

**TALLER AFE
MAGÍSTER EN FINANZAS WEEKEND 2019-2020
VALORACIÓN DE EMPRESA ENGIE**

**VALORACIÓN DE EMPRESA POR METODO DE FLUJO DE
CAJA DESCONTADO
PARA OPTAR AL GRADO DE
MAGÍSTER EN FINANZAS**

Estudiantes:

Héctor Farías

Profesor guía:

Francisco Marcet

AGRADECIMIENTOS.

Me gustaría dedicar esta tesis a mi esposa Claudia, cuya paciencia y apoyo hace que en mi vida sea todo posible, y a mis 2 hijos, Antonia y Leonardo, quienes pusieron la inspiración en esto y en todo lo que realizo día a día.

También a mi compañero de ruta académica, Cristian, quien puso todo su talento y me mostro los baches del camino con gran habilidad para detectar los pequeños detalles.

INDICE

RESUMEN EJECUTIVO:	I
CAPÍTULO 1: METODOLOGÍA	1
1.1. Principales métodos de valoración	1
1.2. Modelo de descuento de dividendos.....	2
1.3. Método de flujos de caja descontados.....	3
1.4. Método de múltiplos	6
I. Múltiplos de ganancias:.....	6
II. Múltiplos de valor libro:.....	7
III. Múltiplos de ventas:.....	7
IV. Múltiplo de variables de industria específica:.....	8
CAPÍTULO 2: DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA E INDUSTRIA	9
2.1 Descripción de la industria	9
2.2 Descripción de la empresa y su historia	11
2.2.1 Descripción de la empresa	11
2.2.2 Situación Actual de la Empresa:	11
2.3. Regulación y fiscalización	18
2.4. Principales accionistas	20
2.5. Empresas de la industria.....	20
2.5.1 Industria Generación Eléctrica Chilena:	20
2.5.2 Industria Transmisión Eléctrica Chilena:	24
3. ESTADOS FINANCIEROS DE LA EMPRESA	26
3.1. Estado de situación financiera consolidados.....	26
3.2. Estado de resultados consolidado:.....	31
3.3. Estado de flujos de efectivo consolidado:.....	33
3.4. Ratios financieros.....	36
3.4.1 Razones de Liquidez:.....	38
3.4.2 Razones de Endeudamiento:	39
3.4.3 Razones de Actividad:	40

3.4.4. Índices de Rentabilidad:	41
4. ESTRUCTURA DE CAPITAL DE LA EMPRESA	42
4.1. Deuda financiera	42
4.1.1 Bonos.....	43
4.2. Patrimonio económico	45
4.3. Valor económico de la empresa	46
5. ESTIMACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL DE LA EMPRESA.....	49
5.1. Costo de la deuda K_b	49
5.2. Beta de la deuda (β_d)	49
5.3. Estimación del beta patrimonial	50
5.4. Beta patrimonial sin deuda ($\beta_{ps/d}$).....	52
5.5. Beta patrimonial con estructura de capital objetivo ($\beta_{pc/d}$).....	53
5.6. Costo patrimonial (K_p)	53
5.7. Costo de capital (K_0).....	54
6. ANÁLISIS OPERACIONAL DEL NEGOCIO E INDUSTRIA.....	55
6.1. Análisis de crecimiento de la empresa.....	55
6.3. Análisis de los costos y gastos operacionales de la empresa.....	61
6.3.1 Costo de venta.....	62
6.4. Análisis del resultado operacional de la empresa.....	65
6.5. Análisis del resultado no operacional de la empresa	65
6.5.1 Ingresos y costos financieros	66
6.5.2 Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.....	66
6.5.3 Diferencia por tipo de cambio	66
6.6. Análisis de los activos de la empresa	67
6.6.1 Efectivo y efectivo equivalente	69
6.6.2 Deudores comerciales y cuentas por cobrar	70
6.6.3 Otros activos no financieros corrientes.....	71

6.6.4 Propiedades, planta y equipos-neto	71
6.6.5 Otros activos no corrientes.....	71
7. PROYECCIÓN DEL ESTADO DE RESULTADOS.....	73
7.1. INGRESOS OPERACIONALES PROYECTADOS.....	73
7.2. Costos operacionales proyectados.....	80
7.3. Resultado no operacional proyectado	86
7.4. Impuesto corporativo proyectado	86
7.5. Estado de resultados proyectado en MM USD	88
7.5.1 Supuestos utilizados	89
7.6. Estado de resultados proyectado porcentual.....	91
8. PROYECCIÓN DE LOS FLUJOS DE CAJA LIBRE.....	92
8.1. Depreciación y amortización.....	92
8.2. Inversión en reposición.....	93
8.3. Inversión en capital físico	93
8.4. Inversión (liberación) de capital de trabajo.....	94
8.5. Valor terminal.....	97
8.6. Proyección de los flujos de caja libre	97
9. PRECIO DE LA ACCIÓN PROYECTADO.....	98
9.1. Valor presente de los flujos de caja libre	98
9.2. Déficit (Exceso) de capital de trabajo.....	98
9.3. Activos prescindibles.....	99
9.4 Deuda financiera.....	99
9.5. Valorización económica de la empresa y del precio de la acción	100
9.5.1 Expectativas y Riesgos	101

9.6. Análisis de sensibilidad	102
9.6.1 Análisis de sensibilidad variando tasa de descuento	102
10. CONCLUSIÓN.....	104
BIBLIOGRAFIA.....	104

TABLAS, ILUSTRACIONES Y GRÁFICOS

Tabla 1: Antecedentes de la empresa.....	14
Tabla 2: Principales accionistas - Fuente Memoria Engie Chile S.A. 2020.....	20
Tabla 3: Generación Bruta por Generador - Fuente Coordinador Eléctrico 2020	21
Tabla 4: Descripción ENEL.....	22
Tabla 5: Descripción AES GENER.....	23
Tabla 6: Descripción COLBUN	24
Tabla 7: Balances Consolidados 2016 - 2020 por mil de USD	26
Tabla 8: Evolución Porcentual Activos 2016 - 2020	28
Tabla 9: Pasivos y Patrimonio 2016 - 2020 en Miles de USD	29
Tabla 10: Evolución Porcentual Pasivos Patrimonio 2016 - 2020	30
Tabla 11: Estado de Resultados 2016 - 2020 en miles de USD.....	31
Tabla 12: Ratios de Rentabilidad 2016 - 2020	32
Tabla 13: Flujos de Efectivo Consolidados 2016 - 2020 en miles de USD– Parte 1.....	33
Tabla 14: Flujos de Efectivo Consolidados 2016 - 2020 en miles de USD – Parte 2....	34
Tabla 15: Flujos de Efectivo Consolidados 2016 - 2020 en miles de USD – Parte 3....	35
Tabla 16: Flujos de Efectivo Consolidados Resumidos 2016 - 2020 en miles de USD.	35
Tabla 17: Ratios Financieros 2016 - 2020 parte 1.....	36
Tabla 18: Ratios Financieros 2016 - 2020 parte 2.....	37
Tabla 19: Calculo Deuda Financiera	42
Tabla 20: Deuda Financiera 2016 - 2020 en miles de USD.....	42
Tabla 21: Bono US268270AD76 octubre 2014	43
Tabla 22: Bono US29287TAA79 enero 2020	44
Tabla 23: Patrimonio Económico 2016 - 2020	45

