Metodología

La metodología utilizada para realizar la valoración de la empresa Endesa S.A. es el de Flujos de Caja Descontados.

Con este método, el valor de la empresa es estimado a partir del valor presente de los flujos de caja proyectados. Las características de esta valoración son:

- i. No es una valoración contable sino que económica.
 - No es sólo el valor de los activos por separado o el valor liquidación.
- ii. Las ventas proyectadas rescatarían las sinergias de los activos, incluso de los intangibles.
 - El valor presente de la sinergia de los activos debería generar un resultado operacional tal que sea mayor a la inversión realizada por estos activos.
- iii. Toma las oportunidades de crecimiento con un valor asociado hoy, es decir, se genera un VAN de las oportunidades de inversión futura que forma parte integral del valor de la empresa.
 - La oportunidad de generar un proyecto con $VAN > 0$, debería ser valorizado e incluido en el valor de la empresa.
 - Dado a, que se podrían considerar infinitos proyectos con $VAN > 0$ con el fin de incrementar el valor de la empresa, la limitación a ello es que las oportunidades de inversión futuras relevantes dependerán de la empresa y al sector en que ésta opere.

Los conceptos entregados se resumen básicamente en la siguiente fórmula:

$$V = \frac{FCL_1}{(1 + Ko)^1} + \frac{FCL_2}{(1 + Ko)^2} + \frac{FCL_3}{(1 + Ko)^3} + \dots + \frac{FCL_t + VR_t}{(1 + Ko)^t}$$

$$V_o = \sum_{j=1}^n \frac{FCL_j}{(1 + Ko)^j} + \frac{VR_n}{(1 + Ko)^n}$$

Dónde:

V= es el valor actual de la empresa.

T= es el período de proyección.

FCL= es el flujo de caja libre.

Ko= es el costo de capital (WACC)

V(T)= es el valor terminal de la empresa a fines de T.

Los ítems que se destacan de esta fórmula son:

A. Flujo de Caja Libre (FCL)

Estos flujos se construyen a partir del estado de resultado de la empresa. El flujo de efectivo o de caja es considerado como una medida apropiada de los ingresos y egresos de una empresa durante un determinado período. El flujo de caja representa el verdadero flujo de entrada y salida de dinero de una compañía: no sólo señala el monto de ingresos y egresos recibidos y pagados, sino que también el momento en que éstos se reciben y pagan, respectivamente. Por lo anterior, la forma correcta de estimar la capacidad de

generación de recursos de un negocio es a través del cálculo del flujo de caja de la compañía.

El esquema para obtener el FCL utilizado en este trabajo es:

Flujo de Caja	
=	Utilidad
	Ajustes
+	Depreciación y Amortización
-	Ingresos financieros después de impuestos
+	Gastos financieros después de impuestos
+/-	Otras ganancias (pérdidas) no operacionales
+/-	Diferencia de cambio
+/-	Resultado por unidades de reajuste
=	Flujo de Caja Bruto
-	Inversión de reposición
-	Nueva inversión
-	Capital de trabajo
=	Flujo de Caja Libre (FCL)

B. Costo de Capital (Ko)

Es la tasa de descuento que permitirá traer a valor presente los flujos proyectados. La obtención de esta tasa está relacionada a la estructura de capital de la empresa, y en particular a la estructura de capital objetivo. Algunos alcances prácticos del costo de capital son:

- La deuda considerada es sólo aquella que paga intereses.
- La estructura de capital es económica no contable.
- La tasa de costo de deuda (K_b) y el costo patrimonial (K_p) deben corresponder a la tasa de costo de oportunidad actual y no histórica.
- En la estimación del costo de deuda se recomienda utilizar la tasa marginal de la deuda.

- La tasa de costo de capital promedio ponderado descuenta flujos de caja libre que no incluyen el ahorro tributario de los gastos financieros, puesto que estos ya están incluidos en la tasa de costo de capital.

La fórmula utilizada para el costo de capital promedio ponderado es:

$$k_0 = k_p \cdot \left(\frac{P}{V}\right)^{Obj} + k_b \cdot (1 - t_c) \cdot \left(\frac{B}{V}\right)^{Obj}$$

Dónde:

Ko= costo de capital promedio ponderado (WACC)

Kb= costo de la deuda.

Kp= costo patrimonial.

T= impuesto corporativo.

B, P, V= deuda financiera, patrimonio económico, valor económico de activos, respectivamente.

C. Valor terminal

Para el valor terminal de la empresa puede utilizarse uno de estos tres métodos:

- i. Valor de liquidación: es un valor conservador de los activos y corresponde a una estimación del valor en que se podría liquidar cada uno de los activos por separado.
- ii. Valor de perpetuidad: corresponde al valor presente de una perpetuidad, sin oportunidades de crecimiento, correspondiente a los flujo de caja libre a partir de T+1, es decir:

$$PV(P) = \frac{A}{i}$$

- iii. Valor perpetuidad con crecimiento: empresas con trayectoria de crecimiento constante y que pueden asumirse con crecimiento infinito, deben valorarse con la fórmula:

$$VPGP = \frac{A}{(i - g)}$$

Donde g = tasa de crecimiento de los flujos de caja.

En este trabajo, se asumirá el valor terminal con valor de perpetuidad, sin oportunidades de crecimiento.

Antes de la obtención del flujo de caja libre, costo de capital y valor terminal, se revisarán a continuación los antecedentes propios de la empresa como también de la industria, luego se presentarán y explicarán los fundamentos detrás de los supuestos de la proyección de los estados de resultado.

III. Descripción de la empresa e Industria

3.1 Descripción de la empresa

3.1.1 Antecedentes generales

Razón Social: ENDESA

RUT: 91.081.000-6

Nemotécnico: ENDESA-CH (Bolsa de Comercio de Santiago)

Industria: Electricidad e Hidrocarburo

Regulación: Ley General de Servicios Eléctricos

3.1.2 Operación ENDESA

La Empresa Nacional de Electricidad Sociedad Anónima (Endesa o Endesa Chile) es una empresa de generación eléctrica chilena, filial de Enersis y subsidiaria de la empresa italiana ENEL.

Endesa y sus sociedades filiales operan en cinco países: Chile, Argentina, Colombia, Perú y Brasil, con una capacidad instalada total de 15.148 MW (a diciembre 2015). Endesa Chile es la principal empresa generadora de energía eléctrica en el país, posee una capacidad instalada de 6.351 MW, lo que representa el 34,6% del total nacional.

El EBITDA consolidado a diciembre 2015 alcanza MM\$ 1.191.661; Brasil MM\$ 418.743; Colombia MM\$ 412.103; Chile MM\$ 150.832; Perú MM\$ 139.656; Argentina MM\$ 70.327.

En el SIC aporta un total de 4.684,7 MW al sistema, mientras que en el SING contribuye 963 MW (por medio de la filial Celta con 182 MW y Gas Atacama con 781 MW).

El actual proyecto en construcción es Central Los Cóndores, central hidroeléctrica que aportará al SIC 150 MW de capacidad instalada. Está ubicada en el Maule, de inversión aproximada de US\$ 660 millones, se estima inicio de operaciones a finales del año 2018.

Endesa Chile, además mantiene participación (20%) de la propiedad del Terminal GNL Quintero. El gas natural que es procesado en GNL Quintero abastece al parque de centrales eléctricas de ciclo combinado y ciclo abierto de la zona central (SIC).

Hecho Relevante enviado a la Superintendencia de Valores y Seguros:

En junta extraordinaria de accionistas realiza el 18 de diciembre de 2015, se propuso por parte del controlador ENERSIS, una reestructuración societaria con el fin de simplificar la estructura corporativa, de forma de poder realizar más eficiente la toma de decisiones e implementación de nuevos proyectos.

Por lo tanto se produce una reorganización consistente en:

- a. La división de Enersis S.A. y sus filiales Endesa Chile y Chilectra S.A.
- b. La ulterior fusión de las sociedades que sean propietarias de participaciones sociales en negocios fuera de Chile. Asimismo, tomaron conocimiento de los antecedentes que sirven de

fundamento a la Reorganización y de los términos estimativos de esa posible fusión.

Luego de lo anterior, la junta de accionistas, con el quórum legal requerido, resolvió aprobar la división de Endesa Chile en dos sociedades, surgiendo de esta división la nueva sociedad anónima abierta Endesa Américas S.A., a la que se le asignaron las participaciones societarias y otros activos y pasivos asociados de Endesa Chile fuera de Chile, e incorporándose en ella la totalidad de los accionistas de Endesa Chile en la misma proporción que les corresponde en el Capital de Endesa Chile por un número de acciones igual al que tenían en la sociedad dividida; permaneciendo en la sociedad dividida Endesa Chile la totalidad del respectivo negocio que actualmente desarrolla en Chile, incluyendo la parte del patrimonio conformada por los activos y autorizaciones administrativas en Chile no asignados expresamente a Endesa Américas en la división.

3.1.3 Filiales de ENDESA

- Ampla Energía: Distribución de energía eléctrica. Capital suscrito y pagado M\$ 232.659.757.
- Aysén Energía: Generación y transmisión energía eléctrica (proyecto). Capital suscrito y pagado (M\$) 4.900.
- Aysén Transmisión: Transmisión eléctrica. Capital suscrito y pagado (M\$) 22.368.
- Celta: Generación de energía eléctrica. Capital suscrito y pagado (M\$) 331.770.543. Celta tiene suscrito con Endesa Chile un contrato de operación, mantenimiento, administración y comercialización.
- Central Vuelta Obligado: Construcción de una central termoeléctrica denominada Central Vuelta de Obligado. Capital suscrito y pagado M\$ 27.407.
- Chinango: Generación de energía eléctrica. Capital suscrito y pagado (M\$) 55.515.483.
- Chocón: Generación de energía eléctrica. Capital suscrito y pagado (M\$) 16.366.313.
- Coelce: Distribución y venta de energía eléctrica en el Estado de Ceará, Brasil. Capital suscrito y pagado (M\$) 79.381.838.
- CTM: Transmisión de energía eléctrica por interconexión internacional. Capital suscrito y pagado (M\$) 5.481

- Distrilec Inversora: Sociedad de inversiones. Capital suscrito y pagado (M\$) 27.707.967.
- Edegel: Generación de energía eléctrica. Capital suscrito y pagado (M\$) 529.213.705.
- Electrogas: Transporte de gas. Capital suscrito y pagado (M\$) 15.093.866.
Electrogas mantiene vigente contrato por transporte de gas natural de naturaleza firme con Endesa Chile. Asimismo, Electrogas mantiene vigente un contrato de transporte de diesel con Endesa Chile y un contrato para la operación y mantenimiento de un oleoducto para el suministro de petróleo diesel a la Central Termoeléctrica Quintero. Además, Electrogas mantiene vigente un contrato por transporte firme de gas natural y otro de transporte de diesel con Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., como sucesora y continuadora legal de Compañía Eléctrica San Isidro S.A.
- Emgesa: Generación y comercialización de energía eléctrica y de gas combustible. Capital suscrito y pagado (M\$) 146.498.021.
- Emgesa Panamá S.A.: Compra, venta, importación y exportación de electricidad. Capital suscrito y pagado (M\$) 17.034.
- EN – Brasil Comercio y servicios S.A.: Prestación de servicios en general para el sector de energía eléctrica y otros.
- Endesa Argentina: Sociedad de inversiones. Capital suscrito y pagado (M\$) 38.284.638

- Centrais Electricas Cahoeira Dourada S.A.: Generación de energía eléctrica. Capital suscrito y pagado (M\$) 11.530.538.
- Cemsa: Comercializadora de energía eléctrica, gas y derivados. Servicios informáticos y/o de control de la operación y/o de telecomunicaciones. La sociedad mantiene un acuerdo con Endesa Chile para proveer un informe operativo diario de gas de Argentina por un precio mensual de US\$ 1.500. Capital suscrito y pagado (M\$) 768.042.
- Cien: Transporte de energía eléctrica. Capital suscrito y pagado (M\$) 51.083.711.
- Costanera: Generación de energía eléctrica. Endesa Chile tiene un crédito de 3,7 millones de dólares con la sociedad. Capital suscrito y pagado (M\$) 39.811.128.
- Fortaleza: Generación de energía eléctrica. Capital suscrito y pagado (M\$) 27.228.866.
- Enel Brasil: Sociedad de inversiones. Capital suscrito y pagado (M\$) 216.672.829.
- Enel Green Power Modelo I Eólica S.A.: Generación de energía eléctrica. Capital suscrito y pagado (M\$) 31.362.
- Enel Green Power Modelo II Eólica S.A.: Generación de energía eléctrica. Capital suscrito y pagado (M\$) 26.882.
- Eólica Canela: Generación de energía eléctrica. Capital Suscrito y Pagado (MS) 12.284.743. Con fecha 1 de enero de 2010 se firmó un contrato de

compraventa con Endesa Chile con el objeto de vender a ésta la totalidad de la producción de energía y potencia firme de su Parque Eólico que sea reconocida por el CDCSIC. Eólica Canela mantiene una deuda con Endesa Eco, filial de Endesa Chile, por 176,6 millones de dólares.

- Eólica Fazenda Nova: Generación de energía eléctrica. Capital suscrito y pagado (M\$) 329.573.
- Gasatacama: Sociedad de inversiones. Capital suscrito y pagado (M\$) 175.857.970.
- Gasatacama Chile: Generación de energía eléctrica y transporte de gas. Capital suscrito y pagado (M\$) 106.817.990. La empresa tiene suscrito con Endesa Chile dos contratos de transporte de gas natural para su central Taltal, ubicada en la II Región de Chile.
- Gasoducto Atacama Argentina: Transporte de gas. Capital suscrito y pagado (M\$) 126.309.044.
- Gasoducto Taltal: Transporte de gas. Capital suscrito y pagado (M\$) 14.255.421.
- Generandes Perú: Sociedad de inversiones. Capital suscrito y pagado (M\$) 312.948.407.
- GNL Chile: Importación y comercialización de gas natural. Capital suscrito y pagado (M\$) 2.147.839.
- GNL Norte: Producción, transporte y almacenamiento de toda clase de energías y combustibles. Capital suscrito y pagado (M\$) 1.000.

- GNL Quintero: Descarga, almacenamiento, regasificación y entrega de gas natural licuado y gas natural. Capital suscrito y pagado (M\$) 80.953.329. Existe un contrato de suministro eléctrico, suscrito entre GNL Quintero S.A. y Endesa Chile de fecha 20 de agosto de 2008, modificado el 3 de mayo de 2011. Asimismo, se encuentran vigentes entre estas sociedades un contrato de diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de paño 220 kV para conexión eléctrica suministro de energía a Planta GNL Quintero, y un contrato de prestación de servicios de construcción, operación, mantenimiento, transformación y transmisión a través de transformador 220/110 kV, línea y conexión por cable en 110 Kv, para conexión eléctrica suministro de energía a Planta GNL Quintero, de 31 de julio de 2009. Por último, existe un contrato por uso del sistema de transmisión suscrito entre Endesa Chile y GNL Quintero S.A con fecha 3 de mayo de 2011.
- Hidroaysén: Generación de energía eléctrica (proyecto). Capital suscrito y pagado (M\$) 180.445.662.
- Hidroinvest: Sociedad de inversiones. Capital suscrito y pagado (M\$) 3.031.821.
- Inversiones Gastacama Holding: Sociedad de inversiones. Capital suscrito y pagado (M\$) 202.362.770.
- Pehuenche: Generación de energía eléctrica. Capital suscrito y pagado (M\$) 175.774.920. Pehuenche tiene suscrito con Endesa Chile un contrato de operación y mantenimiento de sus centrales y de administración comercial y

financiera. Por otra parte, la sociedad, actuando como vendedora, tiene suscritos con Endesa Chile contratos de compraventa de energía y potencia.

- Progas: Suministro de gas. Capital suscrito y pagado (M\$) 1.154.
- Soc. Portuaria Central Cartagena: Sociedad de inversiones. Capital suscrito y pagado (M\$) 1.297.
- Southern Cone Power Argentina: Sociedad de inversiones. Capital suscrito y pagado (M\$) 23.570.
- Termoeléctrica José de San Martín: Generación de energía eléctrica. Servicio de gerenciamiento (compra equipamiento, construcción, operación y mantenimiento de una central térmica). Capital suscrito y pagado (M\$) 27.407.
- Termoeléctrica Manuel Belgrano: Servicio de gerenciamiento (compra equipamiento, construcción, operación y mantenimiento de una central térmica). Generación de energía eléctrica. Capital suscrito y pagado (M\$) 27.407.
- Tesa: Transmisión de energía eléctrica. Capital suscrito y pagado (M\$) 5.481.
- Transquillota: Transmisión de energía eléctrica Capital Suscrito y Pagado (M\$) 4.404.446. La empresa tiene contratos con Endesa Chile y San Isidro por el uso de los sistemas de transmisión, que les permiten transmitir energía al Sistema Interconectado Central.

