



VALORACIÓN DE LA EMPRESA ENEL GENERACIÓN S.A. Mediante Métodos de Flujos de Caja Descontado

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

**Alumno: César Vásquez
Profesor Guía: Aldo Bombardiere**

Santiago, Enero 2018

Dedicatoria

César Vásquez:

A Dios por tantas bendiciones recibidas a lo largo de mi vida, mi hijo por ser mi inspiración e impulsarme a diario a ser un padre digno de él y mis padres y hermano por su cariño incondicional.

Agradecimientos

César Vásquez:

Agradezco al profesor Aldo Bombardiere por su orientación y disponibilidad para conducir este trabajo.

Índice

1.	Metodología.....	10
1.1.	Método de Flujos de Caja Descontados.....	10
2.	Descripción de la Empresa e Industria.....	13
2.1.	Descripción de la Empresa.....	13
2.2.	Empresas comparables.....	15
2.3.	Descripción de la Industria.....	18
3.	Análisis Operacional de negocio e industria.....	26
3.1.	Crecimiento de Ventas.....	26
3.2.	Análisis de Costo Operacional.....	28
3.3.	Análisis de Cuentas no operacionales.....	30
3.4.	Análisis de Activos.....	33
4.	Proyección de Estados de Resultados.....	35
4.1.	Proyección de Ingresos Operacionales.....	35
4.2.	Proyección Costos Operacionales.....	39
4.3.	Proyección Resultado No Operacional.....	40
4.4.	Proyección Estado de Resultados.....	41
5.	Proyección Flujo de Caja Libre.....	43
5.1.	Depreciación del ejercicio y amortización de intangibles.....	43
5.2.	Inversión en Reposición.....	43
5.3.	Nuevas Inversiones en Activo Fijo (CAPEX).....	43
5.4.	Inversión en Capital de Trabajo.....	44
5.5.	Activos Prescindibles.....	46
5.6.	Deuda Financiera.....	46
5.7.	Valor Terminal.....	46
5.8.	Flujo de Caja Libre.....	47
6.	Valorización Económica de la Empresa y Precio de acción.....	48
7.	Conclusiones.....	50
8.	Anexo.....	52
8.1.	Balances comparados.....	52
8.2.	Bonos de la empresa.....	53
8.3.	Evolución del Precio de la Acción.....	56

8.4. Diagrama Dupont	57
9. Bibliografía.....	58

Índice de Figuras

Fig. 1: Funcionamiento del Sector Eléctrico	19
Fig. 2: Distinción de los tipos de Mercado Eléctrico	23
Fig. 3: Esquema de fijación del Mercado Spot	23
Fig. 4: Evolución del Costo Marginal de la Electricidad.....	24
Fig. 5: Costo Marginal Histórico	38

Índice de Tablas

Tabla 1: Filiales de Enel Generacion S.A.	14
Tabla 2: 12 mayores accionistas de Enel Generacion S.A.	15
Tabla 3: Clases de dispersión de precios.....	25
Tabla 4: Comparativo Índice Accionario – Precio Spot Electricidad.....	25
Tabla 5: Ingresos de Enel Generacion S.A.	27
Tabla 6: Crecimiento de Demanda de Energía.....	27
Tabla 7: Crecimiento de Consumo por Tipo de Cliente.....	28
Tabla 8: Generación por Fuente de Enel Generacion S.A.	28
Tabla 9: Costos Operacionales de Enel Generacion S.A.	30
Tabla 10: Ganancias (Pérdidas) de Filiales	32
Tabla 11: Cuentas no Operacionales de Enel Generacion S.A.	32
Tabla 12: Análisis de Activos de Enel Generacion S.A.	33
Tabla 13: Ingresos Operacionales de Enel Generacion S.A.	35
Tabla 14: Generación Proyectada por tipo de Enel Generacion S.A.	36
Tabla 15: Proyección por Tipo de Clientes.....	36
Tabla 16: Precio de Clientes Finales Enel Generación S.A.	37
Tabla 17: Resumen Costo Marginal	38
Tabla 18: Ingresos Proyectados de Enel Generacion S.A.....	39
Tabla 19: Proyección de Commodities Banco Mundial	40
Tabla 20: Proyección de Costos de Operación	40
Tabla 21: Proyección de Resultado no Operacional.....	41
Tabla 22: Proyección de EERR.....	42
Tabla 23: Depreciación y Amortización.....	43
Tabla 24: Inversión y Reposición	43
Tabla 25: Inversión en Activo Fijo.....	44
Tabla 26: Estimación CTON y RCTON.....	44
Tabla 27: Inversion Capital de Trabajo	45
Tabla 28: Inversion Capital de Trabajo	45
Tabla 29: Activos Prescindibles de Enel Generacion S.A.....	46
Tabla 30: Flujo de Caja Libre de Enel Generacion S.A.....	47
Tabla 31: Estimación del Precio de la Acción de Enel Generacion S.A.	49

Tabla 32: Balances Comparados de Empresas de Energía.....	52
Tabla 33: Serie Bonos 1 Enel Generación S.A.....	53
Tabla 34: Serie Bonos 2 Enel Generación S.A.....	54
Tabla 35: Serie Bonos 3 Enel Generación S.A.....	55

Resumen Ejecutivo

La industria de la generación de energía eléctrica se encuentra en un proceso de punto de inflexión en lo que respecta a sus directrices económicas, tecnológicas y financieras. El auge de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) impulsan a las empresas tradicionales, carentes de las ERNC y que aun concentran la mayor parte del porcentaje de la participación de mercado, a actualizar sus portafolios para seguir siendo vigentes en el mercado. En este contexto, en este trabajo valorizamos la compañía Enel Generación S.A. presente en el mercado, con propietarios diversos que varían en el tiempo a lo largo de casi 35 años, desde la liberalización del mercado con la Ley General de Servicios Eléctricos en 1982.

Enel Generación S.A. cuenta con un sólido y diversificado portafolio que va desde las unidades de energías renovables no convencionales, pasando por las hidráulicas de gran tamaño hasta unidades térmicas de gas natural y carbón, fundamentalmente. Se utilizaron los métodos de flujo de caja descontados y múltiples para valorizar esta compañía basada fundamentalmente en los estados financieros disponibles y la proyección de sus principales flujos comerciales.

El ratio Patrimonio a Activos de la empresa obtenida en la determinación de la estructura de capital obtenida entrega un valor de 80%, mientras que la tasa de costo de capital promedio ponderado (WACC) que se calculó para la valoración de la compañía de este trabajo fue de 8,29% al 30 de Junio de 2017.

Agregando los activos prescindibles, el valor total de los activos es de MUF 180.823 y restando la deuda financiera (MUF 32.538) entrega un valor de patrimonio económico de MUF 148.286, mientras que el valor real de la empresa considerada como la valoración del total de sus acciones, alcanza un valor de MUF 153.854, es decir, la valoración fue un 3.6% por bajo del valor real.

1. Metodología

1.1. Método de Flujos de Caja Descontados

El caso del 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 maneras de 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. Alguien que entienda estos fundamentos estará 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.

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

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 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. Descripción de la Empresa e Industria

2.1. Descripción de la Empresa

La empresa que valorizaremos como grupo corresponde a Enel Generación SA, brazo energético asociado a la generación de electricidad de la transnacional italiana Enel, anteriormente conocida como Endesa Chile.

- Razón Social: ENEL GENERACION CHILE S.A.
- Rut: 91.081.000-6
- Nemo-técnico: ENELGXCH (Bolsa de Santiago) / EOCC (Bolsa de Nueva York)
- Industria: Generación y Comercialización de Electricidad
- Regulación:
 - Ministerio de Energía.
 - Comisión Nacional de Energía.
 - Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
 - Ministerio de Medio Ambiente.
 - Superintendencia de Medio Ambiente.
 - Tribunal de la libre competencia.
 - Superintendencia de Valores y Seguros.
 - Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional.
 - Panel de Expertos.
 - Dirección General de Aguas.
 - Securities and Exchange Commission de Estados Unidos

- Tipo de Operación: Enel Generacion tiene por objeto principal explotar la producción, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica, a través de un portafolio mixto que incluye centrales térmicas en base a Gas Natural, Carbón y derivados del petróleo, así como también centrales hidráulicas y eólicas. Adicionalmente, provee de servicios de consultoría e ingeniería en todas sus especialidades.

Enel Generación Chile y sus sociedades filiales operan 111 unidades a lo largo de Chile, con una capacidad instalada total de 6.351 MW, siendo la principal empresa generadora de energía eléctrica del país con el 29% del total de la capacidad instalada del país.

Las prioridades de inversión actuales incluyen el desarrollo de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, ambiental y socialmente responsables, con el objeto de garantizar adecuados niveles de suministro confiable.

- **Filiales**

N°	Nombre	Tipo de Sociedad	Actividad
1	Aysen Energía	SA Cerrada	Generación de Energía
2	Aysén Transmisión	SA Cerrada	Transmisión de Energía
3	Electrogas	SA Cerrada	Transporte Gas Natural
4	Eolica Canela	SA Cerrada	Generación de Energía
5	GasAtacama Chile	SA Cerrada	Generación de Energía
6	Gasoducto Atacama Argentina	SA Cerrada	Transporte Gas Natural
7	GNL Chile	SA Cerrada	Regasificación de Gas
8	GNL Quintero	SA Cerrada	Operación Planta de Gas
9	HydroAysen	SA Cerrada	Desarrollo de Proyecto
10	Inversiones Gas Atacama Holding	Soc R.Limitada	Inversiones
11	Pehuenche	SA Abierta	Generación de Energía
12	Progas	SA Cerrada	Gas Natural
13	Transquillota	Soc R.Limitada	Transmisión de Energía

Tabla 1: Filiales de Enel Generacion S.A.

- 12 Mayores Accionistas

N°	Nombre	%
1	Enel Chile SA	59.98%
2	Banco de Chile (Por terceros)	5.28%
3	Citibank	3.52%
4	Banco Itau (Inversionistas extranjeros)	2.95%
5	AFP Provida S.A. - Fondo C	2.49%
6	AFP Habitat S.A. - Fondo C	2.31%
7	AFP Cuprum S.A. - Fondo C	1.56%
8	AFP Capital S.A. - Fondo C	1.56%
9	Banco Santander (Inversionistas extranjeros)	1.49%
10	Banchile Corredores de Bolsa	1.13%
11	Viecal S.A.	0.98%
12	AFP Habitat S.A. - Fondo B	0.93%
-	Subtotal	84.18%
-	Otros	15.82%
-	Total	100.00%

Tabla 2: 12 mayores accionistas de Enel Generacion S.A.

2.2. Empresas comparables

Aes Gener

- Nombre de la Empresa: Aes Gener S.A.
- Ticker o Nemo-técnico: AESGENER
- Clase de Acción: No existe más de una clase de acción
- Derechos de cada Clase: No aplica
- Mercado donde Transa sus acciones: Bolsa de Comercio de Santiago
- Descripción de la Empresa (profile): AES Gener S.A. (AES Gener, la Compañía o la Sociedad) es una sociedad anónima abierta que opera un portafolio de activos de generación en Chile, Colombia y Argentina, con una capacidad total de 5.795 MW. Es la segunda empresa generadora más importante de Chile en términos de capacidad instalada con 4.132 MW en operación al cierre de 2016, y la primera en cuanto a generación eléctrica bruta con 22.861 GWh repartidos en el SIC y el SING. La

combinación de alternativas de generación otorga a AES Gener ventajas competitivas en el mercado eléctrico chileno, al no depender exclusivamente de un determinado recurso para la producción de electricidad. AES Gener proporciona energía eléctrica en cuatro mercados independientes: El SIC y SING en Chile, el SIN en Colombia y el SADI en Argentina.