Tabla 24: Valor Económico de la Empresa 2016 - 2020 por miles de USD.....	46
Tabla 25: Estructura de Capital 2016 - 2020.....	46
Tabla 26: Ranking Indicadores Financieros S&P	47
Tabla 27: Estructura de Capital Promedio seleccionada	50
Tabla 28: Resumen de Resultados Regresión Lineal para obtención del Beta	51
Tabla 29: Ingresos y su variación porcentual año contra año en millones de USD – 2016 a 2020	55
Tabla 30: Ingresos y su variación porcentual año contra año en miles de USD – 2016 a 2020	56
Tabla 31: Ingresos por tipo de clientes y su variación porcentual año contra año – 2016 a 2020	58
Tabla 32: Ingresos clientes libres y su variación porcentual año contra año – 2016 a 2020	58
Tabla 33: variación porcentual año contra año – 2016 a 2020, participación por tipo de cliente	59
Tabla 34: Ingresos totales en millones de USD de la industria y su variación % año contra año	60
Tabla 35: Previsión de demanda total en el sistema	61
Tabla 36: Costos de Venta 2016 – 2020 en miles de USD.....	62
Tabla 37: Costos de Administración 2016 – 2020 en miles de USD.....	63
Tabla 38: Otros Gastos 2016 – 2020 en miles de USD.....	63
Tabla 39: Costos Financieros 2016 – 2020 en miles de USD	64
Tabla 40: Costos Operacionales 2016 – 2020 en miles de USD.....	64
Tabla 41: Resultado Operacional x mil de USD 2016 - 2020	65
Tabla 42: Resultado No Operacional x mil de USD 2016 - 2020.....	66
Tabla 43: Clasificación de tipos de Activos	67
Tabla 44: Crecimiento Activos Operacionales y no Operacionales en miles de USD 2016 - 2020	68
Tabla 45: Total Activos Operacionales y no Operacionales en miles de USD 2016 - 2020	69
Tabla 46: Crecimiento Total Activos Operacionales y no Operacionales 2016 - 2020..	69
Tabla 47: crecimiento industria eléctrica empresas comparables.....	73

Tabla 48: provisión de demanda del sistema, Fuente Coordinador Eléctrico	77
Tabla 49: Ingresos Operacionales x mil de USD - Peso Relativo %.....	77
Tabla 50: Crecimiento histórico año/año Ingresos Operacionales.....	78
Tabla 51: Precios Promedio Monómico en USD 2016 a 2019.....	78
Tabla 52: Crecimiento de ventas de energía 2017 a 2019 y proyectado 2020 a 2024 .	79
Tabla 53: Histórico Ingresos Operacionales en millones de USD y Venta de Energía 2016 a 2019	79
Tabla 54: Proyección Ingresos Operacionales en millones de USD y Venta de Energía 2020 a 2024.....	80
Tabla 55: Crecimiento del costo operacional	82
Tabla 56: Índices de precios internacionales de Combustibles, Fuente Bloomberg.	83
Tabla 57: Participación porcentual de los costos operacionales sobre los ingresos por venta periodo histórico 2016 a 2020 (1er Semestre) más periodo proyectado 2020 (2do semestre) a 2024.....	85
Tabla 58: Costos operacionales proyectado periodo 2020 a 2024 en millones de USD	85
Tabla 59: Resultado no operacional proyectado en millones de USD	86
Tabla 60: Tasa de impuesto corporativo efectiva	86
Tabla 61: Tasa de impuesto corporativo proyectado en millones de USD.....	87
Tabla 62: EERR proyectado en millones de USD	88
Tabla 63: EERR proyectado porcentual	91
Tabla 64: Depreciación y Amortización Proyectada	92
Tabla 65: Amortización Proyectada	93
Tabla 66: Inversión en reposición proyectada en millones de USD	93
Tabla 67 :Inversión física proyectada en millones de USD.....	94
Tabla 68: Capital de trabajo operativo neto en millones de USD 2016 al 2020 H1.....	96
Tabla 69: Capital de trabajo operativo neto en millones de USD 2016 al 2020 H1.....	97
Tabla 70: Proyección de los Flujos de Caja Libre en millones de USD	97
Tabla 71: Valor Presente de los Flujos de Caja Libre en millones de USD	98
Tabla 72: Exceso/Déficit de Capital de Trabajo Neto en millones de USD	98
Tabla 73: activos prescindibles de la empresa a la fecha de la valorización en millones de USD.....	99

Tabla 74: Deuda Financiera de la Empresa a la fecha de la Valorización en millones de USD.....	99
Tabla 75: Activos totales y Deuda Total al momento de la valorización	100
Tabla 76: Análisis de sensibilidad WACC	102

RESUMEN EJECUTIVO:

El presente documento tiene como objetivo realizar una estimación del valor económico de la empresa ENGIE Energía Chile, a través del método de Flujos de Caja Descontado y el método de Valorización por Múltiplos.

ENGIE Energía Chile es una de las principales compañías generadoras en Chile con presencia además en los mercados de transmisión, servicios de eficiencia energética, transporte de gas e infraestructura portuaria. ENGIE Energía Chile S.A. es el 4to mayor operador en generación de electricidad en Chile, con una capacidad instalada de 2,2 GW de potencia y con 11,1 TWh en ventas de energía.

A través de los métodos de Flujos de Caja Descontado y el método de Valorización por Múltiplos llegamos a que el valor del patrimonio económico de la compañía al 30 de junio de 2020 es de USD\$ 1.496 MM lo que dividido por el número de acciones nos da el valor de USD \$1,42 por acción por método de Flujos de Caja Descontado y de USD\$ 1,35 por el método de Valorización por Múltiplos. Como referencia el valor de la acción ese mismo día en la Bolsa de Comercio de Santiago fue de USD\$1,43, un 0,6% superior al precio calculado a través del método de Flujos de Caja Descontados y un 6% superior al precio calculado por método de Valorización por Múltiplos.

Se extiende la invitación al lector a ver los supuestos utilizados y el proceso de cálculo de los flujos de caja descontados y método de valorización por múltiplos, que llevó a concluir que el valor de la acción de ENGIE Energía Chile S.A. no debiera experimentar una fluctuación mayor a un 20% en su precio de mercado ya que los supuestos utilizados ya están incorporados en el precio de mercado a la fecha.

CAPÍTULO 1: METODOLOGÍA

1.1. Principales métodos de valoración

Los métodos de valoración tienen como objetivo estimar un valor económico para la compañía. La literatura ofrece diversos grupos de métodos de valoración, los cuales se basan en:

- Las cuentas del balance de la empresa,
- Las cuentas de resultados de la empresa,
- En las cuentas del balance y de resultados de la empresa (métodos mixtos) o en el descuento de flujo de fondos.¹

Por ello, los resultados obtenidos nunca serán exactos ni únicos, y que además dependerán de la situación de la empresa en un determinado momento.

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. Veremos más adelante que sus resultados difieren, dado que cada analista o equipo de investigación 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 comparables². Nos concentraremos en adelante en los dos últimos métodos de valoración, el método de múltiplos y el de flujos de caja descontados. Este último es cada vez más utilizado, ya

¹ Fernández, Pablo. "Valoración de Empresas", Tercera edición (2005), Gestión 2000. 28p.

²Maquieira, Carlos. "Finanzas Corporativas, Teoría y Práctica". Santiago, Editorial Andrés Bello, 2010. Capítulo 8, pp. 249-277.

que considera a la empresa como un ente generador flujos, y por ello como un activo financiero.

1.2. 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 valoración 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:

$$\text{Valor de la acción} = \frac{DPA}{K_p}$$

Donde: DPA , es el dividendo por acción; y K_p , es la rentabilidad exigida a las acciones. La rentabilidad exigida a las acciones, conocida también como el 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:

$$\text{Valor de la acción} = \frac{DPA_1}{(K_p - g)}$$

Donde: DPA_1 , son los dividendos por acción del próximo periodo.³

³ Fernández, Pablo. "Valoración de Empresas", Tercera edición (2005), Gestión 2000, p. 36.

1.3. Método de flujos de caja descontados

El caso del método de flujo de caja descontados, 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, siendo el 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 método de FCD.