3.1.4 Listado 12 mayores accionistas

Último período informado 12/2015:

Nombre (Apellido paterno, materno, nombres)	Número de acciones suscritas	Número de acciones pagadas	% de propiedad (*)
ENERSIS SA	4.919.488.794	4.919.488.794	59,98%
BANCO DE CHILE POR CUENTA DE TERCEROS NO RESIDENTES	370.816.851	370.816.851	4,52%
CITIBANK N.A. SEGUN CIRCULAR 1375 S.V.S.	327.859.920	327.859.920	4,00%
BANCO ITAU POR CUENTA DE INVERSIONISTAS EXTRANJEROS	230.551.267	230.551.267	2,81%
AFP PROVIDA S.A. PARA FDO. PENSION C	204.359.844	204.359.844	2,49%
AFP HABITAT S A PARA FDO PENSION C	178.282.952	178.282.952	2,17%
BANCO SANTANDER POR CUENTA DE INV EXTRANJEROS	138.558.361	138.558.361	1,69%
AFP CAPITAL S A FONDO DE PENSION TIPO C	127.626.754	127.626.754	1,56%
AFP CUPRUM S A PARA FDO PENSION C	127.132.172	127.132.172	1,55%
BANCHILE C DE B S A	79.761.315	79.761.315	0,97%
AFP HABITAT S A FONDO TIPO B	75.465.858	75.465.858	0,92%
AFP PROVIDA S.A. PARA FDO. PENSION B	71.228.721	71.228.721	0,87%

3.2 Descripción de la industria

3.2.1 Mercado Eléctrico

El mercado eléctrico en Chile se subdivide en 3 categorías: Generación, Transmisión y Distribución. En su mayoría, estas empresas se rigen por capitales privados, el Estado de Chile sólo es un ente regulador, fiscalizador y de planificación de inversiones de generación y transmisión.

En la industria eléctrica hay una participación aproximada de 40 empresas generadoras, 10 transmisoras y 31 distribuidoras.

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

- Sistema comprendido entre las ciudades de Arica hasta Antofagasta.
- El año 2015 generó ventas por 18.790 GWh.
- Las ventas del 2015 se realizaron en un 89,3% a clientes libres y 10,7% a clientes regulados.
- SING cubre aproximadamente el 6% de la población nacional.
- A diciembre 2015, la composición de la generación bruta eléctrica se conformó de 75,5% de carbón, 13,5% de gas natural, 6,5% de diésel y 4,5% por otros.

Sistema Interconectado Central (SIC)

- Sistema comprendido entre las ciudades de Taltal hasta Chiloé.
- El año 2015 generó ventas por 52.903 GWh.
- Las ventas del 2015 se realizaron en un 30% a clientes libres y 70% a clientes regulados.
- SIC cubre aproximadamente el 92% de la población nacional.
- A diciembre 2015, la composición de la generación bruta eléctrica se conformó de 49,7% de termoeléctrica, 45% de hidroeléctrica, 3,5% de eólico y 1,9% solar.
- Las principales empresas generadoras en 2015 son: Endesa (25,6%), Colbún (23,2%) y AES Gener (17,3%).

Sistema Eléctrico de Los Lagos, el Sistema Eléctrico de Aysén y Sistema Eléctrico de Magallanes

- Cubren aproximadamente el 2% de la población nacional.

3.2.2 Normas y Reguladores¹

El mercado eléctrico se rige por distintos entes reguladores, los cuales controlan las operaciones de las empresas de generación, transmisión y distribución. Estos son los siguientes:

Ministerio de Energía:

El Ministerio de Energía es la autoridad máxima del ramo. Es responsable de los planes, políticas y normas para el desarrollo del sector eléctrico y de promover la eficiencia energética. Del ministerio de Energía dependen la CNE, la SEC y la Comisión Chilena de Energía Nuclear. El marco institucional del Ministerio de Energía es la Ley 20.402².

Comisión Nacional de Energía (CNE):

La CNE es el organismo público, dependiente del Ministerio de Energía, responsable de elaborar y coordinar los planes, políticas y normas relacionadas con el desarrollo del mercado energético nacional, así como el encargado de

¹ Información obtenida de: Actores – Coordinación, Central de Energía. 28-07-2016.

Fuente: <http://www.centralenergia.cl/actores/autoridad-energia-chile/>

² Fuente: http://centralenergia.cl/uploads/2009/12/Ministerio_energia_LEY-20402.pdf

velar por el cumplimiento de las mismas. El marco institucional de la CNE es el Decreto de Ley 2.224³, modificado por la Ley 20.402⁴.

Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC):

La SEC es el organismo público, dependiente del Ministerio de Energía, encargado de vigilar la adecuada operación de los servicios de electricidad, gas y combustibles en términos de seguridad, calidad y precio. Entre sus funciones se cuenta fiscalizar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas en el ámbito de combustibles líquidos, gas y electricidad, para asegurar que la calidad de los servicios prestados a los usuarios sea la adecuada y que la operación y uso de éstos sea segura para las personas y artefactos. El marco institucional de la SEC es la Ley 18.410, modificada por la Ley 20.402⁵.

Centro de Despacho Económico de Carga – SIC (CDEC-SIC):

El CDEC-SIC es el organismo encargado de coordinar y determinar la operación de las instalaciones del SIC, incluyendo centrales generadoras, líneas y subestaciones del sistema de transmisión, y barras de consumo de clientes libres. Entre sus funciones se cuenta velar por la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, garantizar la operación más económica del conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico y garantizar el derecho a servidumbre

³ Fuente: http://www.centralenergia.cl/uploads/2009/10/DL-2224_28-DIC-1985.pdf

⁵ Fuente: http://centralenergia.cl/uploads/2009/12/Ministerio_energia_LEY-20402.pdf

sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante decreto de concesión eléctrica.

El CDEC-SIC está integrado por las generadoras, transmisoras y clientes libres que operan en el SIC, y son sus integrantes las que lo financian. El marco institucional de los CDEC es el Decreto 291⁶.

Centro de Despacho Económico de Carga – SING (CDEC-SING):

El CDEC-SING es el organismo encargado de coordinar y determinar la operación de las instalaciones del SING. Es análogo al CDEC-SIC.

Panel de expertos:

El Panel de Expertos es un órgano integrado por profesionales de amplia trayectoria, cuya función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre discrepancias y conflictos que se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica y que empresas del sector sometan a su decisión. El panel lo financian las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras. Las materias sobre las cuales el panel tiene competencia así como su marco institucional se recoge en el título VI de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Ministerio del Medio Ambiente:

El Ministerio del Medio Ambiente es el organismo público responsable de proponer políticas ambientales, velar por el cumplimiento de la normativa

⁶ Fuente: http://www.centralenergia.cl/uploads/2009/10/DTO-291_04-AGO-2008.pdf

ambiental vigente, elaborar normas de calidad y de emisiones y mantener un Sistema Nacional de Información Ambiental (SINIA), entre otras. El Servicio de Evaluación Ambiental, dependiente del Ministerio, está a cargo de la administración del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). El Ministerio está descentralizado a través de las Secretarías Regionales Ministeriales del Medio Ambiente (SEREMI). Cada región cuenta además con un Comité de Evaluación, encargado de evaluar los proyectos sometidos al SEIA. Los proyectos transregionales, por su parte, son calificados directamente por el Ministerio. El marco institucional del Ministerio del Medio Ambiente es la Ley 20.417⁷.

Dirección General de Aguas (DGA):

La DGA es el organismo público responsable de la administración del recurso hídrico, de difundir información de los recursos hídricos y velar por la fiscalización en los cauces naturales. Entre sus funciones se cuenta constituir derechos de aprovechamiento de aguas, recoger estadísticas hidrométricas y poner éstas a disposición pública. La DGA está descentralizada a través de direcciones regionales. El marco institucional de la DGA es el título II del libro tercero del Código de Aguas.

⁷ Fuente: <http://centralenergia.cl/uploads/2010/01/Reforma-ambiental-crea-ministerio-medio-ambiente-LEY-20417.pdf>

3.3 Empresas comparables

Las principales empresas comparables en Chile son: AES Gener y Colbún.

AES Gener⁸

Nemotécnico: AESGENER

Clase de Acción: Comunes

Mercado donde transa acciones: Bolsa de comercio Santiago, Bolsa de Valores de Valparaíso y Bolsa Electrónica de Chile.

Clasificación Industrial: Utilities

Operaciones

AES Gener S.A. realiza operaciones en tres países: Chile, Colombia y Argentina. El principal accionista corresponde a Inversiones Cachagua SpA con 70,7%. Inversiones Cachagua SpA es filial AES Corp., que es una empresa global de energía e infraestructura que desarrolla negocios en los cinco continentes y cuenta con oficinas centrales en EEUU.

Los ingresos acumulados de AES Gener a diciembre 2015 resultan por US\$ 2.165 millones. Los ingresos percibidos del SIC corresponden a US\$ 1.120 millones y los del SING a US\$ 568 millones.

⁸ Sistema Eléctrico en Chile. AES Gener. Fecha 28-07-2016.
Fuente: <http://www.gener.cl/Paginas/Sistema-Elctrico-en-Chile.aspx>

El EBITDA de AES Gener a diciembre 2015 es de US\$ 691 millones, la contribución por mercado fue: SIC (39,4%), SING (22,2%), SIN (35,6%) y SADI (2,8%).

La potencia total instalada para el suministro eléctrico en Chile, considerando las centrales de todas las empresas integrantes del CDEC-SIC y del CDEC-SING, alcanzaba al cierre de 2012 a 18.182 MW desglosado en 13.582 MW en el SIC y 4.609 MW en el SING (fuente anuario 2011, CDEC-SIC y CDEC-SING respectivamente). El 28,8% de esa potencia era hidroeléctrica, el 70% termoeléctrica y 2% eólica.

De ese total, el Grupo AES Gener aporta 4.068 MW (incluido Guacolda S.A.), equivalente a una participación de 22%, considerando 3.797 MW de capacidad termoeléctrica y 271 MW de capacidad hidroeléctrica.

El Grupo AES Gener es el segundo mayor generador del país y principal generador termoeléctrico. Estos cálculos consideran la central Salta, de la filial TermoAndes, que se ubica en el noroeste argentino y está conectada al SING mediante una línea de transmisión.

Antecedentes financieros y de operación de AES Gener:

Concepto / Año	Unidad	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ingresos	MMUS\$	1.802	2.130	2.328	2.245	2.328	2.165
EBITDA	MMUS\$	474	737	661	623	671	691
Utilidad	MMUS\$	166	326	203	199	183	265
Activos	MMUS\$	5.657	5.829	5.831	6.592	6.837	7.286
Generación neta	GWh	15.993	19.466	21.168	20.457	22.027	25.979
Capacidad Instalada	MWh	4.821	4.821	4.821	5.083	5.082	5.222

Colbún

Nemotécnico: COLBUN

Clase de Acción: Comunes

Mercado donde transa acciones: Bolsa de comercio Santiago, Bolsa de Valores de Valparaíso y Bolsa Electrónica de Chile.

Clasificación Industrial: Utilities

Operaciones

El Grupo Matte es el grupo controlador de Colbún con el 49,96% de la propiedad. Este grupo tiene inversiones en Chile en el sector eléctrico, financiero, forestal, inmobiliario, telecomunicaciones y portuario.

Colbún es una empresa generadora cuyo parte de producción en Chile alcanza una potencia instalada a diciembre 2015 de 3.282 MW. Es el segundo mayor operador del SIC, donde representa el 20,8% del mercado en términos de capacidad instalada.

El total de ventas físicas acumulan a diciembre 2015 12.535 GWh. De estas ventas un 53% es a clientes regulados, 35,4% a clientes libres y un 11,6% al CDEC. En términos de Ingresos, las ventas acumuladas fueron de US\$ 1.562 millones, de los cuales 23% corresponde a Codelco, un 22% a CGE Distribución, 16% Chilectra y un 39% otros clientes.

Los proyectos en desarrollo de Colbún proyectan una capacidad de 204 MW; Central Hidroeléctrica San Pedro 170 MW y Central Hidroeléctrica la Mina 34

MW. Se espera que la entrada en operaciones para la Mina sea en 2017 y San Pedro en 2019.

El proyecto Hidroaysén, es un proyecto en conjunto entre Colbún (49%) y Endesa Chile (51%). Es un proyecto de 2.750 MW de capacidad instalada. Este proyecto lleva siete años en tramitación; la sesión del Comité de Ministros de junio 2014 invalidó la decisión del Gobierno anterior y revocó la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del Proyecto, acogiéndose a algunas de las reclamaciones en contra de Hidroaysén.

Antecedentes financieros y de operación de Colbún:

Concepto / Año	Unidad	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ingresos	MMUS\$	1.024	1.333	1.409	1.696	1.763	1.562
EBITDA	MMUS\$	331	205	287	352	537	583
Utilidad	MMUS\$	116	5	51	63	82	202
Activos	MMUS\$	5.764	5.620	6.003	6.066	6.374	7.153
Generación neta	GWh	9.403	9.877	11.568	11.253	12.835	12.535
Capacidad Instalada	MWh	2.620	2.620	2.962	2.962	3.278	3.282

IV. Estimación de la estructura de capital de la empresa

A. Deuda financiera de la empresa

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Otros pasivos financieros Corrientes	252.709	305.558	413.107	353.734	290.759	27.922
Otros pasivos financieros No Corrientes	1.538.650	1.728.094	1.525.652	1.540.763	1.825.703	917.198
Deuda Financiera MM\$	1.791.359	2.033.652	1.938.759	1.894.496	2.116.462	945.119

Fuente: Estados Financieros Consolidados Endesa S.A.

B. Patrimonio económico de la empresa

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015
N° Acciones (Millones)	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202
Precio Cierre \$	877	766	778	782	922	879
Patrimonio MM\$	7.190.478	6.283.118	6.381.867	6.415.987	7.557.917	7.206.144

Fuente: Bolsa de Santiago + Estados Financieros Consolidados Endesa S.A.

C. Valor económico de Endesa

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Deuda Financiera (B) MM\$	1.791.359	2.033.652	1.938.759	1.894.496	2.116.462	945.119
Patrimonio Económico (P) MM\$	7.190.478	6.283.118	6.381.867	6.415.987	7.557.917	7.206.144
Valor de la Empresa (V) MM\$	8.981.837	8.316.770	8.320.626	8.310.483	9.674.379	8.151.263

D. Estructura de capital objetivo

- i. Razón de endeudamiento a valor de la empresa (B/V)
- ii. Razón patrimonio a valor de la empresa (P/V)
- iii. Razón deuda a patrimonio de la empresa (B/P)

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015
B/V	19,94%	24,45%	23,30%	22,80%	21,88%	11,59%
P/V	80,06%	75,55%	76,70%	77,20%	78,12%	88,41%
B/P	24,91%	32,37%	30,38%	29,53%	28,00%	13,12%

Estadística descriptiva:

Promedio	Mínimo	Máximo	Desv. Est.
20,66%	11,59%	24,45%	4,69%
79,34%	75,55%	88,41%	4,69%
26,38%	13,12%	32,37%	6,96%

V. Estimación del costo patrimonial y costo de capital de la empresa

5.1 Estimación del Beta Patrimonial de Endesa

Modelo de Mercado

Tomando como fuente la plataforma Thomson Reuters, se procedió a obtener la serie histórica de precios semanales del índice IGPA así como la serie de precios semanales históricos de Endesa desde el 05 de agosto del 2011 hasta el 30 de diciembre del 2015 tomando como referencia el precio de cierre de los días viernes de cada semana.

Una vez obtenidos los retornos de ENDESA y del IGPA, entonces se procede a realizar una regresión simple, denominada Modelo de Mercado:

$$\text{Modelo de Mercado: } R_{it} = a + \beta_i R_{mt} + \varepsilon_{it}$$

R_{it} = Retorno diario de ENDESA para cada período t .

R_{mt} = Retorno diario de IGPA para cada período t .

ε_{it} = Riesgo no sistemático.

a = Intercepto de la regresión

β_i = Coeficiente de sensibilidad del retorno ENDESA con respecto al retorno IGPA.

Empleando el modelo descrito se procedió a realizar las estimaciones basadas en los retornos semanales de la acción a fin de presentar a continuación los resultados obtenidos:

Período	2012	2013	2014	2015
Beta de la acción	1,16	1,17	1,34	1,43
P-value (Significancia)	0,000	0,000	0,000	0,000
Presencia Bursátil	100%	100%	100%	100%
Nº observaciones	103	104	104	105

El beta de la acción para cada período se calculó tomando un intervalo de 2 años.