- Sector e Industria (Clasificación Industrial): Generación y Comercialización de Electricidad
- Negocios en que se encuentra: La empresa se encuentra fundamentalmente en el segmento de generación y comercialización de electricidad, tal como la empresa estudiada.
- La empresa a 2016 registró un EBITDA de 19.503 UF

Colbun

- Nombre de la Empresa: Colbun S.A.
- Ticker o Nemo-técnico: COLBUN
- Clase de Acción: No existe más de una clase de acción
- Derechos de cada Clase: -
- Mercado donde Transa sus acciones: Bolsa de Comercio de Santiago
- Descripción de la Empresa (profile): Colbún S.A. es una empresa de origen chileno dedicada a la generación de energía eléctrica. Cuenta con 23 centrales de generación en Chile y una en Perú, a través de las cuales posee una capacidad instalada total de 3.852 MW. Con un porfolio de activos que se distribuye en forma balanceada entre generación hidráulica y térmica, la compañía tiene más de 1.000 trabajadores.
- Sector e Industria (Clasificación Industrial): Generación y Comercialización de Electricidad
- Negocios en que se encuentra: La empresa se encuentra fundamentalmente en el segmento de generación y comercialización de electricidad, tal como la empresa estudiada.
- La empresa a 2016 registró un EBITDA de 15.240 UF

Engie

- Nombre de la Empresa: ENGIE ENERGIA CHILE S.A.
- Ticker o Nomenclatura: ECL
- Clase de Acción: No existe más de una clase de acción
- Derechos de cada Clase: -
- Mercado donde Transa sus acciones: Bolsa de Comercio de Santiago
- Descripción de la Empresa (perfil): Engie es la principal generadora eléctrica del Sistema Interconectado del Norte Grande (representa cerca del 50% de la oferta del SING) y cuarta a nivel nacional por capacidad instalada, con 2.129 MW de potencia bruta.

GDF SUEZ Latin America es el accionista controlador de Engie, con el 52,77% del capital. El restante porcentaje se transa en la Bolsa y se reparte entre fondos de pensiones, inversionistas institucionales y otros.

Actualmente, Engie mantiene presencia en Arica, Iquique, Antofagasta, Mejillones y Tocopilla, con una base productiva diversificada y un mix de generación balanceado. En 2010 se convirtió en la primera empresa en Chile en generar electricidad utilizando gas natural, gracias a la puesta en marcha del Terminal GNL Mejillones.

Además, la empresa cuenta con más de 2.000 kilómetros de líneas de transmisión; participa en el negocio de transporte de gas natural desde Argentina, con una capacidad de 8 millones de m³ al día, y está presente en el negocio de distribución y comercialización de gas para uso industrial.

- Sector e Industria (Clasificación Industrial): Generación y Comercialización de Electricidad
- Negocios en que se encuentra: La empresa se encuentra fundamentalmente en el segmento de generación y comercialización de electricidad, tal como la empresa estudiada.
- La empresa a 2016 registró un EBITDA de 6.016 UF.

En la sección de Anexos se puede encontrar los balances comparados de estas empresas.

2.3. Descripción de la Industria

Chile consume alrededor de 73.500 GWh de electricidad, distribuidos fundamentalmente en los Sistemas SING (Sistema Interconectado del Norte Grande) y SIC (Sistema Interconectado Central), cuya distinción está pronta a desaparecer una vez que ambos sistemas se conecten en 2018.

El modelo chileno privatizado en 1982 consiste en un modelo tipo pool de costos auditados, lo que significa que los participantes del mercado de generación de electricidad indican sus costos variables, los cuáles son debidamente auditados por un ente centralizado que coordina la operación del sistema denominados “Centro de Despacho Económico de Carga” o CDEC (renombrados a CEN según la ley de Transmisión²). Este ente centralizado ordena estos precios de menor a mayor y mandata la producción de energía hasta la capacidad máxima de cada unidad de generación, el costo de la última unidad en hacer ingreso al sistema en una determinada hora recibe el nombre de “unidad marginal” y su costo variable consiste en el “Costo Marginal de la Electricidad”, cuyo valor será el precio de la transacción de electricidad tanto para la inyección como el retiro de energía en el sistema. Dicho en otras palabras, debido a la coordinación centralizada del sistema el sistema eléctrico chileno obedece con exactitud las reglas de la teoría marginalista (con algunas imperfecciones de índole más del tipo práctica y de implementación), comparativas de realizar este mecanismo versus un sistema de costos medios, en los cuales los costos de la operación del sistema se prorratan entre los participantes del sistema ha sido tratado desde hace más de dos décadas pero sin llegar a poner en riesgo el sistema que ha dominado los últimos 35 años³.

Este mercado que contempla la inyección de energía coordinado y balanceado por un ente centralizado e independiente puede reflejarse en la siguiente figura:

² <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1092695> (Ley 20.936)

³ Tarificación Eléctrica en Presencia de Economías de Escala: El Gasoducto y el Despacho de las Centrales a Gas

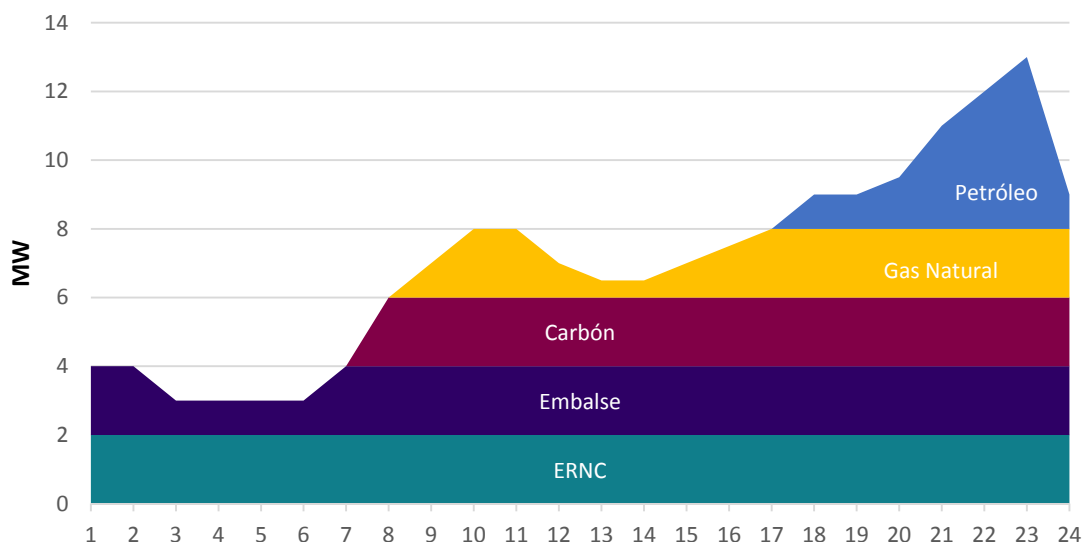


Fig. 1: Funcionamiento del Sector Eléctrico

En esta figura se desprende que las tecnologías mandatadas a producir se encuentran ordenadas de acuerdo a costo creciente desde la parte inferior (energías renovables) hasta la parte superior (commodities en cuyo caso el más costoso resulta el petróleo diésel). Este mercado de producción de electricidad cuyo precio es horario y publicado en el sitio web del ente coordinador⁴ define las principales reglas del mercado de la venta de electricidad al mercado spot y que lo distinguen de mercados convencionales y su red de logística:

- No distinguible el proveedor directo: Desconocemos el productor de la electricidad de nuestros hogares.
- No almacenable: Excepto a pequeña escala en pilas domésticas para aparatos electrónicos.
- Demanda altamente inelástica: Producto insustituible en gran cantidad de usos.⁵
- Grandes Inversiones y retornos de largo plazo: Característica financiera propia del segmento utilities.
- Consumo altamente en línea con el crecimiento económico: Por tratarse de un insumo fundamental para la industria y el comercio.

⁴ Disponible en <https://cmg-sic.coordinadorelectrico.cl/>

⁵ Pese a ello, se han realizado estudios de investigación que tratan de probar lo contrario: “La Demanda Residencial por Energía Eléctrica en Chile”

- Producto homologado: Su calidad es intrínseca a la naturaleza, no existe electricidad “buena” y “mala”, solo electricidad proveniente de distintas fuentes.
- Fuentes de energía completamente distintas: Materias prima que van desde los recursos naturales renovables a los combustibles fósiles.
- Poca cantidad de grandes clientes: En Chile existe solo una veintena de cliente de gran escala, fundamentalmente del sector minero, celulosa, cemento y otras industrias que concentran su consumo.
- Sector altamente concentrado: Chile, por tratarse de un país con una economía relativamente pequeña no tiene cabida para una enorme cantidad de agentes que participen en el sector de generación.
- Precisa coordinación de la oferta para abastecer la demanda en todo momento: De manera similar a otras utilities como gas y agua, existen medidas análogas al control de presión y temperatura en cañerías que garantizan la calidad de servicio y la seguridad de su producción, transporte y distribución.
- Baja importancia de marketing masivo: La tecnología con la cual se produce la electricidad no ha sufrido cambios sustanciales en los últimos 80 años.
- Altas barreras de entrada: Los altos riesgos de volatilidad de precio (que serán tratados más adelante), sumado a la poca cantidad de contratos de largo plazo que permiten la obtención de financiamiento. Lo vuelven un mercado con dificultad al cual hacer ingreso. Sumado a la complejidad de su funcionamiento.
- Mercado complejo, gran importancia de modelos matemáticos: Como fue indicado, el precio spot de la electricidad se transa por directo calce entre oferta y demanda, imposibilitando la dinámica de subastas, apuestas o especulaciones.

El negocio eléctrico:

En términos específicos, un generador conectado al sistema eléctrico nacional percibirá un ingreso que queda definido por la siguiente expresión:

$$Ing = \sum_t^N Gen_i * [CMg_i - CVar_i]$$

En donde:

- Geni = Generación del medio de generación en el período i. (MWh)⁶
- CMgi = Costo Marginal del medio de generación en el período i. (USD/MWh)
- CVar = Costo Variable del medio de generación en el período i. (USD/MWh)

Dicho en otros términos, el ingreso que percibe ese medio de generación, o la compañía propietaria es su producción de energía multiplicada por el spread de precio entre el costo marginal instantáneo y su costo de producción. Según lo explicado en párrafos anteriores esta expresión es siempre positiva, pues una central mandatada a generar electricidad siempre tendrá costos variables menores al costo marginal del sistema (o idénticos en el peor caso), es decir $CM_i > CVar$.

En términos financieros/contables al margen operacional de una unidad de generación es siempre positivo. Nada puede concluirse de sus gastos financieros ni administrativos a esta etapa.

Alcance analogía con contrato de cobertura.

Cabe destacar que existe una alternativa de comercialización que posee una interesante analogía con un contrato de cobertura o hedge financiero.