Alguien que entienda estos fundamentos estará capacitado para analizar y utilizar otras metodologías.⁴

En el método de 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, este 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, este método será altamente sensible a la tasa de descuento.

⁴ Aswath Damodaran. "Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset". Second Edition (2002), p. 382.

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 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 “costo de capital promedio ponderado” (WACC, por sus siglas en

inglés). La 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 el método de 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.

1.4. Método de múltiplos

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. Para aplicar este método se necesita identificar activos comparables y obtener el valor de mercado de ellos, y convertir estos 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. Tener en cuenta que dos firmas son comparables en la medida que tengan riesgo similar, tasas de crecimiento parecidas y características similares de flujos de caja.

Existen diversos múltiplos que pueden ser utilizados, a continuación, algunos de ellos:⁵

I. Múltiplos de ganancias:

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

⁵ Maquieira, Carlos. Notas de Clases: Valoración de Empresas.

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, en cambio, si el valor es alto entonces están sobrevaloradas.

Los analistas también utilizan PU para comparar mercados y entonces concluir cuales están subvalorados y cuales sobrevalorados. 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.

II. 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)

III. Múltiplos de ventas:

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

IV. Múltiplo de variables de industria específica:

- Precio / kWh
- Precio por tonelada de cobre
- Valor por m2 construido en retail

CAPÍTULO 2: DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA E INDUSTRIA

2.1 Descripción de la industria

La industria eléctrica en Chile se divide en tres sectores: generación, transmisión y distribución.

- **Generación:** está compuesto por las empresas generadoras de electricidad, las que venden su producción a clientes no regulados, a empresas distribuidoras y a otras empresas generadoras.
- **Transmisión:** lo integran compañías que transportan en alta tensión la electricidad producida por las empresas generadoras o que es requerida por los grandes clientes. Comprende todas las líneas y subestaciones de transformación que operan en tensión nominal superior a 23 kV.
- **Distribución:** considera cualquier suministro a clientes finales en zona de concesión a un voltaje inferior o igual a 23 kV.

El principal sistema eléctrico de Chile es el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el cual nace en noviembre de 2017 con la unificación del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), donde se encuentra la mayor parte de la industria minera del país, y el Sistema Interconectado Central (SIC), en el que reside el 93% de la población.

El SEN alcanza una longitud de 3.300 kilómetros, casi la totalidad del territorio nacional, desde Arica por el norte hasta Chiloé por el sur. Además del Sistema Eléctrico Nacional, en el sur de Chile existen dos sistemas aislados que suministran electricidad a zonas remotas: el Sistema Eléctrico de Aysén y el Sistema Eléctrico de Magallanes.

Desde el 1 de enero de 2017, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) es el organismo encargado de coordinar la operación del SEN, preservando el suministro eléctrico con la seguridad requerida, de la manera más económica posible, y garantizando el acceso abierto a los sistemas de transmisión.

Esta entidad es la sucesora de los antiguos Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) del SING y SIC, que operaban sus sistemas de manera independiente.

Tipos de Clientes

El mercado en términos de tipos de clientes se divide en:

- **Clientes libres:** son los consumidores cuya potencia conectada supera los 5 MW y aquellos que están en el rango entre 500 kW y 5 MW que han optado por esta categoría. Estos usuarios no se encuentran sujetos a regulación de precio. Además, pactan los aspectos comerciales en el contrato, como volumen, precio, plazo y condiciones generales del suministro de energía.
- **Clientes regulados:** son los clientes cuya potencia conectada es igual o inferior a 500 kW y aquellos que están en el rango entre 500 kW y 5 MW que han optado por mantenerse en el segmento regulado. Los clientes regulados reciben el suministro energético a través de las distribuidoras, las que licitan el suministro en contratos a largo plazo. ENGIE Energía Chile suministra energía a regulados a través de empresas distribuidoras y clientes libres ubicados en el ex sistema SING, y ya cuenta con contratos para suministrar a clientes libres y regulados en el ex sistema SIC, todos ubicados ahora en el Sistema Eléctrico Nacional.

- **Mercado Spot:** Transacciones entre generadoras, o entre generadoras y clientes libres. Se transa energía y potencia al precio marginal.

2.2 Descripción de la empresa y su historia

2.2.1 Descripción de la empresa

A. en adelante EECL, fue creada como Sociedad de Responsabilidad Limitada, el 22 de octubre de 1981, con aportes de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA) y de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO). ENGIE ENERGÍA CHILE (EECL) es un holding operativo que cuenta con activos de generación y transmisión eléctrica y, en menor medida, transporte de gas natural. El 29 de diciembre de 2009, Engie (ex Grupo Suez) y Codelco fusionaron los activos que compartían en el norte del país, dando como resultado la actual estructura de la compañía. La empresa también es propietaria de activos de transmisión que incluyen las subestaciones Arica, Iquique, Pozo Almonte, Dolores, Crucero, Chacaya, Mejillones, Antofagasta y Capricornio, entre otras; y 2.293 km. de líneas de transmisión de alta tensión en la región de Tarapacá y en la región de Antofagasta.

2.2.2 Situación Actual de la Empresa:

La empresa cuenta con una posición relevante en el mercado, a través de un parque termoeléctrico diversificado principalmente desarrolla sus actividades comerciales en el SEN, concentrándose en la generación de energía eléctrica a través de una operación

concentrada en un parque generador termoeléctrico, con migración hacia matriz energética renovable en el largo plazo. En la actualidad la compañía cuenta con un parque generador compuesto por 22 unidades generadoras que operan a carbón, diésel, gas natural, hidro y solar. Cerca de un 99%, en términos de potencia, operan a través de un perfil termoeléctrico, compuesto por un 58% con carbón eficiente, 33% con gas natural que puede ser operado en diésel y un 8% exclusivamente diésel/fuel oil, el cual presenta un carácter menos competitivo, en términos de costos, que la generación renovable, exponiendo los costos variables de producción a la volatilidad de los combustibles.

Sin embargo, esta diversificación le otorga flexibilidad para sustituir las fuentes de energía y un perfil mayoritariamente térmico le otorga un importante nivel de confiabilidad para cubrir contratos de venta de largo plazo con capacidad propia.

Su matriz Engie anunció la decisión de no construir nuevas plantas energéticas de carbón con la finalidad de reducir emisiones de carbono e incorporarse a la tendencia mundial de energía renovable en el largo plazo, de forma gradual, de la mano con plan de descarbonización nacional.

La compañía ya ha desconectado algunas unidades carboneras que forman parte de la Central Térmica Tocopilla, las cuales servían de respaldo para el periodo punta de demanda. La baja de estos 170 MW de la unidad 12 y unidad 13 tuvieron un efecto contable de US\$ 52 millones (asset impairment después de impuesto en 2018) y un efecto operacional mitigado ante las condiciones de precios spot de largo plazo que incentivan la compra a dicho mercado en vez de la generación propia. También se comprometió a la desconexión de las unidades 14 (136 MW) y 15 (132 MW) a contar del 1 de enero de 2022, plazo que se podría extender hasta el 31 de mayo de 2024.

Conforme al acuerdo antes individualizado y sujeto a la desconexión y retiro, las referidas unidades podrían pasar a un régimen de reserva estratégica, cuyos alcances serían definidos, según lo que ha informado la autoridad, a más tardar en enero de 2021. En este caso, el impairment es de US\$ 79 millones después de impuestos, con efecto en resultados a junio de 2019.

Por otro lado, está el retiro de 334 MW de capacidad instalada de las unidades CTM1 y CTM2 de Mejillones (162 MW y 172 MW, respectivamente), previsto para 2024, (o antes), En este caso, el impairment es de US\$ 74 millones después de impuestos, con efecto en resultados a dic de 2019. No obstante, su reemplazo es en línea con las nuevas inversiones ERNC y PPA asociados.