El valor beta de la acción resulta cercano a uno, ello implica que el riesgo de la empresa se comporta de forma similar al riesgo de mercado; esto es coherente debido a que Endesa es una empresa del mercado eléctrico, y este mercado depende básicamente del estado de la economía en general.

El análisis realizado resulta confiable dada la elevada presencia bursátil de la empresa, que tal y como se observa muestra una participación del 100%, lo que indica un elevado volumen de transacciones en el mercado.

El p-value menor al 1% para cada período implica que el beta de la acción es estadísticamente significativo.

De acuerdo a los resultados obtenidos, se utilizara como valor del beta el promedio entre los períodos 2014 a 2015 (beta promedio de 1,39). Este valor se utilizará para determinar el Costo de Capital de la empresa.

Costo de la Deuda (K_b) y Beta de la Deuda

Para realizar la estimación del costo de la deuda, se analizaron los Bonos emitidos por Endesa y que están aún vigentes con el objetivo de obtener una TIR, a partir del bono más largo en términos de tiempo y duración. Así se utilizará éste como proxy del costo de la deuda (K_b) para efectos de la presente estimación.

Bonos Endesa		
Nemotecnico	TIR	Vencimiento
Bende-H	6,20%	15-10-2028
Bende-M	4,75%	15-10-2029
Bende-N	4,70%	15-12-2018

Se define como TIR a utilizar la del bono de más larga duración, es decir la del bono de serie M, por lo tanto la tasa a utilizar es de 2,47% (K_b). A partir de esta TIR, se estimó el Beta de la Deuda utilizando el método de CAPM, con lo cual obtenemos:

$$K_d = R_f + \beta_d [E(R_m) - R_f]$$

$$4,75\% = 1,97\% + \beta_d * 5,93\%$$

$$\beta_d = 0,4688$$

5.2 Beta Patrimonial sin deuda

Tomando el beta patrimonial con deuda, se procede a desapalancar el beta de la acción de manera de poder aplicar la Estructura de Capital. Se utiliza la fórmula de Rubinstein debido a que se considera que la deuda es riesgosa. Adicionalmente se utiliza como supuesto que la tasa corporativa es de 27% y la

razón B/P corresponde al promedio de los últimos dos años (20,56%). Lo anterior, nos da como resultado un beta patrimonial sin deuda de 1,21.

$$\beta_p^{c/d} = \beta_p^{s/d} \left(1 + (1 - t_c) * \left(\frac{B}{P} \right) \right) - (1 - t_c) * \left(\frac{B}{P} \right) * \beta_d$$

$$\beta_p^{s/d} = 1,267$$

5.3 Beta Patrimonial con deuda

Al $\beta_p^{s/d}$ ahora se apalancará la Estructura de Capital Objetivo de ENDESA. En esta oportunidad se utilizara un ratio B/P de los últimos dos años, esto nos da como resultado B/P = 20,56%. A través de la fórmula de Rubinstein se obtiene un $\beta_p^{c/d} = 1,3865$.

5.4 Costo Patrimonial (Kp)

Obtenido el beta patrimonial con deuda apalancado con la estructura de capital objetivo, entonces es posible estimar el Costo Patrimonial por medio de CAPM.

$$K_p = r_f + [E(R_m) - r_f] * \beta_p^{c/d}$$

$$K_p = 10,19\%$$

5.5 Costo Capital (Ko)

Dado que se cuenta con el Costo de la Deuda (Kb) y el Costo Patrimonial (Kp), entonces se procede a estimar el Costo de Capital Promedio Ponderado (WACC) de ENDESA:

$$k_o = k_p * \left(\frac{P}{V} \right)^{obj} + k_b * (1 - t_c) * \left(\frac{B}{V} \right)^{obj}$$

$$K_o = 9,11\%$$

VI. Análisis Operacional de la Empresa y de la Industria

6.1 Análisis operacional de ENDESA. Período 2010 a 2015.

6.1.1. Estados Financieros resumidos

ACTIVOS						Re-exp	Re-exp	
	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2015
	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$
Activos Corrientes								
Efectivo y equivalentes al efectivo	333.270	421.282	276.795	323.807	336.629	323.807	336.629	37.425
Otros activos financieros, corrientes	72	914	25.120	24.136	24.850	24.136	24.850	1.012
Otros activos no financieros, corrientes	6.626	17.192	20.067	37.265	41.040	37.265	41.040	463
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, corrientes	250.679	296.147	230.398	308.875	433.407	247.763	433.407	363.475
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	79.032	83.101	61.580	131.910	81.091	131.910	81.091	68.868
Inventarios	42.140	55.904	65.658	46.155	65.771	46.155	65.771	36.755
Activos por impuestos, corrientes	81.208	85.515	155.369	93.283	47.291	154.395	47.291	14.857
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	0	0	0	0	7.979	0	7.979	3.889.706
Total Activos Corrientes	793.027	960.055	834.986	965.432	1.038.058	965.432	1.038.058	4.412.561
Activos No Corrientes								
Otros activos financieros, no corrientes	28.296	13.599	33.403	4.060	7.937	4.060	7.937	21.719
Otros activos no financieros, no corrientes	10.885	1.463	1.965	55	2.374	55	2.374	3.388
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, no corrientes	126.461	151.609	146.964	131.597	141.217	131.597	141.217	36
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	581.743	582.199	586.320	760.681	581.221	760.681	581.221	45.716
Activos Intangibles distintos de la plusvalía	44.355	45.680	55.919	56.049	52.452	56.049	52.452	20.905
Plusvalía	100.085	106.399	101.760	100.096	125.610	100.096	125.610	24.860
Propiedades, planta y equipo	4.253.907	4.603.903	4.659.461	4.692.289	5.230.429	4.692.289	5.230.429	2.729.717
Activos por impuestos diferidos	96.114	97.107	67.913	51.865	58.375	51.865	58.375	19.867
Total Activos No Corrientes	5.241.845	5.601.958	5.653.704	5.796.693	6.199.614	5.796.693	6.199.614	2.866.209
Total Activos	6.034.872	6.562.013	6.488.690	6.762.125	7.237.672	6.762.125	7.237.672	7.278.770

PASIVOS Y PATRIMONIO						Re-exp	Re-exp	
	31/12/2010 MM\$	31/12/2011 MM\$	31/12/2012 MM\$	31/12/2013 MM\$	31/12/2014 MM\$	31/12/2013 MM\$	31/12/2014 MM\$	31/12/2015 MM\$
Pasivos Corrientes								
Otros pasivos financieros, corrientes	252.709	305.558	413.107	353.734	290.759	353.734	290.759	27.922
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	377.478	357.781	330.840	447.927	692.298	414.751	692.298	360.460
cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	223.039	135.386	213.600	312.914	237.525	312.914	237.525	257.584
Otras provisiones, corrientes	44.557	36.861	39.825	30.341	38.352	44.685	38.352	15.618
Pasivos por impuestos, corrientes	52.742	92.176	79.764	71.383	94.392	104.559	94.392	14.485
Otros pasivos no financieros, corrientes	2.703	0	8.362	22.092	33.920	7.749	33.920	23
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	7.762	0	0	0	5.490	0	5.490	1.851.784
Total Pasivos Corrientes	960.990	927.762	1.085.498	1.238.391	1.392.738	1.238.391	1.392.738	2.527.875
Pasivos No Corrientes								
Otros pasivos financieros, no corrientes	1.538.650	1.728.094	1.525.652	1.540.763	1.825.703	1.540.763	1.825.703	917.198
Otras cuentas por pagar, no corrientes	3.738	0	19.594	0	3.711	21.007	3.711	5.976
Cuentas por pagar a Entidades Relacionadas, no corriente	0	0	0	0	0	0	0	97
Otras provisiones, no corrientes	20.919	12.302	0	21.007	28.854	0	28.854	50.703
Pasivos por impuestos diferidos	347.010	338.889	331.894	305.690	390.320	305.690	390.320	217.760
Provisiones por beneficios a los empleados, no corrientes	28.653	36.569	39.799	40.869	43.462	40.869	43.462	15.271
Otros pasivos no financieros, no corrientes	30.085	67.790	51.609	27.592	28.999	27.592	28.999	0
Total Pasivos no Corrientes	1.969.055	2.183.644	1.968.548	1.935.919	2.321.048	1.935.919	2.321.048	1.207.005
Total Pasivos	2.930.045	3.111.407	3.054.046	3.174.311	3.713.786	3.174.311	3.713.786	3.734.880
Patrimonio								
Capital emitido	1.331.714	1.331.714	1.331.714	1.331.714	1.331.714	1.331.714	1.331.714	1.331.714
Ganancias acumuladas	1.442.314	1.636.788	1.709.376	1.908.212	2.010.744	1.908.212	2.010.744	2.218.373
Primas de emisión	206.009	206.009	206.009	206.009	206.009	206.009	206.009	206.009
Otras reservas	-603.550	-615.972	-705.856	-793.967	-848.186	-793.967	-848.186	-1.107.906
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	2.376.487	2.558.538	2.541.242	2.651.968	2.700.280	2.651.968	2.700.280	2.648.190
Participaciones no controladoras	728.340	882.602	893.401	935.846	823.606	935.846	823.606	895.700
Total Patrimonio	3.104.827	3.441.140	3.434.643	3.587.814	3.523.886	3.587.814	3.523.886	3.543.890
Total Patrimonio y Pasivos	6.034.872	6.552.546	6.488.690	6.762.125	7.237.672	6.762.125	7.237.672	7.278.770

ESTADO DE RESULTADO							Re-exp	Re-exp	
	31/12/2009 MM\$	31/12/2010 MM\$	31/12/2011 MM\$	31/12/2012 MM\$	31/12/2013 MM\$	31/12/2014 MM\$	31/12/2013 MM\$	31/12/2014 MM\$	31/12/2015 MM\$
Ingresos de actividades ordinarias	2.406.368	2.397.945	2.387.451	2.301.821	1.965.904	2.364.211	968.271	1.209.797	1.539.978
Otros Ingresos	12.552	37.438	17.039	67.565	61.528	82.323	1.766	21.178	3.833
Total de Ingresos Operacionales	2.418.919	2.435.382	2.404.490	2.369.386	2.027.432	2.446.534	970.037	1.230.975	1.543.810
Materias primas y consumibles utilizados	976.146	1.191.328	1.217.260	1.328.703	830.874	1.119.458	494.896	750.217	880.891
Margen de Contribución	1.442.773	1.244.055	1.187.230	1.040.684	1.196.558	1.327.076	475.141	480.758	662.919
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	732	10.127	10.598	12.763	18.982	29.170	10.626	16.466	15.251
Gastos por beneficios a los empleados	75.564	80.066	80.389	106.975	123.450	134.905	63.301	64.860	70.969
Gastos por depreciación y amortización	196.142	179.008	176.447	190.523	189.695	205.141	92.641	101.305	124.836
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del ejercicio	44.000	706	9.473	11.117	6.459	14.519	-64	12.461	-9.794
Otros gastos, por naturaleza	110.869	103.677	143.548	112.622	113.097	126.361	60.567	66.336	90.340
Resultado de Explotación	1.016.931	890.724	787.971	632.209	782.839	875.321	269.322	252.262	401.819
Otras ganancias (pérdidas)	-25	1.894	2.011	1.392	3.357	43.401	2.514	42.652	4.015
Ingresos financieros	25.316	10.083	28.039	14.922	18.292	95.554	3.155	1.586	235
Costos Financieros	-188.368	-142.256	-137.535	-149.225	-142.667	-136.829	-75.971	-71.617	-64.207
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	98.458	91.674	123.033	116.945	119.347	7.185	24.309	-54.413	8.905
Diferencias de cambio	-17.017	15.619	-6.467	-10.740	-13.757	-41.433	-2.180	-21.240	-53.880
Resultado por unidades de reajuste	9.275	-3.163	-5.333	-991	1.002	13.926	1.002	13.926	3.600
Ganancias antes de impuestos	944.569	864.575	791.719	604.513	768.414	857.125	222.151	163.155	300.487
Gastos por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	-172.468	-179.964	-210.565	-185.470	-204.907	-238.153	-36.995	-34.098	-76.656
Ganancia procedente de operaciones continuadas	772.100	684.611	581.155	419.043	563.506	618.973	185.155	129.057	223.831
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	0	0	0	0	0	0	378.351	489.916	411.190
Ganancia	772.100	684.611	581.155	419.043	563.506	618.973	563.506	618.973	635.021
Ganancia atribuible a									
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	627.053	533.556	446.874	234.335	353.927	334.556	353.927	334.556	392.868
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	145.047	151.055	134.281	184.708	209.579	284.416	209.579	284.416	242.153
Ganancia	772.100	684.611	581.155	419.043	563.506	618.973	563.506	618.973	635.021

Nota EE.FF. Endesa diciembre 2015⁹

El motivo por el cual se presentan montos re-expresados para los períodos 2013 y 2014 es el siguiente:

- Todos los ingresos y gastos correspondientes a los negocios de generación y distribución fuera de Chile (ENEL Brasil, filiales de distribución), objeto de distribución a los propietarios, al considerarse operaciones discontinuadas, se presentan en el rubro —Ganancias (pérdidas) procedentes de operaciones discontinuada del estado de resultados integrales consolidado.
- Por lo anterior, el estado de resultados integrales consolidado incluido en los presentes estados financieros consolidados, a efectos comparativos, no coinciden con los aprobados al cierre de los ejercicios 2014 y 2013, al haberse reclasificado los ingresos y gastos generados en dichos ejercicios por las operaciones ahora discontinuadas al rubro —Ganancias (pérdidas) procedentes de operaciones discontinuada.

⁹ Nota N° 4 “ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA O MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y OPERACIONES DISCONTINUADAS.” II. Aspectos contables. Endesa Estados Financieros Consolidados 2015.

Fuente: [http://www.endesa.cl/ES/ACCIONISTAS/INFTRIMESTRAL/Documents/EstadosFinancieros/Estados_financieros_\(PDF\)91081000_201512.pdf](http://www.endesa.cl/ES/ACCIONISTAS/INFTRIMESTRAL/Documents/EstadosFinancieros/Estados_financieros_(PDF)91081000_201512.pdf)

6.2 Análisis de crecimiento de ENDESA

Tasas de crecimientos reales de las ventas de ENDESA

Los ingresos operacionales se segmentan según tipo de negocio:

- Venta de energía: clasificación de la generación de electricidad y su venta por grupo de clientes: No Regulados, Regulados, Mercado Spot y Otros.
- Otras ventas: clasificación para otros negocios de la empresa como: Venta de Gas, Productos y Servicios.
- Otras prestaciones de servicios: correspondientes a Peajes y Transmisión, Arriendos de Equipos a Medida, Servicios de ingeniería y Otras prestaciones.

