



VALORACIÓN DE EMPRESAS EN EL GENERACION S.A. Mediante Métodos de Flujo de Caja Descontado

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

**Alumno: Alejandro Lagos
Profesor Guía: Aldo Bombardiere**

Santiago, Mayo 2018

Dedicatoria:

Después de finalizar con éxito esta especialización y fuente de crecimiento profesional, es necesario reconocer a aquellos que me apoyaron durante todo este periodo. Principalmente agradecer a mi familia por el apoyo incondicional entregado diariamente hasta culminar este proceso.

Así mismo, agradecer a todo el equipo académico del Programa Magister en Finanzas de la Universidad de Chile por su calidad docente, su disposición a atender las consultas y el soporte durante esta última etapa de titulación.

Tabla de Contenidos

Dedicatoria:.....	2
Tabla de Contenidos.....	3
Tabla de Figuras.....	5
Índice de Tablas.....	6
I. RESUMEN EJECUTIVO.....	7
II. METODOLOGIA DE TRABAJO.....	8
2.1 Metodología utilizada: Método de Flujos de Caja Descontados.....	8
2.2 Metodología de múltiplos o comparables.....	10
III. Descripción de la Empresa e Industria.....	12
3.1 ENEL GENERACIÓN S.A.....	12
3.1.1 Tipo de Operación:.....	12
3.1.2 Filiales (controladas directa o indirectamente):.....	13
3.1.3 Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos:.....	16
3.2 Sector de Generación Eléctrica.....	18
3.2.1 Funcionamiento del Mercado Energético Chileno.....	20
3.2.2 El Sistema Interconectado Central (SIC):.....	25
3.2.3 El Sistema Interconectado Norte Grande.....	27
3.3 Participación de los Generadores:.....	29
IV. Estimación de la Estructura de Capital de la Empresa.....	31
V. Calculo Beta Patrimonial con Deuda de la Acción.....	34
5.1 Método.....	34
5.2 Resultados.....	34
VI. Estimación del Costo de Capital (k_0):.....	35
6.1 Costo de la Deuda (k_b).....	35
6.2 Beta de la Deuda (β_b):.....	35
6.3 Beta de la Acción ($\beta_p^{C/D}$):.....	36

6.4	Beta Patrimonial Sin Deuda $(\beta_p^{S/D})$	37
6.5	Beta Patrimonial Con deuda $(\beta_p^{C/D})$	38
6.6	Costo Patrimonial (k_p)	38
6.7	Costo de Capital (k_0) o WACC:	39
VII.	Análisis Operacional del Negocio e Industria.....	41
7.1	Visión del dueño, estrategia del Directorio y la Administración.....	41
7.2	Análisis de Crecimiento	43
7.3	Tasas de crecimiento reales industria, 2013 a Septiembre 2017.....	48
7.4	Perspectivas de crecimiento industria, 2017 a 2021 (estudios externos).....	48
7.5	Análisis de Costos de Operación	51
7.6	Análisis de Cuentas No Operacionales.....	52
7.7	Análisis de Activos	53
7.7.1	Activos Operacionales.....	53
7.7.2	Activos No Operacionales.....	53
VIII.	Proyección de los Estados de Resultados	55
8.1	Supuestos de los efectos del mercado y las inversiones en los flujos proyectados:.....	58
IX.	Proyección de Flujos de Caja Libre y Valoración Económica.....	59
9.1	Flujo de Caja proyectado:.....	59
9.1.1	Depreciación del ejercicio y amortización de intangibles:	60
9.2	Estimación de Inversión de Reposición.....	61
9.2.1	Método para obtener ratio de Inversión de Reposición.....	62
9.3	Nuevas Inversiones.	62
9.4	Estimación de inversión en Capital de Trabajo Operativo Neto (CTON).....	64
9.5	Identificación de Activos Prescindibles	66
9.6	Resumen de Valoración Económica.....	67
9.7	Conclusión de la valoración por flujo de caja descontado.....	68
X.	Conclusiones	69
XI.	ANEXOS	70
11.1	ANEXO 1: Esquema Geográfico del Sistema Eléctrico Nacional.....	71
11.2	ANEXO 2: Evolución del Costo Marginal SIC. -	74

11.3 ANEXO 3: Evolución del Costo Marginal SING. –	75
11.4 ANEXO 4: Principales Métodos de Valoración	76
11.5 ANEXO 5: Descripción de Bonos vigentes de ENEL GX.....	78
11.6 ANEXO 6: Proyectos en Construcción e Ingresados al SEIA a Septiembre 2017:.....	80
XII. Referencias:.....	82

Tabla de Figuras

Figura 1: Malla de Relaciones Patrimoniales	17
Figura 2: Operación Real: Diariamente se realiza el despacho efectivo	22
Figura 3: Traslados entre empresas generadoras al Costo Marginal	22
Figura 4: Tipología de Clientes	23
Figura 5: Oferta y Demanda en el Sistema Interconectado Central (SIC)	25
Figura 6: Estacionalidad en el costo marginal del SIC.	26
Figura 7: Origen de la Capacidad Instalada a Septiembre 2017	28
Figura 8: Cotización del Bono de Largo Plazo de ENEL GX (Fuente: Reuters)	40

Índice de Tablas

Tabla 1: Ficha de la empresa ENEL Generación Chile S.A.	12
Tabla 2: Resumen de participaciones económicas directas e indirectas:	15
Tabla 3: Asociadas y Control Conjunto:	16
Tabla 4: Mayores Accionistas:	17
Tabla 5: Participación de empresas generadores en el SICA en Septiembre 2017 (Fuente: Coordinador Electrico Nacional).	29
Tabla 6: Participación de empresas generadores en el SING en Septiembre 2017 (Fuente: Coordinador Electrico Nacional).	29
Tabla 7: Centrales generadoras de ENEL Generación Chile (Capacidad instalada (MW))	30
Tabla 8: Evolución de la estructura de capital por período:	33
Tabla 9: Evolución anual de tasas de Impuesto a la Renta:	37
Tabla 10: Crecimiento de Ventas ENEL Generación versus Generación Bruta Nacional:	45
Tabla 11: Porcentajes de crecimiento históricas por línea de negocio:	45
Tabla 12: Proyección Generación y Ventas de electricidad (GWh) y Market Share de ENEL:	47
Tabla 13: Extracto de proyección de crecimiento para la demanda por energía eléctrica (consultores CNE), entre 2014 y 2028. Con escenario Bajo 4,2% y 4,6% SIC – SING:	50
Tabla 14: Extracto de proyección de crecimiento del consumo de energía eléctrica (consultores CNE), entre 2013 y 2022. SIC – SING-SSMM:	50
Tabla 15: Activos operacionales de ENEL Generación Chile:	53
Tabla 16: Plusvalía (Fuente: EEFF al 30/ Septiembre/ 2017):	54
Tabla 17: Porcentajes en estructura de costos operacionales utilizados en la proyección de los costos de ENEL Generación.	56
Tabla 18: Estados de Resultados Proyectados entre 31 de Septiembre 2017 (Q4) hasta 2022.	57
Tabla 19: Estados de Resultados Proyectados entre 31 de Septiembre 2017 (Q4)	60
Tabla 20: Ajustes y reversiones sobre los Estados de Resultados Proyectados	61
Tabla 21: Estimación del Capex/Ventas como proxy de la inversión de reposición	61
Tabla 22: Nuevas Inversiones - Central Hidráulica Los Cóndores – ENEL GX (M = Miles)	63
Tabla 23: Cálculo del RCTON para proyección de los CTON del Flujo de Caja Libre	64
Tabla 24: Cálculo del CTON proyectado año a año entre 2018 y 2022	65
Tabla 25: Flujo de Caja Libre incluyendo las inversiones de reposición, en nuevo capital físico y los incrementos (van restando) o disminuciones (van sumando) de CTON	65
Tabla 26: Flujo de Caja Libre más Valor Terminal, a llevar a moneda a Septiembre 2017	67
Tabla 27: Cuadro resumen de Valoración Económica y Precio estimado de la acción	67
Tabla 28: Datos del cálculo y tasas de descuento	68
Tabla 29: Precios reales en pesos (CH\$) de la acción ENEL Generación, y diferencia en % respecto a precio calculado en la valoración.	68

I. RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo del presente estudio es realizar la valoración económica de la empresa ENEL GENERACIÓN CHILE S.A. Y FILIALES (Ex - EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.), al 30 de Septiembre de 2017, mediante el método de flujos de caja descontados.

Para la valoración de la empresa se consideró la información financiera pública histórica de 5 años, desde el 2013 al cierre de cada período, inclusive hasta el 30 de Septiembre de 2017, que es luego utilizada para estimación y proyección de flujos de cajas futuros a cinco años plazo. Estos flujos proyectados son descontados a la tasa de costo de capital (WACC) calculada conforme a Metodología M&M (1963) y posteriormente se traen a valor presente. Así se obtiene el valor económico de la empresa y el precio de la acción de ENEL GENERACION S.A, estimado para el 30 de septiembre de 2017:

Con el método de flujos de caja descontados se obtiene un precio estimado por acción de \$ 559,32 al 30 de Septiembre de 2017.

El precio real al viernes 29 de Septiembre de 2017 fue de \$ 558,84. El precio observado al día hábil siguiente, lunes 02 de Octubre de 2017 fue de \$ 567,84 y el precio al día viernes de la semana siguiente, 06 de Octubre de 2017 fue de \$ 572,69.

II. METODOLOGIA DE TRABAJO

2.1 Metodología utilizada: Método de Flujos de Caja Descontados

El método de Flujo de Caja Descontado, en adelante FCD, está dentro de las metodologías más científicas y teóricamente precisas para realizar una valoración, porque está relacionada con la utilidad y el crecimiento del negocio que está siendo evaluado.

Así, mientras la valoración por FCD es sólo una de las técnicas para valorar firmas y unas de las metodologías más utilizadas, ésta corresponde al punto de partida para construir cualquier otro método de valoración. Para realizar valoraciones comparativas de manera correcta, debemos entender los fundamentos tras la valoración por FCD. Para aplicar valoración por Opciones, generalmente debemos comenzar por descontar flujos de caja. Esta es la razón de porqué gran parte de la literatura se centra en discutir los fundamentos tras el Flujo de Caja Descontado. Cuando se logra entender estos fundamentos, se está capacitado para analizar y utilizar otras metodologías.¹

En un FCD, los flujos de caja libre son modelados sobre un horizonte de tiempo determinado (período explícito de proyección) y luego descontados para reflejar su valor presente. Además de estos flujos de caja, éste valor debe ser determinado para flujos de caja generados más allá del horizonte de proyección, comúnmente llamado “valor terminal” o “perpetuidad” (período implícito de proyección). Entonces, un FCD será altamente sensible a la tasa de descuento.

A pesar de la rigurosidad de los fundamentos teóricos, los parámetros de valoración incluidos a través de una metodología de FCD son principalmente proyecciones de largo plazo, las cuales intentan modelar los números de una compañía, los factores específicos de una industria y las tendencias macroeconómicas que ejerzan ciertos grados de variabilidad en los resultados de una compañía.

El componente del valor terminal en un FCD generalmente representa la mayor parte del valor implícito final y es extremadamente sensible a los efectos acumulativos de los supuestos operacionales que subyacen a las proyecciones. En consecuencia, las proyecciones de largo plazo

¹ Aswath Damodaran. "Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset". 2nd Edition (2002), 382p.

y la elección del valor de un múltiplo final de salida y/o la tasa de crecimiento perpetuo, ocupan un rol fundamental en determinar el valor de la compañía bajo análisis.

En la valoración basada en descuento de flujos se determina una tasa de descuento adecuada para cada tipo de flujo de fondos. La determinación de la tasa de descuento es uno de los puntos más importantes. Se realiza teniendo en cuenta el riesgo, las volatilidades históricas y, en la práctica, muchas veces el descuento mínimo exigido lo marcan los interesados, ya sea compradores o vendedores no dispuestos a invertir o vender por menos de una determinada rentabilidad, etc.

En general, cuando hablamos de la determinación de una tasa de descuento para descontar los flujos de la empresa (en su parte operativa), en un contexto de una valoración por el método de FCD, hablamos del costo de capital (tasa de los activos). Esta tasa se calcula frecuentemente como un promedio ponderado entre el costo de la deuda (k_b) y la rentabilidad exigida por los accionistas, que se le denomina con frecuencia costo patrimonial (k_p). Así, al calcular el costo de capital de esta manera, se le da el nombre de "WACC" (costo de capital promedio ponderado en sus siglas en inglés). El WACC es la tasa a la que se deben descontar los Flujos de Caja Libre Totales para obtener el valor total de una empresa (en su parte operativa), que tenga deuda financiera, y en que los ahorros de impuestos asociados a los intereses del pago de la deuda, se incorporen en la tasa de descuento y no en los flujos de caja de la empresa.

Para valorar la empresa (en su parte operativa) de la forma descrita, se requiere que la empresa tenga una estructura de capital objetivo de largo plazo, si no se cumple esta condición no podría valorarse así (se debería hacer por valor presente ajustado).

Al aplicar FCD para valorar la empresa (en su parte operativa), la determinación del valor completo de la empresa, implicaría adicionar los activos prescindibles (activos que no son necesarios para la operación de la empresa) y ajustar el exceso o déficit de capital de trabajo que la empresa pudiera tener al momento de la valoración. Por último, la valoración del patrimonio, simplemente se hace restando al valor completo de la empresa, el valor presente de la deuda financiera al momento de la valoración.

En el caso que la empresa no tenga deuda, es decir, sea financiada 100% con patrimonio, la valoración de la empresa en su parte operativa, se realiza descontando los flujos de caja totales (los mismos anteriormente descritos), a una tasa de costo de capital sin deuda, también referida

como tasa de rentabilidad a exigir al negocio (dado su nivel de riesgo). Para obtener el valor completo de la empresa, se hacen los ajustes ya mencionados, de adicionar el valor de los activos prescindibles y ajustar el exceso o déficit de capital de trabajo, al momento de la valoración. Por supuesto, este valor completo de la empresa coincidiría con el valor del patrimonio.

2.2 Metodología de múltiplos o comparables

El enfoque de múltiplo o comparables, determina un valor para la empresa, estableciendo relación entre ratios financieros de una compañía de la misma industria, y el valor de la firma, obteniendo así un valor rápido y aproximado de la empresa.

El valor de un activo es comparado con los valores considerados por el mercado como activos similares o comparables. Cabe destacar la gran variación en la valoración de las acciones según el múltiplo que se utilice y las empresas que se tomen como referencia.

Los requisitos para aplicar este método son los siguientes son identificar activos comparables y obtener el valor de mercado de ellos, convertir los valores de mercado en valores estandarizados. Esto lleva a obtener múltiplos, comparar el valor estandarizado o el múltiplo aplicado a los activos comparables, controlando por diferencias que podría afectar el múltiplo de la empresa, y recordar que dos firmas son comparables en la medida que tengan riesgo similar, tasas de crecimiento parecidas y características de flujo de caja.

Existen diversos múltiplos que pueden ser utilizados, a continuación algunos de ellos²:

Múltiplos de Ganancias:

- Precio de la acción/Utilidad (PU o PE)
- Valor/EBIT
- Valor/EBITDA
- Valor/Flujo de Caja

Los analistas utilizan esta relación para decidir sobre portafolios, específicamente comparan este valor con la tasa de crecimiento esperado, si el valor es bajo entonces las empresas están subvaloradas, si el valor es alto entonces están sobrevaloradas.

² Maqueira, Carlos. Notas de Clases: Valoración de Empresas.

Los analistas también utilizan PU para comparar mercados y entonces concluir cuales están subvalorados y cuales sobre valorados. La relación PU está asociada positivamente con la razón de pago de dividendo, positivamente con la tasa de crecimiento, y negativamente con el nivel de riesgo del patrimonio. Una empresa puede tener un PU bajo debido a altas tasas de interés o bien alto nivel de riesgo del patrimonio.

Múltiplos de Valor Libro:

- Precio acción/valor libro de la acción (PV)
- Valor de Mercado/ Valor Libro de Activos
- Valor de Mercado/Costo de Reemplazo (Tobin's Q)

Múltiplos de Ventas:

- Precio de la acción/Ventas por Acción (PV)
- Value/Sales

Múltiplo de Variables de industria Específica:

(Precio /kwh, Precio por tonelada de cobre, valor por m² construido en retail).

III. Descripción de la Empresa e Industria

3.1 ENEL GENERACIÓN S.A.

A continuación, se describe resumidamente el giro de ENEL Generación S.A., sus operaciones, negocios, rubro en el que se encuentra y sobre empresas comparables.

Tabla 1: Ficha de la empresa ENEL Generación Chile S.A.

	<i>Descripción</i>
Razón Social	ENEL GENERACION CHILE S.A.
Rut	91081000 - 6
Nemotécnico	Bolsa de Comercio de Santiago (IPSA): ENELGXCH - Bolsa de Nueva York (NYSE): EOCC
Industria	Generación y Comercialización de Energía Eléctrica
Regulación	Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). En la parte ADRs, U.S. Securities and Exchange Commission (SEC).

3.1.1 Tipo de Operación:

ENEL Generación Chile S.A. es filial de ENEL Chile S.A. (“ENEL Chile”), compañía que a su vez es filial de ENEL Iberoamérica S.R.L., entidad que a su vez es controlada por ENEL, S.p.A. La actual ENEL Generación Chile se constituyó en 1943 bajo la razón social de Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA). En 1994 se modificaron los estatutos de la sociedad, incorporándose el nombre de fantasía “Endesa”. En 2005, se agregó el nombre de fantasía “ENDESA Chile” y en 2016 se cambia la razón social y marca a “ENEL Generación Chile”. La compañía está inscrita en el Registro de Comercio de Santiago, a fs. 61 N°62 y fs. 65 vta. N°63, respectivamente, con fecha 19 de enero de 1944. Tiene su domicilio social y oficinas principales en calle Santa Rosa 76, Santiago de Chile. Su capital social, al 31 de diciembre de 2016, era de \$552.777.321 miles, representado por 8.201.754.580 acciones.

Sus acciones cotizan en las bolsas de comercio chilenas y en la Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE), en la forma de American Depositary Receipts (ADR). El objeto de la sociedad es explotar la producción, transporte y distribución de energía eléctrica. La empresa también tiene por objeto prestar servicios de consultoría, realizar inversiones en activos financieros, desarrollar

proyectos y efectuar actividades en el campo energético y en otros en el que la energía eléctrica sea esencial, y -asimismo- participar en concesiones de infraestructura de obras públicas en las áreas civiles o hidráulicas. ENEL Generación Chile es una compañía líder del sector eléctrico chileno y una de las principales sociedades eléctricas en los mercados en los que opera. Sus activos totales ascendieron a \$3.399.682 millones, al 31 de diciembre de 2016.

Los ingresos operacionales al 30 de septiembre 2017 alcanzaron \$1.169.785 millones, un resultado de explotación de \$ 284.220 millones y una utilidad después de impuestos de 274.721 millones.

3.1.2 Filiales (controladas directa o indirectamente):

ENEL Generación Chile S.A. posee filiales Nacionales e Internacionales (empresas controladas directa o indirectamente). Para establecer si existe el control es necesario los siguientes elementos: i) poder sobre la filial, ii) exposición, o derecho, a rendimientos variables de estas sociedades, y iii) capacidad de utilizar poder para influir en el monto de estos retornos o rendimientos.

La sociedad tiene poder sobre sus filiales cuando posee la mayoría de los derechos de voto sustantivos, o sin darse esta situación, posee derechos que le otorgan la capacidad presente de dirigir sus actividades relevantes (que afectan de forma significativa los rendimientos de la filial).

Chile:

Sociedades que componen el Grupo ENEL Generación Chile:

1. Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.

Rut: 96.504.980-0, bajo control directo con 92,65% al 30/sept./2017. Su actividad se concentra en ciclo completo de energía eléctrica, aportando una potencia total de 699 Mw mediante las centrales hidráulicas Pehuenche (570 Mw potencia máx.), Curillinque (89 Mw) y Loma Alta (40 Mw). Pehuenche tiene suscrito un contrato con ENEL Generación Chile de operación y mantenimiento de sus centrales y de administración comercial y financiera. Por otra parte, la sociedad, actuando como vendedora, tiene suscritos con ENEL Generación Chile contratos de compraventa de energía y potencia. Activos Totales MM\$ 206.559 (MM\$ 18.191 corrientes y MM\$ 188.368 no corrientes); Pasivos Exigibles: corrientes MM\$ 28.618, no corrientes MM\$

48.694; Patrimonio MM\$ 129.246. Ventas totales a 9 meses (sept./2017) por MM\$ 110.519. Resultado Integral total por MM\$ 51.117.

2. Grupo Gas-Atacama Chile S.A.

Rut: 78.952.420-3 filial bajo control indirecto con 100% al 30/sept./2017. La sociedad tiene por objeto: a) explotar la generación, transmisión, compra, distribución y venta de energía eléctrica o de cualquier otra naturaleza; b) la compra, extracción, explotación, procesamiento, distribución, comercialización y venta de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos; c) la venta y prestación de servicios de ingeniería; d) la obtención, compra, transferencia, arrendamiento, gravamen y explotación, en cualquier forma, de las concesiones a que se refiere la Ley General de Servicios Eléctricos, de concesiones marítimas y de derechos de aprovechamiento de aguas de cualquier naturaleza; e) el transporte de gas natural, por sus propios medios o en conjunto con terceras personas dentro del territorio chileno o en otros países, incluyendo la construcción, emplazamiento y explotación de gasoductos y demás actividades relacionadas directa o indirectamente con ello; f) la organización y constitución de toda clase de sociedades, cuyos objetos estén relacionados o vinculados con la energía en cualquiera de sus formas o que tengan como insumo principal la energía eléctrica, o bien que correspondan a cualquiera de las actividades señaladas anteriormente. Las actividades que desarrolla la sociedad son principalmente la generación de energía eléctrica y transporte de gas.

Activos Totales MM\$ 825.504 (MM\$ 186.153 corrientes y MM\$ 639.351 no corrientes); Pasivos Exigibles: corrientes MM\$ 66.708, no corrientes MM\$ 83.157; Patrimonio MM\$ 675.639. Ventas totales a 9 meses (sept./2017) por MM\$ 243.870. Resultado Integral total por MM\$ 38.720.

3. Central Eólica Canela S.A.

Rut: 76.003.204-2, filial bajo control indirecto con 75% al 30/sept./2017.