El ingreso percibido en la ecuación anterior consiste en un mercado obligatorio para todo medio de generación que haga conexión, no obstante, un generador puede adquirir voluntariamente el compromiso de firmar un contrato bilateral con un consumidor final a un precio fijo, debiendo pagar por ello el respectivo costo de comercialización por efecto de hacer un retiro de energía del sistema. En cuyo caso la ecuación de ingreso queda descrita de la siguiente forma:

$$Ing = \sum_t^N Gen_i * [CMg_i - CVar_i] + Ven_i * [P_i - CMg_i]$$

En dónde el nuevo término es:

⁶ Se lee “Mega Watt hora”

- V_{eni} =Energía vendida en el período i (MWh)
- P_i = Precio de venta de energía de contrato de largo plazo con cliente (US\$/MWh)

Cabe destacar que se asume el supuesto que el Costo marginal en el punto de inyección de energía y el de consumo del cliente es el mismo, supuesto que no siempre se cumple, como puede verificarse en publicaciones como la citada en la referencia⁷. Si adicionalmente, se contempla que la cantidad física vendida es comparable a la cantidad producida, lo cuál ha de tener sentido pues nadie espera sobre vender producción intencionalmente, ni tampoco tener capacidad ociosa:

$$Ing = \sum_t^N Gen_i * [P_i - CVar_i]$$

Es decir, una compañía de generación de electricidad que posee un contrato de similar orden a su producción reduce a tal punto de aislar su exposición al Costo Marginal del Mercado Spot.

La afirmación anterior no se cumple en un 100% debido a aspectos tales como:

El Costo Marginal tiende a poseer variaciones debido a condiciones geográficas, particularmente en Chile, dónde la dimensión del país hace presenciar variaciones geográficas importantes en el índice de precio.

Si bien la cantidad por vender es fija, la producción depende de razones de fuerza mayor tales como la disponibilidad del recurso, posibilidad de sequía en el caso de hidroelectricidad, indisponibilidad de recurso de combustible fósil (crisis del gas, para mayor información ver⁸).

El precio de venta puede estar indexado o estar compuesto por una expresión que puede depender del Costo Marginal, no directamente, pero si una función definida por tramos o una construcción matemática similar.

⁷ http://www.systep.cl/documents/Rudnick_APEMEC_290616.pdf

⁸ <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno07/gas/P022.htm>

La dinámica descrita se aprecia en el siguiente esquema:

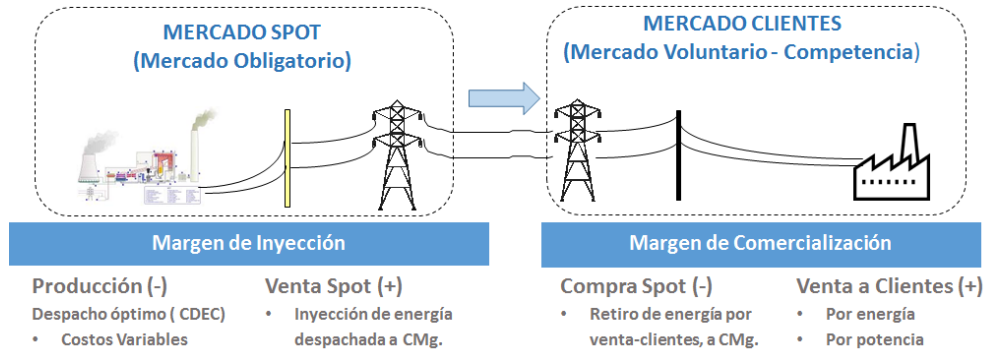


Fig. 2: Distinción de los tipos de Mercado Eléctrico

Costo Marginal como índice de precio

Determinación de costo marginal:

El índice ya descrito a modo general anteriormente se calcula a través de un sofisticado método de programación lineal que tiene en consideración las características de la oferta y demanda de electricidad y planifica el despacho de las unidades a mínimo costo hasta abastecer la demanda. Este software posee características estocásticas por el hecho de gestionar embalses con recurso hídrico con disponibilidad que obedece una distribución probabilística. Gráficamente la dinámica de fijación de precio de costo marginal es la siguiente:

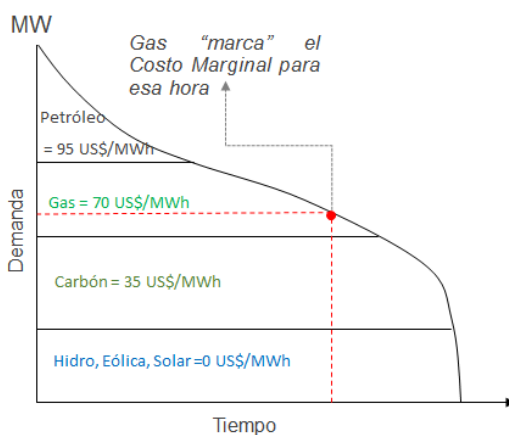


Fig. 3: Esquema de fijación del Mercado Spot

En el ejemplo de la figura en el punto de intersección de oferta y demanda, el costo marginal queda fijado en 70 US\$/MWh y los respectivos spread de ingresos son (70-35) para las tecnologías en base a carbón y (70-0) para las tecnologías renovables. Cabe destacar que inmediatamente surge la pregunta respecto a por qué los desarrolladores y compañías propietarias de medios de generación no se inclinan únicamente por estas tecnologías más económicas. La respuesta obedece a que poseen costo de activos o CAPEX más costosos, es decir, existe un trafe off entre la inversión de una central con el costo variable, lo cual supone diferentes perfiles de riesgo para inversionistas y propietarios de estas tecnologías.

Finalmente, el costo marginal ha presentado la tendencia de la siguiente figura en los últimos 15 años:

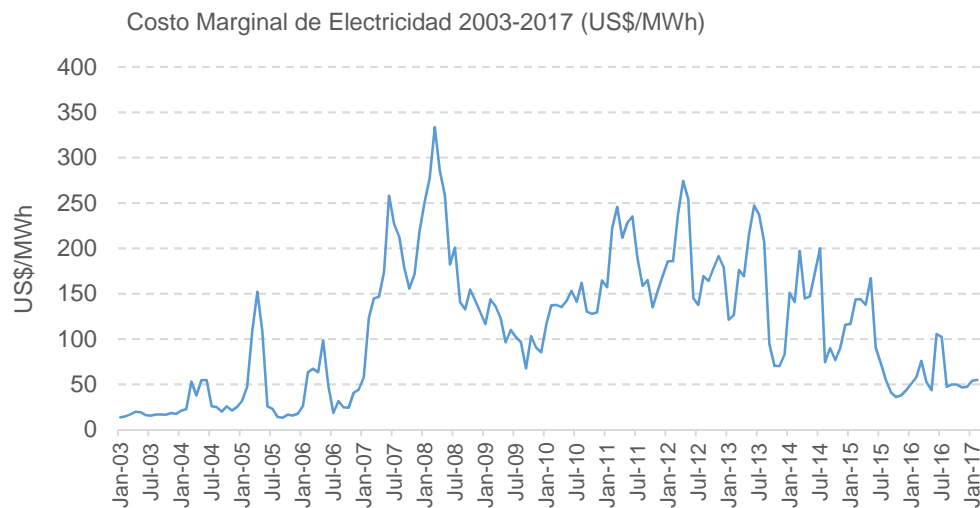


Fig. 4: Evolución del Costo Marginal de la Electricidad

Valor en términos reales

La distribución de este índice ha sido bastante disgregada con una desviación relativa del 66%, lo cual se muestra en la siguiente tabla de distribución de precios en el horizonte estudiado:

Rango	Frecuencia
20	11%
40	10%
60	13%
80	6%
100	6%
120	6%
140	9%
160	12%
180	9%
200	4%
220	4%
240	9%

Tabla 3: Clases de dispersión de precios

Similitudes y diferencias con un índice accionario:

El análisis de este índice presenta un comportamiento similar en lo que respecta a volatilidad y evolución histórica de un índice accionario, al menos en las utilities de las tres principales empresas que cotizan en la Bolsa de Santiago (). A continuación se muestra un cuadro comparativo que permite distinguir las similitudes y diferencias de estos índices:

Ítem	Índice Accionario	Costo Marginal
Naturaleza	Representa un precio	Igual
Periodicidad	Intra diario	Igual
Fijación	Intersección oferta/Dem	Costo de oferta/demanda
Dinámica	Voluntarias de compra/venta	Fijado por coordinador en base a costos
Predictibilidad	Factible corto plazo	Igual
Acceso al mercado	Cualquier persona jurídica o natural con intermediario financiero	Exclusivo para generadores conectado al sistema nacional
Información	Pública y gratuita	Igual
Liquidez	Posibilidad de mantener la acción, ir en corto, largo, Etc.	Inmediata: La energía vendida o comprada es liquidada a Costo Marginal y facturada a fin de mes.

Tabla 4: Comparativo Índice Accionario – Precio Spot Electricidad

3. Análisis Operacional de negocio e industria

3.1. Crecimiento de Ventas

Las ventas de la compañía Enel Generacion S.A. provienen principalmente de las ventas realizadas por concepto de venta de electricidad a cliente final, la empresa no realiza mayores clasificaciones de las ventas, excepto por la naturaleza de los clientes entre los que se distinguen los “Clientes Regulados”, que son aquellos cuyo proceso de licitación se realiza a través de un proceso competitivo coordinado por el Estado a través de la Comisión Nacional de Energía en las denominadas “Licitaciones de Suministro”, para abastecer a clientes cuya potencia instalada se ubica por debajo de los 2.000 kW de potencia instalada, ellos corresponden a comercio e industria menor, así como hogares residenciales centralizados a través de las compañías distribuidoras de electricidad.

Por otro lado, existen los denominados “Clientes Libres” o “No Regulados”, aquellos con consumo superior a 2.000 kW de potencia instalada, fundamentalmente la gran industria y minería.

Finalmente, se distingue una porción de la energía producida por las plantas de Enel Generación S.A. que no son consumidas por los clientes finales mencionados en los párrafos anteriores. Esta energía es vendida al precio spot instantáneo de la electricidad que es calculado a nivel horario por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), ente encargado de la operación del sistema.

Los ingresos mencionados antes son expresados en miles de UF y en términos porcentuales de crecimiento anual en la siguiente tabla, cabe destacar que, para efectos de comparabilidad, los resultados de junio 2017 se duplican para contar con valores estimativos:

a) Calcular tasas de crecimiento reales de la industria, para los años 2013 a Junio de 2017.

Ingresos - kUF	31-Dec-13	31-Dec-14	31-Dec-15	31-Dec-16	31-Dec-17
Ventas de Energía - kUF	32,280	43,354	55,320	56,890	53,046
<i>Clientes Regulados</i>	28,494	30,872	42,184	44,787	40,538
<i>Clientes no Regulados</i>	6,719	11,164	9,505	8,905	10,398
<i>Ventas Mercado Spot</i>	1,706	4,896	5,856	3,871	2,100
Ingresos - %	31-Dec-13	31-Dec-14	31-Dec-15	31-Dec-16	31-Dec-17
Ventas de Energía - kUF	-	34%	28%	3%	-7%
<i>Clientes Regulados</i>	-	8%	37%	6%	-9%
<i>Clientes no Regulados</i>	-	66%	-15%	-6%	17%
<i>Ventas Mercado Spot</i>	-	187%	20%	-34%	-46%

Tabla 5: Ingresos de Enel Generacion S.A.