El detalle de las ventas es el siguiente:

Ingresos Ordinarios	31/12/2011 MM\$	31/12/2012 MM\$	31/12/2013 MM\$	31/12/2014 MM\$	Re-exp	Re-exp	31/12/2015 MM\$
					31/12/2013 MM\$	31/12/2014 MM\$	
Ventas de energía	2.333.548	2.224.687	1.845.461	2.241.228	860.581	1.155.805	1.474.818
Generación	2.333.548	2.224.687	1.845.461	2.241.228	860.581	1.155.805	1.474.818
Clientes Regulados	0	0	817.439	926.897	664.185	760.297	1.067.435
Clientes no Regulados	0	0	761.752	933.144	156.628	274.938	264.113
Ventas de Mercado Spot	0	0	226.151	335.750	27.394	98.451	140.340
Otros Clientes	0	0	40.119	45.437	12.374	22.120	2.930
Otras Ventas	10.642	10.548	25.274	11.540	25.274	11.063	24.293
Ventas de gas	0	0	25.261	5.198	25.261	4.721	16.493
Ventas de productos y servicios	10.642	10.548	13	6.341	13	6.341	7.800
Otras prestaciones de servicios	43.261	66.587	95.169	111.443	82.416	42.929	40.866
Peajes y transmisión	14.607	42.373	69.856	76.645	63.762	24.835	34.734
Arriendo equipos de medida	84	92	76	82	48	291	0
Servicios de ingeniería	11.896	3.800	5.054	3.428	0	0	0
Otras prestaciones	16.673	20.322	20.183	31.289	18.607	17.802	6.132
Total Ingresos Ordinarios	2.387.451	2.301.821	1.965.904	2.364.211	968.271	1.209.797	1.539.978
Otros Ingresos de explotación	17.039	67.565	61.528	82.323	1.766	21.178	3.833
Total Ingresos Explotación	2.404.490	2.369.386	2.027.432	2.446.534	970.037	1.230.975	1.543.810

Detalle de las ventas en variaciones anuales:

Crecimiento	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	Promedio
Ventas de energía	-0,20%	-0,33%	-4,67%	-17,05%	21,45%	-34,20%	-5,83%
Otras Ventas	81,74%	-51,55%	-0,89%	139,62%	-54,34%	110,52%	37,52%
Otras prestaciones de servicios	-28,02%	24,54%	53,92%	42,92%	17,10%	-63,33%	7,86%
Otros Ingresos de explotación	198,27%	-54,49%	296,53%	-8,93%	33,80%	-95,34%	61,64%
Total	0,68%	-1,27%	-1,46%	-14,43%	20,67%	-36,90%	-5,45%

Crecimiento (Re-expresado) *	2013-2014	2014-2015	Promedio
Ventas de energía	34,31%	27,60%	30,95%
Otras Ventas	-56,23%	119,60%	31,68%
Otras prestaciones de servicios	-47,91%	-4,80%	-26,36%
Peajes y transmisión	-61,05%	39,86%	-10,60%
Arriendo equipos de medida	505,22%	-100,00%	202,61%
Servicios de ingeniería	0,00%	0,00%	0,00%
Otras prestaciones	-4,32%	-65,56%	-34,94%
Otros Ingresos de explotación	1099,22%	-81,90%	508,66%
Total	26,90%	25,41%	26,16%

- ENDESA provee electricidad directa a grandes clientes mineros e industriales, dentro de los que destacan CGE, Saesa, Chilquinta, Emel, Chilectra, Collahuasi, Compañía Minera del Pacífico, Teck Carmen de Andacollo, SCM Minera Lumina Copper, CAP Chile y Minera Valle Central.
- Las tarifas no reguladas son pactadas libremente con el cliente, por medio de contratos bilaterales de suministro de energía.
- A partir del análisis razonado de los estados financieros consolidados de ENDESA para el período diciembre 2015, cabe destacar las principales variaciones en las ventas por:
 - La generación neta de energía incluyendo actividades discontinuadas aumentó, como consecuencia de la mayor generación térmica, principalmente en ciclos combinados en

Argentina y mayor generación con carbón en Colombia. Adicionalmente, la generación hidroeléctrica creció principalmente en Argentina y Chile.

- Las ventas físicas incluyendo actividades discontinuadas crecieron, debido en gran medida a mayores ventas a clientes regulados, fundamentalmente en Chile y Colombia, y a mayores ventas al mercado spot principalmente en Argentina y Chile.
- Los ingresos operacionales incluyendo operaciones discontinuadas se incrementaron, fundamentalmente como consecuencia de mayores precios medios de venta de energía en Chile, mayores ventas físicas en Chile, Argentina y Colombia, y de mayores ingresos aportados por GasAtacama, sociedad cuyos resultados se consolidan desde mayo de 2014.

6.3 Análisis de Costos de Operación

- Para generar electricidad, ENDESA se abastece principalmente de combustible, el cual es obtenido de proveedores extranjeros, por medio de contratos de carbón, gas y diésel.
- Adicionalmente de la compra, recepción y transporte de combustible, se debe considerar el costo de generación de energía eléctrica, el cual dependerá del tipo de combustible usado para la producción de energía.
- Finalmente se encuentran los costos por líneas de transmisión de alta tensión para suministrar la energía a los clientes finales. En esta sección se encuentran los costos de peajes y mantención.

A continuación se presentan el detalle de los principales costos y gastos:

Materias primas y consumibles	31/12/2011 MM\$	31/12/2012 MM\$	31/12/2013 MM\$	31/12/2014 MM\$	Re-exp	Re-exp	31/12/2015 MM\$
					31/12/2013 MM\$	31/12/2014 MM\$	
Compras de energía	262.755	308.298	237.677	396.791	124.419	288.443	320.732
Consumo de combustible	707.141	750.782	307.849	406.234	211.612	305.479	327.503
Gastos de transporte	194.069	228.717	233.607	246.384	149.448	142.831	179.691
Aprovisionamientos variables y servicios	53.295	40.905	51.741	70.048	9.417	13.464	52.965
Total	1.217.260	1.328.703	830.874	1.119.458	494.896	750.217	880.891

Gastos de Personal	31/12/2011 MM\$	31/12/2012 MM\$	31/12/2013 MM\$	31/12/2014 MM\$	Re-exp		31/12/2015 MM\$
					31/12/2013 MM\$	31/12/2014 MM\$	
Sueldos y Salarios	73.912	90.720	102.927	115.299	56.903	58.146	57.502
Gastos por obligación por beneficios post empleo	1.004	526	1.678	2.372	723	1.292	1.064
Servicio seguridad social y otras cargas sociales	5.292	15.510	18.620	16.985	5.675	5.422	12.404
Otros gastos de personal	180	218	225	248	0	0	0
Total	80.389	106.975	123.450	134.905	63.301	64.860	70.969

Detalle de las ventas en variaciones anuales:

%	2009/2010	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014	2014/2015	Promedio 2009-2014
Compras de energía	44,2%	10,9%	17,3%	-22,9%	66,9%	-19,2%	16,2%
Consumo de combustible	8,1%	11,4%	6,2%	-59,0%	32,0%	-19,4%	-3,5%
Gastos de transporte	31,8%	-14,9%	17,9%	2,1%	5,5%	-27,1%	2,5%
Otros aprovisionamientos variables y servicios	77,0%	-41,8%	-23,2%	26,5%	35,4%	-24,4%	8,2%

% Re-expresados	2013/2014	2014/2015	Promedio
Compras de energía	131,8%	11,2%	71,5%
Consumo de combustible	44,4%	7,2%	25,8%
Gastos de transporte	-4,4%	25,8%	10,7%
Otros aprovisionamientos variables y servicios	43,0%	293,4%	168,2%

%	2009/2010	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014	2014/2015	Promedio 2009-2014
Sueldos y Salarios	6,7%	-0,7%	22,7%	13,5%	12,0%	-50,1%	10,8%
Gastos por obligación por beneficios post empleo	-17,3%	20,2%	-47,6%	219,0%	41,4%	-55,2%	43,1%
Servicio seguridad social y otras cargas sociales	0,2%	12,7%	193,1%	20,0%	-8,8%	-27,0%	43,4%
Otros gastos de personal	-12,6%	65,2%	21,2%	2,9%	10,4%	-100,0%	17,4%

% Re-expresados	2013/2014	2014/2015	Promedio
Sueldos y Salarios	2,2%	-1,1%	0,5%
Gastos por obligación por beneficios post empleo	78,7%	-17,7%	30,5%
Servicio seguridad social y otras cargas sociales	-4,5%	128,8%	62,2%

- Igual que en la sección anterior, el análisis razonado de los estados financieros consolidados de ENDESA para el período diciembre 2015, cabe destacar las principales variaciones en los costos por:
 - Los costos de aprovisionamiento y servicios incluyendo operaciones discontinuadas aumentaron un 22%, alcanzando Ch\$ 1.362.638 millones, principalmente como consecuencia de los mayores costos por compras de energía y por consumo de combustibles, ambos principalmente en Chile y Colombia.
 - Durante el período 2015 se produjo una mayor compra de energía, debido a mayores compras físicas y mayor costo por consumo de combustible explicado principalmente por GasAtacama. Adicionalmente se registra un mayor gasto de otros aprovisionamientos variables y servicios, debido en gran parte a los costos relacionados con el acuerdo firmado con AES Gener que permite utilizar el GNL disponible de Endesa en el ciclo combinado de Nueva Renca, también por mayores costos por compra y transporte de agua para la operación de la Central San Isidro y a un mayor otros gastos fijos de explotación por castigo de ciertos activos relacionados al proyecto Neltume.
- Finalmente, cabe destacar a los principales proveedores de la empresa son: Ferrovial Agroman Chile S.A., Salfa S.A. Empresa de Montajes,

Inerco Ingeniería y Tecnología, Akeron-CAF Servicios Industriales Ltda.,
Mitsubishi Corporation, Voith Idro Ltda., GNL Chile, Endesa Generación
(España) y Transelec.

6.4 Detalle de los Resultados No Operacionales

Cuentas No Operacionales:

Ingresos Financieros	31/12/2011 MM\$	31/12/2012 MM\$	31/12/2013 MM\$	31/12/2014 MM\$	Re-exp		31/12/2015 MM\$
					31/12/2013 MM\$	31/12/2014 MM\$	
Efectivo y otros medios equivalentes	23.154	12.273	12.174	13.895	311	1.283	153
Otros ingresos financieros	4.886	2.649	6.118	81.658	2.844	303	82
Total Ingresos Financieros	28.039	14.922	18.292	95.554	3.155	1.586	235

Costos Financieros	31/12/2011 MM\$	31/12/2012 MM\$	31/12/2013 MM\$	31/12/2014 MM\$	Re-exp		31/12/2015 MM\$
					31/12/2013 MM\$	31/12/2014 MM\$	
Préstamos bancarios	24.427	22.568	18.751	17.229	1.200	612	129
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	109.225	105.411	103.384	126.776	46.714	48.046	51.698
Arrendamientos financieros (leasing)	2.699	1.877	0	0	0	0	0
Valoración derivados financieros	6.450	4.877	4.854	3.073	4.380	2.634	1.725
Gastos por Obligaciones por beneficios post empleo	2.545	2.692	2.546	3.044	800	786	759
Gastos financieros activados	-29.922	-23.915	-24.519	-41.830	-999	-1.817	-2.221
Otros	22.112	35.715	37.651	28.536	23.877	21.357	12.116
Resultado por unidades de reajuste	5.333	991	-1.002	-13.926	-1.002	-13.926	-3.600
Diferencias de Cambio	6.467	10.740	13.757	41.433	2.180	21.240	53.880
Total Costos Financieros	149.335	160.956	155.422	164.336	77.150	78.931	114.487

Gastos por impuestos a las ganancias, op. continuadas	31/12/2011 MM\$	31/12/2012 MM\$	31/12/2013 MM\$	31/12/2014 MM\$	Re-exp		31/12/2015 MM\$
					31/12/2013 MM\$	31/12/2014 MM\$	
Tasa impositivas	210.565	185.470	204.907	238.153	36.995	34.098	76.656
	26,6%	30,7%	26,7%	27,8%	16,7%	20,9%	25,5%

Según el análisis razonado se pueden observar las siguientes variaciones al período diciembre 2015:

- La deuda consolidada incluyendo operaciones discontinuadas disminuyó con respecto a diciembre 2014 en US\$ 440 millones, quedando en diciembre 2015 en US\$ 3.065 millones. La deuda de Chile, correspondiente a las actividades continuadas, disminuyó con respecto a diciembre 2014 en US\$ 75 millones, quedando en diciembre 2015 en US\$ 1.525 millones.
- La tasa de interés promedio, importante factor de costos, de la compañía, incluyendo operaciones discontinuadas, disminuyó con respecto a diciembre 2014 en 0,4%, quedando en 6,9%. Esta variación se debió principalmente a mejores condiciones de tasas en la deuda tomada en pesos argentinos y en UF contrarrestado con peores condiciones de las tasas en pesos colombianos y pesos chilenos. La tasa de interés promedio de Chile disminuyó con respecto a diciembre 2014 en 1,7%, quedando en 5,3%. Esta variación se debió principalmente a mejores condiciones de tasas en la deuda tomada en dólares y en UF.
- La cobertura de gastos financieros de la empresa consolidada incluyendo actividades discontinuadas aumentó de 6,7 a 11,2 veces producto de un aumento del EBITDA. La cobertura de gastos financieros de Chile, disminuyó levemente de 4,64 a 4,51 veces principalmente producto de un mayor gasto por diferencias de cambio a diciembre de 2015.

6.5 Análisis de los Activos

Clasificación en Activos Operacionales y Activos No Operacionales:

Activos Corrientes	Tipo
Efectivo y equivalentes al efectivo	Operacional
Otros activos financieros, corrientes	No Operacional
Otros activos no financieros, corrientes	Operacional
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, corrientes	Operacional
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	Operacional
Inventarios	Operacional
Activos por impuestos, corrientes	Operacional

Activos No Corrientes	Tipo
Otros activos financieros, no corrientes	Operacional
Otros activos no financieros, no corrientes	Operacional
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, no corrientes	Operacional
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Operacional
Activos Intangibles distintos de la plusvalía	No Operacional
Plusvalía	Operacional
Propiedades, planta y equipo	Operacional
Activos por impuestos diferidos	Operacional

- **Otros Activos Financieros:** Corresponden a Inversiones a mantener hasta el vencimiento. El saldo dependerá del capital de trabajo necesario para la operación.
- **Activos intangibles distintos de plusvalía:** Corresponden a la valorización de la relación contractual de suministro de energía con los clientes. Esta cuenta registra la Servidumbre, Derechos de Agua, Patentes, Marcas y Programas informáticos.

6.6 Análisis de crecimiento de la Industria, período 2010 a 2015.

La industria en que se desarrolla ENDESA es la eléctrica y de combustible, operando en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y en el Sistema Interconectado Central (SIC), siendo este último el de mayor preponderancia.

6.6.1 Capacidad Instalada

La capacidad instalada tiene directa relación en los precios de las empresas generadoras de electricidad y en la renovación de contratos de suministros (clientes regulados y no regulados).

En el SING la empresa E-CL lidera el mercado con una participación del 51%, mientras que en el SIC las empresas ENDESA (34,6%), Colbún (21,8%) y Aesgener (12,7%) representan el mercado.

Capacidad instalada en el SIC

A. Detalle por empresa:

Empresa	2010	2011	2012	2013	2014
Endesa	3.435	3.435	3.785	3.831	5.256
Colbún	2.305	2.406	2.754	2.776	3.305
AES Gener	1.228	1.220	1.220	1.492	1.924
Otros	5.180	5.654	5.827	6.048	4.694
Total Capacidad MW	12.148	12.715	13.586	14.147	15.179
Var. % del período	6,5%	4,7%	6,9%	4,1%	7,3%

Fuente: "Memoria Anual CDEC-SIC, 2010-2014"

B. Detalle por tipo de central

Tipo de Central	2010	2011	2012	2013	2014	2015	P 2016
Térmico	6.620	6.674	7.471	7.858	7.968	8.177	8.288
Hidráulico	5.362	5.846	5.919	5.972	6.368	6.471	6.603
Eólico	166	196	196	293	645	820	936
Solar	0	0	0	7	197	444	1.088
Total Capacidad MW	12.148	12.716	13.586	14.130	15.179	15.911	16.915
Var. % del período	6,5%	4,7%	6,8%	4,0%	7,4%	4,8%	6,3%

Fuente: "Memoria Anual CDEC-SIC, 2010-2014" + Capacidad Instalada Web CDEC-SIC

Capacidad instalada en el SING

A. Detalle por empresa:

Empresa / Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015
TOTAL E-CL	691	2.135	2.135	2.106	2.106	2.114
Termoeléctrica Andina	0	169	169	169	169	177
Inversiones Hornitos	0	170	170	170	170	170
E-CL	691	1.796	1.796	1.767	1.767	1.767
TOTAL AES Gener	920	1.465	1.465	1.465	822	835
Norgener	277	277	277	277	0	0
Eléctrica Angamos	0	545	545	545	545	558
AES Gener	643	643	643	643	277	277
TOTAL ENDESA	963	963	963	963	963	963
Gasatacama	781	781	781	781	781	781
Celta	182	182	182	182	182	182
Otras Generadoras	1.128	23	42	74	191	272
Total Capacidad MW	3.702	4.586	4.605	4.608	4.082	4.184
Var. % del período	0,1%	23,9%	0,4%	0,1%	-11,4%	2,5%

Fuente: Memoria anual 2015, Anuario y Estadísticas de Operación 2015. SING Capacidad Instalada de Generación. CDEC - SING.

B. Detalle por tipo de central

Combustible	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Hidro	15	15	15	15	15	16
Carbón	1.216	2.100	2.100	2.100	2.100	2.121
Diesel	133	133	133	136	139	139
Fuel Oil	227	227	226	227	227	227
Gas Natural	2.113	2.113	2.112	2.112	1.469	1.469
Cogeneración	0	0	18	18	18	18
Solar	0	0	1	1	25	103
Eólico	0	0	0	0	90	90
Total Capacidad MW	3.704	4.588	4.605	4.609	4.083	4.183
Var. % del período	0,1%	23,9%	0,4%	0,1%	-11,4%	2,5%

Fuente: Memoria anual 2015, Anuario y Estadísticas de Operación 2015. SING Capacidad Instalada de Generación. CDEC - SING.