El objeto de la sociedad es promover y desarrollar proyectos de energía renovables, principalmente de energía eólica, identificar y desarrollar proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y actuar como depositaria y comercializadora de los Certificados de Reducción de Emisiones que se obtengan de dichos proyectos. Asimismo, la sociedad tendrá por objeto la generación, transporte, distribución, suministro y comercialización de energía eléctrica, pudiendo para tales efectos adquirir y gozar de las concesiones y mercedes respectivas.

Actividad: Generación de energía eléctrica.

Capital Suscrito y Pagado es de MM\$ 12.284.

Desde el 1 de enero del 2010 se encuentra vigente un contrato de compraventa con ENEL Generación Chile, con el objeto de vender a esta la totalidad de la producción de energía y potencia firme de su Parque Eólico que sea reconocida por el CDCSIC.

4. Gasoducto Atacama Argentina S.A.

Rut: 78.952.420-3, asociada bajo control indirecto con 100% al 30/sept./2017. El objeto de la sociedad es el transporte de gas natural, por medios propios, ajenos o en conjunto con terceros, dentro del territorio chileno o en otros países, incluyendo la construcción, emplazamiento y explotación de gasoductos y demás actividades relacionadas directa o indirectamente con dicho objeto. Esta sociedad estableció una agencia en Argentina, bajo el nombre “Gasoducto Cuenca Noroeste Limitada Sucursal Argentina”, y cuyo propósito es la ejecución de un gasoducto entre la localidad de Cornejo, Provincia de Salta y la frontera Argentino-Chilena en las proximidades del paso de Jama, II Región.

Actividad que desarrolla la sociedad es el transporte de gas principalmente.

Nota: La compañía dejó de ser una filial en el año 2016, sin embargo se convirtió en una asociada. Se ejerce una influencia significativa a través del control de la sociedad por parte de ENEL Generación Chile.

Tabla 2: Resumen de participaciones económicas directas e indirectas:

Participaciones al 30/Sept./2017	Participación
Central Eólica Canela S.A.	75,00%
GasAtacama Chile S.A.	100,00%
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (Celta S.A.)	0,00%
GasAtacama S.A	0,00%
Gasoducto Taltal S.A.	0,00%
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. (Pehuenche S.A.)	92,65%
Inversiones GasAtacama Holding Limitada	0,00%
Progas S.A.	0,00%
Gasoducto Atacama Argentina S.A.(1)	100,00%

(1) La compañía dejó de ser una filial en el año 2016, sin embargo se convirtió en una asociada.

3.1.3 Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos:

Se consideran sociedades de Control Conjunto, aquellas en las que la sociedad matriz controla la mayoría de los derechos de voto o, sin darse esta situación, tiene facultad para dirigir las políticas financieras y operativas de las mismas gracias al acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con ellos. Las sociedades de Control Conjunto se consolidan por el método de integración proporcional, es decir en la proporción que ENEL Generación Chile representa en el capital social de las mismas.

1. Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. Rut: 76.652.400-1
2. Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. Rut: 77.017.930-0
3. GNL Chile.S.A. Rut: 76.418.940-K
4. Electrogas S.A. Rut: 96.806.130-5
5. GNL Quintero S.A Rut: 76.788.080-4
6. Southern Cone Power Argentina S.A. (Extranjera)
7. ENEL Argentina S.A. (ex - Endesa Argentina S.A.) (Extranjera)

Tabla 3: Asociadas y Control Conjunto:

Participación al 30/sept./2017 – Dic./2016	2017	2016
Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	51,00%	51,00%
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50,00%	50,00%
GNL Chile.S.A.	33,33%	33,33%
Electrogas S.A.	0,00%	42,50%
GNL Quintero S.A	0,00%	20,00%
Southern Cone Power Argentina S.A.	0,00%	2,00%
ENEL Argentina S.A. (ex - ENDESA Argentina S.A.) (1)	0,12%	0,12%

(1) La compañía dejó de ser una filial en el año 2016, sin embargo se convirtió en una asociada. Se ejerce una influencia significativa a través del control de la sociedad por parte de Enel Generación Chile.

Figura 1: Malla de Relaciones Patrimoniales

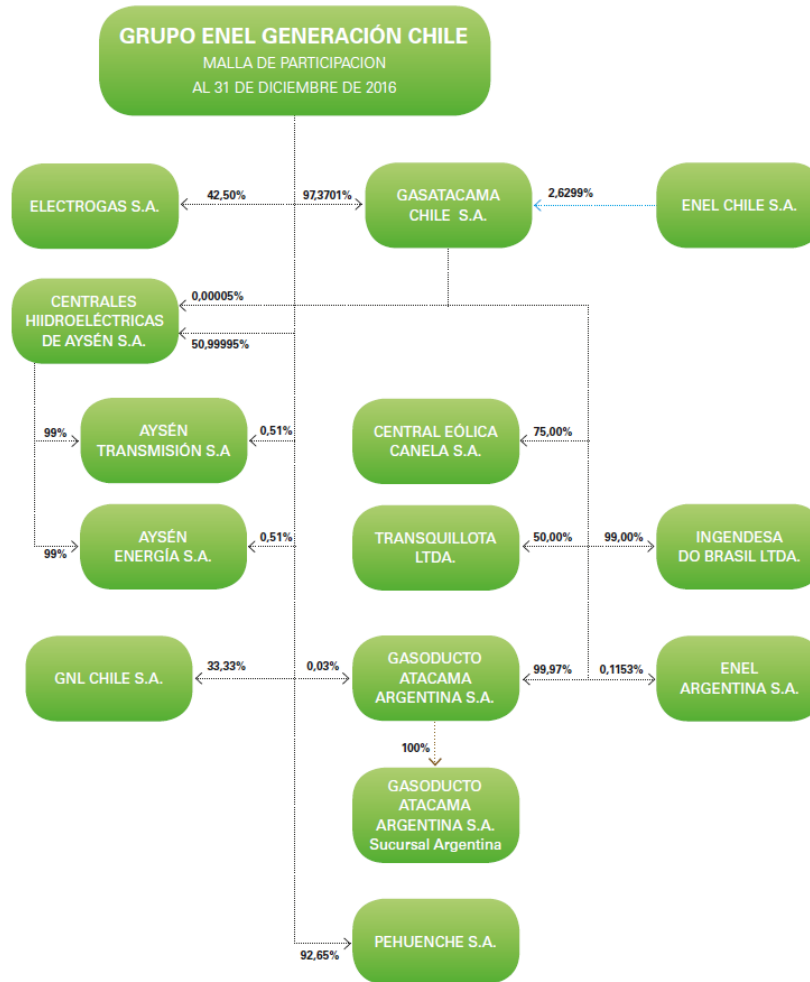


Tabla 4: Mayores Accionistas:

Nombre (Sociedad, Apellidos, Nombres)	Acciones suscritas (#)	Acciones pagadas (#)	Participación % (*)
ENEL CHILE SA	4.919.488.794	4.919.488.794	59,98%
BANCO DE CHILE POR CUENTA DE TERCEROS NO	352.096.277	352.096.277	4,29%
BANCO ITAU CORPBANCA POR CTA DE INVERSIONISTAS	274.633.522	274.633.522	3,35%
CITIBANK N.A. SEGUN CIRCULAR 1375 S.V.S.	243.816.600	243.816.600	2,97%
AFP PROVIDA S.A. PARA FDO. PENSION C	202.586.141	202.586.141	2,47%
AFP HABITAT S A PARA FDO PENSION C	201.780.870	201.780.870	2,46%
BANCO SANTANDER POR CUENTA DE INV EXTRANJEROS	152.543.863	152.543.863	1,86%

AFP CUPRUM S A PARA FDO PENSION C	128.919.282	128.919.282	1.57%
AFP CAPITAL S A FONDO DE PENSION TIPO C	128.021.702	128.021.702	1.56%
BANCHILE C DE B S A	92.613.839	92.613.839	1.13%
AFP HABITAT S A FONDO TIPO B	82.924.205	82.924.205	1.01%
AFP HABITAT S A FONDO TIPO A	71.931.340	71.931.340	0.88%

En resumen, actualmente el 59.98% se encuentra en manos de la sociedad controladora ENEL Chile S.A., que es subsidiaria directa de la italiana ENEL mediante ENEL South América S.r.l. El remanente se encuentra en manos de AFPs (aprox. 10%), ADR (aprox. 3%), e inversionistas minoritarios (11% aprox.). Efectivamente, mediante la incorporación de ENEL South América S.r.l. en ENEL S.p.A (Enel), el grupo italiano buscó simplificar la estructura corporativa de la sociedad, que representa uno de sus principales pilares del Plan Estratégico 2017-2019.

3.2 Sector de Generación Eléctrica

El mercado eléctrico chileno ha sufrido de diversos cambios a lo largo de los años, siendo quizás el más relevante la reestructuración del sistema con la reforma que comienza en el año 1978 y concluye el 1982. Ésta reforma implicó una desagregación total en tres sectores principales de la industria eléctrica los cuales hacen posible la disposición de energía donde requiera el mercado.

Es necesario mencionar que se denomina sistema eléctrico a la interconexión física de los componentes de cada uno de estos sectores.

Los sectores que componen la industria eléctrica son los siguientes:

1. **Generación.** - Este sector tiene la función producir la energía eléctrica a través de diferentes tecnologías (hidroeléctrica, termoeléctrica, eólica, solar, y otras).
2. **Transmisión.** - Tiene la función de transmitir la energía producida a todos los puntos del sistema eléctrico en niveles de voltaje alto.
3. **Distribución.** - El sector posee como misión transportar, en niveles de voltaje más reducidos comparado con el sector de transmisión, la energía desde un cierto punto del sistema eléctrico a los consumidores regulados.

Las actividades anteriormente descritas son realizadas en su totalidad por empresas privadas, las cuales efectúan inversiones esenciales e importantes dentro de la normativa que rige para cada uno de estos sectores. Es necesario mencionar que los Sectores de Transmisión y

Distribución se desarrollan dentro de un esquema de sectores regulados ya que poseen características monopolísticas, mientras que las actividades de generación son realizadas bajo la norma de libre competencia.

Para que exista un correcto control y monitoreo del sector eléctrico, se han creado instituciones y organismos a fin de mejorar la eficiencia del sistema.

- **Ministerio de Energía (MINERGA)**, encargado elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

- **Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC)**, que actúa como un agente fiscalizador en la operación de los servicios de electricidad, gas y combustibles.

- **Comisión Nacional de Energía (CNE)**, encargada de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica.

- **Coordinador Eléctrico Nacional**, realiza la operación de las instalaciones eléctricas que operan interconectadas entre sí, con el fin de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico y asegurar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad con la ley.

La autoridad desempeña el rol de regulador y fiscalizador, por lo que tiene como objetivo establecer criterios que favorezcan una expansión económicamente eficiente del sistema eléctrico. El sector eléctrico en Chile está regido por la Ley General de Servicios Eléctricos.

- **Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC)**, es un organismo jurisdiccional independiente, sujeto a la Corte Suprema, que tiene como función prevenir, corregir y sancionar los atentados a la libre competencia en Chile. Se conforma como un ente colegiado, integrado por tres abogados y dos economistas.

En la actualidad existen tres sistemas eléctricos en el país³:

- a) Sistema Eléctrico Nacional (SEN): Se encuentra compuesto por los antiguos sistemas Interconectado Central (SIC) e Interconectado del Norte Grande. A diciembre de 2017 cuenta con una capacidad instalada neta de 22.369 MW. El 46% de la capacidad instalada corresponde a fuentes renovables (30% hidráulica, 8% solar, 6% eólico, 2% biomasa y 0,2% geotérmica) mientras que el 54% corresponde a fuentes térmicas (21% carbón, 20% gas natural y 13% petróleo). El aumento de la generación renovable ha sido importante en los últimos años, pasando de un 35% en 2011 a 42% en 2017. De igual forma, la penetración de las tecnologías solar y eólica ha aumentado drásticamente pasando de un 1% en 2011 a un 10% en 2017.
- b) Sistema de Aysén (SEA): Produce electricidad para abastecer la Región de Aysén del General Carlos Ibañez del Campo. A diciembre de 2017 posee una capacidad instalada neta de 62 MW, con un 57% diesel, 37% hidráulica y 6% eólica.
- c) Sistema de Magallanes Produce electricidad para abastecer la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena. A diciembre de 2017 posee una capacidad instalada neta de 104 MW, con un 82% gas natural, 15% diésel, y 3% eólica.

Tipos de Energía

- Energía Hidroeléctrica
- Energía Solar
- Energía Eólica
- Energía Térmica
- Biomasa

3.2.1 Funcionamiento del Mercado Energético Chileno

En Chile, el mercado de la energía a nivel nacional funciona sobre la base de contratos de suministro a fin de optimizar los factores de producción, ya sean recursos naturales, monetarios, commodities, entre otros. El sector de la energía, al tratarse de un mercado relativamente complejo y delicado se debe analizar tomando en cuenta ciertos puntos relevantes:

³ Ver Anexo 1.

Operación Coordinada

El suministro físico de la energía se efectúa a mínimo costo para el sistema y es coordinado por el Coordinador Eléctrico Nacional.

Mercado de Contratos

Las compañías generadoras de energía suscriben contratos del tipo financiero de suministro de energía con la demanda, la cual está compuesta por Clientes Libres, Clientes Regulados.

El mercado eléctrico Nacional es altamente competitivo, en el cual las empresas generadoras compiten a fin de adjudicarse contratos de suministro.

Las razones por las cuales una empresa generadora suscribe un contrato son principalmente dos:

- Reducir la volatilidad de sus Ingresos.
- Acceder a financiamiento para Proyectos de Inversión.

La Operación Económica⁴ del sistema eléctrico es realizada por el Operador del Sistema (Coordinador Eléctrico Nacional), el cual tiene la misión de coordinar y determinar el despacho de energía por parte de los generadores al sistema, sin tomar en consideración los contratos (compromisos financieros) entre los actores del mercado eléctrico.

Por lo tanto, es común que se produzcan desbalances entre las inyecciones que realizan las empresas generadoras y la energía que retiran del sistema para cumplir sus compromisos contractuales. Estos desbalances son transados en el mercado spot, se remuneran al Costo Marginal (CMg), y producen flujos monetarios entre los diferentes generadores de acuerdo con la condición que presenten (Excedentaria/Deficitaria).

- **Generadores Excedentarios.** - Está compuesto por empresas que generan más energía de la que retiran del sistema a fin de cumplir las obligaciones con sus clientes. Estas empresas generadoras cubren sus contratos, y venden los excedentes en el mercado spot a otros generadores deficitarios.

⁴ Eficiencia en la cual se utilizan todos los factores productivos en combinaciones de menor costo, consumo y asignación de gasto que maximicen la utilidad en todo sentido. En el caso del mercado eléctrico, el CDEC busca maximizar la producción energética a fin de lograr que el sistema sea económicamente eficiente.

- **Generadores Deficitarios.** - Son aquellos que generan menos energía de la que retiran del sistema a fin de cumplir con las obligaciones que poseen con sus clientes. Es decir, estas empresas generadoras presentan un déficit, y por lo tanto deben salir a comprar al mercado spot a los generadores excedentarios.

El marco regulatorio presente exige que todos los retiros de energía del sistema estén vinculados a un contrato de suministro de energía con algún generador, por lo que la liquidación monetaria de los generadores es un ejercicio de suma cero.

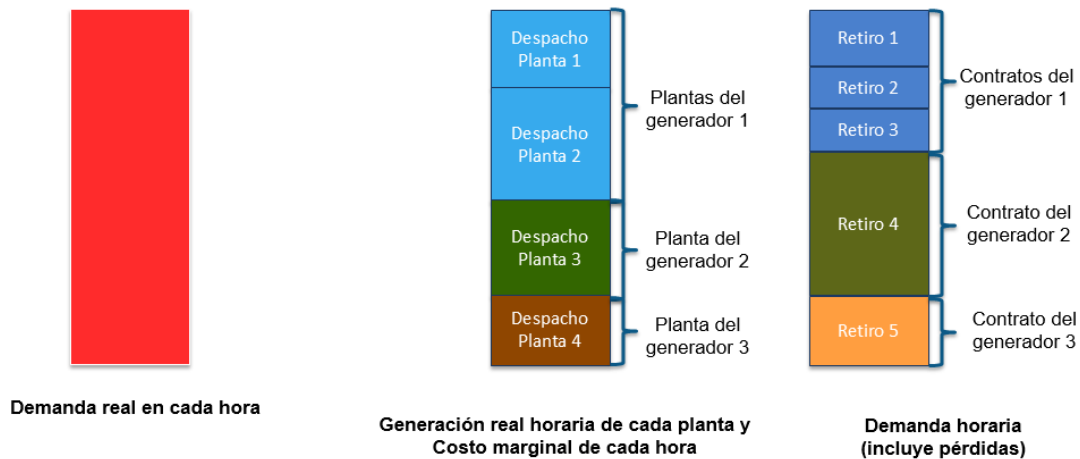


Figura 2: Operación Real: Diariamente se realiza el despacho efectivo

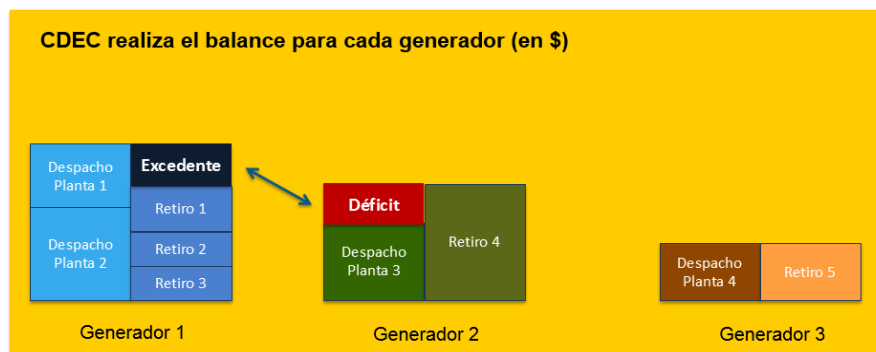


Figura 3: Transferencias entre empresas generadoras al Costo Marginal

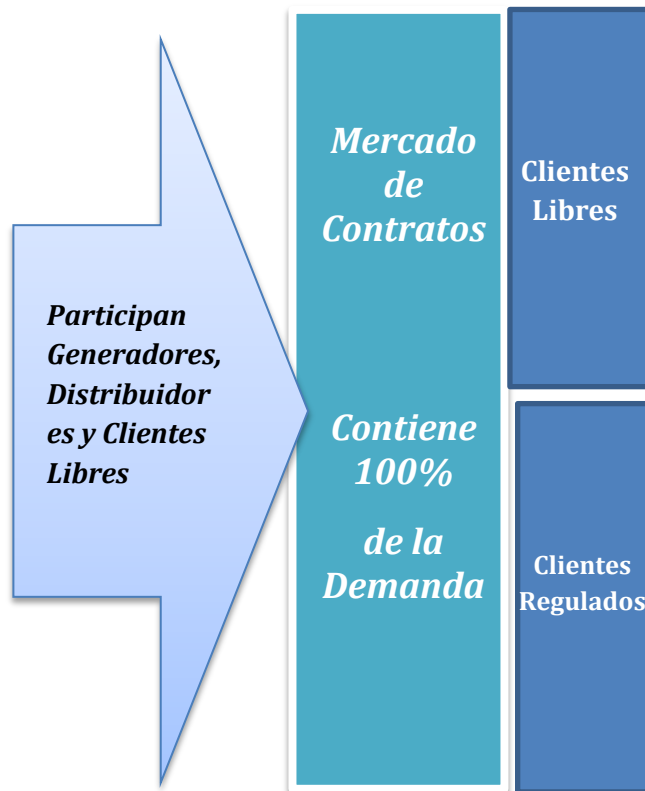


Figura 4: Tipología de Clientes

Clientes Libres

Este segmento está compuesto por clientes con capacidad conectada mayor a 2000kW, y clientes con capacidad conectada superior a 500 kW que opten por contratar servicios de un Generador (artículo 90° bis de la Ley 20018 – Ley Corta II).

Clientes Regulados

El segmento se encuentra constituido por clientes con capacidad conectada inferior a 2000kW, o superior a 500Kw que no opten por contratar servicios de un Generador. Este tipo de clientes se rige bajo la Ley Corta 2, la cual afirma que los precios resultan de una Licitación Pública.

Las Empresas Generadoras son remuneradas por Energía y Potencia. Se refiere a energía al consumo efectivo, el cual es remunerado al costo marginal de producción del sistema o al monto pactado en el caso de contratos libres. El concepto de potencia retribuye al generador por el hecho

de colocar capacidad a disposición del sistema. Se paga la potencia firme al costo marginal de expansión del sistema.

Mercado Spot

Las diferencias entre la demanda contratada y la generación aportada por un generador se transan entre los generadores excedentarios y deficitarios al costo marginal. En este mercado participan solamente empresas Generadoras de Energía.

Costo Marginal

En términos simples, refleja el costo que representa para el sistema el suministrar 1 kilo watt hora (kWh) adicional cada hora.

Actualmente el costo marginal es uno de los drivers importantes para tomar decisiones de los distintos actores del sector, pues su análisis y proyección futura revelan las oportunidades existentes en el sector.

El despacho de los generadores es realizado por el Coordinador Eléctrico Nacional en orden creciente de los costos, por lo que el costo marginal puede definirse como el costo variable de la unidad generadora más cara que se encuentra operando a fin de abastecer a la demanda en un instante determinado, y por lo tanto corresponde al precio en que se valorizan las inyecciones y retiros de todas las empresas generadoras del sistema.