Como indicador del crecimiento de la industria, podemos utilizar el criterio de la CNE (Comisión Nacional de Energía), que analiza el consumo total de electricidad a través de su sección de estadísticas⁹. En ellas se menciona el siguiente detalle:

b) Perspectivas de crecimiento de la industria para los años 2017 al 2021.

Año	Consumo GWh	Crecimiento %
2013	63,192	-
2014	64,717	2.40%
2015	66,387	2.60%
2016	67,920	2.30%
2017	67,531	-0.60%

Tabla 6: Crecimiento de Demanda de Energía

El mismo organismo (CNE) en su informe de "Precio de Nudo de Corto Plazo"¹⁰ publicado semestralmente entre sus perspectivas para los próximos 10 años. En ella se advierte la siguiente proyección de consumo por tipo de cliente:

⁹ <https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/>

¹⁰ <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precio-nudo-corto-plazo/>

	2018	2019	2020	2021
<i>Libre</i>	3.20%	1.40%	2.70%	2.50%
<i>Regulado</i>	4.10%	5.70%	4.50%	4.60%
<i>Total</i>	3.70%	3.70%	3.70%	3.70%

Tabla 7: Crecimiento de Consumo por Tipo de Cliente

3.2. Análisis de Costo Operacional

Los costos de operación de Enel Generación S.A. son los propios de una empresa de su giro, esto es, la producción y comercialización de electricidad a gran escala, los que se pueden clasificar en las siguientes categorías:

- Costos de insumos de producción de electricidad

Enel Generación S.A. posee una cartera de activos de generación de carácter mixta, con plantas hidroeléctricas, térmicas e incluso renovables no convencionales. En particular, el costo de compra de combustibles fósiles es un ítem relevante y que expone a la compañía a la volatilidad de los commodities importados casi en su totalidad.

En la siguiente tabla se puede apreciar la generación por tipo de energía de la empresa desde el año 2013:

	dic-13	dic-14	dic-15	dic-16	1H 2017
GWh	19.438,7	18.062,8	18.294,0	17.564,1	8.340,3
Hidro	9.889,2	11.560,5	11.842,0	9.077,7	3.593,4
Termica	9.404,6	6.344,4	6.314,2	8.379,2	4.688,4
Eolica	144,9	158,0	137,8	107,2	58,5

Tabla 8: Generación por Fuente de Enel Generacion S.A.

- Compras de Energía

Según la naturaleza de mercado eléctrico de Chile que es del tipo pool con costos auditados, las empresas venden los excesos de energía, o bien compran los déficits en el Mercado Spot de electricidad, en el que sólo participan las empresas coordinadas por el ente centralizado, que en el caso de Chile es el CEN (Coordinador Eléctrico Nacional).

Lo cierto es que, por razones de diversa índole, entre las que se encuentran las prolongadas sequías que ha atravesado el país, indisponibilidad de algunos activos claves como la central de generación a carbón Bocamina por causas judiciales o mera estrategia comercial, Enel Generacion ha sido deficitario, por lo cual ha debido suplir sus compromisos contractuales mediante la compra de energía en este mercado, cuyos flujos son considerados como egresos.

- Gastos de Transporte

La electricidad es transmitida y distribuida a través de líneas de las cuales la compañía debe pagar mensualmente por concepto de peajes calculados por la autoridad. Cabe destacar que si bien los últimos cambios regulatorios (Ley 20.936, “Ley de Transmisión”¹¹) dejan a cargo de los consumidores finales el pago de la anualidad de las nuevas líneas de transmisión, existe un transitorio que obligará a las empresas de energía a seguir efectuando pagos por este concepto por al menos 20 años más.

- Gastos de Personal

Se trata de los operarios, profesionales, ejecutivos y vendedores que trabajan tanto en oficinas como en cada una de las plantas y velan por la correcta operación de las plantas de Enel Generacion.

- Otros Gastos por Naturaleza

Corresponde a otros costos que no se enmarcan en ninguno de las clasificaciones anteriormente mencionadas y reflejan costos comunes y recurrentes tales como: Tributos, gastos de viajes, publicidad entre otros.

- Gastos por depreciación, amortización y pérdidas por deterioro

Esta clasificación corresponde al gasto por depreciación que es la contabilización del desgaste de los activos tangibles preferentemente las plantas de generación y del

¹¹ <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1092695>

desgaste de activos intangibles que corresponden esencialmente a programas informáticos, derechos de agua y servidumbres de paso.

A continuación, se presenta un cuadro con los costos operacionales.

Costos Operacionales MUF	dic-13	dic-14	dic-15	dic-16	1H 2017
Compras de energía	-5.338	-11.712	-12.514	-12.742	-6.797
Consumo de combustible	-9.078	-12.404	-12.779	-11.202	-6.691
Gastos de transporte	-6.411	-5.8	-7.011	-7.306	-3.042
Otros aprovisionamientos var. y servicios	-404	-547	-2.067	-2.72	-1.835
Gastos de personal	-2.716	-2.634	-2.769	-2.291	-1.044
Otros gastos por naturaleza	-2.598	-2.694	-3.525	-4.528	-1.301
Depreciación y Amortización	-3.974	-4.114	-4.871	-5.033	-2.21
Total Costos Operacionales	-30.52	-39.904	-45.536	-45.822	-22.918

Tabla 9: Costos Operacionales de Enel Generacion S.A.

3.3. Análisis de Cuentas no operacionales

Se procederá a analizar las cuentas no operacionales del estado de resultados de Enel Generación para el periodo diciembre 2013 a junio 2017, para observar cuales son recurrentes.

Cabe hacer notar que las cuentas: “Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados” y “Pérdidas por deterioro de valor (Reversión de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del ejercicio” serán consideradas como no operacionales dado que estas se producen por situaciones particulares y no inherente al negocio, a pesar de que la empresa en su balance la clasifica como cuentas contribuyentes al resultado de la explotación.

- Pérdidas por deterioro de valor (Reversión de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del ejercicio

Corresponden a la reversión o perdidas por de deterioro de activos financieros, y dado la volatilidad de esta cuenta y que corresponden activos que no son del giro de la empresa, esta cuenta no se proyectará.

- Otras ganancias (perdidas)

A junio del 2017 esta cuenta corresponde esencialmente a la venta de la empresa Electrogas a Aerio Chile, cuyo precio fue de MMUS\$ 180, efectuándose en febrero del 2017.

Las otras ganancias corresponden a ventas de terreno. Por lo cual esta cuenta no operacional se considerará como no recurrente y no se proyectara.

- Ingresos Financieros

Corresponde a intereses obtenidos por inversiones realizadas por la empresa en instrumentos financieros. Dado que este tipo de ingresos depende de la estructura de financiera de la empresa se considera como un ingreso recurrente.

- Costos Financieros

Corresponde los pagos incurridos por préstamos bancarios, bonos emitidos, y derivados que posee la empresa. Dado que este tipo de ingresos depende de la estructura de financiera de la empresa se considera como una cuenta recurrente.

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

En este ítem se reconocen las utilidades y pérdidas en las sociedades en la cual Enel Generación tiene participación.

Debido a los distintos cambios en la estructura de la empresa en el periodo de Diciembre 2013 a Junio 2017, esta cuenta ha variado producto a las ventas de sociedades y las fusiones realizadas. Por lo cual se considerará como recurrentes solamente las participaciones en sociedades que se encontraban vigentes a Junio 2017.

Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación (MUF):

	dic-13	dic-14	dic-15	dic-16	Jun-17
Electrogas S.A.	180	185	200	196	0
GNL Quintero S.A.	211	236	177	104	0
GNL Chile S.A.	6	45	19	57	28
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	-98	-2.823	-94	-83	-68
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	16	24	46	24	12
Enel Argentina S.A. (ex - Endesa Argentina S.A.)	0	0	0	1	0
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	729	124	0	0	0
Total	1.043	-2.209	347	299	-29

Tabla 10: Ganancias (Pérdidas) de Filiales

Cabe señalar que en el caso de las Centrales Hidroeléctricas de Aysén en el año 2015 se denegó la solicitud de derechos de aguas, y dado la manifestación por parte de Enel Generación de continuar con las acciones judiciales correspondientes se decidió en el ejercicio del año 2014 registrar una provisión de MMUS\$ 121, la cual continua vigente.

- Diferencias de cambio y Resultado por unidades de reajuste

Estas cuentas representan los ajustes de activos y pasivos por las distintas monedas y cambios a valores razonables de distintos instrumentos financieros. Dado que esta cuenta depende de los tipos cambios, se proyectará en forma constante en relación al último periodo. Abajo se presenta un cuadro resumen con las cuentas no operacionales.

Estado de Resultados Cuentas no operacionales (MUF)	dic-13	dic-14	dic-15	dic-16	1H 2017
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	456	669	595	370	110
Pérdidas por deterioro de valor (Reversión de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del ejercicio	3	-506	382	-1.168	2
Otras ganancias (pérdidas)	108	1.732	157	4.611	4.114
Ingresos financieros	135	64	9	233	99
Costos financieros	-3.259	-2.908	-2.505	-2.114	-935
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	1.043	-2.209	347	299	-29
Diferencias de cambio	-94	-862	-2.102	504	208
Resultado por unidades de reajuste	43	565	140	23	-5
Total Cuentas no operacionales	-1.565	-3.456	-2.977	2.758	3.564

Tabla 11: Cuentas no Operacionales de Enel Generacion S.A.

3.4. Análisis de Activos

A continuación, se presenta se presenta las cuentas de los activos a Junio del 2017 de Enel Generación, clasificados como Operacionales y No Operacionales.

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

Tabla 12: Análisis de Activos de Enel Generacion S.A.

A continuación, se describen los activos no operacionales que posee la empresa, para Junio de 2017.

- Plusvalía

El origen de esta cuenta esta dado por el resultado de adquisiciones realizadas por la empresa que posteriormente fueron fusionadas en forma directa o indirectamente en la filial Gas Atacama Chile.

a) Contempla la adquisición en el año 2002 del 2,51% de Empresa Eléctrica Pangué.

b) En el año 2005 se compran los derechos de la sociedad Lo Venecia, la cual poseía como único activo el 25% de la Sociedad San Isidro. Posteriormente se fusiona Empresa Eléctrica Pangué, Sociedad San Isidro con la Compañía Eléctrica Tarapacá.

c) En 2014 Enel Generación adquiere el 50% de los derechos del Gas Atacama Holding Limitada a Southern Cross Latin America Private Equity Fund III L.P.

d) En el año 2016 se fusiona Gas Atacama Holding Limitada con Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. y el producto de esta fusión con Gas Atacama Chile S.A., siendo esta última la sociedad continuadora.

- Otros activos financieros

En esta cuenta se contabilizan inversiones que son mantenidas para la venta que no necesariamente se cotizan y que presentan poca liquidez. Además, se consideran los derivados que mantiene la compañía que se registran a valor razonable en la fecha de publicación de los estados financieros.

- Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, no corrientes

Considera las cuentas comerciales cuyo periodo de recuperación se estima mayor a un año y que aún no han sido castigadas.

4. Proyección de Estados de Resultados

4.1. Proyección de Ingresos Operacionales

En primer lugar y a modo de entender el negocio de la compañía, se esclarece que los ingresos provienen en cerca de un 95% por efecto de la venta de electricidad.