6.6.2 Generación de electricidad

Generación en el SIC

Generación por tipo, período 2006-2015

En Unidades Físicas [MW]

Generación / Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Hidroeléctrica	21.218.379	20.606.983	20.102.194	19.512.684	23.448.090	23.784.503	5.325.553
Térmica	21.632.389	25.120.957	27.931.807	30.316.886	27.098.675	26.276.851	7.640.893
Eólico	324.301	324.099	383.694	539.256	1.208.082	1.851.689	375.666
Solar	0	0	144	2.577	371.217	989.702	355.796
Total	43.175.070	46.052.038	48.417.839	50.371.403	52.126.065	52.902.745	13.697.908
Var. % del período	3,5%	6,7%	5,1%	4,0%	3,5%	1,5%	-74,1%

Fuente: Datos operación SIC Reporte mensual del sector Eléctrico 18-04-2016, Systepe

Generación por empresas, período 2006-2015

En Unidades Físicas [MW]

Generación / Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Gener	7.624.006	7.920.215	7.840.885	8.274.470	8.696.111	9.175.452	2.673.152
Colbún	9.081.190	9.849.064	11.567.891	11.254.245	12.759.863	12.286.759	3.568.752
Endesa	15.740.077	16.087.556	16.854.609	16.699.089	14.225.014	13.528.085	1.449.242
Pehuenche	2.982.946	2.991.799	2.669.758	2.582.344	3.006.341	2.980.225	1.127.613
Guacolda	4.483.016	4.693.703	4.422.288	5.114.869	4.889.432	4.547.611	2.175.557
Otros	3.013.974	4.509.701	5.062.408	6.446.385	8.549.304	10.384.612	8.478.264
Total	42.925.208	46.052.038	48.417.839	50.371.403	52.126.065	52.902.745	19.472.579
Var. % del período	3,9%	7,3%	5,1%	4,0%	3,5%	1,5%	-63,2%

Fuente: Datos operación SIC Reporte mensual del sector Eléctrico 18-04-2016, Systepe

Generación en el SING

Generación por tipo, período 2006-2015

En Unidades Físicas [MW]

Generación / Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	mar-16
Diesel	1.874	361	264	992	938	1.214	304
Fuel Oil Nro. 6	276	192	152	312	180	35	1
Diesel + Fuel Oil	114	69	48	21	8	9	0
Carbón	7.229	11.000	13.793	14.101	14.076	14.179	3.802
Gas Natural	4.042	4.104	2.284	1.609	1.992	2.544	502
Hidro	59	71	81	77	80	77	19
Cogeneración	0	0	25	121	122	134	20
Solar	0	0	0	5	91	366	170
Eólico	0	0	0	0	215	232	64
Carbón + Petcoke	1.508	0	96	0	0	0	0
Total	15.103	15.797	16.744	17.235	17.702	18.790	4.882
Var. % del período	1,3%	4,6%	6,0%	2,9%	2,7%	6,1%	-74,0%

Generación por empresas, período 2006-2015

En Unidades Físicas [MW]

Generación / Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	mar-16
E-CL	7.738	7.769	9.551	9.480	9.008	9.060	2.411
AES Gener	3.228	4.947	5.502	5.715	6.384	6.606	1.661
Celta	1.086	981	852	919	916	969	257
GasAtacama	2.973	2.127	776	932	906	1.372	294
Otros	79	66	75	189	488	775	265
Total	15.103	15.889	16.756	17.235	17.702	18.782	4.887
Var. % del período	1,3%	5,2%	5,5%	2,9%	2,7%	6,1%	-74,0%

Fuente: Datos operación SING Reporte mensual del sector Eléctrico 18-04-2016, Systep

6.6.3 Ventas de electricidad

Ventas Anuales del SING por tipo de cliente (en GWh)

Año / GWh	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Clientes Libres	12.297	12.703	13.133	13.592	13.971	15.088
Clientes Regulados	1.495	1.560	1.699	1.822	1.806	1.800
Total ventas	13.792	14.263	14.832	15.414	15.777	16.888
	2011/2010	2012/2011	2013/2012	2014/2013	2015/2014	
Var. % Libres	3,30%	3,39%	3,50%	2,79%	8,00%	
Var. % Regulados	4,35%	8,91%	7,24%	-0,88%	-0,33%	

Fuente: Boletines del mercado eléctrico, Sector Generación. Generadoras de Chile A.G.

Ventas Anuales del SIC por tipo de cliente (en GWh)

Año / GWh	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Clientes Libres	12.142	13.419	14.251	14.266	13.729	14.888
Clientes Regulados	28.920	30.386	32.031	33.511	31.100	34.772
Total ventas	41.062	43.805	46.282	47.777	44.829	49.660
	2011/2010	2012/2011	2013/2012	2014/2013	2015/2014	
Var. % Libres	10,52%	6,20%	0,11%	-3,76%	8,44%	
Var. % Regulados	5,07%	5,41%	4,62%	-7,19%	11,81%	

Fuente: Boletines del mercado eléctrico, Sector Generación. Generadoras de Chile A.G.

Ventas Anuales del SIC + SING por tipo de cliente (en GWh)

Año / GWh	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Clientes Libres	24.439	26.122	27.384	27.858	27.700	29.976
Clientes Regulados	30.415	31.946	33.730	35.333	32.906	36.572
Total ventas	54.854	58.068	61.114	63.191	60.606	66.548
	2011/2010	2012/2011	2013/2012	2014/2013	2015/2014	
Var. % Libres	6,89%	4,83%	1,73%	-0,57%	8,22%	
Var. % Regulados	5,03%	5,58%	4,75%	-6,87%	11,14%	

Fuente: Boletines del mercado eléctrico, Sector Generación. Generadoras de Chile A.G.

6.6.4 Tarifas de generación de electricidad

El nivel de generación de electricidad se determina por dos tipos de tarifas, a través de contratos de largo plazo con clientes libres o a través del mercado spot.

A. Costos marginales instantáneos (mercado spot):

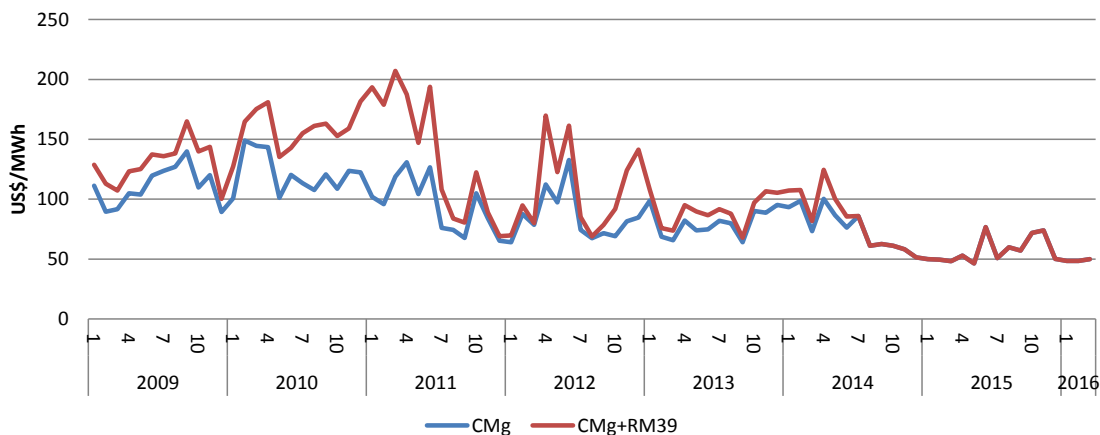
- Los costos marginales de corto plazo del sistema (CMgCP) son una señal de equilibrio-demanda de muy corto plazo destinado a saldar transacciones horarias entre generadoras y no pretende proveer una señal de largo plazo para la inversión.

B. Los precios libres para usuarios que negocian directamente con las empresas generadoras (mercado libre).

Costo Marginal en el SING

El costo marginal en el SING ha disminuido los últimos 6 años, debido a diversos factores, los cuales son: la crisis del gas argentino (2007 – 2008), la puesta operacional del Terminal GNL Mejillones (2010) y la instalación de nuevas generadoras.

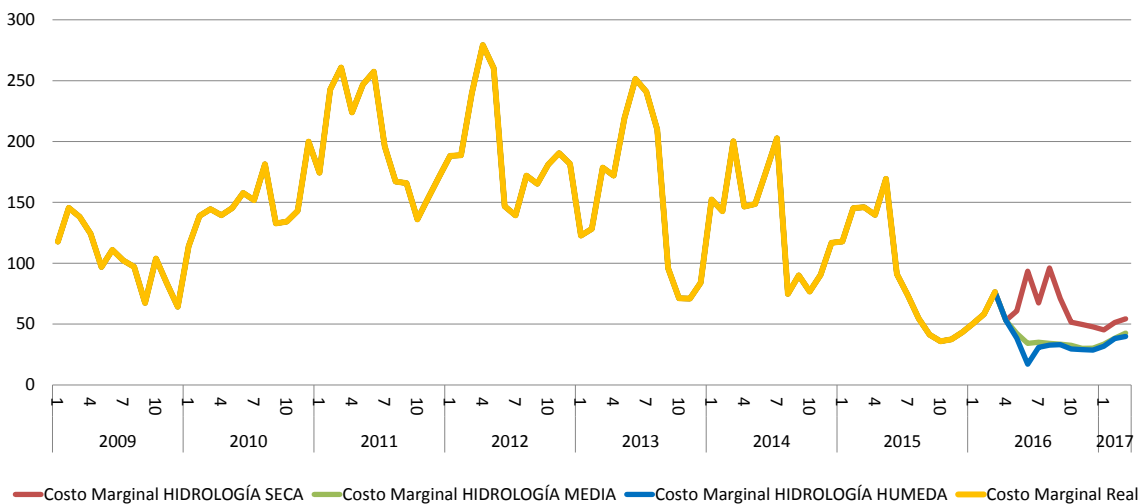
Costo marginal Crucero 220 (US\$/MWh) histórico (Fuente: CDEC-SING)



Costo Marginal en el SIC

Diversos factores han influido en la variabilidad de los costos marginales del SIC, debido a la sequía, la generación hidráulica disminuyó, permitiendo que combustibles como el diésel y carbón suplan la demanda de electricidad pero con mayores costos. Esta condición se ha ido regularizando el último año.

Costo marginal Alto Jahuel 220 (US\$/MWh) histórico y proyectado CDEC-SIC (Fuente: CDEC-SIC)



6.6.5 Proyección de la generación de electricidad

A partir de la base de datos “Generación por Unidades 2015 – 2029 IET Septiembre 2015” obtenidas del sitio web de la CDEC-SING, se dispone de la proyección de la generación de electricidad tanto para el SING como para el SIC.

Proyección período 2016 - 2030 de generación de electricidad para el SING

Combustible / Año	Proyección generación de electricidad (GWh)					
	P2016	P2017	P2018	P2019	P2020	P2021
Carbón	13.552	14.931	16.673	19.786	19.470	20.379
Diesel	8	0	0	0	0	4
Eólica	297	298	298	298	298	298
ERNC	1.855	3.435	3.586	3.586	3.589	3.993
Gas Natural	3.889	2.924	4.901	3.316	2.804	6.519
Hidro	123	122	122	122	123	122
Otros	198	184	188	406	419	540
Solar	318	318	318	318	318	318
Total general	20.239	22.213	26.086	27.833	27.020	32.172
Combustible / Año	Proyección generación de electricidad (%)					
	P2016	P2017	P2018	P2019	P2020	P2021
Carbón	67%	67%	64%	71%	72%	63%
Diesel	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Eólica	1%	1%	1%	1%	1%	1%
ERNC	9%	15%	14%	13%	13%	12%
Gas Natural	19%	13%	19%	12%	10%	20%
Hidro	1%	1%	0%	0%	0%	0%
Otros	1%	1%	1%	1%	2%	2%
Solar	2%	1%	1%	1%	1%	1%
Total general	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Generación por Unidades 2015-2029 IET Septiembre 2015, CDEC - SING

Proyección período 2016 - 2030 de generación de electricidad para el SIC

Combustible / Año	Proyección generación de electricidad (GWh)					
	P2016	P2017	P2018	P2019	P2020	P2021
Biomasa	1.165	1.166	1.164	1.268	1.227	1.368
Biomasa-Petróleo	173	174	175	175	175	175
Carbón	15.595	15.557	16.274	17.368	16.957	17.708
DesFor	131	113	117	166	151	238
Diesel	14	0	0	0	0	0
Eólica	1.776	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789
ERNC	5.293	5.541	5.630	5.677	5.681	5.677
Gas Natural	1.843	1.189	389	1.195	904	2.799
Hidro	26.894	29.814	29.882	32.098	38.775	34.480
L Negro Petróleo	1.053	1.065	1.070	1.091	1.091	1.131
Otros	26	0	0	2	0	7
Petróleo Diesel	455	450	450	450	452	451
Petróleo IFO-180	4	0	0	0	0	0
Solar	530	531	531	531	531	531
Total general	54.952	57.390	57.471	61.810	67.733	66.353
Combustible / Año	Proyección generación de electricidad (%)					
	P2016	P2017	P2018	P2019	P2020	P2021
Biomasa	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Biomasa-Petróleo	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Carbón	28%	27%	28%	28%	25%	27%
DesFor	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Diesel	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Eólica	3%	3%	3%	3%	3%	3%
ERNC	10%	10%	10%	9%	8%	9%
Gas Natural	3%	2%	1%	2%	1%	4%
Hidro	49%	52%	52%	52%	57%	52%
L Negro Petróleo	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Otros	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Petróleo Diesel	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Petróleo IFO-180	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Solar	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Total general	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Generación por Unidades 2015-2029 IET Septiembre 2015, CDEC - SING

Proyectos declarados en construcción

De acuerdo a la Unidad de Gestión de Proyectos (UGP), del Ministerio de Energía, a marzo 2016 se encuentran en construcción 4.105 MW, de los cuales 21,4% corresponde a centrales hidroeléctricas de tamaño mayor a 20 MW, un 35,1% a centrales termoeléctricas, y el restante 43,5% a centrales de tipo ERNC (solar: 64,5%; eólico: 28,4%; MiniHidro: 4,7%; Cogeneración: 2,4%).

El detalle de los proyectos en construcción se encuentra en la siguiente tabla:

Proyectos en ConstrucciónUGP - MAR2016								
#	Nombre Central	Categoría	Región	Sistema	Inversión	2016	2017	2018
1	Renaico	Eólica	IX	SIC	199	88		
2	Eólico La Esperanza	Eólica	VIII	SIC	25	12,5		
3	MCH La Montaña 1	Hidro	VII	SIC	9	33		
4	Minicentral EL Gapón	Hidro	VII	SIC	5	1,4		
5	Minicentral Tarapacá	Hidro	RM	SIC	1	0,2		
6	Central Hidroeléctrica El Agrio	Hidro	IX	SIC	8	2,6		
7	Minicentral Río Colorado	Hidro	X	SIC	7	2		
8	Optimización Energética Relleno Sanitario	ERNC	VIII	SIC	5	2,9		
9	CH Riñinahue	Hidro	XIV	SIC	5	1		
10	Eólico Las Peñas	Eólica	VIII	SIC	20	9		
11	Proyecto Solar Conejor (Etapa I)	Solar	II	SIC	289	104		
12	Ampliación III Parque Eólico Lebu	Eólica	VIII	SIC	13	11,3		
13	Minicentral Chanleufu	Hidro	X	SIC	18	6		
14	Quilapilún	Solar	RM	SIC	256	110		
15	Carrera Pinto Solar (Etapa II)	Solar	III	SIC	175	77		
16	Divisadero	Solar	IV	SIC	5	3		
17	Chuchiñí	Solar	IV	SIC	6	2,88		
18	Buenos Aires	Eólica	VIII	SIC	54	24		
19	Ancoa	Hidro	VII	SIC	50	27		
20	MC Picoltue Bajo	Hidro	VIII	SIC	3	1,1		
21	Parque Solar Los Loros	Solar	III	SIC	120	53		
22	CH Río Colorado	Hidro	VII	SIC	60	15		
23	Gen Pac	Solar	III	SIC	39	14		
24	El Romero Solar	Solar	III	SIC	450	196		
25	La Silla	Solar	IV	SIC	3	1,7		
26	Punta Baja	Solar	IV	SIC	5	2,5		
27	Pelícano	Solar	IV-III	SIC	212	100		
28	Minicentral Pichipedregoso	Hidro	IX	SIC	5	0,9		
29	Minicentral Pedregoso	Hidro	IX	SIC	6	2,1		
30	MC Tranquil	Hidro	XIV	SIC	11	3		
31	Convento Viejo	Hidro	VI	SIC	25	16		
32	CH Dos Valles	Hidro	VI	SIC	11	3		
33	Pequeña CH de Pasada Blanco	Hidro	VIII	SIC	9	2,5		
34	Minicentral el Rescate	Hidro	VIII	SIC	7	2,9		
35	MiniCH Cumpeo	Hidro	VII	SIC	15	5,5		
36	CH Montaña 2	Hidro	VII	SIC	4	1,1		
37	San Juan de Chañaral de Aceituno	Eólica	III	SIC	400	186		
38	Ampliación Parque Eólico San Pedro	Eólica	X	SIC	130		65	
39	Central Hidroeléctrica La Mina	Hidro	VII	SIC	130		34	
40	Central Hidroeléctrica Santa Isabel	Hidro	VIII	SIC	5		1,4	
41	Central Hidroeléctrica Melo	Hidro	VIII	SIC	9		2,8	
42	Central Hidroeléctrica Caliboro	Hidro	VIII	SIC	5		1,3	
43	Central Hidroeléctrica Panguí	Hidro	IX	SIC	21		9	
44	Hidroñuble	Hidro	VIII	SIC	350		136	
45	PCH de pasada Piutel	Hidro	XIV	SIC	2		0,56	
46	Cogeneradora Aconcagua	Térmica	V	SIC	200		77	
47	Alto Maipo Central Las Lajas	Hidro	RM	SIC	1031			267
48	Alto Maipo Central Alfalfal II	Hidro	RM	SIC	1019			264
49	Infraestructura Energética Mijillones U1	Térmica	II	SIC	1000			375
50	Central Hidroeléctrica Los Cóndores	Hidro	VII	SIC	660			150
51	Finis Terrae (ex Crucero Oeste - Etapa 2)	Solar	II	SING	142	65		
52	Finis Terrae (ex Crucero Oeste - Etapa 3)	Solar	II	SING	44	20		
53	Pampa Camarones (Etapa 1)	Solar	XV	SING	12	6		
54	Cochrane U1	Térmica	II	SING	650	236		
55	Cochrane U2	Térmica	II	SING	650	236		
56	Bolero (ex Laberinto - Etapa 1)	Solar	II	SING	160	42		
57	Bolero (ex Laberinto - Etapa 2)	Solar	II	SING	101	42		
58	Bolero (ex Laberinto - Etapa 3)	Solar	II	SING	50	21		
59	Bolero (ex Laberinto - Etapa 4)	Solar	II	SING	99		41	
60	Atacama I	Solar	II	SING	200	100		
61	Kelar	Térmica	II	SING	400	517		
62	Parque Eólico Sierra Gorda Este	Eólica	II	SING	215	112		
63	Planta Solar Fotovoltaica Doña Carmen	Solar	V	SING	67	40		
64	Concentración Solar Cerro Dominador	Solar	II	SIC	1100		110	
65	Cerro Pabellón U1	ERNC	II	SING	120		20	
66	Cerro Pabellón U2	ERNC	II	SING	120			20
Total nueva capacidad instalada MWh						2.561	498	1.076