3.2.2 El Sistema Interconectado Central (SIC):

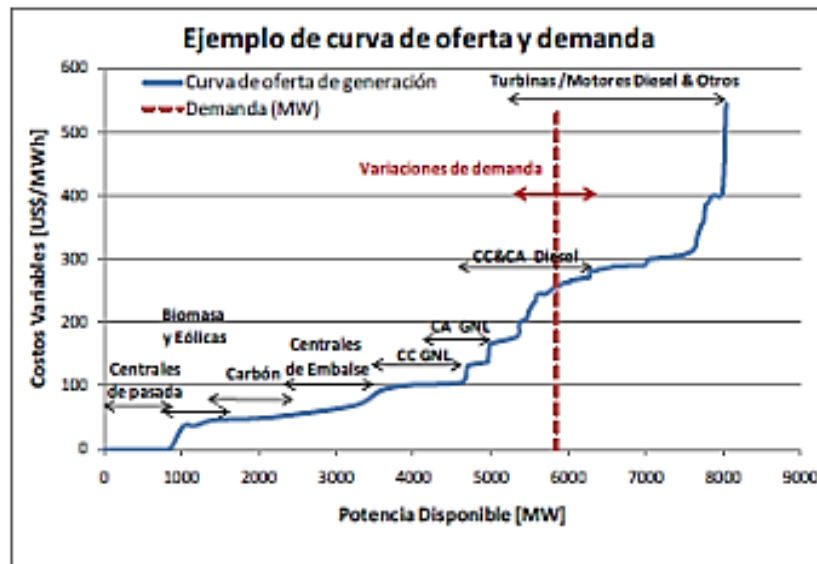


Figura 5: Oferta y Demanda en el Sistema Interconectado Central (SIC)

El gráfico anterior ilustra el orden creciente del despacho en función de los costos variables de las diversas tecnologías de generación existentes en el Sistema Interconectado Central (SIC). La línea punteada roja representa la demanda presente en el momento del sistema, que determina hora a hora el costo marginal al interceptarse con la curva de oferta azul.

Dicho esto, es posible determinar que en el SIC ocurren dos eventos importantes:

- Variaciones en la Demanda: Los cuales provocan el desplazamiento horizontal de la demanda.
- Variaciones en la contribución de las Centrales Hidroeléctricas: que ocasionan un desplazamiento horizontal de la curva de oferta.

El constante ajuste entre oferta y demanda es una de las principales características de este mercado, que se traduce en volatilidad del precio marginal y por ende riesgo para todos los participantes del sector.

El sistema eléctrico chileno cuenta con importantes aportes hidrológicos, por lo que el costo marginal depende netamente de:

1. La variabilidad hidrológica anual/mensual.

2. La matriz de tecnologías de generación existente, a fin de identificar los costos variables de generación.
3. La demanda del sistema.

Para ver la evolución Histórica del Costo Marginal – SIC, remitirse a Anexo 2.

Estacionalidad del Costo Marginal (SIC)

La estacionalidad presente en el CMg (precio de la energía) se encuentra estrechamente relacionado con la variabilidad mensual de la demanda, los ciclos y los aportes hidrológicos presentes en la región anualmente.

El siguiente grafico describe perfectamente lo anteriormente mencionado, el costo marginal se incrementa de manera exponencial en periodos donde los recursos hídricos son más escasos (Enero-Abril), mientras que a medida que mejoran las condiciones hidrológicas (Agosto-October) el costo marginal va disminuyendo de forma gradual.



Figura 6: Estacionalidad en el costo marginal del SIC.

Es necesario mencionar que el Sistema Interconectado Central (SIC) tiene mayor relevancia para Endesa Chile Generación debido a que la compañía presenta una gran cantidad de Centrales Hidráulicas, las cuales pasaremos a describir posteriormente.

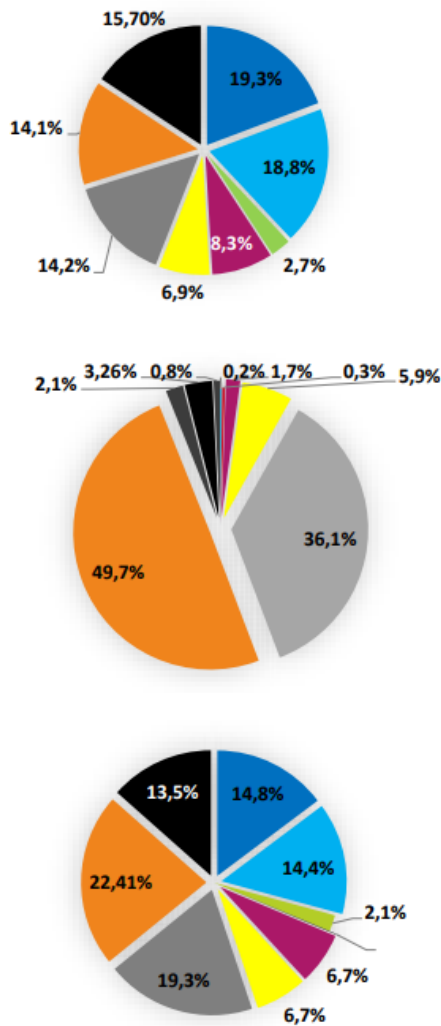
3.2.3 El Sistema Interconectado Norte Grande

La operación económica del SING privilegia el despacho de las unidades de menor costo variable de producción. Se define el costo variable de producción de una unidad generadora al producto de su consumo específico de combustible por el precio del mismo, más un costo variable no combustible, atribuible fundamentalmente a repuestos, aditivos químicos y lubricantes.

Para comparar adecuadamente los costos de generación de las distintas unidades generadoras, se elabora una tabla de costos variables, que contiene el costo variable de producción de cada unidad generadora referido al centro de carga del sistema o nudo básico, mediante el uso de factores que consideran las pérdidas marginales de la red de transmisión (factores de penalización). El centro de carga corresponde actualmente al nudo CRUCERO 220 kV.

La programación de la operación y el cálculo de los costos marginales se realiza diariamente, resultando un programa de generación en el cual se considera la previsión horaria de la demanda, los mantenimientos de las unidades generadoras y del sistema de transmisión, así como las limitaciones técnicas de las unidades generadoras, entre las que se cuentan los límites de potencia máxima y mínima, tiempos de puesta en servicio y tiempo mínimo de permanencia en servicio.

El Centro de Despacho y Control del CDEC-SING, coordina en tiempo real con los Centros de Control de las empresas integrantes la ejecución del programa diario, realizando las correcciones en la operación, necesarias para absorber las variaciones o desviaciones relevantes respecto a lo programado. Para ver la evolución Histórica del Costo Marginal en el SING, ver Anexo 3.



SIC		Capacidad [MW]
Renovable		9.885,0
■	Hidro. Embalse	3.402,0
■	Hidro. Pasada	3.316,4
■	Biomasa	485,6
■	Eólico	1.463,3
■	Solar	1.217,7
No Renovable		7.781,7
■	Gas Natural	2.513,9
■	Carbón	2.494,0
■	Derivados Petróleo	2.773,8
Total		17.666,7

SING		Capacidad [MW]
Renovable		437,6
■	Hidro. Pasada	10,9
■	Cogeneración	17,5
■	Eólico	90,0
■	Solar	319,2
No Renovable		4.930,1
■	Gas Natural	1.936,5
■	Carbón	2.667,7
■	Fuel Oil	110,5
■	Diesel	174,7
■	Diesel + Fuel Oil	40,8
Total		5.367,7

SIC + SING		Capacidad [MW]
Renovable		10.322,6
■	Embalse	3.402,0
■	Pasada	3.327,3
■	Biomasa	485,6
■	Cogeneración	17,5
■	Eólico	1.553,3
■	Solar	1.536,9
No Renovable		12.711,8
■	Gas Natural	4.450,4
■	Carbón	5.161,7
■	Derivados Petróleo	3.099,8
Total		23.034,4

Figura 7: Origen de la Capacidad Instalada a Septiembre 2017

Al 30 de Septiembre 2017, el Sistema Interconectado Central (SIC) posee una potencia instalada para generación de 17.666,7 MW. Por otra parte, el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) posee una capacidad de 5.367,7 MW; el 91,8% de ella es de origen térmico, es decir, en base a combustibles fósiles como carbón, gas y petróleo. Ambos sistemas poseen 23.034,4 MW, y corresponden a más del 99% de la capacidad instalada nacional (los sistemas de Aysén, Magallanes y sistemas aislados aportan menos del 1%).

3.3 Participación de los Generadores:

La participación en el SIC de las empresas generadoras, en lo que concierne a la generación bruta mensual para el mes de Septiembre 2017, se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 5: Participación de empresas generadores en el SICA en Septiembre 2017 (*Fuente: CEN*).

SIC		
Empresa	Generación bruta [GWh]	Participación [%]
Colbún	1.078	25%
Endesa	635	15%
AES Gener	470	11%
Guacolda	283	7%
San Isidro	271	6%
Pehuenche	197	5%
Sociedad Eléctrica Santiago	188	4%
Pangue	107	2%
Arauco BioEnergía	58	1%
Parque Eólico San Juan	55	1%
Petropower	41	1%
Ibener	35	1%
Eólica Talinay	35	1%
Total	3.452	80%

Mientras que para el SING, la participación de las empresas generadoras se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 6: Participación de empresas generadores en el SING en Septiembre 2017 (*Fuente: CEN*).

SING		
Empresa	Generación bruta [GWh]	Participación [%]
E-CL	383	23%
Angamos	286	17%
COCHRANE	279	17%
Norgener	168	10%
TAMAKAYA ENERGÍA	106	6%
Andina	87	5%
Celta	64	4%
Total	1.373	83%

Tabla 7: Centrales generadoras de ENEL Generación Chile (Capacidad instalada (MW))

Central	Compañía	Tecnología	2015	2016
Los Molles	Enel Generación	Hidráulica	18	18
Rapel	Enel Generación	Hidráulica	377	377
Sauzal	Enel Generación	Hidráulica	77	77
Sauzalito	Enel Generación	Hidráulica	12	12
Cipreses	Enel Generación	Hidráulica	106	106
Isla	Enel Generación	Hidráulica	70	70
Abanico	Enel Generación	Hidráulica	136	136
El Toro	Enel Generación	Hidráulica	450	450
Antuco	Enel Generación	Hidráulica	320	320
Ralco	Enel Generación	Hidráulica	690	690
Palmucho	Enel Generación	Hidráulica	34	34
Taltal	Enel Generación	Fuel/Gas Natural	245	245
Diego de Almagro	Enel Generación	Fuel/Gas Natural	24	24
Huasco TG	Enel Generación	Fuel/Gas Natural	64	64
Bocamina	Enel Generación	Carbón	478	478
San Isidro	GasAtacama Chile	Fuel/Gas Natural	379	379
San Isidro 2	GasAtacama Chile	Fuel/Gas Natural	399	399
Quintero	Enel Generación	Fuel/Gas Natural	257	257
Ojos de Agua	GasAtacama Chile	Hidráulica	9	9
Pehuenche	Pehuenche	Hidráulica	570	570
Curillinque	Pehuenche	Hidráulica	89	89
Loma Alta	Pehuenche	Hidráulica	40	40
Pangue	GasAtacama Chile	Hidráulica	467	467
Canela	GasAtacama Chile	Eólica	18	18
Canela II	GasAtacama Chile	Eólica	60	60
Tarapacá TG	GasAtacama Chile	Fuel/Gas Natural	24	24
Tarapacá carbón	GasAtacama Chile	Carbón	158	158
Atacama	GasAtacama Chile	Diesel / Gas Natural	781	781
Total			6.351	6.351

Las compañías más representativas del sector en el mercado nacional son las siguientes:

Nacionales		Internacionales	
1	Colbún	1	Duke Energy Corp.
2	AES Gener	2	Electricité de France
3	CGE	3	PG & E Corp.
4	E-CL	4	AES Corp
		5	Enel Green Power

IV. Estimación de la Estructura de Capital de la Empresa

Para estimar la estructura de capital objetivo de la empresa se descargaron y analizaron los Estados Financieros anuales de ENEL Generación Chile S.A. desde el año 2010 hasta el 30 de Septiembre de 2017, a través de la plataforma Reuters. Lo anterior se realizó en formato estándar consolidado y en Pesos Chilenos, los que luego se llevaron a UF y también en analizaron en USD.

1. Los Pasivos se ordenaron conforme Norma IFRS (ver tabla más abajo) en UF de cada año, para hacerlos comparables.

UF 31/Dic. de cada año en \$: 21.455,55 22.294,03 22.840,77 23.309,56 24.627,10 25.629,09 26.347,98 26.656,79

en miles de UF	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Sep-2017
	31.12.2010	31-12-2011	31-12-2012	31-12-2013	31-12-2014	31-12-2015	31-12-2016	30-09-2017
Préstamos que devengan intereses (corriente)	11.215	10.891	17.680	14.705	11.274	648	614	696
Otros Pasivos Financieros (corriente)*	564	2.815	407	471	533	441	361	247
Préstamos que devengan intereses (no corriente)	68.297	72.778	64.306	64.041	71.112	31.509	29.837	28.715
Otros Pasivos Financieros (no corriente)*	3.416	4.735	2.489	2.059	3.022	4.278	2.576	1.755
DEUDA FINANCIERA	83.492	91.220	84.881	81.275	85.940	36.877	33.388	31.412

2. Deuda Financiera de la Empresa (Resumen) en Miles de UF:

	2013	2014	2015	2016	2017*
Deuda Financiera	81.275	85.940	36.877	33.388	31.412

*al 30 de Septiembre.

3. Patrimonio Económico de ENEL Generación se calculó restando la caja de la Deuda Financiera anterior.

en miles de UF	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Sep-2017
DEUDA FINANCIERA	83.492	91.220	84.881	81.275	85.940	36.877	33.388	31.412
Caja y equivalentes de caja	15.533	18.897	12.118	13.892	13.669	1.422	3.688	3.691
DEUDA FINANCIERA NETA	67.959	72.323	72.763	67.384	72.271	35.454	29.701	27.721

4. El patrimonio económico de ENEL Generación se obtuvo multiplicando el número total de acciones suscritas y pagadas que son de una sola clase (no se registran acciones preferentes o especiales de ENEL Generación), por el precio de esta acción al 31.Diciembre de cada año (excepción de 2017 que es al 30.Sept.2017).

5. El precio de ENEL Generación para los años anteriores al 2015 son resultado de la separación que la Bolsa hace para los negocios de Generación en Chile de ENDESA, que fue reestructurada a contar de ese año por ENEL Chile.
6. El número de acciones corrientes suscritas no ha variado en el período de análisis (2010 hasta Sept.2017).

en miles de UF	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Sep-2017
Precio Acción (\$ al 31.Dic)	601	525	533	536	631	602	442	559
Número acciones (millones)	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202
Patrimonio Económico: (MARKET CAP)	229.637	193.113	191.453	188.605	210.287	192.661	137.567	171.944

7. La Estructura de Capital Objetivo de ENEL Generación se calculó considerando sólo los 3 últimos períodos (2015, 2016 y Sept.2017). Se observa que la Mediana como medida de tendencia central coincide con la estructura de capital vigente al año 2015. De los 3 años seleccionados el máximo B/V se da en 2016 y el mínimo se observa a Septiembre 2017. En la tabla más abajo se muestra promedio, mediana, desviación estándar:

- a) Se calculó en forma directa la razón de endeudamiento de ENEL Generación (B/V) para cada año (2010 hasta Septiembre 2017). Se supuso deuda financiera igual a deuda de mercado. La razón patrimonio a valor de empresa (P/V) para cada año se calculó como $(1 - B/V)$ y se chequeó este valor con el cálculo directo. La razón deuda a patrimonio de la empresa (B/P) para cada año se calculó dividiendo los dos ratios anteriores para cada período.
- b) Se ha considerado una Estructura de Capital Objetivo en base al promedio de los tres últimos períodos y no considerar los años 2014 hacia atrás, pues es consistente con el cambio de estructura y separación de filiales definido estratégicamente por el Directorio de ENEL Generación Chile S.A. Recordamos que a contar de 2015 el grupo controlador (continuador de ENDESA) decidió separar las filiales internacionales de ENDESA de su operación en Chile. Adicionalmente a contar de 2016 el Grupo cambia su nombre de ENDESA a ENEL. Luego, suponemos que a contar del año 2015 el nuevo dueño separa la Deuda Financiera y su Patrimonio con el objetivo que ENEL Generación Chile quede con una Estructura de Capital objetivo que se desarrolla a contar de ese año 2015, y que consideramos es

deseable mantener a futuro. La mediana de los últimos 3 períodos tampoco es disonante con el Promedio. Se observa un “peldaño” diferente desde 2014 hacia atrás en la estructura de Capital, período que no consideraremos para nuestro estudio.

Tabla 8: Evolución de la estructura de capital por período:

Ratios (estructura de capital)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Sep-2017	Mediana
B/V	0,23	0,27	0,28	0,26	0,26	0,155	0,178	0,139	0,155
P/V	0,77	0,73	0,72	0,74	0,74	0,845	0,822	0,861	0,845
B/P	0,30	0,37	0,38	0,36	0,34	0,184	0,216	0,161	0,184

Ratios (estructura de capital)	2015	2016	Sep-2017	Mediana	Promedio	Std.Dev.
B/V	0,155	0,178	0,139	0,155	0,157	0,019
P/V	0,845	0,822	0,861	0,845	0,843	0,019
B/P	0,184	0,216	0,161	0,184	0,187	0,027

En conclusión, la razón de endeudamiento promedio de ENEL Generación es $B/V = 0,157$, la razón patrimonio a valor de empresa promedio es $P/V = 0,843$, y la razón endeudamiento a patrimonio promedio es $B/P = 0,187$. Este último valor se aproxima a $B/P = 0,19$.

V. Calculo Beta Patrimonial con Deuda de la Acción

5.1 Método

- ▶ El beta patrimonial fue obtenido mediante el método de CAPM, este modelo estima el riesgo de la acción con un modelo de regresión lineal de Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO). Es decir, se trata de explicar el comportamiento histórico de los retornos de la acción como resultado del comportamiento histórico de los retornos del mercado.
- ▶ Se descargaron desde Reuters los precios semanales de la acción de ENEL Generación (ENEL GX) y del Índice Accionario IGPA, esto es, al cierre del día viernes de cada semana, entre el 01/Oct/2009 y el 30/Sep/2017. Con dichos precios se calcularon los retornos semanales de la acción y del IGPA. Posteriormente se fueron seleccionando los 105 retornos pasados, desde el 30/Sep/2017 hacia atrás (equivalente a 2 años), luego otros 105 retornos desde el 30/Sep/2016 y así sucesivamente hasta obtener al menos 5 series de retornos. Mediante el modelo de CAPM de mercado ($R_{it} = \alpha + \beta_i R_{mt} + \varepsilon$) se obtuvieron por regresión lineal al menos 5 Betas de la acción respectivos, al 30 de Septiembre de cada año. Se calculó además el p-value de cada coeficiente β (pendiente) obtenido por Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO), de forma de determinar la significancia estadística de cada uno de ellos.
- ▶ Se registró la presencia bursátil de la acción en el Índice IGPA al 30 de Septiembre de cada año.

5.2 Resultados

AÑO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Beta ENELGX	0,87992	1,03208	1,18419	1,29786	1,34182	1,27794	1,17365
P-Value ENELGX	1,2212E-18	7,2827E-20	7,4053E-20	1,0336E-21	7,3291E-20	4,5502E-15	2,2201E-10
Presencia Bursátil	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

VI. Estimación del Costo de Capital (k_0):

Inicialmente, para estimar el k_p y el k_d se ha supuesto una tasa libre de riesgo r_f de 2,04% (BTU-30 al 30 de Septiembre, 2017) y un premio por riesgo de mercado $PRM = (E_m - r_f)$ de 5,86% (Fuente: premios por riesgo de mercado provistos por Damodarán, a Julio de 2017).

La tasa de impuesto a considerar es la que corresponde según el año o fracción considerado en el rango de retornos pasados y también aquella consistente con la estructura de capital objetivo de la empresa para el período futuro de estimación de Flujos de Caja.

6.1 Costo de la Deuda (k_b)

Desde Reuters se obtuvo la última YTM = 2,181% registrada al 30 de Septiembre 2017 correspondiente al segundo bono de más largo plazo colocado por ENEL Generación S.A. el 15 de Diciembre 2008 (Ver Figura 8 al final de este capítulo), el cual fue emitido en UF a tasa cupón del 4,75% y tasa de colocación del 3,91% (Bono Bullet, con vencimiento al 15 de Diciembre 2029). Cabe señalar que el bono de más largo plazo que tenía la empresa vigente al 30 de Septiembre 2017 es con vencimiento el 01 de Febrero 2097, tipo Bullet, emitido en USD el 27 de Enero 1997. Sin embargo, este último instrumento de deuda no ha presentado transacciones desde hace tiempo, ni mucho menos al 30 de Septiembre 2017. Tasa de mercado del bono señalado anteriormente al 30 de Septiembre 2017 fue la siguiente (ENEL 4 ¾ 15/12/29; BENDE-M):

$$k_b \text{ al } 30/Sep/2017 = 2,181\%$$

Siendo $k_d = 4,75\%$

6.2 Beta de la Deuda (β_b):

Utilizando CAPM y la tasa de costo de la deuda obtenida anteriormente, se calcula el beta de la deuda de ENEL Generación S.A.:

$$k_b = r_f + PRM \times \beta_d$$

$$r_f = 2,04\% = 0,0204$$

$$PRM = 5,86\% = 0,0586$$

Reemplazando:

$$0,02181 = 0,0204 + (0,0586) \times \beta_d$$

Despejando:

$$\beta_d = 0,02406$$

6.3 Beta de la Acción $(\beta_p^{C/D})$:

Beta de la acción (patrimonial) con deuda (C/D) al 30 de Septiembre 2017 calculado desde la tabla más arriba se utilizará para des-apalancar considerando el período de 2 años móviles anteriores al 30 de Septiembre 2017 desde el 01 de Octubre 2015:

$$\beta_p^{C/D} = 1,17365286$$

Estructura de capital: Se utilizó la estructura $\left(\frac{B}{P^{C/D}}\right)$ promedio del año 2015, año 2016 y al 30 de Septiembre 2017, ponderada por la vigencia de los dos años anteriores al momento de la evaluación, 30 de Septiembre 2017, con dos decimales:

$$\text{Promedio 2 años} \left[\left(\frac{B}{P^{C/D}}\right)_{2015}; \left(\frac{B}{P^{C/D}}\right)_{2016}; \left(\frac{B}{P^{C/D}}\right)_{30/sep/2017} \right] = \frac{\left(\frac{1}{4}0,184 + 0,216 + \frac{3}{4}0,161\right)}{2} = 0,19$$

La estructura promedio utilizada para des-apalancar es la siguiente:

$$\left(\frac{B}{P^{C/D}}\right)_{\text{promedio 2 años}} = 0,19$$

Tasa de Impuesto Corporativa a la Renta: Se utilizó la t_c promedio entre la vigente durante el año 2015 y la vigente al 30/Sept./2017, conforme a la Tabla 8 más abajo, para la vigencia de dos años anteriores al momento de la evaluación (30 de Septiembre 2017):

$$\text{Promedio}[t_{c. \text{ al } 30/sep/2015}; t_{c. \text{ al } 30/sep/2017}] = \frac{\left(\frac{1}{4}0,225 + 0,24 + \frac{3}{4}0,255\right)}{2} = 0,24375$$

Según Artículo 20 Ley de Impuesto a la Renta (1era Categoría), en que se gravan las rentas provenientes del capital, entre otras, por las empresas comerciales, industriales, mineras, servicios, etc., en los años que se indican a continuación dicho tributo se ha aplicado históricamente con las siguientes tasas:

Tabla 9: Evolución anual de tasas de Impuesto a la Renta:

Las tasas de Primera Categoría, son las siguientes:

Años comerciales en que se aplica la tasa de Primera Categoría.	Tasas de Primera Categoría
1977 al 1990	10%
1991 al 2001	15%
2002	16%
2003	16,5%
2004 hasta 2010	17%
2011 hasta 2013	20%
2014	21%
2015	22,5%
2016	24%
2017 y siguientes Contribuyentes del Artículo 14, letra A) LIR	25%
2017 Contribuyentes sujetos al Artículo 14, letra B) LIR	25,5%
2018 y siguientes Contribuyentes sujetos al Artículo 14, letra B) LIR	27%

6.4 Beta Patrimonial Sin Deuda ($\beta_p^{S/D}$)

Dado que ENEL GENERACION S.A. presenta deuda riesgosa ($k_b > r_f$) debemos utilizar la fórmula de Rubinstein para des-apalancar el beta patrimonial con deuda $\beta_p^{C/D}$ vigente a Septiembre de 2017. Consistentemente, utilizaremos la estructura de capital promedio de los mismos 2 años móviles años que abarca el cálculo del Beta anterior, así como también la tasa de impuesto promedio de esos mismos 2 años. Se procede como sigue.