De esta forma, la compañía ha sido consistente en su nueva estrategia operacional, anunciando un marco general de nuevos proyectos de carácter renovable por los próximos 4 años en torno a 1.000 MW, con énfasis en tecnologías eólica y fotovoltaica a lo largo del país.

Destaca la adquisición en abril de 2019 de los parques solares Los Loros y Andacollo, (55MWp), por US\$ 35 millones y el inicio de la primera etapa orgánica por 370 MW en la región de Antofagasta: Parque Eólico Calama y Planta Solar Capricornio, ambas en periodo de construcción, y Planta Solar Tamaya con inicio de obras en 2020.

Así, la compañía mantiene una política comercial con una reducida exposición de los ingresos al mercado spot, lo que, en conjunto con cláusulas de indexación, contribuye a la estabilidad de sus márgenes operacionales.

Asimismo, dispone de un alto porcentaje de la capacidad eficiente contratada, mientras que su estrategia contempla cubrir nuevos proyectos eléctricos con PPAs de largo plazo. Engie Energía Chile se encuentra en la última etapa de su plan estratégico 2015 -2019,

donde destaca el inicio en enero de 2018 del suministro de energía, por 15 años, en ex-SIC a clientes regulados, lo cual ha diversificado la base de clientes, mejorando la estabilidad de los ingresos, junto con aumentar el EBITDA esperado. Para satisfacer cerca del 50% de dichos PPAs, hasta que entró en operaciones en el primer trimestre de 2019 Infraestructura Energética Mejillones (375 MW; carbón), la compañía contrató PPAs “puentes” con generadores, junto con un nuevo acuerdo de 12 años con Enel Generación Chile acotando la exposición al spot.

Asimismo, la empresa ha renegociado algunos de sus principales contratos PPAs con compañías mineras a precios más bajos, pero extendiendo los plazos y adaptando sus indexadores a CPI, de forma gradual en línea con el mercado.

Antecedentes Nombre de la empresa	ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.
Ticker o Nomenclador comparable	ECL
Clase de acción	SERIE ÚNICA
Derechos de cada clase	N/A
Mercado donde transa sus acciones	IPSA
Descripción de la empresa	ENGIE ENERGÍA CHILE S.A. se transformó en una Sociedad Anónima Abierta de duración indefinida, transada en la Bolsa Chilena y como tal se encuentra inscrita, con fecha 23 de julio de 1985, en el Registro de Valores con el número 0273 y sujeto a la fiscalización de la Comisión para el Mercado Financiero.
Sector e industria	Eléctrica, Utilities
Países y negocios	Chile - producción, transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural; la compra, venta y transporte de combustibles líquidos, sólidos y gaseosos; así como la prestación de servicios de consultoría en ingeniería. Ingresos USD 1.454.000 MM – EBITDA 525.000 MM

Tabla 1: Antecedentes de la empresa

Filiales y Coligadas

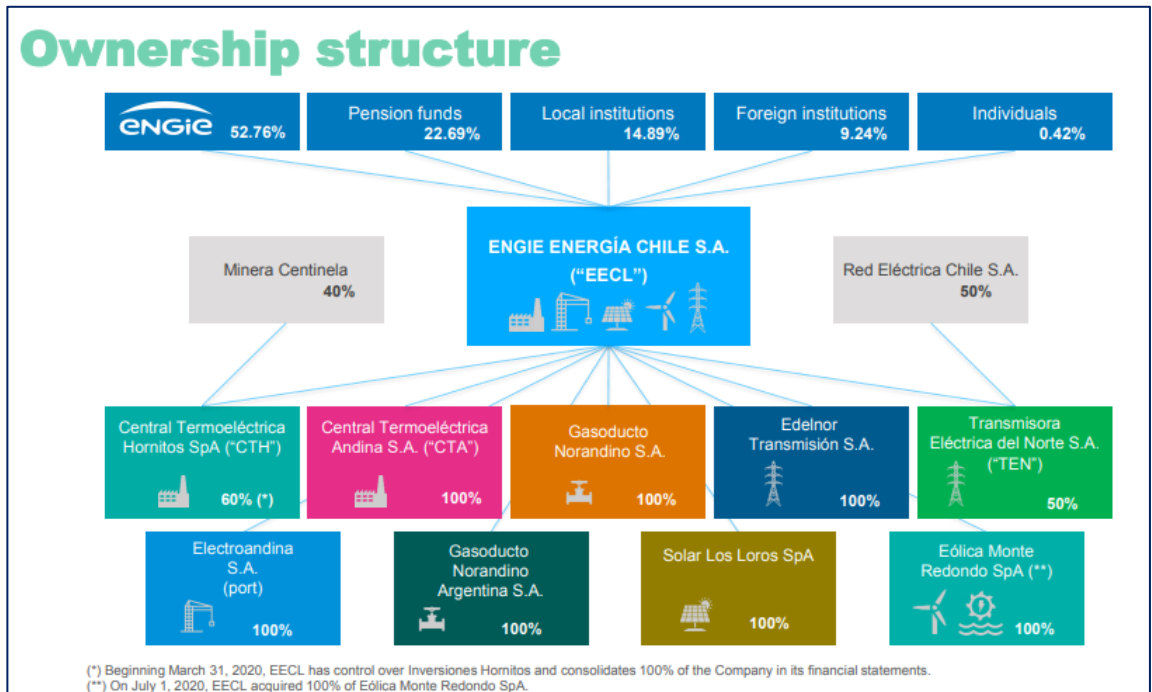


Ilustración 1: Estructura simplificada.⁶

a) ELECTROANDINA S.A.

Generación, transmisión, comercialización de energía y otros servicios. Con 5 centrales de carbón y gas natural tienen una capacidad instalada de 1.105MW.

b) CENTRAL TERMOELÉCTRICA ANDINA S.A.

Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Funciona con carbón y biomasa, y tiene una capacidad de 165 MW.

⁶ Presentación a inversionistas 2020

c) INVERSIONES HORNITOS S.A.

Su objeto principal es la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. ENGIE Energía Chile S.A. tiene el 60% de esta propiedad. Funciona en base a carbón y biomasa.

d) TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL NORTE S.A. (TEN)

Transmisión y transporte de energía eléctrica. Podría a futuro explotar y desarrollar sistemas eléctricos de su propiedad o de terceros, como instalaciones propias de sistemas de transmisión adicional o comercializar la capacidad de transporte de las líneas de transmisión además de efectuar la prestación de servicios en el área de ingeniería eléctrica y mantenimiento de sistemas eléctricos. ENGIE Energía Chile tiene el 50% de participación en esta.

e) EDELNOR TRANSMISIÓN S.A.

Transmisión de electricidad, a través de líneas eléctricas, subestaciones eléctricas y otras instalaciones, sean estas integrantes del sistema de transmisión troncal, del sistema de sub transmisión o del sistema de transmisión adicional.

f) GASODUCTO NOR ANDINO SpA

Gasoducto emplazado entre la República Argentina y la República de Chile, con el fin de hacer compra, venta, comercialización, importación y exportación de gas

natural, además de la prestación de servicios de transporte de dicho combustible desde la República de Chile a otros países de la región y viceversa.

g) GASODUCTO NOR ANDINO ARGENTINA S.A.

Construcción, diseño, montaje, operación y explotación de gasoductos, oleoductos y poliductos en el territorio de la República Argentina y de las obras y servicios de ingeniería.

h) ALGAE FUELS S.A.