A continuación, se muestra la glosa del ingreso en el período 2013 a Junio de 2017

MUF	dic-13	dic-14	dic-15	dic-16	1H 2017
Ventas de Energía	36.92	46.932	57.545	57.564	26.518
<i>Clientes Regulados</i>	<i>28.494</i>	<i>30.872</i>	<i>42.184</i>	<i>44.787</i>	<i>20.269</i>
<i>Clientes no Regulados</i>	<i>6.719</i>	<i>11.164</i>	<i>9.505</i>	<i>8.905</i>	<i>5.199</i>
<i>Ventas Mercado Spot</i>	<i>1.706</i>	<i>4.896</i>	<i>5.856</i>	<i>3.871</i>	<i>1.05</i>
Otras ventas	1.084	449	948	2.453	1.145
<i>Ventas de gas</i>	<i>1.084</i>	<i>192</i>	<i>929</i>	<i>2.446</i>	<i>1.144</i>
<i>Ventas de productos y servicios</i>	<i>1</i>	<i>257</i>	<i>19</i>	<i>7</i>	<i>1</i>
Otras prestaciones de servicios	3.536	1.743	1.595	2.225	855
<i>Peajes y trasmisión</i>	<i>2.735</i>	<i>1.008</i>	<i>1.355</i>	<i>1.914</i>	<i>706</i>
<i>Otras prestaciones</i>	<i>798</i>	<i>723</i>	<i>239</i>	<i>311</i>	<i>149</i>
<i>Arriendo equipos de medida</i>	<i>2</i>	<i>12</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
Otros Ingresos	76	860	150	750	246
Total Ingresos	41.615	49.985	60.237	62.993	28.764

Tabla 13: Ingresos Operacionales de Enel Generacion S.A.

Los ingresos menos relevantes se proyectaron de la siguiente manera:

Peajes y Transmisión: Se considera una función lineal en términos de los ingresos de ventas de energía según el comportamiento de la empresa en la ventana de tiempo analizada (2013- jun 2017).

Resto de los ingresos: Se mantiene el promedio de la ventana de tiempo, pues no hay inversiones de gran impacto que amerite un cambio en este componente.

Generación de Energía

Para proyectar las ventas de energía en primer lugar es necesario proyectar la generación de las unidades de Enel Generación, para esto se consideró un factor de planta típico según el comportamiento del último tiempo de la compañía. El factor de planta se define como la razón entre la generación de la compañía y el potencial máximo de generación si hubiese estado en operación todo el tiempo, es decir, mide el grado de utilización o aprovechamiento de los activos.

Este valor asumido a futuro se muestra a continuación por cada tipo de tecnología del portafolio de Enel Generación:

Factor de Planta %	dic-13	dic-14	dic-15	dic-16	1H 2017	2H 2017	dic-18 dic-22 ^a
Hidro Térmica	33%	38%	39%	30%	24%	24%	38%
Térmica:							
<i>Carbón</i>	61%	23%	33%	57%	64%	64%	61%
<i>Gas Natural</i>	72%	59%	48%	61%	82%	82%	65%
<i>Diesel</i>	8%	7%	9%	7%	0%	0%	6%
Eólica	21%	23%	20%	16%	17%	17%	23%

Tabla 14: Generación Proyectada por tipo de Enel Generación S.A.

Por otro lado, se toma en consideración que la capacidad instalada de la compañía se verá incrementada al año 2019 con la entrada en operación comercial del proyecto hídrico “Los Cóndores” de 150 MW de potencia instalada. De esta manera se posee conocimiento de la generación esperada en el horizonte de estudio del portafolio.

La otra cantidad física relevante es la energía contratada por la compañía. A la fecha, la empresa posee contratos con cerca de 48 empresas distintas, tanto de clientes libres como regulados, la energía comprometida anualmente se muestra a continuación:

GWh	2017	2018	2019	2020	2021
<i>Regulado</i>	17.299,7	17.853,4	18.108,6	18.596,2	19.063,2
<i>No Regulado</i>	5.244,0	5.460,4	5.772,7	6.031,7	6.308,2
<i>Total</i>	22.543,6	23.313,9	23.881,3	24.627,9	25.371,4

Tabla 15: Proyección por Tipo de Clientes

Precio de Ventas de Energía

Es el otro componente importante para realizar la proyección es el precio de venta, en el cual se distinguen dos tipos principales, los cuáles son explicados y proyectados según los supuestos que se detallan a continuación:

- Precios de clientes finales, libres y regulados

Se sabe mediante la información contenida en los estados de resultados que los precios promedio de venta a clientes regulados se encuentran en el entorno de 95 US\$/MWh y 80 US\$/MWh para clientes libres. Para considerar un nuevo precio de venta por cada cliente renovado se asume en base a información de conocimiento del sector y los resultados de las adjudicaciones de las últimas licitaciones de suministro que estos contratos es factible que sean renovados en el orden de 57 US\$/MWh y 63 US\$/MWh¹² para clientes Regulados y libres respectivamente. De esta manera, se posee un nuevo precio promedio ponderado de venta a estos clientes según los términos de la siguiente tabla que fue elaborada en base al cálculo ponderado de la energía considerada en los contratos vigentes y aquellos que han sido renovados o recontratados:

US\$/MWh	2017	2018	2019	2020	2021
<i>Regulado</i>	95	95	95	90	90
<i>No Regulado</i>	80	75	74	69	68

Tabla 16: Precio de Clientes Finales Enel Generación S.A.

- Precio Spot de Electricidad

Cómo fue mencionado, Enel Generación ha tenido un comportamiento deficitario en el Mercado Spot, lo que quiere decir que compra el déficit de energía en este mercado en la medida que sus plantas no pueden cumplir con las obligaciones comprometidas con sus clientes finales regulados y libres.

¹² <https://www.cne.cl/prensa/prensa-2016/agosto/exitosa-licitacion-de-suministro-para-clientes-regulados-permitira-bajar-la-cuenta-de-luz-a-hogares-y-pymes-a-partir-del-ano-2021/>

A la fecha, el costo marginal ha presentado una gran volatilidad en los años recientes. A continuación, se muestra el valor que ha alcanzado en la barra de Polpaico (zona central) en los últimos 15 años:

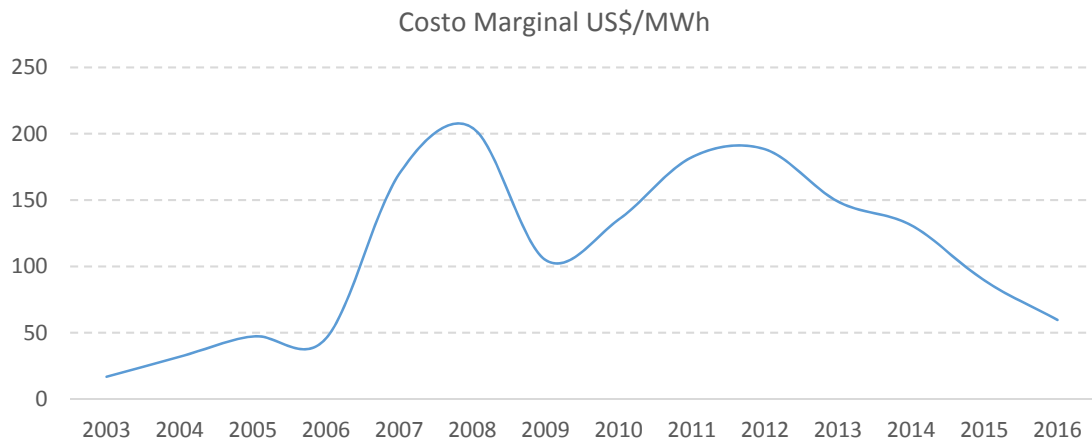


Fig. 5: Costo Marginal Histórico

Dado lo anterior, para las proyecciones se consideró la proyección del informe de Precio Nudo de Corto plazo que desarrolla la CNE y que se muestra a continuación:

CMg	US\$/MWh
2017	42.35
2018	42.58
2019	39.98
2020	42.47
2021	45.73

Tabla 17: Resumen Costo Marginal

Finalmente, se muestra a continuación los ingresos de la compañía para el período 2 Sem- 2017 a 2021:

MUF	2H 2017	dic-18	dic-19	dic-20	dic-21
Ventas de Energía	26.518	51.996	53.067	51.621	52.920
<i>Clientes Regulados</i>	20.269	41.836	42.434	41.312	42.266
<i>Clientes no Regulados</i>	5.199	10.16	10.633	10.308	10.654
<i>Ventas Mercado Spot</i>	1.05	0	0	0	0
Otras ventas	1.145	1.344	1.344	1.344	1.344
<i>Ventas de gas</i>	1.144	1.344	1.344	1.344	1.344
<i>Ventas de productos y servicios</i>	1	0	0	0	0
Otras prestaciones de servicios	855	2.152	2.187	2.063	2.182
<i>Peajes y transmisión</i>	706	1.712	1.747	1.623	1.742
<i>Otras prestaciones</i>	149	440	440	440	440
<i>Arriendo equipos de medida</i>	0	0	0	0	0
Otros Ingresos	246	448	448	448	448
Total Ingresos	28.764	55.939	57.046	55.476	56.894

Tabla 18: Ingresos Proyectados de Enel Generacion S.A.

4.2. Proyección Costos Operacionales

Similar a como ocurre con el caso de los ingresos, cerca del 70% de los egresos se debe a las compras de energía en el mercado spot para efectos de cumplir con las obligaciones bilaterales y los costos de compra de combustibles para abastecer las unidades térmicas de generación.

Para los gastos menores, entre los que se encuentran gastos de transporte, aprovisionamiento, gastos de personal y otros gastos se ocupó cuanto representan de los ingresos en base al comportamiento histórico de la compañía.

La estimación de la cantidad física de energía que debe comprarse al mercado spot, ésta se estimó por diferencia entre la generación de energía de acuerdo con el factor de planta calculado anteriormente en la sección de proyección de ventas y los contratos analizados que debe abastecer Enel Generación. El precio de compra será de acuerdo con los mismos supuestos del mercado Spot que se utilizó para los ingresos.

En el caso de la proyección de los costos de los commodities, se utiliza la proyección del Banco Mundial¹³, que estima el precio futuro del crudo, carbón y gas natural en los siguientes términos:

	Carbon	GN	Crudo
	US\$/Ton	US\$/MMBTU	US\$/m3
2014	70.1	4.4	96.2
2015	57.5	2.6	50.8
2016	65.9	2.5	42.8
2017	70	3	55
2018	60	3.5	60
2019	55	3.6	61.5

Tabla 19: Proyección de Commodities Banco Mundial

Para efectos de la depreciación y amortización se utiliza como porcentaje del activo fijo de la empresa, cabe mencionar que en el año 2019 aumentaría el gasto por este concepto después de la entrada de la central Los Condores.