Formula Rubinstein:

$$\beta_p^{C/D} = \left(1 + (1 - t_c) \frac{B}{P^{C/D}} \right) \beta_p^{S/D} - (1 - t_c) \left(\frac{B}{P^{C/D}} \right) \beta_d$$

$$t_c \text{ al } 30/sep/2015 = 24,375 \% = 0,24375$$

$$\beta_p^{C/D} = 1,17365$$

$$\left(\frac{B}{P^{C/D}} \right)_{prom.2años} = 0,19$$

Reemplazando:

$$1,17365 = (1 + (1 - 0,24375) \times 0,19) \times \beta_p^{S/D} - (1 - 0,24375) \times 0,19 \times 0,02406$$

Despejando para des-apalancar el $\beta_p^{S/D}$ al 30/Sept./2017:

$$\beta_p^{S/D} = \frac{1,177107}{1,1436875}$$

$$\beta_p^{S/D} = 1,02922$$

6.5 Beta Patrimonial Con deuda $(\beta_p^{C/D})$

Se procedió a re-apalancar el β patrimonial sin deuda calculado anteriormente, pero esta vez utilizando la estructura de capital objetivo de la empresa. Esta estructura fue ya estimada anteriormente como el promedio de las estructuras de capital observadas entre 2015 y al 30 de Septiembre de 2017, aproximada con 2 decimales. Igualmente, se utiliza la tasa de impuesto proyectada para el período 2018 – 2022, del 27%. La empresa suponemos adhiere totalmente al Sistema Semi-Integrado (**Art. 14 B**) a contar de la vigencia de la reforma. Utilizamos entonces la fórmula de Rubinstein por ser deuda riesgosa.

Re-apalancando:

$$\beta_p^{C/D} = \left(1 + (1 - t_c) \frac{B}{P^{C/D}}\right) \beta_p^{S/D} - (1 - t_c) \left(\frac{B}{P^{C/D}}\right) \beta_d$$

$$t_c \text{ proyectado} = 27,00 \% = 0,2700$$

$$\beta_p^{S/D} = 1,02922$$

$$\left(\frac{B}{P^{C/D}}\right)_{objetivo} = 0,19 \quad \rightarrow \quad \left(\frac{B}{V}\right)_{objetivo} = 0,16 \quad \rightarrow \quad \left(\frac{P}{V}\right)_{objetivo} = 0,84$$

Reemplazando:

$$\beta_{p.Obj}^{C/D} = (1 + (1 - 0,27) \times 0,19) \times 1,02922 - (1 - 0,27) \times 0,19 \times 0,02406$$

$$\beta_{p.Obj}^{C/D} = 1,16864$$

6.6 Costo Patrimonial (k_p)

Utilizando CAPM procedimos a estimar la tasa de costo patrimonial. Se usó el beta patrimonial con deuda $(\beta_{p.Obj}^{C/D})$ deducido en el punto anterior, el cual incluye la estructura de

capital objetivo ya definida para ENEL Generación S.A. >>> $\frac{B}{P^{C/D}} = 0,19$.

$$k_p = r_f + PRM \times \beta_{P.Obj}^{C/D}$$

$$r_f = 2,04 \% = 0,0204$$

$$PRM = 5,86 \% = 0,0586$$

$$\beta_{P.Obj}^{C/D} = 1,16864$$

Reemplazando:

$$k_p = 0,0204 + 0,0586 \times 1,16864$$

$$k_p = \mathbf{0,0889}$$

Luego $k_p = 8,89\%$, tasa de costo patrimonial que se utilizará como input para estimar el Costo de Capital al cual se descontarán los flujos de caja proyectados.

6.7 Costo de Capital (k_0) o WACC:

Utilizando el Costo de Capital Promedio Ponderado (WACC) se procede a estimar el costo de capital para ENEL Generación S.A. Esta tasa se utilizará posteriormente para descontar los Flujos de Caja proyectados entre 3er Trimestre 2017 hasta el año 2022 inclusive, y el año 2023 como una anualidad.

Utilizamos el costo de la deuda k_b y el costo patrimonial (o costo de los accionistas) k_p que se han calculado anteriormente. Además, se utiliza la estructura de capital objetivo que es promedio histórico de la compañía desde que ENEL toma el control, de 15,7% deuda y 84,3% patrimonio. Se utiliza la tasa de impuestos proyectada del 27% consistente con la vigencia del Sistema Semi-Integrado (Art.14 B).

$$k_{0.wacc} = k_p \left(\frac{P}{V} \right) + k_b (1 - t_c) \left(\frac{B}{V} \right)$$

Reemplazando:

$$k_{0.wacc} = 0,0889 \times 0,84 + 0,02181 \times (1 - 0,27) \times 0,16$$

$$k_{0.wacc} = 0,07722$$

$$k_{0.wacc} = \mathbf{7,72\%}$$

Figura 8: Ejemplo de pantallazo Reuters con cotización del Bono Largo Plazo de ENEL GX:

Latest		BidChg	Size	Reuters Yld	B Yld Cg	Contributor	Loc	Time	Date
B↑116.4800	IA117.4800	+0.0200	x	2.1497	2.0000	+0.0001	TR PRICING	NYC 21:06	24JAN
B116.4600	A117.4600		x	2.1496	2.0001			20:40	25JAN
B116.4600	A117.4600		x	2.1496	2.0001			09:02	25JAN

Source	<RRPSBONDS>	<CALCS_EXPLAINED>	Valuation	B	116.4600	A	117.4600
			01252018	BY	2.1496	AY	2.0001

Real Time Calculations		Reference Data		Daily View	
Time/Date	21:06 24JAN	Ticker	ENEIXX		
Latest	B↑116.4800 IA117.4800	Issue Rating	S&P NR	21:06	0 116.4800 0 2.1497
Reuters Yld	2.1497 2.0000	Issuer Dom	CL	21:06	H 116.4800 L 2.1497
ISMA Yld	1.9553 1.7875	Amt O/S	10.0000	21:06	L 116.4800 H 2.1497
Benchmark Spd	-158.136 CL1MT=RR	Pay Freq	SEMI ANN	25JAN	C 116.4600 C 2.1496
Swap / ASwp / z Spd		Issue Prc			
TED Spd/OIS Spd/OAS	+2.1336	Issue Date	15DEC08	Daily Return (%)	-16.2903
Int Basis / Int CDS		Nxt Cpn Dat	15DEC16		
Clean / Gross Prc	100.3440 102.3100	Yield Date	27DEC16		
Swap Point / Curve	/	Redemp Price	100.0000		
Acc Int / Days	0.5806 /	Red.Date			
Mod Dur / BPV	0.116 / 0.1192	Ind News	[ELG]		
Convx	0.1279	Related Data	<0#FIXEDINCOME>		
Settle Date	14NOV16				

Codes	
Chain	<0#USRRPSALPHA>
CUS	RRPSBONDS

VII. Análisis Operacional del Negocio e Industria

7.1 Visión del dueño, estrategia del Directorio y la Administración.

ENEL Generación S.A: (heredera – continuadora de ENDESA Chile S.A.) arrastra 74 años de experiencia y es una empresa relevante en el mercado eléctrico Chileno, con aproximadamente el 33% de la capacidad total instalada a nivel nacional. Cuenta con 6300 MW de potencia instalada, siendo en su mayoría plantas de energías renovables - un 55% de Hidroelectricidad. También posee plantas térmicas de GN, carbón y Fuel Oil. La empresa gestiona 24 centrales cuyo rendimiento depende mayormente de la condición de hidrología anual para generación. En los últimos 17 años la empresa ha aumentado un 60% su capacidad instalada. En 2001 contaban con solo 3900 MV, y en 2004 se suma la central Ralco con casi 700 MW de potencia. Dicha planta fue emblemática por relacionamiento con las comunidades indígenas y el medio ambiente. Posteriormente comienzan a desarrollarse las plantas termoeléctricas como San Isidro (ciclo combinado) y Quintero (turbogas y ciclo abierto). En 2012 concluye la construcción de Bocamina (carbón 360 MW). Al día de hoy (comenzada en 2015) aún se construye la Central Hidroeléctrica Los Cóndores en la región del Maule.

Desde la toma de control por parte del Grupo ENEL, la empresa vislumbra que Chile continuará entrando rápidamente en un mercado mucho más desafiante y competitivo que el actual, tal como la dinámica observada para otros mercados maduros en generación eléctrica. Esto significa una estimación de crecimientos decrecientes en la demanda (habitualmente la demanda real termina no creciendo tanto como se estima). Los últimos 2 años se ha sincerado el pronóstico de crecimiento de la demanda que realmente se encuentra bastante por debajo del 4%. Por otra parte, respecto de la oferta se han visto cambios importantes desde el 2015 a la fecha, en que la componente termoeléctrica era mayoritaria en el parque generador y la hidroeléctrica convencional mantenía una gran participación. Hoy en día se aprecia un crecimiento sostenido de las energías renovables no convencionales (tanto terminadas como en construcción). La empresa estima que para el 2020 el 70% de las plantas en construcción serán de tipo renovable. Esto se produce en un escenario en que la demanda no crece tanto como las estimaciones previas que sirvieron de base para las inversiones actuales, y que en general ha habido gran número de centrales en trámite y mayor número de actores. Consecuentemente con este escenario, a Sept.2017 la competencia en el mercado mantenía sistemáticamente los precios bajos y ENEL no ve una realidad diferente de precios bajos en sus proyecciones futuras. Esto significó ya desde 2015 un cambio de enfoque

dentro del grupo ENEL controlador de la empresa, que se mantiene a la fecha de valoración, esto es, adaptarse a un escenario apretado, innovar con soluciones que permita reducir costos y mantener un parque generador flexible con energía sustentable (dejando carbón por ejemplo solo de respaldo), especialmente manteniendo la rentabilidad y cuidando mucho sus activos irrepetibles, tal como Ralco y otras grandes centrales hidroeléctricas.

Lo anterior solo sería sustentable en el largo plazo manteniendo una buena relación con las comunidades en el territorio donde se encuentran desplegadas sus instalaciones. La empresa tiene como una de sus prioridades trabajar (lobby) y cooperar con las instituciones legislativas y regulatorias del país, pues considera imprescindible contar con un sistema regulatorio acorde con la realidad actual, que dé garantías de estabilidad, claridad y transparencia para todos los operadores en competencia. La proyección de sobrecapacidad en el sistema de generación nacional no solo obliga a mayor flexibilidad en el sentido de sostener el abastecimiento de la red, sino que también el sistema regulatorio debería acompañar este cambio en la dinámica de la industria. ENEL GX hoy ya no es la maquinaria poderosa de construir Megawatts que poseía ENDESA, sino que sostienen una visión de rentabilidad sostenible con plantas competitivas basadas en eficiencia, y un adecuado relacionamiento (diálogo) con las comunidades, justamente para no erosionar/comprometer lo anterior, con respeto a la regulación ambiental. Por tanto, se reconoce explícitamente que el mercado chileno es maduro y solo los operadores más eficientes, que puedan innovar en su gestión y mantener equilibrios con los territorios y comunidades en que están insertos, tienen reales chances de mantenerse en este mercado. Reconocen entonces que su cartera de clientes ha pasado conceptualmente de consumidores a clientes (pues pueden optar y tienen mayor capacidad de elección) y desde ahí incluso a proveedores, pues dichos clientes podrían pasar a generar electricidad propia dentro del sistema (sistema bidireccional).

La innovación tecnológica y ambiental busca este objetivo (visión que se traduce en el concepto “OpenPower”), y por ellos se han organizado en 8 unidades de negocio a lo largo del territorio nacional. Buscan descentralizar las instalaciones que se agrupan en estas 8 unidades, empoderando a grupos de trabajo en estas instalaciones y dando apoyo desde Santiago. También se incluye el concepto de “shared value” con las comunidades, consistente en proyectos de valor compartido. Centralizado en Santiago cuentan con un centro (sala de control) de monitoreo y diagnóstico que controla el desempeño y emisiones de todas las plantas en el territorio (hidro y termo) y recaba gran cantidad de datos que se analizan permanentemente para obtener información y sacar conclusiones. Se busca aumentar la eficiencia energética y de funcionamiento.

Centralizadamente se mantiene tele-conducción remota de la distribución y se controla la potencia total en todas las instalaciones generadoras de ENEL a nivel país.

El modo de actuar al 30 de septiembre 2017 de ENEL Generación sería concordante con su estrategia de largo plazo, reflejando en su visión el cuidado de las instalaciones (algunas de ellas irrepetibles), la capacidad de innovar y la búsqueda de un desarrollo sustentable con el medio ambiente y las comunidades y perseguir la eficiencia como clave de su rentabilidad.

En lo que respecta a inversiones y dejando de lado la ejecución actual de la central Los Condores (VII Región del Maule) la empresa maneja un set de proyectos de ejecución potencial, tanto hidroeléctricos como en JV con renovables. No se ha dado señal al mercado sobre futuras plantas termoeléctricas, lo cual reafirmaría su discurso de concentrarse en energía hidráulica y otras renovables. La empresa enfrenta desafíos en la ejecución de cualquiera de esos proyectos, pues aparte de depender de los precios de mercado (bajos), se encuentra la obtención de permisos ambientales. Está la precaución de no entrar en proyectos que tarden demasiado tiempo en ser aprobados por autoridades, previo a la construcción como durante la ejecución misma. Lo que terminen ejecutando depende de los precios y que básicamente su entrada en servicio de nuevas plantas sea en un plazo acotado (permisos y sociabilización con las comunidades. Consideramos en este estudio que no se ejecutan nuevas inversiones dada la visión misma de la empresa y el escenario de mercado que afecta también a otros operadores eléctricos.

7.2 Análisis de Crecimiento

Se efectuó el cálculo de tasas de crecimiento reales de las ventas de la empresa, por línea de negocio. Estas líneas indirectamente reflejan un tipo de cliente distinto por tamaño de escala. Así es como ENEL Generación clasifica naturalmente sus ingresos entre 2013 y Septiembre de 2017.

Inicialmente se proyectaron las ventas totales por línea de negocio (en Miles de UF) solo para el cuarto trimestre de 2017. Esto se realizó utilizando el aporte promedio a las ventas (totales y por línea) solo de los 4tos trimestres de los años 2015 y 2016, pues se consideró que la estrategia de ventas en ese período es consistente con reestructuración de ENEL Generación por parte de los nuevos dueños. La proyección de las ventas totales de energía por generación entre 2018 y 2022 se contrastó y validó con el crecimiento promedio histórico de las ventas que alcanza a un 2,4% anual, expresado en unidades de GWh.

Cabe señalar que se hizo el supuesto que el precio de la energía spot en el mercado, para el componente hidro que sustenta las ventas spot de la empresa, decrece desde 52 mil \$/MWh hacia 25 mil \$/MWh entre 2018 y 2022. Igualmente se supuso que el precio de la energía spot en el escenario termo que justifica los costos por compras de energía en el mercado spot, también decrece desde 70 mil \$/MWh hacia 35 mil \$/MWh entre 2018 y 2022. Sin embargo, los precios spot afectan en menor medida los flujos de caja de ENEL Generación. Por lo tanto, el incremento de las ventas se basa aumentos proyectados en cantidad de energía vendida, y este aumento va de la mano con la cartera de contratos que la empresa posee. En todo caso, el supuesto de caída en los precios nudo (spot) se sustenta en análisis y proyecciones de la industria y agencias consultoras durante el 2° y el 3er trimestre de 2017; y es consistentes con estimaciones de precios que la misma empresa utilizaría en flujos proyectados para 10 y 20 años (*entrevistas*). Como se señala anteriormente, casi el 90% de los ingresos por ventas de la empresa, proviene de contratos a largo plazo, y los precios ahí involucrados se han proyectado estables en niveles de aproximadamente 55 mil \$/MWh para todo el período de proyección. Misma situación de estabilidad se supone para el precio de la potencia contratada. Por todo lo anterior, el crecimiento en las ventas ($p \times q$) se sustenta en el aumento de la cantidad de energía vendida.

Al utilizar la tasa de crecimiento anterior del 2,4% y el supuesto de disminución de precios spot, se verificó que las proyecciones de las ventas totales en pesos no eran significativamente diferentes respecto de cuando esta proyección de las ventas se realiza mediante tasas de crecimiento diferenciadas para cada una de las líneas de negocio de la empresa. Por lo tanto se optó por utilizar este último mecanismo de estimación, el cual termina arrojando un crecimiento promedio de 2,0 % en todo el período entre 2018 y 2022. Sin duda, al utilizar tasas de crecimiento diferenciadas por línea de negocio, se observa que de un año a otro en la tasa de crecimiento de ventas totales no es constante, sino que varía entre 2018 y 2022. En la Tabla 18, más adelante, se aprecia la proyección final de ventas por línea de negocios que es la utilizada finalmente en el Flujo de Caja Bruto. Como referencia en la Tabla 10 siguiente se resumen las tasas de crecimiento tanto de la generación bruta a nivel nacional, como de las ventas de electricidad exclusivamente por parte de ENEL Generación. Debemos observar que la generación bruta siempre será mayor a la cantidad de electricidad vendida, pues existen pérdidas de transmisión en el sistema, entre lo entregado por cada planta (hidráulica o termo) y lo efectivamente medido en el punto de entrega acordado con cada cliente, sean empresas distribuidoras (clientes regulados) o empresas no reguladas. Como

dato relevante, entre 2009 y a Septiembre 2017 solo el 93,1% (promedio) de la Generación Bruta se tradujo efectivamente en Ventas de Electricidad (ver Tabla).

Tabla 10: Crecimiento de Ventas ENEL Generación versus Generación Bruta Nacional:

Rango histórico	2013-2017	2015-2017	2016-2017
Crecim Generación Bruta Nacional (GWh)	2,2%	1,7%	1,3%
Crecim Ventas Electricidad ENEL (GWh)	2,3%	3,4%	-0,6%

En todo el proceso de proyección se estimaron tasas de crecimiento reales de ventas (en miles de UF) de ENEL Generación para 3 rangos de períodos, 2013-2017, 2015-2017 y 2016-2017, esto por las razones señaladas precedentemente del proceso de reestructuración.

Para la estimación de la tasa de crecimiento anual para las ventas totales se consideró como más apropiado realizar el análisis de crecimiento por tipo de cliente (línea de negocio). Por lo anterior, no se utiliza el mismo rango de fechas históricas para cada línea de negocio al estimar el crecimiento a aplicar luego en las proyecciones. En la Tabla 11 siguiente se destacan las tasas de crecimiento aplicadas.