Se dedica a la investigación, desarrollo, e innovación relacionados a la producción de biocombustibles a partir de micro algas.

i) PARQUE EÓLICO LOS TRIGALES SpA

Gestión, desarrollo e inversión en todo tipo de proyectos de energías renovables en Chile, ya sea por cuenta propia o de terceros; y la generación, transmisión, distribución, transporte, transformación, adquisición, suministro, compra y venta de energía eléctrica de cualquier naturaleza, en especial renovable.

j) SOLAIREDIRECT GENERACIÓN VI-IX-XI-XV SpA

Generación, transmisión, distribución, transporte, transformación, adquisición, suministro, compra y venta de energía eléctrica de cualquier naturaleza, en especial renovable.

k) SOLAIREDIRECT TRANSMISIÓN SpA

Transmisión, distribución y transformación de energía eléctrica, explotación, uso, usufructo y arrendamiento de líneas eléctricas por cuenta propia o ajena.

l) SOLAIREDIRECT MINERÍA SpA

Reconocimiento, exploración, desarrollo y explotación de concesiones mineras y demás derechos de esta clase y conexos que conformen su patrimonio, así como de los que en el futuro adquiriera a cualquier título.

m) SOLAR LOS LOROS SpA

Distribución, transmisión, generación, transporte y suministro de energía eléctrica o de cualquier naturaleza, en especial energía renovable ya sea de fuente solar, eólica, hidráulica u otra.

2.3. Regulación y fiscalización

La Ley General de Servicios Eléctricos DFL4, la Ley de Transmisión Eléctrica 20.936 y la Ley de Bases Generales del Medio Ambiente 19.300 son las principales normas que regulan la operación de ENGIE Energía Chile. También existen algunos cambios regulatorios que se han generado a partir de noviembre de 2019 como la promulgación de la Ley 21.185 que establece un mecanismo transitorio de estabilización de precios desde julio de 2019 hasta 2027 y la Ley 21.194, denominada “Ley Corta de Distribución”, que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica, Para el primer trimestre de 2020 se comprometió el envío del proyecto de Ley Larga de Distribución, que considera una reforma más

profunda y estructural al negocio de la distribución, incorporando mayor competencia en la comercialización, apertura en los sistemas de información, mejores estándares de seguridad y calidad de servicio, y un diseño de tarifas eficientes que entreguen señales adecuadas para el cliente.

En marzo de 2019 se publicó el “Reglamento de Servicios Complementarios” y en diciembre, el “Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional”. Ambos reglamentos comienzan a recoger los cambios recientes en el mercado eléctrico, producto de la mayor penetración de fuentes renovables variables y no gestionables. En relación con las normas técnicas, en 2019 se modificaron la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio, la Norma Técnica de GNL, la Norma de Conexión y Operación PMGD, la Norma Técnica de Calidad de Servicio para los Sistemas de Distribución y la Norma Técnica de Servicios Complementarios, entre otras. Las principales entidades reguladoras y fiscalizadoras de la compañía son:

- Ministerio de Energía
- Comisión Nacional de Energía (CNE)
- Ministerio de Medio Ambiente
- Superintendencia de Medio Ambiente
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)
- Coordinador Eléctrico Nacional (CEN)
- Panel de Expertos

2.4. Principales accionistas

Nombres de los mayores accionistas al 31 de diciembre de 2019:

NOMBRE O RAZÓN SOCIAL	NÚMERO ACCIONES	TOTAL, ACCIONES %
ENGIE LATAM S.A.	555.769.219	52,76%
BANCO ITAU CORPBANCA POR CTA DE INVERSIONISTAS EXTRANJEROS	34.827.135	3,31%
BANCO SANTANDER POR CUENTA DE INV EXTRANJEROS	33.477.798	3,18%
LARRAIN VIAL S A CORREDORA DE BOLSA	25.535.066	2,42%
AFP PROVIDA S.A. PARA FDO. PENSION C	22.596.021	2,15%
MONEDA SA AFI PARA PIONERO FONDO DE INVERSION	20.511.000	1,95%
AFP CUPRUM S A FONDO TIPO A	19.693.640	1,87%
AFP HABITAT S A FONDO TIPO A	19.659.024	1,87%
AFP CUPRUM S A PARA FDO PENSION C	16.499.245	1,57%
AFP CAPITAL S A FONDO DE PENSION TIPO A	16.360.738	1,55%
AFP PROVIDA S.A. PARA FDO. PENSION B	16.158.708	1,53%
AFP PROVIDA S.A. PARA FDO. PENSION A	15.809.541	1,50%
OTROS ACCIONISTAS	256.412.641	24,34%
TOTAL ACCIONES	1.053.309.776	100,00%

Tabla 2: Principales accionistas - Fuente Memoria Engie Chile S.A. 2020

2.5. Empresas de la industria

2.5.1 Industria Generación Eléctrica Chilena:

Al mes de febrero del 2020 según la Comisión Nacional de Energía (CNE) la capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional es de 25.267,3 MW con una energía generada

por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de 6.801 GWh, los que corresponden a más del 99% de la capacidad instalada nacional (sistemas medianos como Aysén y Magallanes y sistemas aislados son menos del 1%).

Del total de capacidad instalada en el SEN, el 47% corresponde a tecnología de generación en base a recursos renovables (hidroeléctrica, solar FV, eólica, biomasa y geotermia). El 51,7% corresponde a centrales termoeléctricas a gas natural, carbón o derivados del petróleo.

Con respecto a la generación bruta mensual del SEN, se indican a continuación los porcentajes de participación de las empresas, en el mes de enero 2020, que concentran en conjunto más del 80% de la generación total del sistema.

Empresa	Generación bruta [GWh]	Participación [%]
AES GENER	1.876	28%
ENEL	1.565	23%
COLBUN	928	14%
ENGIE	545	8%
TAMAKAYA ENERGÍA	283	4%
PARQUE EOLICO SAN GABRIEL SPA	72	1%
HIDROELECTRICA LA HIGUERA	67	1%
PACIFIC HYDRO CHACAYES	58	1%
HIDROELÉCTRICA LA CONFLUENCIA	56	1%
Total	5.450	80%

Tabla 3: Generación Bruta por Generador - Fuente Coordinador Eléctrico 2020

A continuación, se muestra la información de las principales empresas competidoras y comparables:

Nombre de la Empresa	ENEL CHILE S.A.
Ticker o Nemo-técnico	ENELCHILE
Clase de Acción	SERIE ÚNICA
Derechos de cada Clase	N/A
Mercado donde Transa sus acciones	IPSA
Descripción de la Empresa	Empresa Italiana y una de las más grandes en la industria eléctrica, es líder en términos de capacidad instalada con 7.548 MW. El negocio de esta compañía es explotar la producción, transporte y distribución de energía eléctrica con un mix de tecnologías renovables y convencionales.
Sector o industria	Eléctrica, Utilities
Países y Negocios	Chile - producción, transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural; la compra, venta y transporte de combustibles líquidos, sólidos y gaseosos; así como la prestación de servicios de consultoría en ingeniería Ingresos USD 1.638.000 MM – EBITDA USD 669,740 MM

Tabla 4: Descripción ENEL

Nombre de la Empresa	AES GENER S.A.
Ticker o Nemotécnico	AESGENER
Clase de Acción	SERIE ÚNICA
Derechos de cada Clase	N/A
Mercado donde Transa sus acciones	IPSA
Descripción de la Empresa	<p>AES Gener es la segunda empresa más importante de Chile en cuanto a capacidad instalada con 5.795 MW a diciembre de 2018. En Argentina mantiene la filial TermoAndes S.A. que opera mediante ciclo combinado a gas natural y que además abastece tanto al sistema SADI como el SING.</p> <p>En Colombia, es propietaria de AES Chivor S.A con una capacidad instalada de 1.020 MW. La misión de la empresa tal como lo señala en sus memorias, es mejorar la vida de las personas en los mercados que opera, mediante la entrega de soluciones energéticas seguras, confiables y sostenibles.</p>
Sector o industria	Eléctrica, Utilities
Países y Negocios	<p>Chile, Colombia y Argentina - empresa dedicada principalmente a la generación y venta de energía y potencia en tres países. Pertenece a la industria de la generación eléctrica con centrales hidroeléctricas de pasada, diésel, biomasa, solar y bancos de almacenamiento de energía.</p> <p>Ingresos USD 2.412.000 MM - EBITDA USD 839.000 MM</p>