Fuente: Centrales Generación en Construcción al 31 de Marzo de 2016, Proyectos en construcción e ingresados a SEIA Marzo 2016.

6.6.6 Proyección de la demanda de energía

Previsión de demanda total en el SING						
Año	Previsión de demanda SING [GWh]			Tasas de variación (*)		
	Libre	Regulado	Sistema	Libre	Regulado	Sistema
2015	15.088	1.800	16.888	-	-	-
2016	15.705	1.944	17.649	4,09%	8,00%	4,51%
2017	16.537	2.020	18.557	5,30%	3,91%	5,14%
2018	17.392	2.097	19.489	5,17%	3,81%	5,02%
2019	18.241	2.176	20.417	4,88%	3,77%	4,76%
2020	19.114	2.256	21.370	4,79%	3,68%	4,67%
2021	20.010	2.338	22.348	4,69%	3,63%	4,58%
2022	20.913	2.419	23.332	4,51%	3,46%	4,40%
2023	21.854	2.506	24.360	4,50%	3,60%	4,41%
2024	23.059	2.595	25.654	5,51%	3,55%	5,31%
2025	24.101	2.686	26.787	4,52%	3,51%	4,42%
2026	25.113	2.781	27.894	4,20%	3,54%	4,13%
2027	26.132	2.879	29.011	4,06%	3,52%	4,00%
2028	27.171	2.981	30.152	3,98%	3,54%	3,93%
2029	28.227	3.086	31.313	3,89%	3,52%	3,85%
2030	29.304	3.196	32.500	3,82%	3,56%	3,79%
2031	30.401	3.308	33.709	3,74%	3,50%	3,72%

(*) Tasa de variación anual y demanda total del sistema calculadas en MWh

Fuente: Fijación De Precios De Nudo De Corto Plazo De Abril 2016, Informe Técnico Mensual Marzo 2016. CNE

Previsión de demanda total en el SING						
Año	Previsión de demanda SING [GWh]			Tasas de variación (*)		
	Libre	Regulado	Sistema	Libre	Regulado	Sistema
2015	15.088	1.800	16.888	-	-	-
2016	15.705	1.944	17.649	4,09%	8,00%	4,51%
2017	16.537	2.020	18.557	5,30%	3,91%	5,14%
2018	17.392	2.097	19.489	5,17%	3,81%	5,02%
2019	18.241	2.176	20.417	4,88%	3,77%	4,76%
2020	19.114	2.256	21.370	4,79%	3,68%	4,67%
2021	20.010	2.338	22.348	4,69%	3,63%	4,58%
2022	20.913	2.419	23.332	4,51%	3,46%	4,40%
2023	21.854	2.506	24.360	4,50%	3,60%	4,41%
2024	23.059	2.595	25.654	5,51%	3,55%	5,31%
2025	24.101	2.686	26.787	4,52%	3,51%	4,42%
2026	25.113	2.781	27.894	4,20%	3,54%	4,13%
2027	26.132	2.879	29.011	4,06%	3,52%	4,00%
2028	27.171	2.981	30.152	3,98%	3,54%	3,93%
2029	28.227	3.086	31.313	3,89%	3,52%	3,85%
2030	29.304	3.196	32.500	3,82%	3,56%	3,79%
2031	30.401	3.308	33.709	3,74%	3,50%	3,72%

(*) Tasa de variación anual y demanda total del sistema calculadas en MWh

Fuente: Fijación De Precios De Nudo De Corto Plazo De Abril 2016, Informe Técnico Mensual Marzo 2016. CNE

Previsión de demanda total SIC + SING						
Año	Previsión de demanda [GWh]			Tasas de variación (*)		
	Libre	Regulado	Sistema	Libre	Regulado	Sistema
2015	29.976	36.572	66.548	-	-	-
2016	34.046	35.455	69.501	13,58%	-3,05%	4,44%
2017	35.540	36.887	72.427	4,39%	4,04%	4,21%
2018	37.321	38.378	75.699	5,01%	4,04%	4,52%
2019	39.243	39.916	79.159	5,15%	4,01%	4,57%
2020	41.377	41.493	82.870	5,44%	3,95%	4,69%
2021	43.470	43.099	86.569	5,06%	3,87%	4,46%
2022	45.420	44.686	90.106	4,49%	3,68%	4,09%
2023	47.490	46.279	93.769	4,56%	3,56%	4,07%
2024	49.650	47.921	97.571	4,55%	3,55%	4,05%
2025	51.603	49.615	101.218	3,93%	3,53%	3,74%
2026	53.545	51.368	104.913	3,76%	3,53%	3,65%
2027	55.512	53.183	108.695	3,67%	3,53%	3,60%
2028	57.525	55.063	112.588	3,63%	3,53%	3,58%
2029	59.578	57.009	116.587	3,57%	3,53%	3,55%
2030	61.676	59.026	120.702	3,52%	3,54%	3,53%
2031	63.828	61.212	125.040	3,49%	3,70%	3,59%

(*) Tasa de variación anual y demanda total del sistema calculadas en MWh

Fuente: Fijación De Precios De Nudo De Corto Plazo De Abril 2016, Informe Técnico Mensual Marzo 2016. CNE

VII. Proyección de EERR

7.1 Proyección de Ingresos Operacionales

Ingresos Ordinarios	P 2016 MM\$	P 2017 MM\$	P 2018 MM\$	P 2019 MM\$	P 2020 MM\$	P 2021 MM\$
Ventas de energía	1.712.812	1.770.576	1.847.708	1.935.722	2.037.503	2.134.901
Generación	1.712.812	1.770.576	1.847.708	1.935.722	2.037.503	2.134.901
Clientes Regulados	1.315.007	1.362.471	1.428.863	1.505.795	1.596.205	1.682.028
Clientes no Regulados	254.535	264.835	275.575	286.657	298.027	309.603
Ventas de Mercado Spot	140.340	140.340	140.340	140.340	140.340	140.340
Otros Clientes	2.930	2.930	2.930	2.930	2.930	2.930
Otras Ventas	24.293	24.293	24.293	24.293	24.293	24.293
Gas	16.493	16.493	16.493	16.493	16.493	16.493
Productos y servicios	7.800	7.800	7.800	7.800	7.800	7.800
Otras prestaciones de servicios	40.866	40.866	40.866	40.866	40.866	40.866
Peajes y transmisión	34.734	34.734	34.734	34.734	34.734	34.734
Arriendo equipos de medida	0	0	0	0	0	0
Servicios de ingeniería	0	0	0	0	0	0
Otras prestaciones	6.132	6.132	6.132	6.132	6.132	6.132
Total Ingresos Ordinarios	1.777.972	1.835.735	1.912.867	2.000.881	2.102.662	2.200.060
Otros Ingresos de explotación	3.833	3.833	3.833	3.833	3.833	3.833
Total Ingresos Explotación	1.781.804	1.839.568	1.916.700	2.004.714	2.106.495	2.203.893

- Ventas Clientes Regulados y No Regulados: Para definir la variación de las ventas se toma como referencia lo proyectado por la Comisión Nacional de Energía (CNE). Para el período 2016 a 2021 se estima un crecimiento de ventas correlativo a la tasa determinada en la Fijación de precios de nudo de corto plazo del SIC visto en la sección anterior (debido a que la generación de ENDESA representa casi su totalidad en el SIC).
- Para los demás ítems se mantendrá el nivel de ventas para situarnos en un escenario conservador.

7.2 Proyección de los Costos Operacionales y Resultado No Operacional

Costos y Gastos Operacionales	P 2016 MM\$	P 2017 MM\$	P 2018 MM\$	P 2019 MM\$	P 2020 MM\$	P 2021 MM\$
Materias primas y consumibles	884.939	889.981	896.041	903.142	911.312	920.584
Compras de energía	327.146	333.689	340.363	347.170	354.114	361.196
Consumo de combustible	316.194	305.275	294.733	284.555	274.729	265.242
Gastos de transporte	184.268	188.962	193.775	198.711	203.772	208.963
Aprovisionamientos variables y servicios	57.330	62.055	67.169	72.705	78.697	85.183
Gastos Operacionales	146.637	147.223	147.816	148.416	149.023	149.639
Gastos de Personal	71.548	72.134	72.727	73.327	73.934	74.549
Otros Gastos por Naturaleza	90.340	90.340	90.340	90.340	90.340	90.340
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-15.251	-15.251	-15.251	-15.251	-15.251	-15.251
Total Costos y Gastos Operacionales	1.031.576	1.037.204	1.043.856	1.051.558	1.060.336	1.070.222

- Compras de energía se estima que aumentan un 2% cada período.
- Consumo de combustibles, Gastos de transporte, Aprovisionamientos variables y servicios se proyecta según el promedio de las variaciones históricas entre los períodos 2009 a 2014.
- Gastos Personal se estima que aumentan un 2% cada período.
- Para Otros Gastos por Naturaleza y Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados, se mantendrá el nivel del año 2015 para situarnos en un escenario conservador.

Resultados No Operacionales	P 2016	P 2017	P 2018	P 2019	P 2020	P 2021
	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$
Ingresos Financieros	235	235	235	235	235	235
Costos Financieros	-64.207	-64.207	-64.207	-64.207	-64.207	-64.207
Depreciación, Amortización y pérdida por deterioro	-115.042	-115.042	-115.042	-115.042	-115.042	-115.042
Otras Ganancias (Pérdidas)	4.015	4.015	4.015	4.015	4.015	4.015
Diferencias de cambio	-53.880	-53.880	-53.880	-53.880	-53.880	-53.880
Resultado por unidades de reajuste	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	8.905	8.905	8.905	8.905	8.905	8.905
Total Resultados No Operacionales	-216.374	-216.374	-216.374	-216.374	-216.374	-216.374

- Para las cuentas no operacionales se determina igual nivel de ventas que el año 2015, de forma de mantener la estructura y período de restructuración debido al spin-off de ENDESA.

7.3 Saldo de la Ganancia antes de Impuestos

EERR Proyectado	P 2016	P 2017	P 2018	P 2019	P 2020	P 2021
	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$
Ingresos Explotación	1.781.804	1.839.568	1.916.700	2.004.714	2.106.495	2.203.893
Costos Operacionales	884.939	889.981	896.041	903.142	911.312	920.584
Gastos Operacionales	146.637	147.223	147.816	148.416	149.023	149.639
Resultado Operacional	750.229	802.364	872.844	953.156	1.046.159	1.133.670
Resultado No Operacional	216.374	216.374	216.374	216.374	216.374	216.374
Ganancia antes de impuesto	533.855	585.990	656.470	736.782	829.786	917.297

7.4 Pago de impuestos de primera categoría

Se estimará para el cálculo de la tasa impositiva, la información entregada por la Reforma Tributaria. Por lo que la tasa es de 27%.

EERR Proyectado	P 2016	P 2017	P 2018	P 2019	P 2020	P 2021
	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$
Gastos por impuestos a las ganancias	136.133	158.217	177.247	198.931	224.042	247.670
Tasa impositivas	25,5%	27,0%	27,0%	27,0%	27,0%	27,0%

7.5 Ganancia o Pérdida después de impuesto

EERR Proyectado	P 2016	P 2017	P 2018	P 2019	P 2020	P 2021
	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$
Ganancia antes de impuesto	533.855	585.990	656.470	736.782	829.786	917.297
Impuesto	136.133	158.217	177.247	198.931	224.042	247.670
Ganancia después de impuesto	397.722	427.773	479.223	537.851	605.743	669.627
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	411.190	411.190	411.190	411.190	411.190	411.190
Utilidad o Pérdida del ejercicio	808.912	838.962	890.413	949.041	1.016.933	1.080.816

7.6 Estado de Resultado proyectado, período 2016 a 2021

Se considerarán dos escenarios, uno considerando las ganancias procedentes de operaciones discontinuadas y el otro sin considerarlo.

EERR PROYECTADO	P 2016 MM\$	P 2017 MM\$	P 2018 MM\$	P 2019 MM\$	P 2020 MM\$	P 2021 MM\$
Ingresos de actividades ordinarias	1.777.972	1.835.735	1.912.867	2.000.881	2.102.662	2.200.060
Otros Ingresos	3.833	3.833	3.833	3.833	3.833	3.833
Total de Ingresos Operacionales	1.781.804	1.839.568	1.916.700	2.004.714	2.106.495	2.203.893
Materias primas y consumibles utilizados	884.939	889.981	896.041	903.142	911.312	920.584
Margen de Contribución	896.866	949.587	1.020.659	1.101.572	1.195.183	1.283.309
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	15.251	15.251	15.251	15.251	15.251	15.251
Gastos por beneficios a los empleados	71.548	72.134	72.727	73.327	73.934	74.549
Gastos por depreciación y amortización	124.836	124.836	124.836	124.836	124.836	124.836
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del ejercicio	-9.794	-9.794	-9.794	-9.794	-9.794	-9.794
Otros gastos, por naturaleza	90.340	90.340	90.340	90.340	90.340	90.340
Resultado de Explotación	635.187	687.322	757.802	838.114	931.117	1.018.628
Otras ganancias (pérdidas)	4.015	4.015	4.015	4.015	4.015	4.015
Ingresos financieros	235	235	235	235	235	235
Costos Financieros	-64.207	-64.207	-64.207	-64.207	-64.207	-64.207
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	8.905	8.905	8.905	8.905	8.905	8.905
Diferencias de cambio	-53.880	-53.880	-53.880	-53.880	-53.880	-53.880
Resultado por unidades de reajuste	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600
Ganancias antes de impuestos	533.855	585.990	656.470	736.782	829.786	917.297
Gastos por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	-136.133	-158.217	-177.247	-198.931	-224.042	-247.670
Ganancia procedente de operaciones continuadas (Escenario 1)	397.722	427.773	479.223	537.851	605.743	669.627
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas (*)	411.190	411.190	411.190	411.190	411.190	411.190
Ganancia (Escenario 2)	808.912	838.962	890.413	949.041	1.016.933	1.080.816

(*) Cabe destacar que en resultados preliminares de los estados financieros de Endesa a junio 2016 se mantiene esta cuenta con monto equivalente a MM\$ 79.572 (MM\$ 168.019 a junio 2015).