Finalmente, los costos de operación proyectados desde 2017 proyectado se muestran a continuación:

Costos Operacionales MUF	2H 2017	dic-18	dic-19	dic-20	dic-21
Compras de energía	-6.797	-3.191	-3.069	-4.045	-5.196
Consumo de combustible	-6.691	-15.685	-15.715	-15.715	-15.715
Gastos de transporte	-3.042	-6.693	-6.831	-6.347	-6.014
Otros aprovisionamientos var. y servicios	-1.835	-1.987	-2.027	-1.972	-2.022
Gastos de personal	-1.044	-2.551	-2.604	-2.533	-2.597
Otros gastos por naturaleza	-1.301	-3.286	-3.354	-3.263	-3.345
Depreciación y Amortización	-2.21	-4.42	-5.077	-5.077	-5.077
Total Costos Operacionales	-22.918	-37.813	-38.678	-38.953	-39.967

Tabla 20: Proyección de Costos de Operación

4.3. Proyección Resultado No Operacional

A continuación, se presenta un cuadro resumen con los supuestos de las proyecciones de las cuentas no operacionales, mencionada anteriormente

¹³ <http://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>

Cuenta No Operacional de Estado de Resultados	Supuestos de proyección
Trabajos realizados capitalizados	Se proyectarán hasta la finalización de la central Los Cóndores en el año 2018, con igual valor al año 2017
Reverso (Pérdidas) por deterioro de valor	No se proyectarán por ser ajuste de valor instrumentos financieros.
Otras ganancias (pérdidas)	No se proyectarán dado que corresponden a ventas de activos no operacionales
Ingresos financieros	Dado que este tipo de ingresos depende de la estructura de financiera de la empresa se proyectará el mismo valor que del año 2017.
Costos financieros	Dado que este tipo de costo depende de la estructura de financiera de la empresa se proyectará el mismo valor que del año 2017.
Utilidad (pérdida) empresas relacionadas	Se considerará los resultados de las sociedades que se encontraban vigentes a Junio 2017, con un valor similar ha de dicho año.
Diferencias de cambio	Dado que estas cuentas representan ajuste de activos y pasivos esencialmente por el tipo de cambios, se proyectará en forma constante en relación con el año 2017.

Tabla 21: Proyección de Resultado no Operacional

Para los impuestos se utilizará la tabla de impuestos de cada año, que para el 2017 es de un 25,5% y para los años posteriores de un 27%.

4.4. Proyección Estado de Resultados

Los EERR proyectados se muestran en la siguiente página. Tomando en consideración los supuestos indicados anteriormente

Estado de Resultados (MUF)	dic-13	dic-14	dic-15	dic-16	1H 2017	2H 2017	dic-18	dic-19	dic-20	dic-21
Ventas de Energía	36.92	46.932	57.545	57.564	26.518	26.518	51.996	53.067	51.621	52.92
<i>Clientes Regulados</i>	28.494	30.872	42.184	44.787	20.269	20.269	41.836	42.434	41.312	42.266
<i>Clientes no Regulados</i>	6.719	11.164	9.505	8.905	5.199	5.199	10.16	10.633	10.308	10.654
<i>Ventas Mercado Spot</i>	1.706	4.896	5.856	3.871	1.05	1.05	0	0	0	0
Otras ventas	1.084	449	948	2.453	1.145	1.145	1.344	1.344	1.344	1.344
<i>Ventas de gas</i>	1.084	192	929	2.446	1.144	1.144	1.344	1.344	1.344	1.344
<i>Ventas de productos</i>	1	257	19	7	1	1	0	0	0	0
Otras prestaciones	3.536	1.743	1.595	2.225	855	855	2.152	2.187	2.063	2.182
<i>Peajes y transmisión</i>	2.735	1.008	1.355	1.914	706	706	1.712	1.747	1.623	1.742
<i>Otras prestaciones</i>	798	723	239	311	149	149	440	440	440	440
<i>Arriendo equipos</i>	2	12	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros Ingresos	76	860	150	750	246	246	448	448	448	448
Total Ingresos	41.615	49.985	60.237	62.993	28.764	28.764	55.939	57.046	55.476	56.894
Materias primas y consumibles	-21.231	-30.463	-34.371	-33.971	-18.364	-18.364	-27.556	-27.643	-28.079	-28.948
Margen Bruto	20.384	19.522	25.866	29.022	10.4	10.4	28.383	29.403	27.396	27.947
Gastos empleados	-2.716	-2.634	-2.769	-2.291	-1.044	-1.044	-2.551	-2.604	-2.533	-2.597
Otros gastos	-2.598	-2.694	-3.525	-4.528	-1.301	-1.301	-3.286	-3.354	-3.263	-3.345
EBITDA	15.07	14.194	19.572	22.203	8.056	8.056	22.546	23.445	21.6	22.005
Depreciación y Amortización	-3.974	-4.114	-4.871	-5.033	-2.21	-2.21	-4.42	-5.077	-5.077	-5.077
EBIT	11.096	10.081	14.701	17.171	5.846	5.846	18.126	18.367	16.523	16.928
Trabajos capitalizados	456	669	595	370	110	110	220	0	0	0
Reverso por deterioro	3	-506	382	-1.168	2	0	0	0	0	0
Otras ganancias (pérdidas)	108	1.732	157	4.611	4.114	0	0	0	0	0
Ingresos financieros	135	64	9	233	99	99	198	198	198	198
Costos financieros	-3.259	-2.908	-2.505	-2.114	-935	-935	-1.871	-1.871	-1.871	-1.871
Emp.relacionadas	1.043	-2.209	347	299	-29	-29	-58	-58	-58	-58
Diferencias de cambio	-94	-862	-2.102	504	208	208	416	416	416	416
reajuste	43	565	140	23	-5	-5	-9	-9	-9	-9
Ganancia antes de impuestos	9.53	6.625	11.724	19.929	9.41	5.294	17.021	17.043	15.198	15.603
Gasto por impuestos	-1.587	-1.385	-2.991	-3.158	-2.354	-1.35	-4.596	-4.602	-4.104	-4.213
Op. Discontinuas	16.232	19.893	16.044	3.02	0	0	0	0	0	0
Utilidad Neta	24.175	25.134	24.777	19.790	7.056	3.944	12.426	12.441	11.095	11.390

Tabla 22: Proyección de EERR

5. Proyección Flujo de Caja Libre

5.1. Depreciación del ejercicio y amortización de intangibles

La depreciación y amortización se estiman como un porcentaje de los activos fijos de la empresa y de los activos intangibles, siendo este similar al presentado en los estados financieros de la empresa a Junio 2017. Cabe señalar que los activos aumentan en el año 2019 con la entrada en operación de la central Los Cóndores.

(MUF)	2H 2017	dic-18	dic-19	dic-20	dic-21
Depreciación y Amortización	-2.21	-4.42	-5.077	-5.077	-5.077

Tabla 23: Depreciación y Amortización

5.2. Inversión en Reposición

La Inversión en Reposición se estimó como un 33% de la depreciación y amortización de la compañía, para el cálculo se consideró lo informado por la empresa en sus presentaciones en la cual desglosa la inversión en nuevos proyectos y la inversión en reposición por año.

Cifra que a priori puede parecer alta, pero es razonable considerando lo intenso en inversión de la compañía y la antigüedad de algunos componentes del portafolio, de manera que el vector de esta inversión queda determinado por los siguientes valores:

(MUF)	2H 2017	dic-18	dic-19	dic-20	dic-21
Inversión en Reposición	-729	-1.458	-1.676	-1.676	-1.676

Tabla 24: Inversión y Reposición

5.3. Nuevas Inversiones en Activo Fijo (CAPEX)

El único proyecto de mediano plazo que la empresa maneja es la central hidroeléctrica “Los Cóndores” de 150MW, que se estima que entre en operación en el año 2019, los valores de inversión restantes de dicho proyecto fueron revelados por la compañía en una presentación de su plan estratégico 2017-2019.

Sumando los pagos de BD (Business Development), la compañía posee un CAPEX de 440 MMUS\$, para evaluar la racionalidad de la cifra, se puede estimar el valor unitario

por kW del proyecto, valor que alcanza los ~2.922US\$/kW, cifra razonable para un proyecto que aspira cumplir con altos estándares ambientales.

(MUF)	2H 2017	dic-18	dic-19	dic-20	dic-21
Inversión en Activo Fijo	-3.283	-3.93	-448	0	0

Tabla 25: Inversión en Activo Fijo

5.4. Inversión en Capital de Trabajo

Para el capital de trabajo se consideran las cuentas del activo circulante y los pasivos circulantes estimando su variación en el tiempo.

Por otro lado, se debe considerar solamente las cuentas por cobrar y pagar a empresas relacionadas que son generadas por el giro, por lo cual para el cálculo se consideraron las cuentas generadas por ventas y compras de energía, no considerando como parte del capital de trabajo las cuentas entre relacionadas debidas a dividendos y préstamos.

De acuerdo a lo anterior se obtiene el siguiente resultado para el CTON.

Balance (MUF)	dic-13	dic-14	dic-15	dic-16	1H2017
Cuentas por cobrar, corrientes	13.251	17.599	14.182	9.885	9.314
Cuentas por cobrar a EE.RR, corrientes	5.659	3.293	2.687	3.14	2.52
Reverso Cuentas por cobrar de EE.RR. no del giro	-2.76	-83	-204	-869	-109
Inventarios	1.98	2.671	1.434	1.267	1.102
CT Acc	18.13	23.48	18.099	13.422	12.827
Cuentas por pagar, corrientes	19.216	28.111	14.064	12.946	8.317
Cuentas por pagar a EE.RR, corrientes	13.424	9.645	10.05	4.593	2.518
Reverso Cuentas por pagar EE.RR. no del giro	-11.667	-7.466	-8.915	-3.269	-43
CT Pasivo	20.974	30.29	15.2	14.269	10.793
CTON	-2.844	-6.81	2.9	-847	2.034
R CTON	-0,068	-0,136	0,048	-0,013	0,035

Tabla 26: Estimación CTON y RCTON

Para estimar RCTON que debiese tener la empresa solo se considerara el periodo 2015 a Junio 2017 debido a que en el año 2015 la empresa se reestructuro y por lo cual los activos circulantes y pasivos circulantes pudiesen verse afectado en los

periodos anteriores por la operatoria que poseía la empresa hasta esa fecha. Por otro lado, cabe señalar que un capital de trabajo negativo pudiese mostrar que la empresa tenga problemas de liquidez, lo cual según Damodaran¹⁴ no es sustentable para una compañía en el largo plazo dado que puede afectar entre otras cosas su clasificación de riesgo.

De acuerdo a lo señalado anteriormente se obtiene un **R CTON = 0,0234**.

Para las proyecciones de flujos de caja se estimará la necesidad de capital de trabajo con la siguiente expresión:

$$\text{Inversión en Capital de Trabajo} = RCTON * (\text{Ventas}_{t+1} - \text{Ventas}_t)$$

Con lo que se obtiene:

(MUF)	2H 2017	dic-18	dic-19	dic-20	dic-21
Inversión Capital de Trabajo	37	-26	37	-33	-250

Tabla 27: Inversion Capital de Trabajo

Por otro lado, para determinar el exceso de o déficit de capital de trabajo se estima el capital de trabajo que debiese poseer la empresa. Obteniendo que para el primer semestre del año 2017 existe un exceso de capital de trabajo dado que las necesidades son menores.