Tabla 5: Descripción AES GENER

Nombre de la Empresa	COLBUN S.A.
Ticker o Nemo-técnico	COLBUN
Clase de Acción	SERIE ÚNICA
Derechos de cada Clase	N/A
Mercado donde Transa sus acciones	IGPA
Descripción de la Empresa	Colbún es una compañía chilena que se dedica a la generación de energía eléctrica tiene 16 centrales hidroeléctricas, 8 termoeléctricas (una de ellas en Perú), 916 Kms. de líneas de transmisión y 28 subestaciones. La empresa tiene 3.852 MW de capacidad (41% hídrica y 59% térmica) de los cuales 3.282MW están en el Sistema Interconectado Central (SIC), siendo la tercera generadora con mayor capacidad instalada. Colbún es controlada por el Grupo Matte a través de su filial Minera Valparaíso.
Sector o industria	Eléctrica, Utilities
Países y Negocios	Chile - Generación de energía eléctrica y gas natural; la compra, venta y transporte de combustibles líquidos, sólidos y gaseosos; así como la prestación de servicios de consultoría en ingeniería. Ingresos USD 1.489.000 MM – EBITDA USD 697.100 MM

Tabla 6: Descripción COLBUN

2.5.2 Industria Transmisión Eléctrica Chilena:

El segmento de transmisión o transporte de electricidad comprende una combinación de líneas, subestaciones y equipos para la transmisión de la electricidad desde los centros de producción (generadores) hasta los centros de consumo o distribución. La transmisión en Chile se define como las líneas o subestaciones con un voltaje o tensión mayor que 23 kV.

Las instalaciones de transmisión clasificadas por la autoridad como troncal o de subtransmisión son de acceso abierto, no así las instalaciones definidas como adicionales. Las empresas de transmisión reciben una renta por el servicio de transmisión que otorgan sin discriminación a cualquier usuario que lo solicite, a través del pago de peajes regulado conforme a la legislación vigente.

La nueva ley de transmisión aprobada en agosto de 2016 además de crear un solo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional también establece que la remuneración de la transmisión será de cargo íntegro a la demanda eléctrica. Asimismo, se establece un nuevo Coordinador con personalidad jurídica propia para operar un único sistema llamado Sistema Eléctrico Nacional, que comenzó a ejercer sus funciones de manera gradual a partir del 1 de enero de 2017. Las principales empresas de transmisión en Chile es Transelec, Elecnor, ENGIE Energía Chile y Transnet.

3. ESTADOS FINANCIEROS DE LA EMPRESA

3.1. Estado de situación financiera consolidados

Clasificados al 31 de diciembre años 2016, 2017, 2018, 2019 y al 30 de junio del año 2020 expresado en miles de dólares estadounidenses.

	2016	2017	2018	2019	jun-20
ACTIVOS	KUSD	KUSD	KUSD	KUSD	KUSD
Activos Corrientes					
Efectivo y equivalentes al efectivo	278.276	78.141	61.512	239.083	232.650
Otros activos financieros corrientes	3.281	2.845	-	471	66
Otros activos no financieros corrientes	34.802	28.551	9.113	8.181	7.651
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	98.565	122.171	161.798	96.638	105.693
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	6.024	7.183	26.116	11.999	9.330
Inventarios corrientes	172.124	129.548	158.860	116.204	98.690
Activos por impuestos corrientes, corriente	13.725	12.939	10.216	12.679	13.840
Activos corrientes distintos de los activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para	606.797	381.378	427.615	485.255	467.920
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	-
Activos Corrientes, Total	606.797	381.378	427.615	485.255	467.920
Activos No Corrientes					
Otros activos financieros no corrientes	-	71	-	-	-
Otros activos no financieros no corrientes	13.910	9.884	10.670	5.707	12.619
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	248	250	20	73.519	112.583
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	33.913	65.633	26.216	27.722	20.986
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	83.350	80.746	96.745	89.697	84.120
Activos intangibles distintos de la plusvalía	272.653	255.452	238.492	221.288	212.687
Plusvalía	25.099	25.099	25.099	25.099	25.099
Propiedades, planta y equipo	2.206.772	2.543.495	2.635.728	2.561.391	2.581.594
Activos por impuestos diferidos	1.039	2.195	2.151	18.112	19.292
Activos No Corrientes, Total	2.636.984	2.982.825	3.035.121	3.022.535	3.068.980
Activos Totales	3.243.781	3.364.203	3.462.736	3.507.790	3.536.900

Tabla 7: Balances Consolidados 2016 - 2020 por mil de USD

El Estado de Situación Financiero a nivel de activos, nos muestra que la empresa maneja activos del orden de los 3.600 MM de USD, el activo principal es PP&E, el cual representa a junio 2020 el 73% del total de activos, debido en gran parte a la gran inversión en activos fijos tales como plantas generadoras, líneas de transmisión, entre otros. El segundo activo de mayor relevancia es el efectivo y equivalentes de efectivo, en torno al 7% para junio 2020, lo cual es respaldado por la alta rotación de las cuentas por cobrar que tienen un bajo peso en el activo, comparativamente contra empresas de otras industrias, las cuentas comerciales por cobrar corrientes y no corrientes, lo que representan a un 6.2% del total de activos. Por último, y con un 2.8% de participación están los inventarios, a decir verdad, no muy relevantes en empresas energéticas.

El siguiente cuadro, muestra los pesos relativos de las partidas del activo en los años de análisis:

ACTIVOS	2015	2016	2017	2018	2019
Activos Corrientes					
Efectivo y equivalentes al efectivo	9%	2,3%	1,8%	6,8%	6,6%
Otros activos financieros corrientes	0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Otros activos no financieros corrientes	1%	0,8%	0,3%	0,2%	0,2%
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	3%	3,6%	4,7%	2,8%	3,0%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	0%	0,2%	0,8%	0,3%	0,3%
Inventarios corrientes	5%	3,9%	4,6%	3,3%	2,8%
Activos por impuestos corrientes, corriente	0%	0,4%	0,3%	0,4%	0,4%
Activos corrientes distintos de los activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	19%	11,3%	12,3%	13,8%	13,2%
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Activos Corrientes, Total	19%	11,3%	12,3%	13,8%	13,2%
Activos No Corrientes					
Otros activos financieros no corrientes	0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Otros activos no financieros no corrientes	0%	0,3%	0,3%	0,2%	0,4%
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	0%	0,0%	0,0%	2,1%	3,2%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	1%	2,0%	0,8%	0,8%	0,6%
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	3%	2,4%	2,8%	2,6%	2,4%
Activos intangibles distintos de la plusvalía	8%	7,6%	6,9%	6,3%	6,0%
Plusvalía	1%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%
Propiedades, planta y equipo	68%	75,6%	76,1%	73,0%	73,0%
Activos por impuestos diferidos	0%	0,1%	0,1%	0,5%	0,5%
Activos No Corrientes, Total	81%	88,7%	87,7%	86,2%	86,8%