Tabla 11: Porcentajes de crecimiento históricas por línea de negocio:

% Crecim Montos en Miles de UF	2013-2017	2015-2017	2016-2017
Ventas Totales	4,9%	6,6%	-1,2%
Ventas de Energía	5,0%	5,4%	-3,1%
Clientes Regulados	5,0%	10,9%	-1,1%
Clientes No Regulados	12,6%	3,1%	8,5%
Ventas de Mercado Spot	13,2%	-22,7%	-41,2%
Ventas de Gas	2,4%	119,1%	146,0%
Ventas de Productos y Servicios	0,0%	12358,5%	864,1%
Peajes y Transmisión	-4,7%	14,8%	5,0%
Otras Prestaciones	0,0%	-6,2%	25,5%
Otros ingresos de explotación*	0,0%	249,9%	197,1%

A continuación se enumeran los supuestos en la proyección de ventas por línea de negocio. Es relevante destacar que las ventas de Energía por generación representan el 92,3% de las ventas totales de la empresa:

- 1) **Clientes Regulados.** Entre 2009 y 2015 las ventas en pesos disminuyeron en un promedio de -1% anual. Dado que la administración de ENEL GX toma control y reestructura ENDESA Chile hacia fines de 2015, se promedió el crecimiento de las ventas entre Diciembre de 2016 y la proyección a Diciembre 2017. Este promedio de crecimiento alcanza a -1,1% (decrecimiento), el cual se aplicó como tasa constante para la proyección 2018 a 2022. Notar que la caída real en las ventas de este segmento alcanzó al -9,7% entre Septiembre 2016 y Septiembre 2017.
- 2) **Clientes No Regulados.** Entre 2009 y 2015 las ventas en pesos crecieron en promedio al 2,1% anual. Ante la toma control y reestructuración de la empresa hacia fines de 2015, se utiliza igualmente el crecimiento promedio de las ventas entre Diciembre de 2016 y la proyección a Diciembre 2017. Este promedio de crecimiento alcanza a +8,5%, el cual se aplicó como tasa constante para la proyección 2018 a 2022. Notar que las ventas reales en este segmento crecieron al +9,8% entre Septiembre 2016 y Septiembre 2017.
- 3) **Ventas de Energía en Mercado Spot.** Si bien entre 2009 y 2015 las ventas en esta línea de negocios crecieron en promedio al 19,2% anual, se produce un cambio en la estrategia de la empresa hacia fines de 2015. El crecimiento negativo de las ventas entre Diciembre de 2016 y la proyección a Diciembre 2017 es de -41,2% (real entre Sept.2016-Sept.2017 es -40,2%). Esta línea de negocios solo aporta el 5,1% de las ventas de energía por generación. Por naturaleza estas ventas son muy variables año a año, dependiendo de la hidrología y el escenario de precios de mercado. Por tanto para la proyección se utilizó el promedio de crecimiento entre 2013 y 2017 proyectado a Diciembre, alcanzando +13,2%, el cual se aplicó como tasa constante para la proyección 2018 a 2022. Notar que las ventas reales en este segmento crecieron al +9,8% entre Septiembre 2016 y Septiembre 2017.
- 4) **Otras Ventas (Ventas de Gas y Ventas de Productos y Servicios):** En este ítem se agrupan ventas que constituyen solo 4,4% de las ventas totales. Para la tasa de crecimiento de las ventas de gas a terceros, se consideró adecuado y realista usar el promedio de generación bruta del sistema eléctrico nacional, pues se estimó que dicha tasa es más representativa de la evolución de demanda por gas que puedan tener otras empresas generadoras (clientes) cuya matriz se concentra más en termo. En términos de cantidad de GWh entre Diciembre de 2016 y la proyección a Diciembre 2017, existe un aumento en +2,4% (contrasta con el salto observado entre 2015 y 2016). La empresa busca aprovechar sus activos de generación hidráulica y solo operar las unidades térmicas en escenarios donde busca estabilizar el precio, o eventualmente vender a contrata su capacidad de generación (venta a otras generadoras). Por otro lado, al Ítem de Ventas de Productos y Servicios se le asignó una tasa de 0% de crecimiento en la

proyección 2018 – 2022, dado que no constituyen ingresos estables o modelables a largo plazo, y su cuantía es poco significativa.

- 5) **Otras prestaciones de servicios (Peajes y Transmisión; Otras prestaciones):** Este representa el 3,2% de las ventas totales de la empresa. Solo se proyectó crecimiento para ventas por peajes y transmisión, promediando un crecimiento de +5,0% entre Diciembre de 2016 y la proyección a Diciembre 2017 (real entre Sept.2016-Sept.2017 es +10,1%). Al Ítem de Otras Prestaciones se le asignó crecimiento 0% en ventas.

Como se aprecia, en la proyección de ventas se utilizaron las tasas de crecimiento reales (miles de UF) de ENEL Generación para 3 rangos de períodos, 2013-2017, 2015-2017 y 2016-2017 (Ver Tabla 11 anterior), esto por las razones señaladas precedentemente del proceso de reestructuración desde ENDESA Chile a ENEL Generación. Solo para el caso de las ventas de gas se utilizó la tasa de crecimiento promedio de la Generación Bruta del sistema eléctrico nacional (2,4%), como se señaló anteriormente.

Tabla 12: Proyección Generación y Ventas de electricidad (GWh) y Market Share de ENEL:

Generación Proy Chile - ENEL	2018	2019	2020	2021	2022
<i>Generación Bruta Sist Eléctrico Nac</i>	75.620	77.447	79.318	81.234	83.196
<i>% de crecimiento</i>	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%
<i>SIC (GWh)</i>	56.909	58.283	59.691	61.133	62.610
<i>SING (GWh)</i>	18.712	19.164	19.627	20.101	20.586
<i>Ventas Sistema Eléctrico Nacional</i>	70.385	72.086	73.827	75.610	77.436
<i>% de crecimiento</i>	3,2%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%
<i>SIC (GWh)</i>	52.969	54.249	55.559	56.901	58.275
<i>SING (GWh)</i>	17.416	17.837	18.268	18.709	19.161
<i>ENEL Market Share</i>	33,8%	34,1%	34,1%	34,1%	34,0%
<i>Numero Unidades Generadoras</i>	111	112	112	112	112
<i>Capacidad Instalada (MW)</i>	6.351	6.501	6.501	6.501	6.501
<i>Generación de Electricidad (GWh)</i>	18.429	18.810	18.913	19.016	19.120
<i>% de crecimiento</i>	0,5%	2,1%	0,5%	0,5%	0,5%
<i>Compras de Electricidad (GWh)</i>	5.356	5.802	6.264	6.738	7.225
<i>% de crecimiento</i>	8,8%	8,3%	8,0%	7,6%	7,2%
<i>Ventas de Electricidad (GWh)</i>	23.785	24.611	25.176	25.754	26.345
<i>% Crecimiento Ventas (GWh)</i>	2,3%	3,5%	2,3%	2,3%	2,3%
	-	-	-	-	-
<i>Precio proyectado \$/MWh</i>					
<i>Precio proyectado USD/MWh</i>					
<i>610 \$/USD</i>					

Igualmente, cabe señalar que se estimó un incremento de las ventas de electricidad el año 2019, subiendo en 280 GWh, desde 23.785 GWh (proyección de crecimiento al 2,3% respecto del 2017 (proyectado en Q4), a 24.611 GWh. Esto se debe a la entrada en funcionamiento de la central hidroeléctrica de pasada Los Cóndores. Esta inversión, si bien no impacta en las ventas totales de energía (contratos a plazo), si incidirá en la estructura de costos pues probablemente será despachada por el CDEC antes que otras termoeléctricas. Posteriormente se estiman caídas en los costos por compras de combustibles y una menor compra de energía a terceros.

Como se puede apreciar en la tabla siguiente, la proyección de ventas totales con $g = 2,3\%$ uniforme resulta levemente mayor a cuando se aplican tasas diferenciadas de crecimiento por línea de negocios. En este último caso la tasa de crecimiento para el período de proyección 2018-2022 resulta en un promedio de $g_{prom} = 2,0\%$. Esta tasa es inferior a la tasa de crecimiento observada para la industria en el período 2013-2017 (Q4 proyectado), de 2,3%.

7.3 Tasas de crecimiento reales industria, 2013 a Septiembre 2017.

La Generación Bruta (GWh) del sistema eléctrico nacional entre 2013 y 2016 creció +2,9% y +2,4% añadiendo la proyección a Diciembre 2017. La Venta de Energía (GWh) en el mismo período, que representa un 93,1% de la Generación Bruta, creció un +2,5% y un +2,2% añadiendo la proyección a Diciembre 2017.

En general el crecimiento de Generación y Ventas ha experimentado una desaceleración hacia los últimos años del período histórico en estudio, al punto que la Generación proyectada en 2017 respecto de 2016 solo presentarían crecimiento de aproximadamente 1%. Esto se encuentra en línea con lo recabado mediante las consultas directas al interior de ENEL Generación, en el sentido que la industria enfrenta tasas decrecientes de demanda por electricidad en Chile

7.4 Perspectivas de crecimiento industria, 2017 a 2021 (estudios externos).

Sin perjuicio de las estimaciones de crecimiento de las ventas utilizadas para proyectar el Flujo de Caja Libre, se recabó información histórica de la industria y se contrastó con la realidad de demanda por electricidad en otras economías.

Estudios de diferentes países relacionan el crecimiento de la demanda por energía eléctrica con el crecimiento del PIB per cápita (correlaciones de hasta 99%). La actividad económica sería la variable más importante al estimar el consumo de electricidad nacional. Luego viene el crecimiento

poblacional y finalmente el precio. Sin embargo, este último parece no ser relevante, pues la elasticidad-precio del consumo nacional en el mediano plazo se estima en -0,4% (Agostini, Polttier y Saavedra), lo cual es altamente inelástico (en el SIC no superaría el -0,09%), constituyéndose como un bien “necesario” en la economía. La CNE fue la principal fuente de información para proyección del consumo de electricidad, particularmente en el SIC y SING, que es donde opera ENGX. En los modelos utilizados el crecimiento del PIB per cápita es la principal variable explicativa. En un escenario de baja demanda estudios de la CNE sugieren crecimientos proyectados hasta 2028 de 4,2% para el SIC y 4,6% para el SING en términos de GWh (ver Tabla 13). Nótese que la Oferta es igual a la Demanda, y ambas son levemente menores que la Generación Bruta venta de energía en el Sistema eléctrico nacional, por tanto proyectar generación es análogo a proyectar el consumo, pues el despacho de electricidad se realiza en función de los requerimientos de energía eléctrica, es decir, siempre se ajusta a las ventas. La diferencia Generación y Ventas son las pérdidas de energía. Cabe señalar que en Chile el consumo eléctrico por habitante es aproximadamente el 50% que el de EU, y hasta un 20% que el de USA.

En el período a proyectar 2017-2021, diferentes fuentes proyectan tasas de crecimiento para la industria que superan el 4%. Sin embargo, estimamos que ENEL Generación no constituye el vehículo de crecimiento designado por ENEL Chile, sino que ese rol lo tiene ENEL Green Power (filial de ERNC de ENEL Chile). Por lo anterior estimamos que la estrategia de ENEL Generación es reducción de costos y aumento del Margen de Ventas, desde un 44,50% en promedio para el período 2013-2017 (Q4 proy), a más de un 50%. Es decir, ENEL Generación en un generador de renta para sus accionistas con una limitada proyección de crecimiento en nuevas plantas generadoras, a excepción de su nueva central Los Cóndores, cuyo impacto se detalla más adelante..

Tabla 13: Extracto de proyección de crecimiento para la demanda por energía eléctrica (consultores CNE), entre 2014 y 2028. Con escenario Bajo 4,2% y 4,6% SIC – SING:

TABLA 3 RESUMEN DE PROYECCIONES (GWh)

Año	Escenarios Alto		Escenarios Medio			Escenarios Bajo	
	SIC	SING	SIC	SING	Sistemas Medianos	SIC	SING
2014	53,146	18,070	52,638	17,957	484	52,638	17,844
2015	55,655	19,061	54,738	18,860	507	54,687	18,658
2016	58,489	20,084	57,157	19,797	530	56,893	19,510
2017	61,688	21,173	59,891	20,787	553	59,299	20,400
2018	65,235	22,318	62,863	21,824	577	61,871	21,330
2019	69,120	23,516	66,044	22,910	604	64,583	22,304
2020	73,326	24,766	69,385	24,044	630	67,424	23,321
2021	77,838	26,016	72,870	25,201	658	70,369	24,385
2022	82,648	27,289	76,493	26,393	687	73,402	25,498
2023	87,750	28,583	80,246	27,623	719	76,518	26,662
2024	93,141	29,897	84,116	28,887	752	79,709	27,878
2025	98,817	31,224	88,108	30,187	788	82,964	29,150
2026	104,779	32,561	92,199	31,521	827	86,282	30,481
2027	111,027	33,905	96,415	32,888	868	89,646	31,871
2028	117,561	35,253	100,728	34,290	912	93,070	33,326
Tasas anuales acumulativas							
<i>Histórico</i>	5.9%	4.8%	5.9%	4.8%	4.5%	5.9%	4.8%
<i>Proy. 2014-2028</i>	5.8%	4.9%	4.7%	4.7%	4.6%	4.2%	4.6%

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A CNE, BCC E INE

Tabla 14: Extracto de proyección de crecimiento del consumo de energía eléctrica (consultores CNE), entre 2013 y 2022. SIC – SING-SSMM:

TABLA 7 PROYECCIÓN CONSUMO ELÉCTRICO SIC, SING Y SSMM (GWh), 2013-2022

Año	Energía (GWh)		
	SING	SIC	SSMM (XI+XII)
2013	1,585	26,196	390
2014	1,668	27,015	406
2015	1,753	28,073	419
2016	1,838	29,381	433
2017	1,925	30,863	450
2018	2,016	32,447	468
2019	2,110	34,116	488
2020	2,206	35,853	510
2021	2,306	37,652	534
2022	2,407	39,513	560
Tasas anuales acumulativas			
<i>Histórico</i>	6.03%	5.32%	4.88%
<i>Proy. 2013-2022</i>	4.75%	4.67%	4.12%

FUENTE: ELABORADO EN BASE A CNE Y BCC

» observa un desaceleración de las ventas a clientes regulados

Como se observa en la Tabla 14, ya en 2013 los consultores CNE advertían de la desaceleración a clientes regulados y la competencia a precios competitivos por los clientes libres. Sin embargo, las proyecciones de crecimiento para la industria de sobre 4,5% estimamos no son realistas ni se aplicarían al caso de ENEL Generación, ni mucho menos durante los próximos 5 años de proyección.

7.5 Análisis de Costos de Operación

Los Costos de Operación que utiliza ENEL Generación consisten principalmente en costos de venta, consumo de combustible y gastos de transporte. El costo de venta está compuesto por:

- **Compras Contratos Energía.** - La compañía realiza compras de energía mediante contratos de suministro a fin de cumplir con las obligaciones de energía que posee la empresa.
- **Compras Contratos Potencia.** - Enel Generación ejecuta compras mediante contratos de potencia con la finalidad de cumplir con los compromisos en potencia que tenga con otras empresas.
- **Compras Energía Spot.**- Así mismo se realizan compras de energía en el mercado spot, que corresponde al mercado físico en el que intercambian energía las empresas generadoras que tengan un déficit o superávit de energía. Enel Generación realiza compras de energía en el mercado spot cuando presenta un déficit entre la energía que generó y la que fue capaz de inyectar al sistema.
- **Compras Potencia Spot.**- Al igual que las compras de energía, se realizan compras en potencia en el mercado spot a fin de cumplir con los compromisos contractuales que posee la empresa, en el caso de que presente un déficit.
- **Compras de Combustible.**- La empresa utiliza combustibles líquidos y gas para producir energía en centrales de ciclo combinado (Ejemplo: TalTal, Diego de Almagro, Huasco, Gas Atacama, etc). Es necesario mencionar que las centrales de ciclo combinado cobran relevancia en épocas de sequía, cuando la hidrología presente en la región es baja y por lo tanto la empresa no es capaz de producir mediante centrales hidroeléctricas. A la fecha la empresa continúa comprando LNG de su contrato con Shell (ex – British Gas) a niveles de precio equivalente a ICE Brent (en USD/mmBTU) más gastos de shipping. Sin perjuicio de lo anterior, tiene la libertad de aumentar importaciones, vía compras spot, a través del terminal de regasificación de Quintero, que comparte con otros offtakers).

- **Peajes.-** Se debe pagar un costo por el uso de instalaciones de transmisión, el cual puede estar incluido en el contrato con clientes no regulados. En ese caso, el generador debe pagar el costo de transmisión, a ese pago se le denomina peaje de transmisión.
- **Transporte.-** Corresponden a los costos por transporte de gas desde los yacimientos mediante un tubo subterráneo, denominado gasoducto, hasta los centros de consumo.
- **Gastos por Beneficios a los Empleados.-** Se refieren a los gastos que incurre la empresa como gasto de personal, el cual incluye sueldos y salarios, gasto por obligación por beneficios post empleo, servicio seguridad social y otras cargas sociales y otros gastos de personal.

7.6 Análisis de Cuentas No Operacionales

Se analizó las cuentas no operacionales correspondientes a Enel Generación. Según los Estados Financieros las cuentas están compuestas por:

- **Otras Ganancias (Perdidas).-** Al 30 de Septiembre de 2017 se observa la “Ganancia por venta Electrogas”. Electrogas S.A tiene por objeto prestar servicios de transporte de gas natural y otros combustibles, para lo cual puede construir, operar y mantener gasoductos, oleoductos, poliductos e instalaciones complementarias.

El 16 de diciembre de 2016, Enel Generación Chile acordó y suscribió un contrato de compraventa de acciones con Aerio Chile SpA, sociedad que es de total propiedad de REN – Redes Energeticas Nacionais, S.G.P.S., S.A. Según establecía el contrato, Enel Generación Chile vendería el total de participación (42.5 % del capital) de que era titular en Electrogas S.A. La cantidad acordada para dicha transacción fue de USD 180 millones, el cual se pagaría en la fecha de cierre de la transacción.

La venta se llevó a cabo el 7 de febrero de 2017, el valor ascendió a M\$ 115.582.806 y generó una ganancia antes de impuestos de M\$ 105.311.912. Este acontecimiento es considerado como un evento no recurrente.

Otros eventos no recurrentes:

- Ventas de terrenos por M\$ 4.244.118.
- Otros por M\$ 150.567.

- **Ingresos Financieros.** - Los cuales están compuestos por Efectivo y otros medios equivalentes, que alcanzan un monto de M\$ 2.170.221 y Otros Ingresos Financieros por un valor de M\$ 1.983.252
- **Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación.** - Estos representan las inversiones en empresas asociadas y negocios conjuntos contabilizados por el método de participación, y los movimientos en los mismos al 30 de septiembre de 2017, los que generan un monto de M\$ 18.188.198.

7.7 Análisis de Activos

7.7.1 Activos Operacionales

Los activos operacionales de Endesa Chile se pueden clasificar de acuerdo a lo señalado en la siguiente tabla:

Tabla 15: Activos operacionales de ENEL Generación Chile:

Activos Operacionales	Activos No Operacionales
Efectivo y equivalentes al efectivo	Otros activos financieros, corrientes
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, corrientes	Otros activos no financieros, corrientes
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	Activos por impuestos, corrientes
Inventarios	Otros activos financieros, no corrientes
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, no corrientes	Otros activos no financieros, no corrientes
Activos intangibles distintos de la plusvalía	Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación
Propiedades, planta y equipo	Plusvalía
	Activos por impuestos diferidos

7.7.2 Activos No Operacionales

- **Otros activos financieros, corrientes.** - El rubro está compuesto por Inversiones para la venta que cotizan en bolsa, Instrumentos Derivados de cobertura, Instrumentos Derivados de no cobertura.
- **Otros activos no financieros, corrientes.** -
- **Activos por impuestos, corrientes.** - Está compuesto por pagos provisionales mensuales, tax credit, crédito por utilidades absorbidas, crédito por gastos de capacitación, otros.

- **Otros activos financieros, no corrientes.** - Pertenecen al siguiente rubro las Inversiones disponibles para la venta que no cotizada o que tienen poca liquidez, Inversiones a mantener hasta el vencimiento.
- **Otros activos no financieros, no corrientes**
- **Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.** - Está compuesto por inversiones en empresas asociadas, y negocios conjuntos.
- **Plusvalía.-** Corresponde al incremento del valor de un activo, principalmente bienes inmuebles por circunstancias extrínsecas e independientes (Goodwill).

En la siguiente tabla se encuentra la plusvalía producida en cada una de las Unidades de Generación de Efectivo (UGE) al 30 de septiembre 2017. Este monto asciende al equivalente de MUF 933, y será considerado en la valoración de activos, sin embargo, se podrían desestimar en la empresa y no afectarían su flujo de caja operacional:

Tabla 16: Plusvalía (Fuente: EEFF al 30/ Septiembre/ 2017):

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo al 01-01-2017 M\$	Traspos por Fusiones M\$	Saldo al 30-09-2017 M\$
GasAtacama Chile S.A.	Generación Chile	24.860.356	-	24.860.356
Total		24.860.356	-	24.860.356

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo al 01-01-2016 M\$	Traspos por Fusiones M\$	Saldo al 31-12-2016 M\$
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Generación Chile	20.204.251	(20.204.251)	-
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Generación Chile	4.656.105	(4.656.105)	-
GasAtacama Chile S.A.	Generación Chile	-	24.860.356	24.860.356
Total		24.860.356	-	24.860.356

- **Activos por impuestos diferidos.** - El rubro está compuesto por los siguientes movimientos: Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas, Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otro resultado integral, Diferencia de conversión de moneda extranjera I, Otros incrementos (decrementos), obteniendo como saldo al 31 de septiembre 2017 el monto de M\$ 19.012.882.

VIII. Proyección de los Estados de Resultados

En el caso de los costos operacionales, para proyectar el año 2017 y el 2018 utilizó el margen de contribución promedio de los años 2015, 2016 y a Septiembre 2017, esto por considerarse representativos de la estructura de costos del negocio que busca la empresa. Este margen de contribución alcanzó al 44,5%. Los costos operacionales proyectados por ítem de “materia prima y consumibles utilizados” se distribuyeron conforma a la misma estructura de costos observada entre el mismo período 2015 - Sept.2017. La Tabla 18 muestra esta estructura proyectada de costos incluyendo una columna para el 2017 completo. Con esta información luego se obtuvo la estimación (proyección) de lo que contribuye solo el Q4 2017.

Ante la entrada en funcionamiento de la central hidráulica Los Cóndores, único proyecto futuro confirmado en la cartera de inversiones de ENEL Generación, se estima un cambio en la estructura de costos específicamente afectando el consumo de combustible gas natural. Se ha supuesto que el soporte de las ventas contratadas tendrá mayor concentración en fuentes hidráulicas que sustituyen la operación de respaldo de centrales térmicas. Como ya se ha adelantado, se proyecta que esta inversión no afectará el nivel de ventas ni la participación de mercado de ENEL Generación en el mercado eléctrico nacional, sino que modifica su estructura de costos y mejora el margen de contribución de las ventas desde 44,5% a 50,3%. Esta condición es consistente con la estrategia de la Administración de obtener el mejor retorno financiero y dividendos a los accionistas mediante la mejora en su eficiencia operacional y sustitución por fuentes de generación eficientes y limpias. El mercado doméstico no exhibe ni crecimiento ni precios atractivos para aumentar capacidad de generación térmica.

Tabla 17: Porcentajes en estructura de costos operacionales utilizados en la proyección de los costos de ENEL Generación.

Estructura proyectada de costos	PROY.*	PROY.*	PROY.**	PROY.**	PROY.**	PROY.**
Costos operacionales (2017 - 2022)	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Compras de energía	36,7%	36,7%	38,3%	38,3%	38,3%	38,3%
Consumo de combustible	33,0%	33,0%	27,9%	27,9%	27,9%	27,9%
Gastos de transporte	20,0%	20,0%	22,3%	22,3%	22,3%	22,3%
Otros aprovis. variables y servicios	10,4%	10,4%	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%

*con promedio 2015, 2016 y Sept.2017 se proyectó 2017 y 2018
 *ajuste de -23% en 2019 para costos de combustible, por Central Los Condores, cambia estructura de costos

Tabla 18: Estados de Resultados Proyectados entre 31 de Septiembre 2017 (Q4) hasta 2022.