VIII. Proyección de Flujos de Caja Libre

8.1 Estimación de la Inversión de Reposición

Para realizar la estimación de la Inversión de Reposición se utiliza el CAPEX de mantención para determinar el desembolso que permitiría mantener la correcta operación de los activos de la compañía. Este supuesto se mantiene para todos los años de la proyección.

En primer lugar es necesario obtener el indicador CAPEX/ventas para determinar qué porcentaje se desembolsara en cada período.

Inversión en Reposición	31-12-2012	31-12-2013	31-12-2014	Re-exp	Re-exp	31-12-2015
	MM\$	MM\$	MM\$	31-12-2013	31-12-2014	
Ventas de la Operación	2.369.386	2.027.432	2.446.534	970.037	1.230.975	1.543.810
CAPEX ¹⁰	261.759	292.017	421.314	292.017	421.314	525.755
% Capex / Ventas	11,05%	14,40%	17,22%	30,10%	34,23%	34,06%

Una vez obtenido el ratio CAPEX/Ventas se procede a calcular la Inversión en reposición, que corresponde al total de ventas proyectadas multiplicado por el ratio, para efectos de este trabajo se utilizará el promedio de los últimos 3 años, en donde los valores se encuentran re-expresados a la nueva estructura de Endesa, por ende, el valor Promedio Capex sobre Ventas es de 32,80%. Adicionalmente se determina la Inversión en Capital Físico, el que corresponde al 20% de las depreciaciones del año 2015.

¹⁰ CAPEX= Compras en Propiedad, Planta y Equipo, información EEFF Consolidados Endesa.

Inversión en Propiedad, Planta y Equipo	P 2016 MM\$	P 2017 MM\$	P 2018 MM\$	P 2019 MM\$	P 2020 MM\$	P 2021 MM\$
Inversión en Reposición	291.837	301.298	313.931	328.347	345.017	360.970
Inversión en Capital Físico	24.667	24.667	24.667	24.667	24.667	24.667
Total Inversión en Reposición	316.504	325.965	338.599	353.014	369.685	385.637

8.2 Estimación de las Nuevas Inversiones

Para determinar las nuevas inversiones, se utiliza la información obtenida de los proyectos relevantes entregados por ENDESA y los “Proyectos en construcción e ingresado al SEIA, Marzo 2016” del Ministerio de Energía. Estos son los siguientes:

- **Central Hidroeléctrica Los Cóndores:** Será una central hidroeléctrica que utilizará los recursos de la Laguna del Maule y que contará con una capacidad instalada de aproximadamente 150 MW. A fines de 2011, la Comisión de Evaluación Ambiental de la Región del Maule aprobó la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) “Optimización de las obras de la C.H. Los Cóndores”, que permitió optimizar el proyecto con gran parte de las obras completamente subterráneas, lo que da un importante beneficio ambiental en el paisaje, suelo, vegetación y fauna de la zona. El proyecto, cuya inversión alcanza los US 660 millones.
- **Línea Renaico – Bureo:** La empresa Endesa Eco ingresó el proyecto que tiene como fin la evacuación de la energía eléctrica que se generará en el futuro parque eólico Renaico, que se ubicará en la comuna de Renaico, provincia de Malleco, en la región de la Araucanía. El proyecto,

cuya inversión alcanza los US 33,6 millones, considera la construcción y operación de una línea de alta tensión de simple circuito y con una tensión nominal de 220 kV. Se iniciará en el marco de línea (ML) ubicado en la Subestación del PE Renaico, tendrá una longitud aproximada de 27,1 km y finalizará en el vértice remache (VR) ubicado en la Subestación Bureo.

- **El proyecto Central Termoeléctrica Punta Alcalde** contempla la construcción y operación de dos unidades generadoras, sumando una capacidad instalada total de 740 MW. La energía total que es capaz de producir la central equivaldrá a lo que consumen en promedio 890 mil casas al año. El proyecto, cuya inversión alcanza los US 1,4 millones.

A partir de lo anterior se proyectan las nuevas inversiones realizando el supuesto que las inversiones se distribuyen de forma homogéneas desde el año 2016 a 2020:

Proyección Nuevas Inversiones	P 2016 MM\$	P 2017 MM\$	P 2018 MM\$	P 2019 MM\$	P 2020 MM\$
Central Hidroeléctrica Los Cóndores	85.800	85.800	85.800	85.800	85.800
Línea Renaico-Bureo	4.368	4.368	4.368	4.368	4.368
Punta Alcalde	182	182	182	182	182
Total Proyección Nuevas Inversiones	90.350	90.350	90.350	90.350	90.350

8.3 Estimación de la Inversión en Capital de Trabajo

Utilizando las cuentas operacionales de los balances para el período 2010 a 2015, se obtiene el Capital de Trabajo Operacional Neto (CTON).

Capital de trabajo	31-12-2010 MM\$	31-12-2011 MM\$	31-12-2012 MM\$	31-12-2013 MM\$	31-12-2014 MM\$	Re-exp	Re-exp	31-12-2015 MM\$
						31-12-2013 MM\$	31-12-2014 MM\$	
Existencias	42.140	55.904	65.658	46.155	65.771	46.155	65.771	36.755
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, corrientes	250.679	296.147	230.398	308.875	433.407	247.763	433.407	363.475
Valores negociables	72	914	25.120	24.136	24.850	24.136	24.850	1.012
Acreedores Comerciales	-48.857	-109.707	-120.901	-97.751	-106.971	-414.751	-106.971	-122.490
Otras cuentas por pagar	-328.620	-248.074	-209.939	-350.176	-585.328	0	-585.328	-237.969
Capital de Trabajo Neto (CTON)	-84.587	-4.816	-9.664	-68.760	-168.270	-96.697	-168.270	40.783
Ventas de la Operación	2.435.382	2.404.490	2.369.386	2.027.432	2.446.534	970.037	1.230.975	1.543.810
CTON / Ventas	-0,035	-0,002	-0,004	-0,034	-0,069	-0,100	-0,137	0,026
Días venta promedio	-12,68	-0,73	-1,49	-12,38	-25,10	-36,38	-49,89	9,64

Para el período 2010 a 2015, se determina el RCTON (CTON/Ventas) se observan los diferenciales entre activo, pasivos e ingresos de actividades ordinarias. Es indicador queda expresado como porcentaje y como promedio de días de operación.

Cabe destacar los valores negativos que alcanza el Capital de Trabajo Neto (CTON) en cada período observado con excepción del período 2015. Según el los análisis razonados de la empresa para cada trimestre, esta situación de Capital de trabajo negativo es temporal y no material dado el adecuado nivel de liquidez de la compañía.

Por lo tanto, para efectos de la proyección en Inversión de Capital de Trabajo para Endesa, se estima que este tiende a cero. Esto es consistente con la

información presentada en el análisis razonado de Endesa para el período junio 2016, ya que el capital de trabajo disminuye considerablemente con respecto al cierre de diciembre 2015, observándose el efecto de tendencia a cero del capital de trabajo.

La evolución de los principales indicadores financieros es la siguiente:					
Indicador	Unidad	jun-16	dic-15	Variación	% Variación
Liquidez Corriente	Veces	0,95	0,68	0,27	40%
Razón Acida	Veces	0,89	0,63	0,26	41%
Capital de Trabajo	MM\$	-28.007	-433.192	405.185	-94%

8.4 Depreciación y amortización proyectados

Depreciación, Amortización y pérdida por deterioro	P 2016 MM\$	P 2017 MM\$	P 2018 MM\$	P 2019 MM\$	P 2020 MM\$	P 2021 MM\$
Depreciaciones	123.337	123.337	123.337	123.337	123.337	123.337
Amortizaciones	1.499	1.499	1.499	1.499	1.499	1.499
Total	124.835	124.835	124.835	124.835	124.835	124.835

8.5 Identificación de activos prescindibles

Los activos prescindibles de la empresa a diciembre 2015 son aquellos que agregan valor económico a pesar de no estar destinados al negocio principal de la empresa, estos:

- Otros Activos Financieros: Corresponden a Inversiones a mantener hasta el vencimiento, presentan un saldo de MM\$ 1.011.
- Activos intangibles distintos de plusvalía: Corresponden a la valorización de la relación contractual de suministro de energía con los clientes. Esta cuenta registra la Servidumbre, Derechos de Agua, Patentes, Marcas y Programas informáticos. Con un saldo de MM\$ 21.905

8.6 Flujo de Caja Libre Proyectado

Se proyecta el flujo de caja para el período 2016 a 2021, el año 2021 será utilizado para estimar el valor terminal:

***Escenario 1:** Se mantiene el supuesto de considerar las ganancias procedentes de operaciones discontinuadas.*

Proyección FCL	P 2016 MM\$	P 2017 MM\$	P 2018 MM\$	P 2019 MM\$	P 2020 MM\$	P 2021 MM\$
Utilidad	808.912	838.962	890.413	949.041	1.016.933	1.080.816
Ajustes						
Depreciación y Amortización	124.836	124.836	124.836	124.836	124.836	124.836
Ingresos financieros después de impuestos	-175	-171	-171	-171	-171	-171
Gastos financieros después de impuestos	85.293	83.576	83.576	83.576	83.576	83.576
Otras ganancias (pérdidas) no operacionales	-2.991	-2.931	-2.931	-2.931	-2.931	-2.931
Diferencia de cambio	53.880	53.880	53.880	53.880	53.880	53.880
Resultado por unidades de reajuste	-3.600	-3.600	-3.600	-3.600	-3.600	-3.600
Flujo de Caja Bruto	1.066.154	1.094.551	1.146.001	1.204.629	1.272.522	1.336.405
Inversión de reposición	-316.504	-325.965	-338.599	-353.014	-369.685	-385.637
Nueva inversión	-90.350	-90.350	-90.350	-90.350	-90.350	0
Capital de trabajo	0	0	0	0	0	0
Flujo de Caja Libre (FCL)	659.300	678.236	717.053	761.265	812.487	950.768
Valor Terminal (VT)	0	0	0	0	10.435.722	
FCL + VT	659.300	678.236	717.053	761.265	11.248.209	

Escenario 2: No se consideran las ganancias procedentes de operaciones discontinuadas.

Proyección FCL	P 2016 MM\$	P 2017 MM\$	P 2018 MM\$	P 2019 MM\$	P 2020 MM\$	P 2021 MM\$
Utilidad	397.722	427.773	479.223	537.851	605.743	669.627
Ajustes						
Depreciación y Amortización	124.836	124.836	124.836	124.836	124.836	124.836
Ingresos financieros después de impuestos	-175	-171	-171	-171	-171	-171
Gastos financieros después de impuestos	85.293	83.576	83.576	83.576	83.576	83.576
Otras ganancias (pérdidas) no operacionales	-2.991	-2.931	-2.931	-2.931	-2.931	-2.931
Diferencia de cambio	53.880	53.880	53.880	53.880	53.880	53.880
Resultado por unidades de reajuste	-3.600	-3.600	-3.600	-3.600	-3.600	-3.600
Flujo de Caja Bruto	654.964	683.362	734.812	793.440	861.332	925.215
Inversión de reposición	-316.504	-325.965	-338.599	-353.014	-369.685	-385.637
Nueva inversión	-90.350	-90.350	-90.350	-90.350	-90.350	0
Inversión en Capital de trabajo	0	0	0	0	0	0
Flujo de Caja Libre (FCL)	248.110	267.046	305.863	350.076	401.298	539.578
Valor Terminal (VT)	0	0	0	0	5.922.464	
FCL + VT	248.110	267.046	305.863	350.076	6.323.762	

Para el año 2021, se otorga el supuesto de que el FCL no considera nuevas inversiones ni tampoco considera inversión en capital de trabajo, sólo se considerar la inversión en reposición la cual homologará el desembolso por depreciación.

Cabe destacar el aumento importante en la demanda de electricidad, generación y capacidad instalada que se estima para los próximos años, según fuentes confiables como CNE, CDEC-SIC y CDEC-SING.

IX. Valoración Económica de la empresa y su precio de acción

9.1 Valoración económica de ENDESA, por Flujo de Caja Descontado

Al 31 de diciembre del 2015, la valoración económica de la empresa es la siguiente:

ESCENARIO 1		ESCENARIO 2	
Concepto de valoración	MM\$	Concepto de valoración	MM\$
Tasa Costo de Capital	9,111%	Tasa Costo de Capital	9,111%
Valor Actual Neto Operacional	9.536.627	Valor Actual Neto Operacional	5.023.370
+Activos prescindibles	21.917	+Activos prescindibles	21.917
+Caja	37.425	+Caja	37.425
= Valor Económico de los Activos	9.595.969	= Valor Económico de los Activos	5.129.782
- Deuda Financiera	-945.119	- Deuda Financiera	-945.119
=Patrimonio Económico	8.650.850	=Patrimonio Económico	4.184.662

- Para efectos de la valoración económica se considerará el escenario nº1, debido a que representa de una manera más asertiva la realidad de la empresa, esto es por el hecho que las operaciones discontinuadas se siguen reflejando en los EEFF consolidados del primer y segundo trimestre de Endesa.
- El valor de activos es el flujo descontado del período 2016 a 2021. Por otra parte, el valor de perpetuidad es obtenido a partir del saldo de flujo de caja del año 2021. Las nuevas inversiones en activo fijo estarán en operación el año 2020 por ello que a partir del año 2019 se asumirá un nivel constante del flujo de caja sin oportunidades de crecimiento.
- El saldo obtenido se debe en parte a la reestructuración que se generó a partir del spin-off de la empresa, por lo que está en un período de cambios y

transición. Es importante destacar que el proceso de reestructuración podría seguir progresando radicalmente debido a que los directores de Enersis, Endesa y Chilectra, controladas por la empresa italiana Enel, citaron a junta de accionistas en a fines de julio 2016, para votar el cambio de razón social de las compañías Enel Chile, Enel Generación Chile y Enel distribución Chile, respectivamente. En hechos esenciales enviados a la SVS las compañías señalaron que la junta de accionistas se realizará el 4 de octubre de 2016.¹¹

- Finalmente se tienen los activos prescindibles que están relacionados a activos que no generan flujo operacional, son activos con registro contable pero que no son parte de la estrategia u operación de la empresa.

¹¹ *“Enersis, Endesa y Chilectra cambiarán de nombre para unificarse bajo marca Enel”* - Diario La Tercera, Fecha publicación: 31 de Julio del 2016.

9.2 Valoración del precio de la acción

Conceptos de Valoración	MM\$
Patrimonio Económico	8.650.850
Cantidad de acciones Dic-2015	8.201.755
Precio por acción estimado (\$)	948,09
Precio Bolsa al 31/12/2015	878,61
Valoración respecto precio bolsa	7,9%

- El precio de la acción de ENDESA al 31 de diciembre del 2015 resulta \$ 948,09. Este valor corresponde a la proyección de flujo de caja aplicado la tasa de descuento antes calculada, obteniendo el valor económico de la empresa.
- El precio real de la acción según la plataforma Bloomberg al 31 de diciembre de 2015 es de \$878,61. Lo anterior, indica que el precio de la acción se encuentra un 7,9% sobre el precio de cierre al 31 de diciembre del 2015, lo que equivale a una diferencia de \$ 69,48.
- Al 29 de julio de 2016, el precio de la acción es de \$ 597,61. Este precio es producto del Spin-Off que tuvo lugar el 18 de abril de 2016, incluyéndose en él las transacciones relativas a la empresa Endesa como un ente particular.
- Cabe destacar que por la incertidumbre generada alcanzo un precio mínimo de \$ 580,7 transado en la bolsa de comercio. Sin embargo, como varias de las corredoras de bolsa lo indican en sus informes semanales de carteras recomendadas, se espera que el precio objetivo para Endesa-CH bordee los \$ 700. Lo anterior, producto de las inversiones en sus centrales (Bocamina), venta de su participación en GNL Quintero, la reorganización de los activos,

y los resultados financieros positivos que permiten proyectar resultados sobre las estimaciones del mercado. (Ver sección de anexos, Recomendación de Acciones).

- Por lo tanto se puede establecer que la valoración económica realizada para Endesa están acorde con las expectativas del mercado hasta antes de producirse la reestructuración societaria (abril 2016). Esto fue obtenido por medio de las cifras financieras 2015, proyectos de inversión y estimaciones a largo plazo (generación, capacidad instalada y ventas) revisadas en el presente trabajo.

X. Conclusiones

En el presente trabajo se realizó la valoración económica de la empresa ENDESA, utilizando el método de Flujo de Caja Descontado, para poder obtener el valor de la empresa fue necesario establecer los siguientes puntos: en primer lugar la estimación de la tasa de Costo de Capital de la empresa, luego realizar la Proyección del Estado de Resultado, adicionalmente analizar y proyectar los desembolsos de Inversión de la empresa (principalmente inversiones operacionales en el activo fijo) y su nueva estructura luego de la reorganización efectuada a cierre 2015.