Tabla 8: Evolución Porcentual Activos 2015 - 2019

	2016	2017	2018	2019	jun-20
PASIVOS y PATRIMONIO	KUSD	KUSD	KUSD	KUSD	KUSD
Pasivos Corrientes					
Otros pasivos financieros corrientes	17.433	117.299	109.889	103.748	73.934
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	157.972	161.218	160.808	190.426	151.761
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	30.600	24.674	10.295	12.635	8.455
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	41.955	9.110	10.117	23.432	6.720
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	20.167	14.745	13.275	12.348	10.827
Otros pasivos no financieros corrientes	1.633	5.973	1.382	14.896	4.029
Pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	269.760	333.019	305.766	357.485	255.726
disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-
Pasivos Corrientes, Total	269.760	333.019	305.766	357.485	255.726
Pasivos No Corrientes					
Otros pasivos financieros no corrientes	731.439	731.413	734.610	760.446	874.047
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	752	532	57.914	56.431	55.645
Otras provisiones no corrientes	8.954	6.828	4.120	16.395	15.935
Pasivo por impuestos diferidos	226.470	226.673	222.174	193.370	195.441
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	240	267	128	62	51
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	-	-	57
Pasivos, No Corrientes, Total	967.855	965.713	1.018.946	1.026.704	1.141.176
Total Pasivos	1.237.615	1.298.732	1.324.712	1.384.189	1.396.902
Patrimonio					
Capital Emitido	1.043.728	1.043.728	1.043.728	1.043.728	1.043.728
Ganancias acumuladas	555.462	626.065	697.707	701.167	767.387
Otras Reservas	323.335	321.700	328.371	314.356	328.883
Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora	1.922.525	1.991.493	2.069.806	2.059.251	2.139.998
Participaciones No Controladoras	83.641	73.978	68.218	64.350	-
Patrimonio Total	2.006.166	2.065.471	2.138.024	2.123.601	2.139.998
Patrimonio y Pasivos, Total	3.243.781	3.364.203	3.462.736	3.507.790	3.536.900

Tabla 9: Pasivos y Patrimonio 2016 - 2020 en Miles de USD

Las obligaciones de Engie Energía Chile están conformadas por una estructura muy cercana a 40/60 entre Pasivos y Patrimonio respectivamente, sobre valores libro. Ahora bien, de los pasivos, la deuda es principalmente de largo plazo, correspondiendo a un 82% del total de pasivos a junio 2020.

La principal forma de financiamiento de la empresa es mediante bonos, identificados en las partidas, “otros pasivos financieros corrientes” y “Otros pasivos financieros no corrientes” que totalizan un 68% del Pasivo y corresponden principalmente a dos bonos Bullets de largo plazo, uno de ellos, recientemente colocado para refinanciar un bono que vencía el 2021 y su plan de inversiones por el plan de descarbonización nacional a mejores condiciones de tasa cupón.

Las deudas con proveedores sólo ocupan un 11% del pasivo y el restante corresponde a impuestos diferidos y provisiones.

El cuadro a continuación refleja de mejor maneja los pesos de cada partida en las obligaciones de la empresa:

PASIVOS y PATRIMONIO	2015	2016	2017	2018	2019
Pasivos Corrientes					
Otros pasivos financieros corrientes	1,4%	9,0%	8,3%	7,5%	5,3%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	12,8%	12,4%	12,1%	13,8%	10,9%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	2,5%	1,9%	0,8%	0,9%	0,6%
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	3,4%	0,7%	0,8%	1,7%	0,5%
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	1,6%	1,1%	1,0%	0,9%	0,8%
Otros pasivos no financieros corrientes	0,1%	0,5%	0,1%	1,1%	0,3%
activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	21,8%	25,6%	23,1%	25,8%	18,3%
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Pasivos Corrientes, Total	21,8%	25,6%	23,1%	25,8%	18,3%
Pasivos No Corrientes					
Otros pasivos financieros no corrientes	59,1%	56,3%	55,5%	54,9%	62,6%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	0,1%	0,0%	4,4%	4,1%	4,0%
Otras provisiones no corrientes	0,7%	0,5%	0,3%	1,2%	1,1%
Pasivo por impuestos diferidos	18,3%	17,5%	16,8%	14,0%	14,0%
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Otros pasivos no financieros no corrientes	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Pasivos, No Corrientes, Total	78,2%	74,4%	76,9%	74,2%	81,7%
Total Pasivos	41,3%	38,2%	38,6%	38,3%	39,5%
Patrimonio Total	58,7%	61,8%	61,4%	61,7%	60,5%

Tabla 10: Evolución Porcentual Pasivos Patrimonio 2016 - 2019

3.2. Estado de resultados consolidado:

	2016	2017	2018	2019	jun-20	2020'
Ingresos de actividades ordinarias	967.444	1.054.062	1.275.296	1.454.436	657.303	1.314.606
Costo de ventas	-790.687	-880.541	-1.005.810	-1.042.145	-525.127	-1.050.254
Ganancia bruta	176.757	173.521	269.486	412.291	132.176	264.352
Otros ingresos	208.362	20.350	9.939	6.783	3.188	6.376
Gastos de administración	-35.358	-39.684	-41.525	-43.813	-18.954	-37.908
Otros gastos, por función	-43.391	-5.748	-86.066	-185.579	-101	-202
Ganancia por actividades de operación	306.370	148.439	151.834	189.682	116.309	232.618
Ingresos financieros	2.140	2.542	5.846	5.166	2.566	5.132
Costos financieros	-26.727	-11.594	-12.771	-37.837	-39.107	-78.214
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	54.069	1.595	6.938	7.334	2.130	4.260
Diferencias de cambio	2.146	2.512	-2.285	-3.024	-1.252	-2.504
Ganancia, antes de Impuesto	337.998	143.494	149.562	161.321	80.646	161.292
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	-79.422	-34.484	-38.339	-42.604	-14.426	-28.852
Ganancia procedente de operaciones Continuas	258.576	109.010	111.223	118.717	66.220	132.440
Ganancia, atribuible a						
Ganancia, atribuible a los propietarios de la controladora	254.830	100.862	102.582	110.823	66.220	132.440
Ganancia, atribuible a participaciones no controladoras	3.746	8.148	8.641	7.894	-	-
Ganancias por Acción (USD/Acción)	0,242	0,096	0,097	0,105	0,063	0,126
Ganancia	254.830	100.862	102.582	110.823	66.220	132.440

Tabla 11: Estado de Resultados 2016 - 2020 en miles de USD

Los ingresos de Engie Energía Chile han ido creciendo prácticamente a doble dígito durante los últimos años, pero se espera una pérdida del 3% a fin de 2020, atribuible a menor demanda de energía por la merma de algunas actividades económicas como la Minera, Construcción y Comercio. Sin embargo, las ganancias operacionales (EBIT) podría superar el 17% de margen si se mantiene la tendencia en el control de costos.

El EBITDA de la empresa se ha mantenido favorable y a un buen nivel, en el cuadro siguiente podemos visualizar el desempeño económico, así como el Retorno sobre los activos y el retorno sobre el patrimonio, ambos, sobre el 6% para junio 2020.

		2016	2017	2018	2019	jun-20	2020'
<u>RATIOS DE RENTABILIDAD</u>							
Margen de Ventas	GM%	18,3%	16,5%	21,1%	28,3%	20,1%	20,1%
Margen Operacional	EBIT%	31,7%	14,1%	11,9%	13,0%	17,7%	17,7%
Margen EBITDA	EBITDA%	45,9%	26,7%	22,5%	23,9%	30,6%	30,6%
Margen Neto	AT%	26,7%	10,3%	8,7%	8,2%	10,1%	10,1%
ROA		9,4%	4,4%	4,4%	5,4%	6,6%	
ROE		12,9%	5,3%	5,2%	5,6%	6,2%	