Generación Chile - ENEL

Miles de UF

	REAL	PROYECT	PROYECT	PROYECT	PROYECT	PROYECT	PROYECT	PROYECT
Estado de Resultados Proyectados	sep-17	2017	4Q.2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ventas (Estimación por línea de negocio)			15.039	59.429	60.478	61.664	63.000	64.501
<i>% de crecimiento</i>				1,6%	1,8%	2,0%	2,2%	2,4%
Ventas (Estimación g constante / uniforme)*	43.467	58.506	15.039	59.849	61.223	62.628	64.066	65.536
<i>% de crecimiento</i>				2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
Ventas de Energía por Generación	40.162	53.934	13.772	55.261	56.529	57.827	59.154	60.512
<i>% de crecimiento</i>				1,5%	1,7%	1,9%	2,1%	2,3%
Cientes Regulados	30.397	40.436	10.038	39.994	39.558	39.126	38.699	38.277
<i>% de crecimiento</i>				-1,09%	-1,09%	-1,09%	-1,09%	-1,09%
Cientes No Regulados	8.122	11.625	3.502	12.610	13.679	14.838	16.096	17.460
<i>% de crecimiento</i>				8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%
Ventas de Mercado Spot	1.642	1.874	231	2.121	2.401	2.718	3.077	3.483
<i>% de crecimiento</i>				13,2%	13,2%	13,2%	13,2%	13,2%
Otras Ventas*	2.055	2.881	826	2.947	3.015	3.084	3.155	3.228
Ventas de Gas	2.054	2.738	685	2.804	2.872	2.942	3.013	3.085
<i>% de crecimiento</i>				2,4%	2,42%	2,42%	2,42%	2,42%
Ventas de Productos y Servicios	1	142	141	142	142	142	142	142
<i>% de crecimiento</i>				0,0%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Otras prestaciones de servicios	1.251	1.691	441	1.757	1.825	1.898	1.973	2.053
Peajes y Transmisión	1.026	1.315	289	1.381	1.449	1.521	1.597	1.677
<i>% de crecimiento</i>				5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Otras Prestaciones	224	376	152	376	376	376	376	376
<i>% de crecimiento</i>				0,0%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Otros ingresos de explotación	416	694	278	694	694	694	694	694
<i>% de crecimiento</i>				0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Ingresos Operacionales	43.883	59.200	15.317	60.123	61.172	62.358	63.694	65.195
<i>% de crecimiento</i>				1,6%	1,7%	1,9%	2,1%	2,4%
Materias primas y consumibles utilizados	(26.521)	(32.852)	(6.331)	(33.365)	(30.390)	(30.980)	(31.643)	(32.389)
<i>% de crecimiento</i>				1,6%	-8,9%	1,9%	2,1%	2,4%
Compras de energía	-9.506	-12.042	-2.536	-12.230	-11.627	-11.852	-12.106	-12.391
<i>% de crecimiento</i>				1,6%	-1,5%	1,9%	2,1%	2,4%
Consumo de combustible	-9.748	-10.829	-1.081	-10.998	-8.469	-8.633	-8.818	-9.026
<i>% de crecimiento</i>				1,6%	-23,0%	1,9%	2,1%	2,4%
Gastos de transporte	-4.192	-6.573	-2.381	-6.675	-6.779	-6.911	-7.059	-7.225
<i>% de crecimiento</i>				1,6%	1,6%	1,9%	2,1%	2,4%
Otros aprovisionam. variables y servicios	-3.076	-3.408	-333	-3.461	-3.515	-3.584	-3.660	-3.747
<i>% de crecimiento</i>				1,6%	1,6%	1,9%	2,1%	2,4%
Margen De Contribución	17.362	26.348	8.986	26.758	30.782	31.379	32.051	32.806
<i>% Margen sobre Ventas Totales</i>		44,5%		44,5%	50,3%	50,3%	50,3%	50,3%

8.1 Supuestos de los efectos del mercado y las inversiones en los flujos proyectados:

A finales del 2018 se espera que se encuentre operativa la Central Hidroeléctrica Los Cóndores, por lo que es posible observar una caída en los costos del año 2019 (-8,9%).

Así mismo si bien se esperaba que la interconexión entre los sistemas SIC y SING entrase en vigencia entre 2019 y 2020, que finalmente se concretó en 2017 previo al 30/Septiembre, esto estimamos no afecta las proyecciones de crecimiento de las ventas, pues dicha demanda incremental sería absorbida por ENEL Green Power. Incluso el escenario de precios se proyectaba más bajo ante la probabilidad que SING exportara energía hacia el SIC.

Igualmente hacemos notar que los incrementos marginales de Ventas entre 2019 a 2022 consideran el término de uno de contratos antiguos a largo plazo con las distribuidoras que vence en 2020. Los otros contratos vencen ya en 2024 y 2030. Una vez que estos contratos vencen, suponemos que ENEL Generación los renovarían a precios actualizados bastante más bajos que los actuales.

También debemos considerar ciertas caídas en el nivel de ingreso hacia los años 2031, 2036 y 2040 en que se requiere una revisión de la Vida Útil Remanente (VUR) de las principales centrales Hidroeléctricas que posee ENEL Generación. En particular los Costos Totales bajan por término de la Vida Útil Remanente de la central Abanico, Rapel y Ralco. Se estima que el término de la vida útil remanente de la Central Rapel se produzca en el año 2031, mientras que la Central Abanico se dará en el año 2036, así mismo la Central Ralco se producirá en el año 2040. Este hecho generará que Endesa Chile genere una menor cantidad de Ingresos y por lo tanto se reduzcan los costos de producción.

IX. Proyección de Flujos de Caja Libre y Valoración Económica.

A continuación se proyecta el Flujo de Caja Libre (FCL) anual, desde e incluyendo el cuarto trimestre de 2017 hasta al 2021, en UF de Septiembre de 2017, esto a partir de los Estados de Resultados ya proyectados en los puntos anteriores.

9.1 Flujo de Caja proyectado:

El Flujo de Caja por línea de negocio (naturaleza) replica las ventas proyectadas y costos operacionales explicados anteriormente, confirmando el margen de contribución de las ventas cada año. Se añaden gastos de administración y ventas, y la depreciación proyectada, ítems que se dejan constantes en la proyección, lo cual indirectamente hace bajar su participación porcentual respecto de las ventas totales hacia el 2022 (ver **Tabla 19**).

Se aprecia el efecto del alza de la tasa de impuesto a la renta, que entra en full ejercicio a gravar con el 27% a contar de 2018.

Tabla 19: Estados de Resultados Proyectados entre 31 de Septiembre 2017 (Q4)

F.C. Proyectado (Por naturaleza o por Funcion)

	MUF	2017	Q4.2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ventas Generación de Energía		53.934	13.772	54.725	55.638	56.682	57.872	59.220
Clientes Regulados		40.436	10.038	39.994	39.558	39.126	38.699	38.277
Clientes No Regulados		11.625	3.502	12.610	13.679	14.838	16.096	17.460
Mercado Spot		1.874	231	2.121	2.401	2.718	3.077	3.483
Otras Ventas		2.881	826	2.947	3.015	3.084	3.155	3.228
Gas		2.738	685	2.804	2.872	2.942	3.013	3.085
Productos y Servicios		142	141	142	142	142	142	142
Otros Servicios		1.691	441	1.757	1.825	1.898	1.973	2.053
Peajes y Transmisión		1.315	289	1.381	1.449	1.521	1.597	1.677
Otras prestaciones		376	152	376	376	376	376	376
Otros Ingresos de Explotacion		694	278	694	694	694	694	694
Ingresos de Explotación		59.200	15.317	60.123	61.172	62.358	63.694	65.195
Compras de Energía		-12.042	-2.536	-12.230	-11.627	-11.852	-12.106	-12.391
Consumo de Combustible		-10.829	-1.081	-10.998	-8.469	-8.633	-8.818	-9.026
Gastos de Transporte		-6.573	-2.381	-6.675	-6.779	-6.911	-7.059	-7.225
Otros aprovisionam. Variable y servicios		-3.408	-333	-3.461	-3.515	-3.584	-3.660	-3.747
Costos de Explotación		-32.852	-6.331	-33.365	-30.390	-30.980	-31.643	-32.389
Margen Explotación/Contribuc (Ganancia Bruta)		26.348	8.986	26.758	30.782	31.379	32.051	32.806
% Margen/Ingresos		44,5%		44,5%	50,3%	50,3%	50,3%	50,3%
Otros Trabajos		216	54	216	216	216	216	216
Beneficios a los Empleados		-2.037	-499	-2.037	-2.037	-2.037	-2.037	-2.037
Otros por Naturaleza (servicios profesionales)		-2.971	-936	-2.971	-2.971	-2.971	-2.971	-2.971
Depreciación (+ Amortiz + Perdidas x Deterioro)		-4.468	-1.177	-4.468	-4.468	-4.468	-4.468	-4.468
Gastos Administración y Ventas + Depreciación		-9.260	-2.558	-9.260	-9.260	-9.260	-9.260	-9.260
% GAV/Ingresos		-16%	-17%	-15%	-15%	-15%	-15%	-14%
Resultado Operacional		17.088	6.428	17.499	21.522	22.119	22.791	23.546
% Margen operacional		28,9%		29,1%	35,2%	35,5%	35,8%	36,1%
Ingresos Financieros		483	327	483	483	483	483	483
Gastos Financieros		-1.795	-403	-1.795	-1.795	-1.795	-1.795	-1.795
Otros Ingresos y Gastos Fuera de la Explotación		4.229	-69	4.229	4.229	4.229	4.229	4.229
Resultado No Operacional		2.917	-145	2.917	2.917	2.917	2.917	2.917
Utilidad ejercicio antes Impto. (Ganancia pre Impto.)		20.004	6.283	20.415	24.439	25.035	25.708	26.463
Tasa Impuesto %		25%	25,5%	27%	27%	27%	27%	27%
Impuesto a la Renta (25-> 27%)		5.001	1.602	5.512	6.598	6.760	6.941	7.145
Utilidad ejercicio desp. Impto. (Ganancia)		15.003	4.681	14.903	17.840	18.276	18.767	19.318

9.1.1 Depreciación del ejercicio y amortización de intangibles:

La depreciación del ejercicio (+Amortización y Pérdidas por Deterioro) fue proyectada para el año 2017 completo ajustando el valor de la depreciación y amortización al 30 de Septiembre de 2017 (3 trimestres). Luego este valor anual se proyectó constante para todos los años en proyección.

También se reversó los intereses ganados antes de impuestos (también llamados ingresos financieros) y se reversó los gastos (costos) financieros antes de impuestos (Tabla 20).

Otra reversión corresponde a “Otros Ingresos y Gastos Fuera de la explotación”. Aquí se incluyen: “Resultado de otras inversiones”; “Resultado por venta de activos”; “Resultado por empresas relacionadas” (Participación en ganancias de filiales); “Diferencias de Cambio”; “Resultado por unidades de Reajuste”; “Otras pérdidas”. Este ítem se sacó restándolo del Flujo de Caja pues no es operacional. Al igual que los ítems del párrafo anterior, el retiro se realizó por el monto existente antes de impuestos.

Tabla 20: Ajustes y reversiones sobre los Estados de Resultados Proyectados

	MUF	2017	Q4.2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ajustes (reversaciones)								
+ Depreciación+Amortización		4.468	1.177	4.468	4.468	4.468	4.468	4.468
- Intereses Ganados (después de impuestos)		-362	-244	-352	-352	-352	-352	-352
+ Gastos Financieros (después de impuestos)		1.346	300	1.311	1.311	1.311	1.311	1.311
-Otros Ingresos y Gastos Fuera de la Explotación		-4.229	69	-4.229	-4.229	-4.229	-4.229	-4.229
Flujo de Caja Bruto (Flujo de los Activos)		16.226	5.983	16.100	19.037	19.473	19.964	20.515

9.2 Estimación de Inversión de Reposición.

Para determinar la inversión en Reposición se analizaron 2 medidas; el indicador Capex/Ventas y el indicador “Flujo de Efectivo por Actividades de Inversión” / “Depreciación del Ejercicio”. Notar que adicionalmente y conforme a los niveles históricos de inversión obtenidos desde los estados de flujo efectivo, se pueden comparar dichos valores contra los niveles de ventas históricas. También se pueden obtener los niveles de activo fijo históricos y calcular un ratio con las ventas para así proyectar el incremento.

Para el primer indicador se estimó el Capex de mantenimiento⁵ a fin de establecer el gasto necesario que permitirá mantener la operación de los activos de la sociedad. Se obtuvo el indicador Capex/Ventas con la finalidad de determinar el porcentaje que se debería desembolsar en cada periodo. Con el ratio calculado en 12,04%, usando el promedio de solo 2016 y a Septiembre/2017, se calculó la inversión de reposición para cada año en que se proyectan flujos de caja:

Tabla 21: Estimación del Capex/Ventas como proxy de la inversión de reposición

Inversión en Reposición	2012	2013	2014	2015	Sep-16	2016	Sep-2017	2017
Ventas de la Operación	1,163,621	970,037	1,230,975	1,543,810	1,276,246	1,659,727	1,169,785	1,589,862
Capex	261,759	292,017	421,314	525,755	146,996	194,880	147,905	196,085
% Capex / Ventas	22.50%	30.10%	34.23%	34.06%	11.52%	11.74%	12.64%	12.33%
Average Ultimos 2 años.								12.04%

⁵Capex de mantenimiento: Flujo de dinero necesario para mantener la operación de la sociedad a niveles actuales.

9.2.1 Método para obtener ratio de Inversión de Reposición.

Inversión en Propiedad, Planta y Equipo	2018	2019	2020	2021	2022
Ventas de la Operación (Proy.)	1,652,789	1,720,809	1,795,428	1,877,481	1,967,922
Inversión en Reposición	198,956	207,144	216,126	226,003	236,890

Dado que el porcentaje anterior se estimó demasiado bajo para mantener la capacidad operativa de los activos fijos que generan flujos de caja en ENEL Generación, finalmente se optó por el segundo indicador mencionado más arriba. “Flujo de Efectivo por Actividades de Inversión” / “Depreciación del Ejercicio”. Se supone que a contar del año 2022 en que se incorpora la perpetuidad de los Flujos de Caja, el porcentaje anterior debe obligadamente equivaler a 100%.

Se observó que, conforme a los niveles históricos de inversión obtenidos desde los estados de flujo efectivo, a Septiembre de 2017 el ratio alcanzó 38% y que el promedio ponderado por trimestre entre Diciembre/2016 y Septiembre/2017 fue de 41%. El promedio simple del ratio en ambas fechas fue 42%. Se optó finalmente por utilizar este último ratio.

$$\text{Ratio Inv. Reposición}_{2016-2017} = \frac{\text{“Flujo Efectivo por Actividades de Inversión”}_{2016-2017}}{\text{“Depreciación ejercicio”}_{2016-2017}}$$

$$\text{Ratio de Inv. de Reposición}_{2016-2017} = 0,42 \rightarrow 42\%$$

En años anteriores (2013, 2014 y 2015) la tasa de Inversión de Reposición está entre 300% a 400% respecto de la Depreciación del ejercicio, por tanto esos años se descartaron en el análisis.

9.3 Nuevas Inversiones.

Se incorporaron en el Flujo las nuevas inversiones en activo fijo en base al CAPEX de la empresa. Es de público conocimiento en el mercado la existencia de los desembolsos necesarios para realizar estas inversiones en ENEL Generación. Se refieren a proyectos en construcción relevantes.

Como antecedente adicional al presente análisis, se consultó a la Unidad de Gestión de Proyectos, del Ministerio de Energía. Al cierre de Septiembre 2017 se encuentran en construcción 2.350 MW (43 centrales), de los cuales 34,8% corresponde a centrales hidroeléctricas de tamaño mayor a 20

MW, un 19,5% a centrales termoeléctricas, y el restante 45,7% a centrales de tipo ERNC (solar: 40,0%; eólico: 51,9%; MiniHidro: 8,0%; Otras: 0,1%)⁶.

El proyecto en construcción e ingresados al SEIA a Septiembre 2017 por parte de ENEL Generación siguiente:

- **Central Hidroeléctrica Los Cóndores:**

Ubicado en la cuenca del Maule, comuna de San Clemente, consiste en una central hidroeléctrica de pasada aproximadamente 150 MW de potencia instalada, con dos unidades Pelton verticales, que utilizará agua del embalse laguna del Maule, a través de un túnel de aducción de 12 km. Cuenta con una capacidad instalada de 150 MW, se encontrará interconectado al Sistema Interconectado Central (SIC). La fecha estimada de operación es en Diciembre 2018. La inversión total del proyecto es \$US 660 millones.

Esta Inversión se supone carga 100% como ejecución en el Flujo de Caja Bruto del año 2018, pues que entraría en funcionamiento a contar del 2019; se afectan los flujos en su componente del costo operacional, pero no en las ventas. No se observan otras inversiones conforme a lo comunicado por la empresa.

Tabla 22: Nuevas Inversiones - Central Hidráulica Los Cóndores – ENEL GX (M = Miles)

Nuevas Inversiones		2017.09	2018	2019	2020	2021	2022
Inv. M\$		0	423.892.100	0	0	0	0
Inv. MUF		0	15.902	0	0	0	0
T/C Check		26.657	26.657	26.657	26.657	26.657	26.657

⁶ Ver Anexo 7.

9.4 Estimación de inversión en Capital de Trabajo Operativo Neto (CTON).

Para obtener la Razón de Capital de Trabajo Operativo Neto (RCTON =CTON/Ventas), se usó información histórica de los Estados Financieros para 2015 a 2016 (Existencias, CxC, Valores Negociables, CxP y Ventas). Se excluyó la información a Septiembre 2017 pues las ventas y existencias de la empresa muestran comportamiento estacional. El Capital de Trabajo Operativo Neto (CTON) calculado en base anual ha sido negativo incluso desde 2010 hasta 2016. Por tanto la empresa ha utilizado sistemáticamente financiamiento de proveedores. Al 30 de Septiembre de 2017 el CTON muestra un exceso de MUF 1.975. Debido a los cambios por reestructuración de ENEL Generación a contar de 2015, se decidió utilizar solo el promedio de los RCTON de 2015 y 2016, por considerarse representativos del escenario futuro deseado por la empresa. El RCTON promedio obtenido alcanza a - 6,01% (ver Tabla 24), que se utilizó para estimar los CTON proyectados entre 2018 y 2022. Notar que el valor del RCTON es negativo pues como se señaló, la empresa opera históricamente con CTON(es) negativo(s).

Tabla 23: Cálculo del RCTON para proyección de los CTON del Flujo de Caja Libre

Miles de UF

Capital de Trabajo - CTON (al 31.12 o al 30.09.2017)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Sep-2017
Existencias	1.964	2.508	2.875	1.980	2.671	1.434	1.267	1.065
Cuentas comerciales x cobrar y otras cuentas x cobrar, ctes.	15.367	17.011	12.783	16.288	20.892	16.869	13.024	11.284
Valores negociables	3	41	1.100	1.035	1.009	77	676	659
Acreeedores Comerciales y Otras C x P	-27.989	-22.121	-23.836	-31.217	-37.756	-23.867	-16.769	-11.032
Capital de Trabajo Operativo Neto (CTON)	-10.654	-2.561	-7.079	-11.914	-13.185	-5.487	-1.801	1.975
Venta de Operación	62.229	56.639	48.206	41.540	49.125	60.087	62.242	43.467
RCTON (CTON/Ventas de Operación)	-0,1712	-0,0452	-0,1468	-0,2868	-0,2684	-0,0913	-0,0289	0,0454
Días Venta Promedio	-62	-17	-54	-105	-98	-33	-11	17
								-6,01%

$$\text{RCTON}_{2015-2016} = -6,01\%$$

Posteriormente se estimó el nivel de CTON que ENEL Generación mantendría en el período de proyección de flujos de caja. Estos CTON a Diciembre de cada año (2017 a 2022) son igualmente negativos y por ello consistentes con el dato histórico. Se observa que el CTON Real a Septiembre 2017 es positivo, luego existe un exceso de Capital de Trabajo Operativo Neto al momento de evaluar la empresa. Como consecuencia, este exceso constituirá un flujo positivo en el cuadro resumen del FCL.

Tabla 24: Cálculo del CTON teórico proyectado año a año entre 2018 y 2022

	MUF	2017	Q4.2017	2018	2019	2020	2021	2022
RCTON Histórico (Promedio solo 2015 - 2016)		-6,01%						
CTON Proyectado		-3.559	0	-3.615	-3.678	-3.749	-3.829	-3.920
CTON Real (Al 30/sept/2017)			1.975					
Delta CTON a restar (si ↑) o a sumar (si ↓)		-77	-55	-63	-71	-80	-90	0

El Delta CTON en cada año, incluyendo el cuarto trimestre de 2017, se obtiene mediante las diferencias de CTON cada año. Dado que el déficit de CTON se incrementa año a año, estos “delta” (aumentos o disminuciones) teóricamente irían como flujo negativo en el Flujo de Caja (déficit incrementándose) (Tabla 24). Teóricamente estos incrementos se deberían aplicar en el año inmediatamente anterior al que se va a enfrentar cada CTON deficitario, pues se asumen como una inversión en que la empresa debe incurrir para mantener el ritmo de sus operaciones. Pero son incrementos de déficits. Ejemplo: los MUF-63 observados en 2018 representan la diferencia entre el CTON₂₀₁₉ (MUF-3.678) y el CTON₂₀₁₈ (MUF-3.615). Se supone que los MUF 63 son fondos a estar ya disponibles el 31/Diciembre/ 2018 para atender los requerimientos del 2019. Por todo lo anterior, para efectos del Flujo de Caja y dado que se observa un adecuado nivel de liquidez, se ha estimado que la inversión en CTON tiende a cero. Esto es así debido a que la empresa incrementa su financiamiento con proveedores, es decir, el CTON se vuelve cada vez más negativo. Asimismo, con ventas constantes a contar del 2022 (perpetuidad sin crecimiento), el CTON también será constante y el RCTON = 0. Ver el siguiente resumen del FCL proyectado hasta el 2022.

Tabla 25: Flujo de Caja Libre incluyendo inversiones de reposición, de nuevo capital físico y los incrementos (van restando) o disminuciones (van sumando) de CTON, que convergen a cero por ser incrementos de déficits.