(MUF)	2H 2017	2H 2017 e	Diferencia
Inversión Capital de Trabajo	2.034	1.343	691

Tabla 28: Inversion Capital de Trabajo

¹⁴ "Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset", Second Edition, Aswath Damodaran

5.5. Activos Prescindibles

Como activos prescindibles se considera el efectivo equivalente que alcanza un valor de MUF 398, las cuentas con empresas relacionadas que son consideradas que no son del giro por MUF 109 MUF y los activos clasificados como no operacionales. Lo anterior se resume en la siguiente tabla

Ítem	MUF
Efectivo y equivalente	398
C X C EE.RR. No Operación	109
Plusvalía	932
Otros activos no financieros, corrientes	322
Otros activos financieros, no corrientes	501
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, no corrientes	34
Activos Prescindibles (al 30/06/2017)	2.297

Tabla 29: Activos Prescindibles de Enel Generacion S.A.

5.6. Deuda Financiera

Para la deuda financiera se considera la obtenida de acuerdo con su estructura de capital al 30 de junio del 2017, la cual asciende a MUF 32.538

5.7. Valor Terminal

Para el Valor Terminal, se considera una perpetuidad sin crecimiento de la proyección realizada para la empresa al año 2022, en dicho año se consideró un incremento de ventas del orden de 19% basado en los contratos adjudicados por Enel equivalentes a 5.918GWh/año en el proceso de licitación de suministro a clientes llevado a cabo por la Comisión Nacional de Energía (CNE)¹⁵. Dicho guarismo se replicó para los ingresos/costos operacionales.

Además, se considera como inversión por reposición el 100% de la depreciación y no se consideran nuevas inversiones en posibles centrales de generación.

¹⁵ <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/licitaciones-y-suministros/licitaciones-2016/>

5.8. Flujo de Caja Libre

De acuerdo con los puntos anteriormente expresados se presenta la proyección del Flujo de Caja Libre de la empresa en base a lo cual se realizará la valorización.

(MUF)	2H 2017	dic-18	dic-19	dic-20	dic-21
Utilidad Neta	3.944	12.426	12.441	11.095	11.39
Depreciación y Amortización	2.21	4.42	5.077	5.077	5.077
Otras ganancias después de impuestos	22	43	43	43	43
Ingresos financieros después de impuestos	-74	-144	-144	-144	-144
Costos financieros después de impuestos	697	1.366	1.366	1.366	1.366
Diferencias de cambio	-208	-416	-416	-416	-416
Resultados por unidades de reajuste	5	9	9	9	9
FLUJO DE CAJA BRUTO	6.595	17.702	18.376	17.029	17.325
Inversión en Reposición	-729	-1.458	-1.676	-1.676	-1.676
Inversión en Activo Fijo	-3.283	-3.93	-448	0	0
Inversión en Capital de Trabajo Neto	37	-26	37	-33	-250
FLUJO DE CAJA LIBRE	2.62	12.288	16.289	15.321	15.399
Valor Terminal					185.734
FCL + VT	2.62	12.288	16.289	15.321	201.133

Tabla 30: Flujo de Caja Libre de Enel Generacion S.A.

6. Valorización Económica de la Empresa y Precio de acción.

Con el flujo de Caja de la empresa se procederá a realizar la valorización

- Valoración Activos Operacionales

Se descontará el Flujo de Caja Libre y el Valor Terminal a la tasa de costo de capital obtenido para la empresa, con lo que se tendrá el valor de los activos. En una primera se obtendrá el valor presente a Dic del 2017 y posteriormente a la fecha deseada.

Valor Activos a Dic-2017

$$V.P. = F.C._{2 Sem 2017} + \frac{F.C._{2018}}{(1+Wacc)^1} + \frac{F.C._{2019}}{(1+Wacc)^2} + \frac{F.C._{2020}}{(1+Wacc)^3} + \frac{F.C._{2021} + V.T.}{(1+Wacc)^4}$$

$$V.P. = 2.620 + \frac{12.288}{(1+8,29\%)^1} + \frac{16.289}{(1+8,29\%)^2} + \frac{15.321}{(1+8,29\%)^3} + \frac{15.399 + 184.190}{(1+8,29\%)^4}$$

$$V.P. = MUF 185.060$$

Valor Activos a junio 2017

$$V.P. = \frac{V.P._{Dic 2017}}{(1+Wacc)^{1/2}} = MUF 177.835$$

- Precio de la Acción

Con el cálculo del valor de los activos, con los activos no operaciones, incorporando el efecto del capital de trabajo a la fecha de medición y restando la deuda financiera se procede a calcular el valor económico de la firma y además obteniéndose el precio de la acción.

Valor Presente Jun-2017	177,835
Activos Prescindibles (al 31/06/2017)	2,297
Exceso (Déficit) en Capital de Trabajo Neto (al 31/06/2017)	691
Valor Total de la Empresa (al 31/06/2017)	180,823
Deuda Financiera (al 31/06/2017)	-32,538
Patrimonio Económico (al 30/06/2017)	149,286
Miles de acciones	8.201.755
Precio Accion UF (al 31/06/2017)	0.0181
Patrimonio Acción en \$ (al 30/06/2017)	482
Patrimonio Económico Real (al 30/06/2017)	153,854
Diferencia respecto al valor real	-3.60%
Precio real Acción \$ (al 30/06/2017)	500
Diferencia respecto al valor real	-3.60%

Tabla 31: Estimación del Precio de la Acción de Enel Generacion S.A.

7. Conclusiones

Se puede apreciar que para la valorización de la empresa por medio del método flujo de caja es necesario conocer cuáles son las variables que impactan en los posibles resultados de la empresa y además de tener claro los proyectos que la empresa está desarrollando y cuál es la perspectiva de éstos en los futuros resultados.

En el caso de la industria de generación una variable relevante en que afecta al valor de las empresas es el costo marginal del sistema dado que de él depende en parte el precio de venta de energía a los clientes finales y la colocación de excedentes. Cabe mencionar que el costo marginal depende de las tecnologías presentes y futuras del parque de generación y de los costos de combustibles, por lo cual hay que tener una visión del comportamiento de estas variables.

Otro factor, es la cantidad de energía que podrá vender cada empresa generadora y que depende de las perspectivas del crecimiento de demanda la cual está ligada al crecimiento del país y de la oferta futura ligado a la entrada de nuevos generadores. Por otro lado, en el mercado Chileno los clientes se dividen entre Libres y Regulados y en los últimos años ha cobrado relevancia las licitaciones de energía a clientes regulados la cual brinda una perspectiva de nuevos proyectos que van entrando y sobretodo de los contratos que posee cada empresa en el futuro. En el último punto, cabe tener presente que los grandes generadores, exceptuando Enel, no se han adjudicado bloques de venta de energía relevantes, por lo cual es una señal de que sus esfuerzos comerciales se centrarán en los clientes libres.

Utilizando el método de valorización de flujo descontado, el resultado obtenido para el patrimonio económico de Enel Generación es de MUF 149,286, lo cual difiere de un 3,6% del valor real al 30 de junio 2017. Parte de esta diferencia está dado debido a que la evaluación no considera una tasa de crecimiento en los flujos en la perpetuidad, lo cual en la valorización que realiza el mercado asume crecimientos en los flujos de la empresa.

Con el método de valorización por medio de múltiplos, se asume que todas las variables que pueden afectar al mercado en el futuro, tales como la evolución de los

costos marginales; la entrada de nuevas centrales de distintas tecnologías; los costos de combustibles; el resultado de las licitaciones de licitaciones de energía a clientes regulados entre otros factores, se encuentran interiorizados en los precios de la acciones de la empresas de la industria y en los valores económicos de éstas. Dado lo anterior la valorización de la empresa se hace más rápida y fácil al compararla con el mercado en que se encuentra inmersa. Una de las debilidades de esta forma de evaluación consiste en que no necesariamente refleja los cambios que pueda estar realizando la empresa que puedan afectar sus resultados futuros, que puede diferir en parte a lo realizados por los otros competidores.

Como conclusión final, creemos que Enel Generación tiene espacio de crecimiento en el mercado, fundamentalmente por su agresiva posición en las últimas licitaciones de suministro y la creciente porción de energías renovables que va agregando a su portafolio.

8. Anexo

8.1. Balances comparados

Empresa (MUF)	ENEL GENERACION CHILE S.A.			AES GENER S.A.			COLBUN S.A.			ENGIE ENERGIA CHILE S.A.		
Controladores	Enel			Aes Corp			Grupo Matte/ Grupo Angelini			Engie		
Rating	BBB+ (Int) / AA (Nac)			BBB- (Int) / A+ (Nac)			BBB (Int) / A+ (Nac)			BBB (Int) / A+ (Nac)		
	2015	2016	Jun-17	2015	2016	Jun-17	2015	2016	Jun-17	2015	2016	Jun-17
Capacidad Instalada MW	7,868	7,868	8,118	2,634	3,206	3,206	3,488	3,488	3,528	1,888	1,894	1,896
Hidro	3,559	3,559	3,559	271	271	271	1,526	1,526	1,566	11	11	11
Carbon	1,374	1,374	1,374	1,647	2,197	2,197	370	370	370	952	952	952
Ciclo Combinado	2,048	2,048	2,048	380	380	380	1,278	1,278	1,278	648	648	648
Diesel	363	363	363	336	336	336	315	315	315	277	277	277
Eolico	418	418	530	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar	108	108	246	0	22	22	0	0	0	0	6	8
Ingresos	60,237	62,993	28,764	59,763	57,905	28,757	36,261	36,374	19,290	31,537	24,502	13,193
Costo + Gav	-40,665	-40,789	-20,708	-40,942	-38,402	-19,365	-20,162	-21,134	-11,498	-23,147	-18,485	-9,761
Ebitda	19,572	22,203	8,056	18,821	19,503	9,391	16,100	15,240	7,792	8,391	6,016	3,432
G.Fin	-2,505	-2,114	-935	-4,093	-4,091	-2,252	-2,499	-2,620	-1,005	-1,027	-677	-193
Utilidad	24,777	19,790	7,056	6,974	6,542	2,340	5,532	5,185	3,453	2,599	6,454	1,272
Caja	1,460	4,345	398	7,375	11,892	8,843	24,715	15,037	6,057	4,012	7,048	2,308
Activos Circulante	172,170	20,623	15,293	23,568	26,855	25,292	36,579	24,000	24,361	20,946	16,063	10,660
Activo Fijo	106,509	103,493	102,425	159,951	155,762	158,764	156,232	142,733	139,065	54,444	55,889	58,825
Activos Largo Plazo	111,834	108,407	107,163	177,520	171,926	174,909	160,952	148,790	145,408	64,904	67,845	70,717
Total Activos	284,004	129,030	122,456	201,088	198,782	200,201	197,531	172,789	169,770	85,850	83,907	81,377
Deuda Fin C.P.	1,089	975	891	4,403	5,846	22,043	12,513	1,343	1,289	524	442	425
Pasivo Circulante	98,633	21,094	12,920	15,272	17,179	37,421	19,692	9,119	6,925	7,549	7,400	5,438
Deuda Fin L.P.	35,787	32,413	31,647	95,408	92,999	78,670	49,189	41,965	41,057	20,455	18,524	18,156
Pasivo Largo Plazo	47,095	42,286	41,415	121,448	116,804	96,103	76,677	67,689	66,219	27,922	25,699	25,194
Total Pasivos	145,728	63,380	54,335	136,720	133,983	133,524	96,369	76,808	73,144	35,471	33,099	30,631
Patrimonio	138,276	65,651	68,121	64,368	64,799	66,677	101,162	95,981	96,626	50,379	50,808	50,745
Mg Ebitda	32%	35%	28%	31%	34%	33%	44%	42%	40%	27%	25%	26%
Venta/ Activos	0.2	0.5	0.5	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.4	0.3	0.3
Leverage	1.1	1.0	0.8	2.1	2.1	2.0	1.0	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6
Ratio Corriente	1.7	1.0	1.2	1.5	1.6	0.7	1.9	2.6	3.5	2.8	2.2	2.0
Deuda Neta/ Ebitda	1.8	1.3	2.0	4.9	4.5	4.9	2.3	1.9	2.3	2.0	2.0	2.4
Ebitda / G.Fin	7.8	10.5	8.6	4.6	4.8	4.2	6.4	5.8	7.8	8.2	8.9	17.8