La tasa de descuento para los flujos de caja fue obtenida del Costo de Capital el cual resulta un valor de 9,11%, la cual es concordante con una empresa en etapa madura como lo es Endesa. La proyección del Estado de Resultado y de las Inversiones, se realizó en base a la información de la empresa (Estados Financieros, Memoria Anual, Presentaciones a Accionistas) y con información de mercado (CNE, CDE, Ministerio de Energías, Generadoras de Chile y/o publicaciones de empresas con interés en el mercado eléctrico).

Los datos obtenidos, traídos a valor presente (31 de diciembre de 2015), nos dan un resultado de \$948,09 el precio de acción estimado para Endesa. Para el mismo período, el precio de la acción tranzado en la bolsa de Comercio de Santiago resulta de \$878,61. Esto quiere decir, que el precio de la acción

estimada es mayor en un 7,9% (\$ 69,48) con respecto al valor real tranzado. La explicación a esta diferencia o sobrevaloración es producto de varios factores tales como:

- El valor terminal o residual de la empresa se proyecta de manera conservadora, es decir, sin oportunidades de crecimiento.
- Producto del Spin-off el valor de la empresa Endesa-CH cae ya que se subdividen en dos acciones (a partir del 1 de marzo del 2016 nace la empresa Endesa Américas), lo que impacta en la separación de los precios de la acción, este efecto debe ser considerado valoraciones futuras.
- La especulación al alza por parte del mercado, debido a la reorganización societaria, a raíz del período de transición para regularizar las operaciones.

Es importante destacar que se toma una posición conservadora para la proyección de la empresa (se realizan varios supuestos de conservación de valores y repetir escenarios del cierre 2015) y del sector eléctrico, sin embargo, cabe señalar que Endesa se encuentra en una etapa de fuertes inversiones en activo fijo (Los Cóndores, Línea Renaico-Bureo y Punta Alcalde) y que el mercado eléctrico nacional cambiará a partir de esta inversión. La conexión de ambos sistemas (SING y SIC) no sólo es una inversión empresarial sino que también forma parte de una estrategia país que permitirá alcanzar mayor productividad.

Bibliografía

1. Berstein, G. Bitrán, A. Jadresic y M. Tokman. 2013, julio. Agenda para impulsar las inversiones en generación eléctrica de base en el SIC. Primer informe. Confederación de la producción y el comercio (CPC), Santiago de Chile.
2. Berstein, G. Bitrán, A. Jadresic y M. Tokman. 2013, octubre. Agenda para impulsar las inversiones en generación eléctrica de base. Segundo informe. Confederación de la producción y el comercio (CPC), Santiago de Chile.
3. Boletín del Mercado Eléctrico Generadoras de Chile, período 2010 a 2015. Santiago de Chile.
Fuente: <http://generadoras.cl/category/generacion-electrica/boletines/>
4. CADE. 2011, noviembre. Informe de la comisión asesora de desarrollo Eléctrico (CADE). Santiago de Chile.
5. CDEC-SING. 2015. Anuario y Estadísticas de Operación 2015. Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC-SING). Santiago de Chile. Fuente: http://www.cdec-sing.cl/html_docs/anuario2015/sing.html
6. CDEC-SIC. 2015. Anuario y Estadísticas de Operación 2015. Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC). Santiago de Chile. Fuente: http://www.cdecsic.cl/wp-content/uploads/2016/04/CDECSIC_2015.pdf?accb3a

7. Central de energía. Central de información y discusión de energía en Chile. Autoridad – Coordinación.
Fuente: <http://www.centralenergia.cl/actores/autoridad-energia-chile/>
8. CNE. Fijación De Precios De Nudo De Corto Plazo De Abril 2016, Informe Técnico Mensual Marzo 2016. Comisión Nacional de Energía (CNE). Santiago de Chile.
Fuente: <http://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precio-nudo-corto-plazo/>
9. Fabra, N, J.P. Montero y M. Reguant. 2014, enero. La competencia en el Mercado Eléctrico Mayorista en Chile. Editorial Andrés Bello.
10. Maqueira, C. 2009. Finanzas Corporativas: teoría y práctica. Tercera Edición. Santiago de Chile.
11. Ministerio de Energía. Centrales Generación en Construcción al 31 de Marzo de 2016, Proyectos en construcción e ingresados a SEIA Marzo 2016.
Fuente: http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/despensa_marzo_2016_web_0.pdf

Anexos

Recomendación de Acciones

Diversas empresas de inversiones realizan informes semanales o mensuales de sus carteras recomendadas para invertir. En esta ocasión se citarán diversas recomendaciones (abstractos) respecto de la empresa Endesa Chile indicando el precio objetivo que se espera alcanzar:

Bci mantiene recomendación de "sobrepoderar" Endesa

"Recomendamos Sobreponderar la acción, considerando su incremento en generación eficiente en el SIC, su posición relativa más favorable en proceso de licitaciones con distribuidoras y el positivo potencial de crecimiento en flujos en Colombia", escribe Bci sobre Endesa en su reporte de recomendaciones para 2016. "En el mediano plazo, estimamos que Colombia irá incrementando su aporte a la generación de Ebitda de manera tendencial, gracias a la incorporación de El Quimbo (hidro – 400 MW) con impacto en generación de flujos relevante, cuyo efecto a nivel de generación de Ebitda se comenzará a notar plenamente durante el 2016, luego de que El Quimbo entrara en operación comercial durante noviembre del 2015". Otro punto que destaca la corredora es el triunfo de Mauricio Macri como presidente de Argentina, el que podría conllevar un cambio tarifario en el mercado energético trasandino, por lo que esperan noticias durante el año. Con todo, su proyección es que el Ebitda se ubique en \$1.177.068 millones y \$1.198.655 millones para 2015 y 2016, respectivamente. "La pauta estará marcada por bajos costos marginales y bajos

costos de operación en el SIC, lo que se verá compensado por la operación en Colombia, donde factores relacionados a la depreciación del tipo de cambio afectarán mejora operacional de la mano de la incorporación de El Quimbo", escriben.

Fecha: 12-12-2015

Precio objetivo: \$1.060 >> \$1.000

Scotiabank mejora recomendación de Endesa

La decisión responde a los mejores términos anunciados el jueves para la reorganización societaria de su matriz, Enersis, que incluyen un precio de \$285 por acción para la OPA eventual por Endesa Américas, si la fusión de los activos internacionales finalmente no se concreta, un compromiso de devolución de los impuestos en que incurra Endesa Chile producto de la operación y un aumento del derecho a retiro en Enersis Américas, en caso de fusión, al 10,00%. "Como resultado, tanto la división como las posteriores fusiones contenidas en el plan de Enel se ven muy cerca de ser aprobadas", dijo Scotiabank. Las juntas de accionistas de Enersis, Endesa Chile y Chilectra votarán estas propuestas este viernes, a partir de las 10.00 horas. "La propuesta mejorada se suma a las mejores noticias por el lado de los fundamentales: un peso chileno débil (y viento de cola para la mejora del Ebitda de las unidades en Chile), las sólidas tendencias de precios de la energía en Colombia, las expectativas de mayores ingresos en Argentina y un escenario de

menores precios del gas y del petróleo", enfatizó. A pesar de la fuerte alza de 5,57% que anotó la acción el jueves, a \$850,18, los niveles de valoración todavía se ven atractivos para el banco: "un múltiplo EV/Ebitda ajustado de 7,6x para 2017E, un elevado 58% de descuento récord en relación al valor de reposición y un récord mínimo de US\$ 1,0 millón de valor empresa en relación a los MW ajustado".

Fecha: 18-12-2015

Precio objetivo: \$890 >> \$980

Banchile Inversiones¹²

“Endesa Chile - Compañía anuncia la venta de su participación en GNL Quintero; Positivo para la utilidad neta de 2016. Endesa Chile anunció la venta de su participación de 20% de GNL Quintero por la suma de US\$ 200 millones a Enagás Chile. La transacción debería concretarse durante el 2S16. Esperamos una reacción moderadamente positiva en el precio de la acción ante esta noticia. A pesar de que los medios de prensa ya habían adelantado que esta transacción podría ocurrir, la suma de US\$ 200 millones pareciera ser un buen precio para Endesa Chile, a primera vista, debido a: (i) En 2013 la empresa Terminal de Valparaíso (51% de propiedad de Enagás) desembolsó una suma de US\$ 352 millones por el 40% de participación en GNL Quintero; y (ii) Endesa Chile espera reportar, solo por esta transacción, una utilidad neta de

¹² Informe Semanal N° 926, Departamentos de estudios, Banchile Inversiones. Fecha 10-06-2016

US\$ 139 millones, lo que impactaría en +29% a nuestra estimación de utilidad neta para 2016 de US\$ 483 millones. Además, en otro comunicado enviado por Enersis Chile, anunciaron que, por motivo de esta transacción, esa compañía debería reportar una ganancia extra de US\$ 83 millones en la utilidad neta de 2016.”

Recomendación: Comprar

Precio Objetivo: \$700

BICE Inversiones¹³

“Luego del spin off, Endesa pasó a denominarse Endesa Chile, y los accionistas recibieron igual número de acciones de una nueva sociedad llamada Endesa Américas. En el caso de Endesa Chile, la sociedad quedó con los activos de Endesa en el país. Esperamos que esta compañía entregue un menor riesgo y mayor retorno por dividendos que Endesa Américas, lo que compensa el menor crecimiento implícito.”

Recomendación: Comprar

Precio Objetivo: \$720

Sura¹⁴

“Es importante mencionar que para el cambio de carteras de esta semana, hemos decidido –luego de la reestructuración de las empresas Enersis y

¹³ Carteras Recomendadas, Renta Variable Local. BICE Inversiones. Fecha: 27-07-2016.

¹⁴ Portfolio Acciones Recomendadas. Corredores de Bolsa Sura. Fecha: 27-04-2016.

Endesa y el debut de cotización de sus papeles en la Bolsa de Comercio, el pasado 21 de abril, donde comenzaron a transar como Endesa-CH y Endesa-AM y Enersis-CH y Enersis-AM–, mantener tanto a Enersis Chile como a Enersis Américas dentro de nuestras carteras recomendadas de 5 y 10 acciones, por lo que por el momento éstas quedarán con 6 y 11 acciones, respectivamente. Lo anterior, debido a que creemos que el mejor vehículo de inversión es a través de Enersis (hoy Enersis-CH y Enersis-AM) basándonos en el valor fundamental de los activos y en las perspectivas de crecimiento que hay para cada mercado, donde vemos un descuento importante en la valorización de Enersis respecto a Endesa, incluso antes de que se materializara la división. Hay que considerar también, que aún faltan procesos por llevarse a cabo que son relevantes para lo que suceda con estas compañías en el futuro. Uno de éstos, corresponde a la Junta de Accionistas –prevista para tres meses más– donde se votará a favor o en contra del proceso de fusión de Enersis Américas con Endesa Américas, lo que afectaría el valor de la inversión. De aprobarse, los accionistas que aún tengan inversiones en Enersis Américas tendrán dos opciones de desinversión: vender las acciones a precio de mercado o acogerse al derecho a retiro, que correspondería hasta un 10% de las acciones de esta compañía al precio promedio de los primeros 90 días de transacciones. Pero esta última opción solo podrían llevarla a cabo los accionistas disidentes, es decir, aquellos que hayan asistido a la Junta y que hayan votado en contra del proceso de fusión.”

Security¹⁵

“Basamos nuestra visión en el panorama de bajos costos que ha enfrentado el negocio de generación en Chile en la primera parte de 2016, con el retorno de capacidad eficiente en el caso de Endesa tras la normalización en la operación de Bocamina (370 MW a carbón). La empresa además cuenta con disponibilidad de gas natural licuado para optimizar su generación térmica.”

LarrainVial¹⁶

LarrainVial actualizó su cobertura Endesa Chile. La corredora redujo el precio objetivo de \$760 a \$ 730, aunque mantuvo la recomendación en ‘comprar’. La corredora dijo que "existen proyecciones positivas a corto plazo, basadas en los altos niveles de contrato hasta 2020, en un contexto de bajos costos marginales", y agregó que mientras los contratos regulados comiencen a expirar, se estima que serán renovados a un precio más alto que los US\$ 55 por MWh que promedian en la actualidad. Esto se complementa con el plan de reducción de gastos como la optimización de contratos de operación y mantenimiento, y la reducción de personal, lo que debería contribuir anualmente en US\$ 50 millones al Ebitda de Endesa Chile. El banco de inversión pronosticó precios promedio de US\$ 65 por MWh para la licitación de 12.430 GWh/año del próximo 27 de julio, aunque advirtió que no cree que ese sea el precio de largo plazo para la energía en el país. "Es probable que aumente luego del proceso

¹⁵ Carteras Accionarias Security. Departamento de estudios. Inversiones Security. Fecha: 07-07-2016

¹⁶ Recomendación de Acciones. Endesa Chile. El Mercurio Inversiones. Fecha 21-07-2016.

Fuente: <http://www.elmercurio.com/inversiones/herramientas/recomendaciones.aspx>

de licitación, cuando se necesiten nuevas instalaciones y la industria minera comience a potenciarse otra vez", llegando a partir de 2023 a precios cercanos a US\$ 75 por MWh. En ese escenario, el crecimiento de Endesa Chile podría venir de las plantas a gas natural (Taltal, de 200 MW; Quintero, de 200 MW; y GasAtacama, de 750 MW).

Recomendación: Comprar

Precio Objetivo: \$ 760 - \$ 730

JP Morgan¹⁷

“El fenómeno de La Niña, que se espera que llegue entre 2017 y 2018, sería el principal motivo por el que JPMorgan no estaría apostando por las acciones de Endesa Chile. "Hemos modelado algunos impactos de La Niña (menor generación hidroeléctrica, sustituida por térmica), dadas las previsiones meteorológicas de que el fenómeno puede instalarse en 2017-18, lo cual nos lleva a degradar las acciones de Endesa Chile de sobreponderar a neutral", dijo el banco en un informe. Esto se uniría, en las proyecciones de JPMorgan, a que las acciones de Enersis Chile tendrían mayor descuento que las de Endesa Chile, lo cual haría menos atractivas a estas últimas.”

Recomendación: Neutral

Precio Objetivo: \$ 710

¹⁷ Recomendación de Acciones. Endesa Chile. El Mercurio Inversiones. Fecha 25-05-2016.
Fuente: <http://www.elmercurio.com/inversiones/herramientas/recomendaciones.aspx>

Descripción del financiamiento de la empresa

	Observaciones
Bono	Serie H
Nemotécnico	BENDE-H
Fecha de emisión	15 de Octubre de 2003
Valor nominal	4.000.000 CLF
Moneda	CLF
Tipo de colocación	Nacional
Fecha de vencimiento	15 de Octubre de 2028
Tipo de bono	Francés
Tasa cupón (Kd)	6,20%
Periodicidad	25 años
Número de pagos	50
Período de gracia	1 Semestre
Motivo de la emisión	Sustitución de pasivos de corto y largo plazo
Clasificación de Riesgo	AA (Feller Rate)
Tasa de colocación el día de la emisión (Kb)	6,20%
Precio de venta el día de la emisión	4.000.000 CLF
Valor de mercado	100%

	Observaciones
Bono	Serie M
Nemotécnico	BENDE-M
Fecha de emisión	15 de Diciembre de 2008
Valor nominal	10.000.000 CLF
Moneda	CLF
Tipo de colocación	Nacional
Fecha de vencimiento	15 de Diciembre de 2029
Tipo de bono	Francés
Tasa cupón (Kd)	4,75%
Periodicidad	20 años
Número de pagos	42
Período de gracia	20 Semestre.
Motivo de la emisión	Sustitución de pasivos de corto y largo plazo
Clasificación de Riesgo	AA (Feller Rate)
Tasa de colocación el día de la emisión (Kb)	4,81%
Precio de venta el día de la emisión	10.000.000 CLF
Valor de mercado	100%

	Observaciones
Bono	Serie N
Nemotécnico	BENDE-N
Fecha de emisión	15 de Diciembre de 2008
Valor nominal	10.000.000 CLF
Moneda	CLF
Tipo de colocación	Nacional
Fecha de vencimiento	15 de Diciembre de 2018
Tipo de bono	Bullet
Tasa cupón (Kd)	4,70%
Periodicidad	10 años
Número de pagos	1
Período de gracia	19
Motivo de la emisión	Sustitución de pasivos de corto y largo plazo
Clasificación de Riesgo	AA (Feller Rate)
Tasa de colocación el día de la emisión (Kb)	4,70%
Precio de venta el día de la emisión	10.000.000 CLF
Valor de mercado	100%