	MUF	2017	Q4.2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ajustes (reversaciones)								
+ Depreciación+Amortización		4.468	1.177	4.468	4.468	4.468	4.468	4.468
- Intereses Ganados (después de impuestos)		-362	-244	-352	-352	-352	-352	-352
+ Gastos Financieros (después de impuestos)		1.346	300	1.311	1.311	1.311	1.311	1.311
-Otros Ingresos y Gastos Fuera de la Explotación		-4.229	69	-4.229	-4.229	-4.229	-4.229	-4.229
Flujo de Caja Bruto (Flujo de los Activos)		16.226	5.983	16.100	19.037	19.473	19.964	20.515
Tasa Inv. Reposición %		0	0	0	0	0	0	0
		42%	42%	42%	42%	42%	42%	100%
+ Inversión de Reposición		-1.876	-494	-1.876	-1.876	-1.876	-1.876	-4.468
- Nuevas Inversiones (Inversión en Capital Físico)		0	0	-15.902	0	0	0	0
- Aumentos (Disminuciones) en capital de trabajo (CTON)		0	0	0	0	0	0	0
Flujo de Caja Libre		14.350	5.489	-1.678	17.160	17.596	18.087	16.047

Mediante un análisis similar y conforme a la estimación de CTON a Diciembre 2017 en MUF -3.559 [(Ingresos de Explotación₂₀₁₇) X RCTON₂₀₁₅₋₂₀₁₆ → (MUF 59.200) x - 6,01% = MUF-3.559], la empresa debería presentar nuevamente un déficit ese año. Sin embargo, el CTON real indicado anteriormente corresponde a un exceso efectivo de MUF1.975 (a Sept.2017). Se podría pensar que teóricamente para fines del 4° Trimestre 2017 (Diciembre 2017) la empresa debería tener un exceso de CTON equivalente a MUF5.534 [MUF1.975 – MUF -3.559 = MUF +5.534] y así compensar el déficit esperado. Sin embargo, eso sería incorrecto; el exceso real es de solo MUF1.975 pues el resto es déficit soportado por sus contrapartes comerciales. Este monto se lleva a Valor Presente al 30 de Septiembre 2017 para sumarlo al Valor Presente de los Flujos de Caja descontados.

Exceso teórico Capital de Trabajo (60d vs 30d) proyectado a Dic.2017 =	MUF 5.534
---	------------------

Si hubiese existido un exceso como tal, se habría tenido que traer a valor presente:

$$Exceso\ CTON_{09.2017} = \frac{Exceso\ CTON_{12.2017}}{(1+k_0)^{1/4}}$$

$$Exceso\ CTON_{09.2017} = \frac{5.534}{(1+0,0772)^{1/4}}$$

Sin embargo, el exceso real se produce a la fecha de valoración y se estima se consumirá hasta llegar a cero hacia fines del 2017:

Exceso real de Capital de Trabajo (60d vs 30d) a Sept.2017 =	MUF 1.975
---	------------------

9.5 Identificación de Activos Prescindibles

El único ítem clasificado como activo prescindible en ENEL Generación a Septiembre 2017 es la plusvalía o Goodwill. Este monto se sumará posteriormente a los otros Valores Presente obtenidos, para estimar el Valor de los Activos de la empresa. El Goodwill alcanzó a MUF 933 al 30 de Septiembre 2017. Este monto aparece en la tabla resumen más adelante (Tabla 28)

9.6 Resumen de Valoración Económica


Para efectuar la valoración económica por flujos de caja descontados se supuso perpetuidad en el 2022 sin crecimiento. El valor terminal se calcula puesto en el año 2021. Se usó la tasa de costo de capital estimada en el punto II. A continuación se muestra un cuadro resumen del Flujo de Caja Libre (FCL) proyectado hasta el 2022 y la Valoración Económica al 30 de Septiembre 2017.

Tabla 26: Flujo de Caja Libre más Valor Terminal, a llevar a moneda a Septiembre 2017

Flujo de Caja (MUF)	Q4.2017	2018	2019	2020	Perpetuidad	
					2021	2022
FC Libre	5.489	-1.678	17.160	17.596	18.087	16.047
VT (Valor Terminal c / crecim Cte al infinito)					207.853	
FC + Valor Terminal	5.489	-1.678	17.160	17.596	225.940	

Para el Valor Terminal usamos la perpetuidad del 2022, suponiendo crecimiento contante al infinito:

$$VT_n = \frac{FCB_{n+1} \times [1 - K]}{k_0 - k_0 * K}; \text{ en que } K = 0\% \text{ y } k_0 = 7,72\%$$



$$VT_{2021} = \frac{16.047_{2022} \times [1 - 0]}{0,0772 - 0,0772 \times 0} = \text{MUF } 207.853;$$

Tabla 27: Cuadro resumen de Valoración Económica y Precio estimado de la acción:

Valoración Económica (MUF)	al	al
	30.09.2017	31.12.2017
Valor Presente de Flujo de Caja Libre de los ACTIVOS	196.906	195.112
Exceso/Deficit Capital de Trabajo Operacional Neto (+/-) CTON	1.975	2.012
Activos Prescindibles/Ingangibles/Goodwill	933	
Préstamos entre Compañías	0	
Valor Total de Activos (MUF)	199.814	
Deuda Financiera (MUF Sept.2017)	27.721	
Patrimonio Económico (MUF)	172.093	
Patrimonio Contable (MUF Sept.2017)	171.944	
Número de acciones (millones)	8.202	
Precio de la acción (UF)	0,0210	
Precio de la acción (\$)	559,32	

* Solo para efectos de ilustrativos se muestran los dos primeros valores al 31.Dic.2017 (traídos a valor presente t=1/4 año)

Tabla 28: Datos del cálculo y tasas de descuento

Estimación Tasa de Descuento		Inicial
Tasa Libre de Riesgo	$r_f =$	2,04%
Premio por Liquidez	$ill =$	0,0%
Tasa Carátula Bonos	$k_d =$	4,75%
Costo de Deuda (ultima transaccion 30.Sept)	$k_b =$	2,181%
Tasa Impto.	$t_c =$	27%
Premio por riesgo de mercado	$= (E(R_m) - r_f) =$	5,86%
P/V	$P / V =$	84%
B/P (Objetivo)	$B / P =$	19%
B/V (Objetivo)	$B / V =$	16%
Beta Patrimonial sin deuda	$\beta_p^{SD} =$	1,02922
Beta Patrimonila con deuda	$\beta_p^{CD} =$	1,16854
Beta deuda	$\beta_d =$	0,02406
Costo Patrimonial	$k_p =$	8,89%
Costo de Capital	$k_0 =$	7,72%

El precio obtenido mediante la valoración por flujo de caja descontado, es de \$559,32 por acción. Este precio se contrasta con los valores reales de la acción de ENEL Generación al día viernes 29 de Septiembre 2017, de \$ 558,84 por acción, quedando nuestro precio calculado un 0,1% por encima del real observado. Se hace presente que el precio observado el día lunes siguiente 02 de Octubre 2017 fue \$ 567,84 por acción, que es 1,5% por sobre el calculado aquí. Similarmente, respecto del observado el viernes siguiente 06 de Octubre 2107, de \$572,69, el precio calculado en el presente estudio se encuentra un 2,4% por debajo. (el real es mayor que el calculado).

Tabla 29: Precios reales en pesos (CH\$) de la acción ENEL Generación, y diferencia en % respecto a precio calculado en la valoración.

Fecha	Precio real (\$)	Delta (%)
29-09-2017	558,84	0,1%
02-10-2017	567,84	-1,5%
06-10-2017	572,69	-2,4%

9.7 Conclusión de la valoración por flujo de caja descontado.

La presente valoración por Flujo de Caja Descontados demuestra que los supuestos de valoración considerados aquí han sido razonables. Esto pues la estimación del crecimiento de sus ventas, de su market share y de su tecnología de generación eléctrica de bajos costos, nos permite llegar a un precio de la acción bastante cercano al observado al 30 de Septiembre 2017 y a las cotizaciones de los días inmediatamente siguientes.

X. Conclusiones

ENEL Generación S.A. es una empresa atractiva para el inversionista por 3 motivos

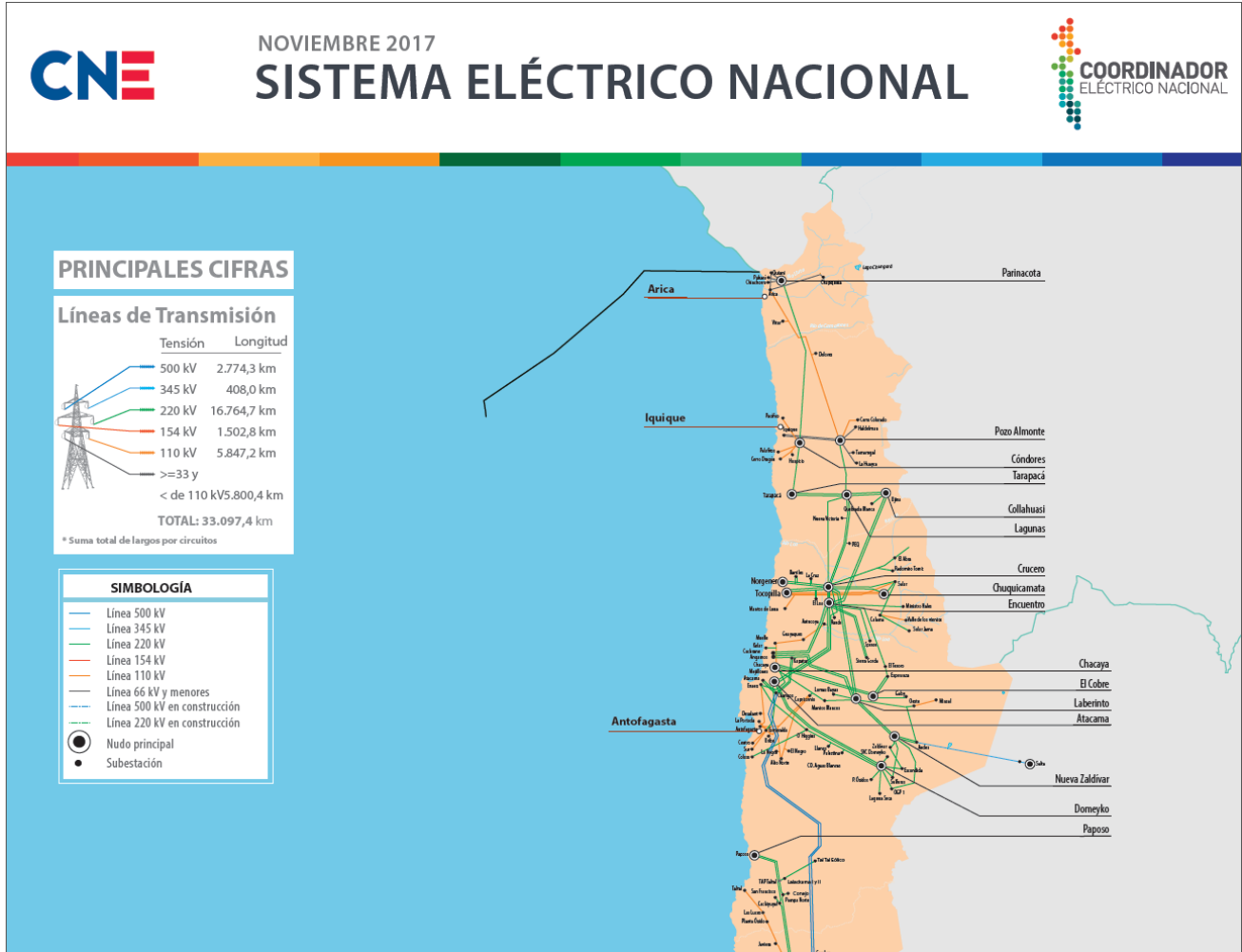
- La empresa tiene buenos clientes, con bajo riesgo de crédito y bien amarrados con contratos de largo plazo, en condiciones favorables y a precios competitivos respecto del desarrollo proyectado para la industria y los bajos niveles de costo marginal que se vislumbran para los próximos años. Esto le permite una operación continua ya sea utilizando naturalmente su capacidad instalada o bien (en menor %) comprando energía a sus competidores. Su Market Share la posiciona como el actor líder de la industria.
- Tiene costos operacionales bajos, más que los de su competencia. El suministro de sus insumos (hidrología - pluviometría) está asegurado naturalmente, incluso para su capacidad de generación térmica (Contrato GNL). Esta baja estructura de costos le permite capturar un Margen de Contribución bastante atractivo, el cual se proyecta se verá mejorado más aún con la última nueva inversión en la central hidroeléctrica Los Córdoros.
- Aun cuando en este tipo de industria los flujos tienden a ser muy estables (EBITDA), ENEL Generación tiene también una buena estrategia de negocio y se proyecta mantendrá liderazgo y competitividad en el sector. La administración de su matriz (ENEL Chile) ha concentrado el crecimiento más agresivo a través su filial ENEL Green Power, que enfrentaría proyectos de energías alternativas de mayor riesgo (variabilidad en los ingresos), dejando a ENEL Generación como la principal generadora de flujos de caja para las inversiones del Grupo en Chile.

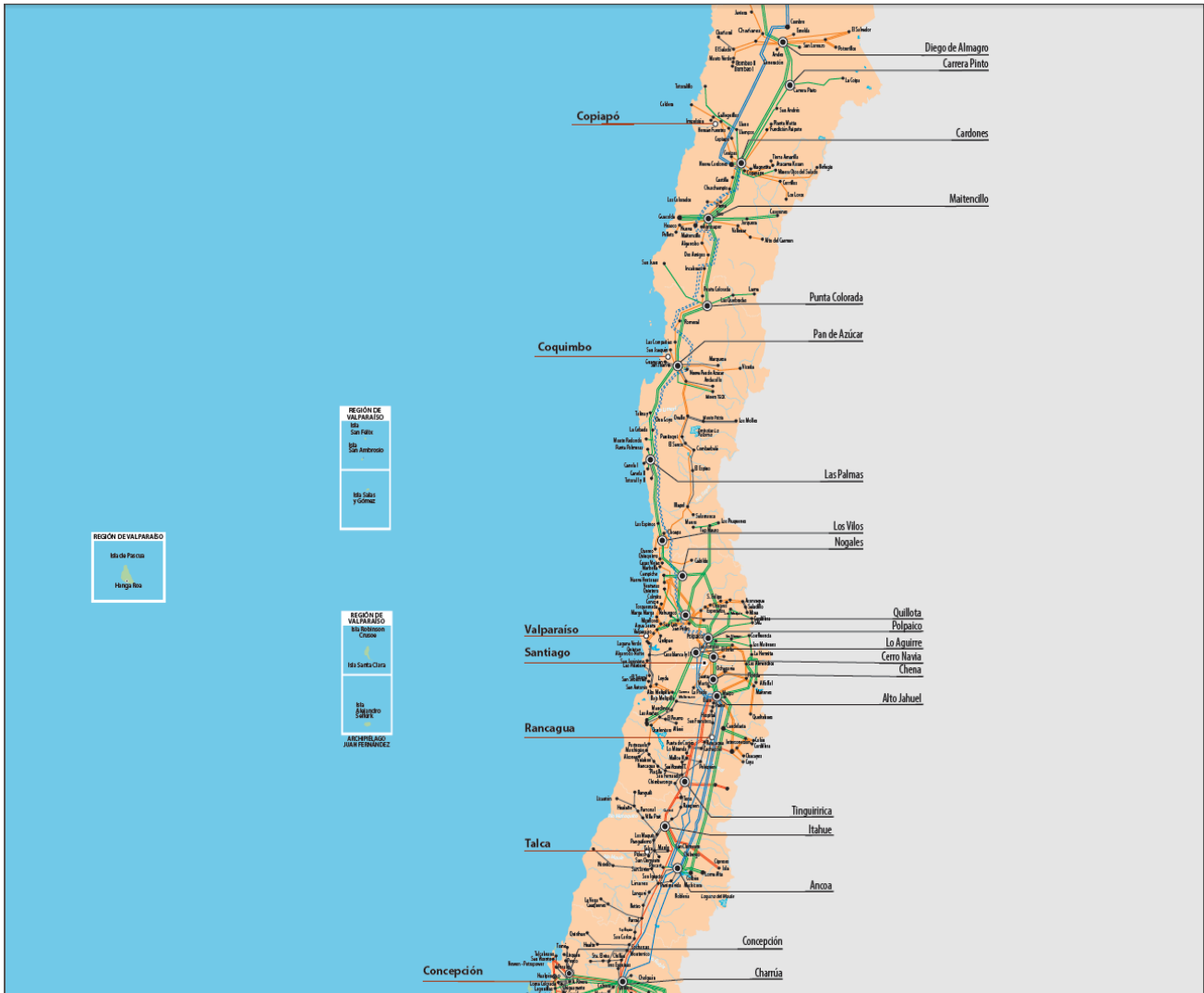
Finalmente, podemos concluir que los supuestos considerados tanto en crecimiento de ventas como sus costos, han sido razonables para evaluar el valor de la empresa y el precio de su acción. Esto permite suponer que el mercado tiene una visión similar de la empresa a la desarrollada en el presente estudio.

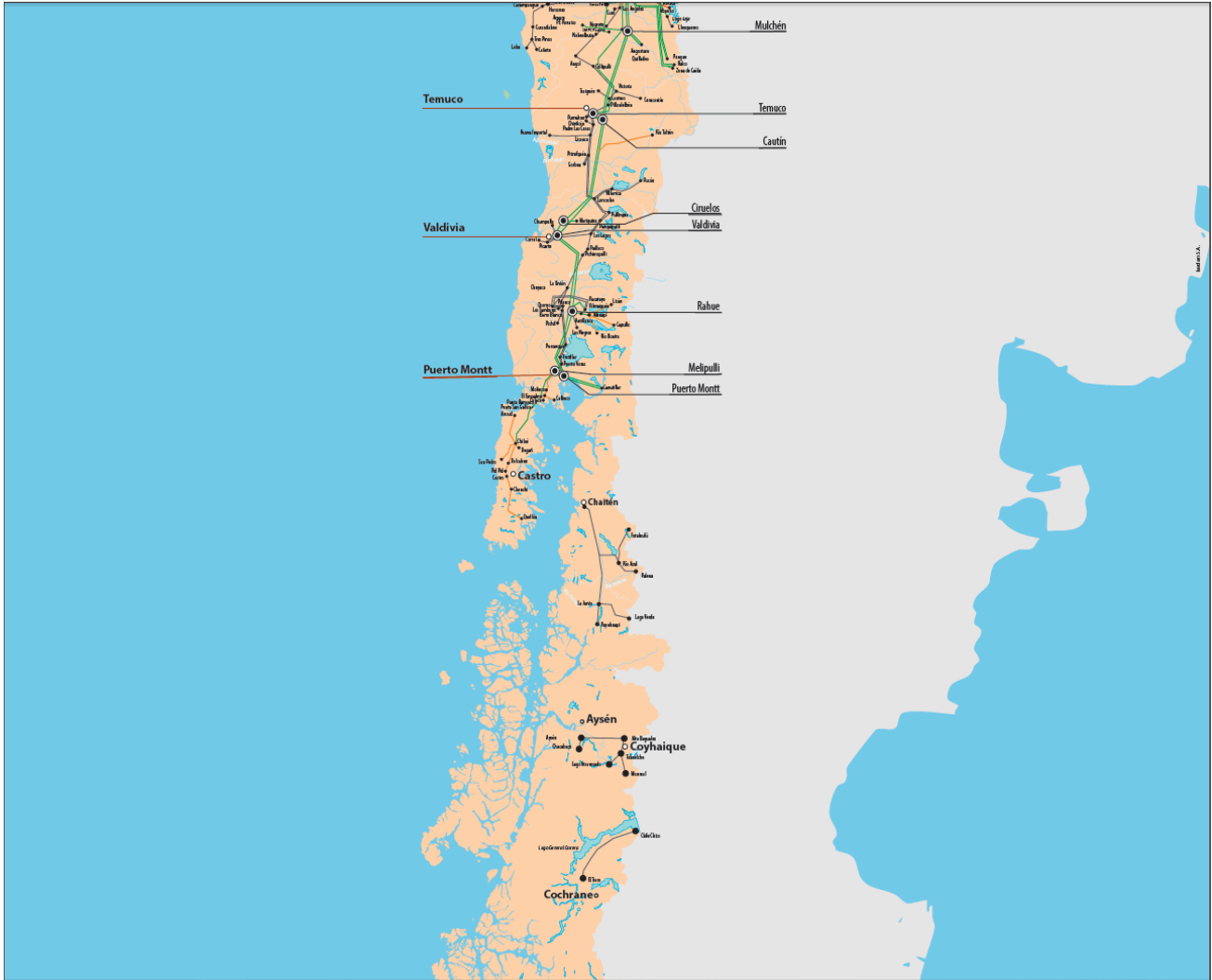
También podemos concluir que con empresas de generación eléctrica, en un mercado maduro y con estabilidad de flujos (crecimientos estables y decrecientes de la demanda, tecnología similar entre competidores y precios bajos), el EBITDA (lo que gana o earnings) sería la variable adecuada para estimar el valor de la empresa y consecuentemente el precio de su acción. En caso de desarrollar una valoración por múltiplos es probable que el mercado le crea al múltiplo EV/EBITDA o EV/EBIT como los más representativos.