Tabla 32: Balances Comparados de Empresas de Energía

8.2. Bonos de la empresa

A continuación se muestra una descripción de cada emisión:

Bono	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	BNY Mellon - Primera Emisión S-2
Nemotécnico	US29244TAA97	US29244TAB70
Fecha de Emisión	ene-97	ene-97
Valor Nominal (VN o D)	MUSD\$ 206.281	MUSD\$ 70.800
Moneda	USD	USD
Tipo de Colocación	Extranjera- EE.UU.	Extranjera- EE.UU.
Fecha de Vencimiento	Feb-27	Feb-37
Tipo de Bono	Bullet	Bullet
Tasa Cupón (k_d)	7875%	7325%
Periodicidad	Semestral	Semestral
Número de pagos (N)	1	1
Periodo de Gracia	No	No
Motivo de la Emisión	Inversiones.	Inversiones.
Clasificación de Riesgo (Inicial)	Moodys: Baa1	Moodys: Baa1
	S & P : A-	S & P : A-
	Ficth: A-	Ficth: A-
Tasa de colocación o de mercado el día de la emisión (k_b)	7,91%	7,33%
Precio de venta el día de la emisión.	MUSD\$ 205.452	MUSD\$ 70.800
Valor de Mercado ¹⁶	VM (inicial)= 99,598%	VM (inicial)= 100%
	VM (jun-17)= 129,056%	VM (jun-17)= 130,062

Tabla 33: Serie Bonos 1 Enel Generación S.A.

¹⁶ Fuente Bloomberg

Bono	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	BNY Mellon - Primera Emisión S-2
Nemotécnico	US29244TAC53	US29246RAA14
Fecha de Emisión	ene-97	abr-14
Valor Nominal (VN o D)	MUS 40.000	MUS 400.000
Moneda	USD	USD
Tipo de Colocación	Extranjera- EE.UU.	Extranjera- EE.UU.
Fecha de Vencimiento	Feb-97	abr-24
Tipo de Bono	Bullet	Bullet
Tasa Cupón (k_c)	8125%	4250%
Periodicidad	Semestral	Semestral
Número de pagos (N)	1	1
Período de Gracia	No	No
Motivo de la Emisión	Inversiones.	Refinanciamiento
Clasificación de Riesgo (Inicial)	Moodys: Baa1 S & P : A- Fitch: A-	Moodys: Baa2 S & P : BBB+ Fitch: BBB+
Tasa de colocación o de mercado el día de la emisión (k_b)	8,13%	4,38%
Precio de venta el día de la emisión.	MUSD 39.736	MUSD 395.920
Valor de Mercado ¹⁷	VM (inicial)= 99,936% VM (jun-17)= S.I.	VM (inicial)= 98,98% VM (jun-17)= 104,65%

Tabla 34: Serie Bonos 2 Enel Generación S.A.

¹⁷ Fuente Bloomberg

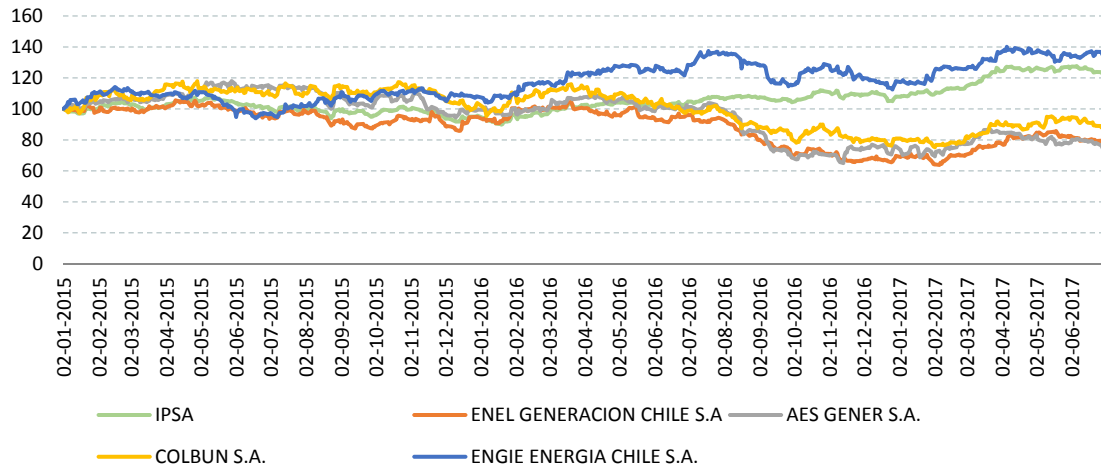
	Banco Santander -317 Serie-H	Banco Santander -317 Serie-M
Nemotécnico	BENDE-H	BENDE-M
Fecha de Emisión	Oct-03	dic-08
Valor Nominal (VN o D)	UF 4.000.000	UF 10.000.000
Moneda	UF	UF
Tipo de Colocación	Chile	Chile
Fecha de Vencimiento	Oct-28	dic-29
Tipo de Bono	Frances	Frances
Tasa Cupón (k_d)	6200%	4750%
Periodicidad	Semestral	Semestral
Número de pagos (N)	50	42
Período de Gracia	12 Semestres	20 Semestres
Motivo de la Emisión	Refinanciamiento	Refinanciamiento
Clasificación de Riesgo (Inicial)	Ficth(Rating local): AA Humphreys(Rating Local): AA	Ficth(Rating local): AA- Feller(Rating Local): AA-
Tasa de colocación o de mercado el día de la emisión (k_b)	6,74%	4,81%
Precio de venta el día de la emisión.	UF 3.802.800	UF 9.933.000
Valor de Mercado ¹⁸	VM (inicial)= 95,07% VM (jun-17)= 123,37%	VM (inicial)= 99,33% VM (jun-17)= 118,17%

Tabla 35: Serie Bonos 3 Enel Generación S.A.

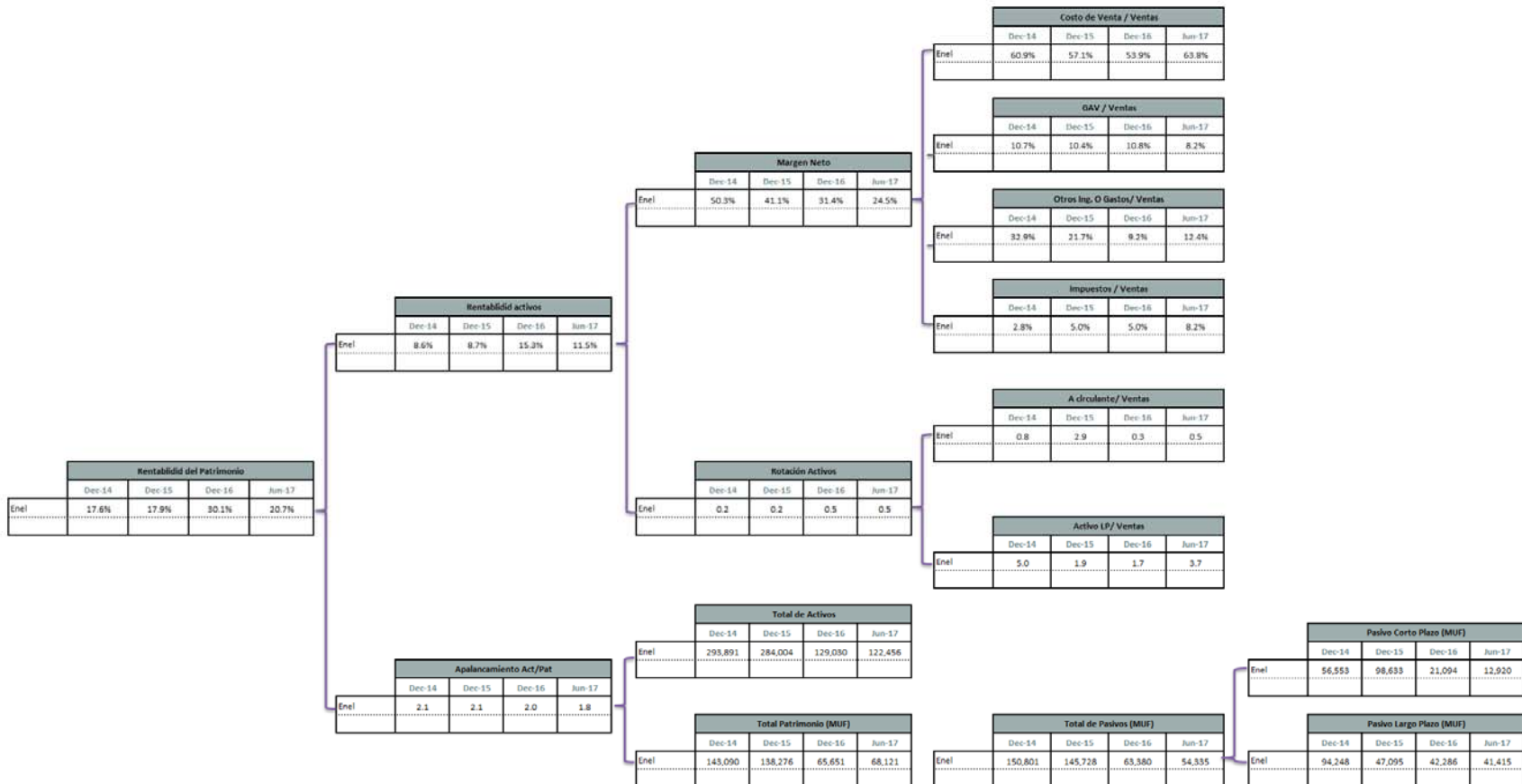
¹⁸ Fuente de Risk America

8.3. Evolución del Precio de la Acción

Evolución Acciones Empresas de Generación Eléctrica e Ipsa desde año 2015



8.4. Diagrama Dupont



9. Bibliografía

1. Aswath Damodaran, "Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset", Second Edition.
2. Banco Mundial
 - <http://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>
3. Biblioteca del Congreso Nacional
 - <https://www.leychile.cl>
4. Blommborg
 - <https://www.bloomberg.com/>
5. Bolsa de Santiago
 - <http://www.bolsadesantiago.com>
6. Comisión Nacional de Energía
 - <http://wwwcne.cl>
7. Enel generación Chile
 - <http://www.enelgeneracion.cl>
8. Feller Rate
 - www.feller-rate.cl
9. Super Intendencia de Valores y Seguros
 - www.svs.cl
10. Risk America
 - <https://www.riskamerica.com/>
11. Maquieira V. Carlos, "Finanzas Corporativas, Teoría y Práctica", 2008.