XI. ANEXOS

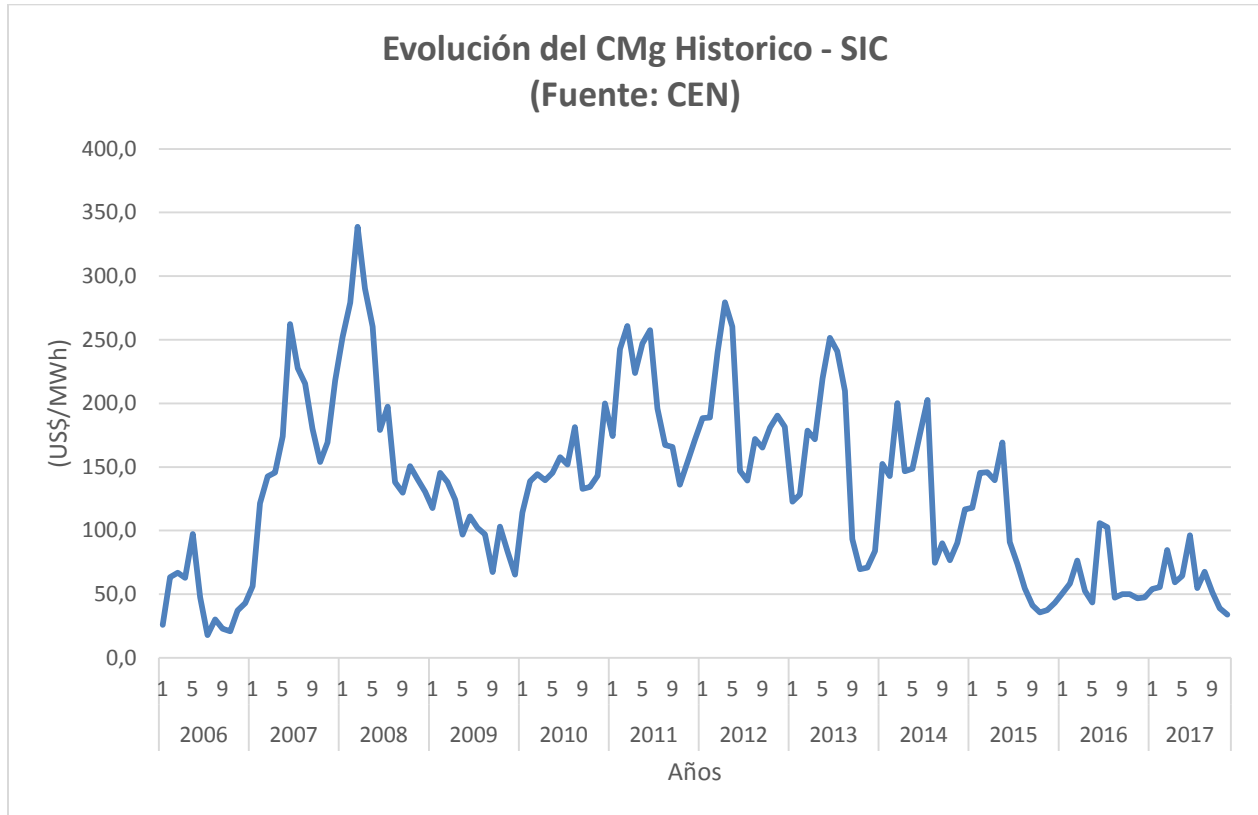
11.1 ANEXO 1: Esquema Geográfico del Sistema Eléctrico Nacional.







11.2 ANEXO 2: Evolución del Costo Marginal SIC. -



**En el siguiente grafico se puede identificar la alta volatilidad presente en el Costo Marginal SIC a lo largo del tiempo.*

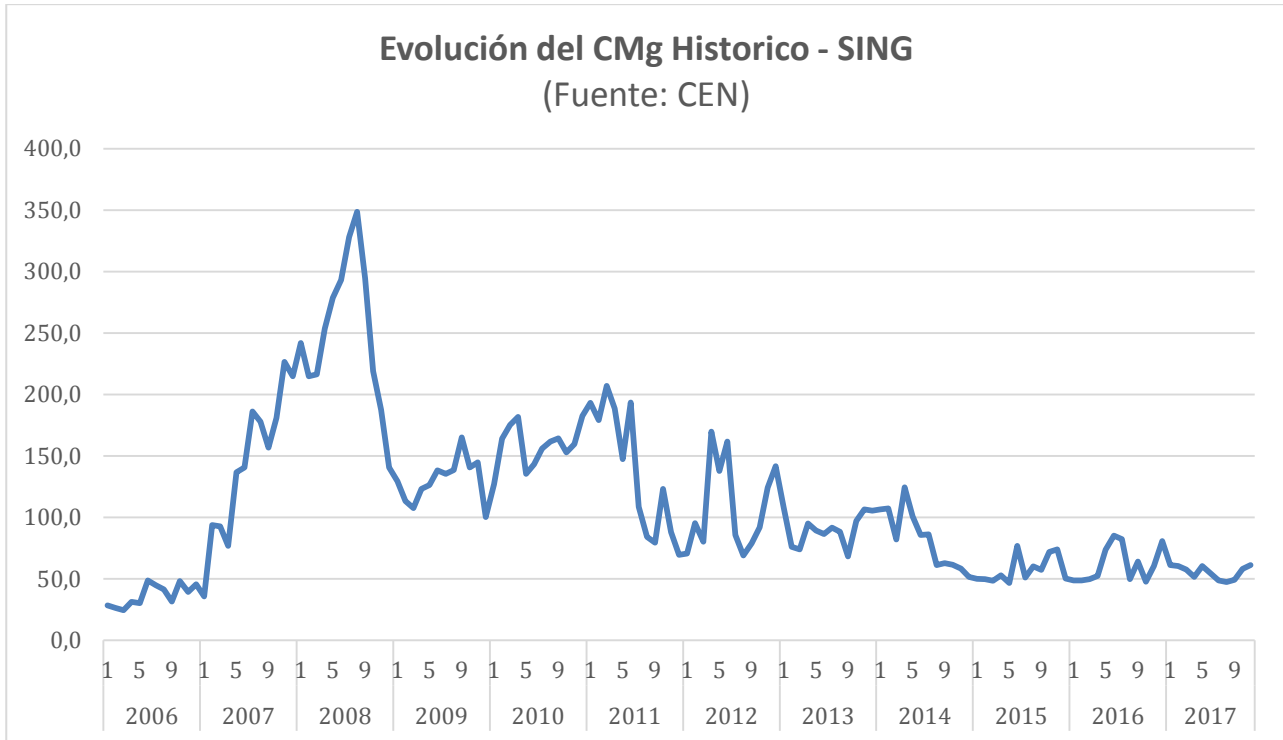
Relación Sequias – Costo Marginal

Al analizar la evolución Histórica del Costo Marginal es posible identificar los efectos de las sequias producidas los años 2007 – 2008, 2010 – 2011, así como la evolución positiva en lo que a Hidrología se refiere presente en los años 2012, 2013, 2014 y 2015.

Según estudios⁷, en los últimos 10 años los niveles de agua caída se mantuvieron por debajo del promedio. En la cual destacan la sequía de los años 2007 – 2008 y 2010 – 2011. Ambos eventos se debieron principalmente al Fenómeno de “La Niña” y eventos de bloqueo de sistemas frontales ocurridos en las temporadas otoño e invierno.

⁷ http://www.ais.unwater.org/ais/pluginfile.php/571/mod_page/content/88/Chile_2_2.pdf

11.3 ANEXO 3: Evolución del Costo Marginal SING. –



**En el siguiente grafico se puede observar la poca volatilidad presente en el Costo Marginal SING a lo largo del tiempo.*

El costo marginal (CMg) del SING presenta una menor volatilidad en comparación con el SIC debido a que no depende de la hidrología. La mayoría de unidades de generación en el SING poseen tecnología en base de **Fuel/Diésel/Gas Natural por lo que el costo marginal del sistema depende en una alta proporción del precio de los combustibles.**

11.4 ANEXO 4: Principales Métodos de Valoración

Los métodos de valoración tienen como objetivo estimar un valor para la compañía, pero al ser distintas las metodologías que ofrece la literatura, existen diversos grupos de métodos de valoración, los métodos basados en el balance de la empresa, métodos basados en cuentas de resultado, métodos mixtos, y métodos basados en el descuento de flujo de fondos⁸. Los resultados obtenidos nunca serán exactos ni únicos, y que además dependerán de la situación de la empresa en determinado momento, y del método utilizado.

Los equipos de analistas comprueban y determinan el valor teórico por acción, es decir, el valor de la empresa dividido por el número de acciones emitidas por la sociedad. Y veremos más adelante que sus resultados difieren, dado que cada analista o equipo de research utilizan distintos supuestos.

Dentro de los métodos más conocidos se encuentran el modelo de descuento de dividendos, opciones reales, flujos de caja descontados, y múltiplos o comparables⁹.

No concentraremos en adelante en los dos últimos métodos de valoración. El método múltiplos y de flujos de caja descontados, este último es cada vez más utilizado, ya que considera a la empresa como un ente generador flujos, y por ello como un activo financiero.

Modelo de descuento de dividendos

Los dividendos son pagos periódicos a los accionistas y constituyen, en la mayoría de los casos, el único flujo periódico que reciben las acciones.

El valor de la acción es el valor actual de dividendos que esperamos obtener de ella, y se emplea generalmente para la valorización de bancos e instituciones financieras. Para el caso de Perpetuidad, es decir, cuando una empresa de la que se esperan dividendos constantes todos los años, el valor se puede expresar así:

⁸ Fernández, Pablo. "Valoración de Empresas", Tercera edición (2005), Gestión 2000. 28p.

⁹ Maquieira, Carlos. Finanzas Corporativas, Teoría y Práctica. Santiago, Editorial Andrés Bello, 2010. Capítulo 8, pp.249-277.

Valor de la Acción = DPA / K_p

Donde:

DPA= Dividendo por acción

K_p = rentabilidad exigida a las acciones.

La rentabilidad exigida a las acciones, llamada también coste de los recursos propios, es la rentabilidad que esperan obtener los accionistas para sentirse suficientemente remunerados. Si se espera que el dividendo crezca indefinidamente a un ritmo anual constante g , la fórmula anterior se convierte en la siguiente:

$$\text{Valor de la Acción} = DPA_1 / (K_p - g)$$

Donde DPA_1 son los dividendos por acción del próximo periodo.¹⁰

¹⁰ Fernández, Pablo. "Valoración de Empresas", Tercera edición (2005), Gestión 2000. 36p.

11.5 ANEXO 5: Descripción de Bonos vigentes de ENEL GX.

	<i>Observaciones</i>
Bono	Serie M
Nemotécnico	BENDE-M
Fecha de Emisión	15-12-2008
Valor Nominal (VN o D)	10.000.000 UF (10.000 unidades en cortes de UF 1000)
Moneda	UF (Unidades de Fomento)
Tipo de Colocación	Nacional
Fecha de Vencimiento	15-12-2029
Tipo de Bono	Francés
Tasa Cupón (k_d)	4,75%
Periodicidad	Pago de Intereses Semestral, Pago de Amortización de Capital más Intereses Semestral.
Número de pagos (N)	42 pagos semestrales.
Periodo de Gracia	10 años.
Motivo de la Emisión	Los fondos provenientes de las colocaciones de los Bonos correspondientes a la Serie M serán destinados a refinanciar pasivos de corto y largo plazo del Emisor.
Clasificación de Riesgo	Clasificación de Riesgo Feller Rate: AA-
Tasa de colocación o de mercado el día de la emisión (k_b)	TIR: 3,91% anual (Tasa de Referencia (libre de riesgo) Spread (Spread de 70 puntos base o 0,7 pts porcentuales).
Precio de venta el día de la emisión.	UF 1,048.86
Valor de Mercado	104.69% Se transa sobre la par.

	<i>Observaciones</i>
Bono	Serie H
Nemotécnico	BENDE-H
Fecha de Emisión	03-10-2003
Valor Nominal (VN o D)	4.000.000 UF (4.000 unidades en cortes de UF 1000)
Moneda	UF (Unidades de Fomento)
Tipo de Colocación	Nacional
Fecha de Vencimiento	15-10-2028
Tipo de Bono	Francés
Tasa Cupón (k_d)	6,2%
Periodicidad	Pago de Intereses Semestral, Pago de Amortización de Capital más
Número de pagos (N)	50 pagos semestrales.
Periodo de Gracia	7 años.

Motivo de la Emisión	Los fondos provenientes de las colocaciones de los Bonos correspondientes a la Serie M serán destinados a refinanciar pasivos de corto y largo plazo del Emisor.
Clasificación de Riesgo	Clasificación de Riesgo Feller Rate: AA - Clasificación de Riesgo Fitch Ratings: AA
Tasa de colocación o de mercado el día de la emisión (k_b)	TIR: 4,10% anual (Tasa de Referencia (libre de riesgo) + Spread (Spread de 70 puntos base o 0,7 pts porcentuales).
Precio de venta el día de	UF 5.560.095
Valor de Mercado	139,00% Se transa sobre la par.

11.6 ANEXO 6: Proyectos en Construcción e Ingresados al SEIA a Septiembre 2017:

CENTRALES EN CONSTRUCCIÓN UGP - SEPTIEMBRE 2017									
N°	Nombre Central	Titular	Categoría Gráfico	Capacidad Net a MW	Fecha Estimada Operación	Región	Comuna	Sistema	Inversión (\$USMM)
1	Chimbarongo	Grenergy	Solar	3	Oct-17	VI	Chimbarongo	SIC	5
2	Canal Letelier	Cepia	Hidro	0.01	Oct-17	VII	Linares	SIC	0.2
3	Las Monjas I	Cepia	Hidro	0.002	Oct-17	VII	Linares	SIC	0.2
4	Las Monjas II	Cepia	Hidro	0.002	Oct-17	VII	Linares	SIC	0.2
5	Minicentral Pedregoso	Nikolaus Reisky Von Dubnitz	Hidro	2.1	Oct-17	IX	Villarrica	SIC	6
6	Minicentral de pasada Santa Elena	CH Sanata Elena S.A.	Hidro	2.7	Oct-17	IX	Quinco	SIC	10
7	El Arrayan	Hidroeléctrica Arrayan Spa.	Hidro	1.2	Oct-17	RM	Lo Barnechea	SIC	4
8	Camar	Comunidad Atacameña Camar	Hidro	0.004	Oct-17	II	San Pedro de Atacama	SIC	0.4
9	Campesino Biogas	AASA Energía	Otros ERNC	1	Oct-17	RM	Melipilla	SIC	1.4
10	Sistema fotovoltaico - Vivero CONAF	CONAF	Solar	0,8	Nov-17	XII	Punta Arenas	SEM	0,22
11	Francisco	Grenergy	Solar	3	Nov-17	VI	Mostazal	SIC	6
12	Minicentral Pichipedregoso	Nikolaus Reisky Von Dubnitz	Hidro	0.9	Nov-17	IX	Villarrica	SIC	5
13	Convento Viejo	Besalco-Brotec-Belfi	Hidro	16	Nov-17	VI	Chimbarongo	SIC	25
14	La Frontera	Grenergy	Solar	4.8	Nov-17	VI	Lolol	SIC	5.5
15	Parque Eólico Cabo Leones	Iberdrola	Eólica	116	Dec-17	III	Freirina	SIC	240
16	Santiago Solar	AME	Solar	115	Dec-17	RM	Til Til	SIC	165
17	Puerto Gaviota	Municipalidad de Gñes	Hidro	0.1	Dec-17	XI	Puerto Gñes	Aysen	1.2
18	Cogeneradora Aconcagua	Enap	Térmica	77	Dec-17	V	Concón	SIC	200
19	Concón	Lipigas	Térmica	6	Dec-17	V	Concón	SIC	5
20	DAS	S-Energy	Solar	8	Dec-17	III	Diego de Almagro	SIC	15
21	La Manga	Ingetec Chile	Solar	2.3	Jan-18	RM	San Pedro	SIC	5
22	CH Ombres	Ombres SA	Hidro	19	Feb-18	XIV	Río Bueno	SIC	50
23	CH Palmar	Hidroeléctrica Palmar S.A.	Hidro	13	Feb-18	X	Puyehue	SIC	55
24	CH de Pasada El Pinar	Aaktei Energía SPA	Hidro	12	Mar-18	VIII	Yungay-Tucapel	SIC	23
25	CH de Pasada Triful	Forestal Neltume Carranco S.A.	Hidro	3.2	Mar-18	XIV	Panguipulli	SIC	18
26	Cernicalo	CEnergy	Solar	3	Apr-18	VIII	Hualpén	SIC	5
27	Gorriónes	CEnergy	Solar	3	Apr-18	VII	Retiro	SIC	5
28	Punta Sierra	Pacific Hydro	Eólica	80	Aug-18	IV	Ovalle	SIC	140
29	Parque Eólico Aurora	AELA	Eólica	192	Sep-18	X	Llanquihue	SIC	400
30	Sarco	Mainstream Renewable Power	Eólica	170	Dec-18	III	Freirina	SIC	354
31	Central Hidroeléctrica Los Cóndores	Endesa	Hidro	150	Dec-18	VII	San Clemente	SIC	660
32	Pequeña CH de Pasada Blanco *	Aaktei Energía SPA	Hidro	2.5	Dec-18	VIII	Alto Bio Bio	SIC	9
33	Minicentral El Rescate *	Guido Rietta	Hidro	2.9	Dec-18	VIII	Alto Bio Bio	SIC	7
34	Central Hidroeléctrica Pangui *	RP Global	Hidro	9	Dec-18	IX	Quararhue	SIC	21
35	MC Pico Bajo *	Energía Cordillera (Beagle Energy)	Hidro	1.1	Dec-18	VIII	Mulchen	SIC	3

36	Alto Maipo - Central Las Lajas	AESGener	Hidro	267	Jun-19	RM	San José de Maipo	SC	1,307
	Alto Maipo - Central Alfafal II	AESGener	Hidro	264	Jun-19	RM	San José de Maipo	SC	1,293
37	Hornopirén	Nanogenera SpA	Hidro	0.3	Dec-19	X	Hualaihué	SC	3
38	Hidroñuble*	Eléctrica Puntilla	Hidro	136	Jul-22	VIII	San Fabián de Alico	SC	350
39	PV Solar Cerro Dominador (ex-Atacama I) E2	EIG	Solar	38	Jan-18	II	María Elena	SING	101
40	Infraestructura Energética Mejillones U1	ENGIE (Ex E-CL)	Térmica	375	Jun-18	II	Mejillones	SING	1,100
41	Huatacondo	Sojitz – Austrian Solar	Solar	100	Jul-18	I	Pozo Almonte	SING	150
42	Arica I	Skysolar Group	Solar	40	Oct-18	XV	Arica	SING	50
43	Concentración Solar Cerro Dominador	EIG	Solar	110	Dec-18	II	María Elena	SING	1,147
* Proyectos en Stand By luego de haber iniciado construcción				2,350	7,952				

* Fuente: *Proyectos en Construcción e Ingresados a SEIA a septiembre 2017.*

XII. Referencias:

1. Banchile Asesoría Financiera S.A.; Informe Preliminar al Directorio de ENEL Generación Chile S.A.; 26 de octubre de 2017; Proyecto Elqui.
2. Estados Financieros ENDESA Chile S.A. y Estados Financieros ENEL Generación S.A.

Links consultados:

- <http://www.enelgeneracion.cl/es/accionistas/infTrimestral/Paginas/EstadosFinancieros.aspx>
- <http://www.electricas.cl/tag/sistema-electrico-en-chile/>
- <http://www.revistaei.cl/reportajes/coordinador-electrico-nacional/>
- <http://www.enelgeneracion.cl/es/Paginas/home.aspx>
- <http://www.enelgeneracion.cl/es/conocenos/conozcanos/Paginas/home.aspx>
- <http://generadoras.cl/>
- <http://www.svs.cl/institucional/mercados/entidad.php?mercado=V&rut=91081000&grupo=&ti poentidad=RVEMI&row=AABbBQABwAAAA5YAAB&vig=VI&control=svs&pestanía=5>
- <http://www.svs.cl/institucional/mercados/entidad.php?mercado=V&rut=94272000&grupo=&ti poentidad=RVEMI&row=AABbBQABwAAAA5UAa&vig=VI&control=svs&pestanía=3>
- <http://generadoras.cl/category/generacion-electrica/boletines/>
- <http://generadoras.cl/wp-content/uploads/Bolet%3%ADn-AGG-Sector-Generaci%3%B3n-Diciembre-2015.pdf>
- https://es.wikipedia.org/wiki/Sector_el%3%A9ctrico_en_Chile#Generaci.C3.B3n.2C_trans misi.C3.B3n_y_distribuci.C3.B3n
- https://es.wikipedia.org/wiki/Sector_el%3%A9ctrico_en_Chile#cite_note-CE_centrales-1
- <http://www.cdec-sic.cl/informes-y-documentos/informes/>
- http://cdec2.cdec-sing.cl/portal/page?_pageid=33,4121&_dad=portal&_schema=PORTAL
- <http://www.cne.cl/estudios/electricidad/>
- http://www.cepchile.cl/dms/archivo_5810_3665/PPP_005_AHernando.pdf
- <http://www.centralenergia.cl/regulacion/>
- <http://www.centralenergia.cl/actores/generacion-chile/>
- <http://generadoras.cl/generacion-electrica/sector-generacion-electrica/>
- <http://generadoras.cl/empresas-asociadas/>

- <http://generadoras.cl/generacion-electrica/>
- <http://generadoras.cl/category/generacion-electrica/boletines/>
- <http://generadoras.cl/generacion-electrica/>
- <http://www.gener.cl/Paginas/Principal.aspx>
- https://es.wikipedia.org/wiki/AES_Gener
- <http://www.svs.cl/institucional/mercados/entidad.php?mercado=V&rut=94272000&grupo=&ti poentidad=RVEMI&row=AAAUvUABfAAAAkXAAb&vig=VI&control=svs&pestanian=1>
- <http://www.gener.cl/Paginas/AES-Gener.aspx>
- <http://www.svs.cl/institucional/mercados/entidad.php?mercado=V&rut=94272000&grupo=&ti poentidad=RVEMI&row=AABbBQABwAAA5UAAa&vig=VI&control=svs&pestanian=21>
- <http://www.gener.cl/inversionistas/Paginas/Preguntas-Frecuentes.aspx>
- <http://www.svs.cl/institucional/mercados/entidad.php?mercado=V&rut=96505760&grupo=&ti poentidad=RVEMI&row=&vig=VI&control=svs&pestanian=3>
- https://es.wikipedia.org/wiki/Colb%C3%BAn_S.A.
- <http://www.bolsadesantiago.com/mercado/Paginas/Resumen-de-Instrumento.aspx?nemo=COLBUN#horizontalTabRI5>
- <http://www.bolsadesantiago.com/mercado/Paginas/Resumen-de-Instrumento.aspx?NEMO=AESGENER#horizontalTabRI5>
- <http://www.colbun.cl/inversionistas/preguntas-frecuentes/>
- http://www.svs.cl/sitio/inc/inf_financiera/safec/pagina.php?index_nota=17&idn=22&idc=0&tm=P&rt=91081000&pe=200312&tb=I&rs=EMPRESA%20NACIONAL%20DE%20ELECTRICIDAD%20S.A.&idx_nota=17