Tabla 12: Ratios de Rentabilidad 2016 - 2020

3.3. Estado de flujos de efectivo consolidado:

Flujos de efectivo utilizados en actividades de operación					
Clases de cobros por actividades de operación					
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios	1.128.341	1.199.550	1.482.897	1.621.576	716.088
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	5.637	15.450	11.929	2.133	1.940
Otros cobros por actividades de operación	15.556	9.829	2.685	81.204	11
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación					
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	-756.040	-791.221	-1.039.514	-977.305	-549.603
Pagos a y por cuenta de los empleados	-66.877	-65.145	-77.663	-51.879	-26.144
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas	-18.698	-10.190	-5.580	-14.127	-24
Otros pagos por actividades de operación	-1.892	-350	-	-266	-38
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones					
Intereses pagados, clasificados como actividades de operación	-26.189	-18.488	-2.936	-21.471	-39.497
Intereses recibidos, clasificados como actividades de operación	70	81	41	-	-
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación	-15.611	-64.598	-38.502	-55.594	-33.959
Otras entradas (salidas) de efectivo, clasificados como actividades de operación	-32.427	-20.302	-61.328	-106.439	-65.533
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	231.870	254.616	272.029	477.832	3.241

Tabla 13: Flujos de Efectivo Consolidados 2016 - 2020 en miles de USD– Parte 1

Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión					
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	217.560	-	-	-35.472	-
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades, clasificados como actividades de inversión	587.802	467.204	223.988	-	1.716
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades, clasificados como actividades de inversión	-586.908	-467.390	-224.620	-	-1.329
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos	-875	-	-	-	-
Préstamos a entidades relacionadas	-129.612	-29.885	-	-	-
Importes procedentes de ventas de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión	19.537	51	14	35	-
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión	-369.933	-493.879	-224.155	-154.720	-82.612
Cobros a entidades relacionadas	256.678	-	20.381	21.559	7.500
Intereses recibidos	1.425	1.623	1.621	2.706	1.602
Otras entradas (salidas) de efectivo	327	-	-	-	-
Pagos derivados de contratos de futuro, a término de opciones y permuta financiera			-102.400	-31.983	-18.000
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera			98.083	27.902	11.427
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-3.999	-522.276	-207.088	-169.973	-79.696

Tabla 14: Flujos de Efectivo Consolidados 2016 - 2020 en miles de USD – Parte 2

Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación					
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		100.000	90.000	215.000	50.000
Pagos de préstamos			-100.000	-225.000	500.000
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros				-2.868	-480.000
Dividendos pagados	-91.208	-34.591	-71.129	-118.703	-544
Otras entradas (salidas) de Efectivo	-	-	-	-	-
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-91.208	65.409	-81.129	-131.571	69.456
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	136.663	-202.251	-16.188	176.288	-6.999
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	-3.758	2.116	-441	-1.671	566
Incremento (disminución) de efectivo y equivalentes al efectivo	132.905	-200.135	-16.629	174.617	-6.433
Efectivo y equivalentes al efectivo	145.371	278.276	78.141	64.466	239.083
Efectivo y equivalentes al efectivo	278.276	78.141	61.512	239.083	232.650

Tabla 15: Flujos de Efectivo Consolidados 2016 - 2020 en miles de USD – Parte 3

Estado de Flujo de Efectivo Resumido:

<i>Metodo Directo</i>	2016	2017	2018	2019	jun-20
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	231.870	254.616	272.029	477.832	3.241
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-3.999	-522.276	-207.088	-169.973	-79.696
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-91.208	65.409	-81.129	-131.571	69.456
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, ante	136.663	-202.251	-16.188	176.288	-6.999
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes	-3.758	2.116	-441	-1.671	566
Incremento (disminución) de efectivo y equivalentes al efectivo	132.905	-200.135	-16.629	174.617	-6.433
Efectivo y equivalentes al efectivo	145.371	278.276	78.141	64.466	239.083
Efectivo y equivalentes al efectivo	278.276	78.141	61.512	239.083	232.650

Tabla 16: Flujos de Efectivo Consolidados Resumidos 2016 - 2020 en miles de USD

El flujo de caja de Engie muestra la solidez de la empresa en cuanto al manejo financiero, Así podemos visualizar que, en el periodo analizado, año a año la empresa ha sido capaz de generar grandes recursos vía ingresos, los que en parte son invertidos en PP&E tanto en reemplazo de activos existentes como en nuevos proyectos.

Respecto al financiamiento, la empresa todos los años ha pagado dividendos, a la vez que ha tomado préstamos para financiar la renovación de algunos préstamos de corto plazo.

En conclusión, Engie Energía Chile ha manejado sus flujos centrado en la disponibilidad de estos para cumplir con sus obligaciones, conscientes además al crecimiento y de la apuesta que han realizado con miras al futuro de la compañía, impulsando y apoyando las propuestas del gobierno respecto del cambio de generación de energías contaminantes a energías limpias.

3.4. Ratios financieros

	2016	2017	2018	2019	jun-20
<u>RATIOS DE LIQUIDEZ</u>					
Capital de Trabajo	337.037	48.359	121.849	127.770	212.194
Razón Corriente	2,2	1,1	1,4	1,4	1,8
Test Acido	1,6	0,8	0,9	1,0	1,4
	2016	2017	2018	2019	jun-20
<u>RATIOS DE ENDEUDAMIENTO</u>					
Razón Deuda a Patrimonio	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7
Razón Deuda a Activos	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Razón Deuda Corto Plazo a Deuda Total	0,2	0,3	0,2	0,3	0,2
Razón de Cobertura de Intereses	12,5	16,4	21,9	5,8	3,2
<u>Estructura de Capital</u>					
% Pasivos	38%	39%	38%	39%	39%
% Patrimonio	62%	61%	62%	61%	61%

Tabla 17: Ratios Financieros 2016 - 2020 parte 1

	2016	2017	2018	2019	jun-20
RATIOS DE ACTIVIDAD					
Rotación de Cuentas por Cobrar	11	10	8	16	14
Periodo Promedio de Cobro	33	37	45	23	26
Rotación de Inventarios	5	7	6	9	11
Edad promedio del Inventario	78	53	57	40	34
Rotación de Cuentas por Pagar	4	5	6	5	7
Periodo Promedio de Pago	86	76	61	70	55
Periodo Total de recuperación	25	14	40	-7	5
Rotación de Activos	0,3	0,3	0,4	0,4	0,2
	2016	2017	2018	2019	jun-20
RATIOS DE RENTABILIDAD					
Margen de Ventas	18,3%	16,5%	21,1%	28,3%	20,1%
Margen Operacional	31,7%	14,1%	11,9%	13,0%	17,7%
Margen Operacional	45,9%	26,7%	22,5%	23,9%	30,6%
Margen Neto	26,7%	10,3%	8,7%	8,2%	10,1%
ROA	9,4%	4,4%	4,4%	5,4%	6,6%
ROE	12,9%	5,3%	5,2%	5,6%	6,2%

Tabla 18: Ratios Financieros 2016 - 2020 parte 2

Engie Energía Chile S.A. registro un crecimiento en los ingresos promedio de un 12,6% anual para el periodo comprendido entre los años 2016 y 2019, pero se espera una caída en el crecimiento proyectado para el año 2020 de un -3% respecto al 2019, lo cual esta explicado por una menor demanda de energía producto de la crisis económica global a causa de la pandemia COVID 19. A pesar de esto se observa que el resultado operacional ha ido en aumento, explicado por algunos factores como la caída del precio de los combustibles y una consolidada política comercial de contratación de parque eficiente, con acotada exposición al mercado spot, producto de la elaboración de contratos de energía (PPA) a largo plazo.

Por otra parte, Engie Energía Chile S.A. ha incrementado sus niveles de caja de cierre de año pasando de los USD 78 MM en el 2017 a los USD 232 MM el 2020. Esto puede

ser explicado por un refinanciamiento de bono con fecha de vencimiento 2021 por otro con fecha de vencimiento al 2030 a una mejor tasa cupón, generando excedente de efectivo en caja. Es importante destacar que producto de los aumentos de caja, ha mejorado sus indicadores de liquidez pudiendo cancelar con holgura sus pasivos corrientes, manteniendo un capital de trabajo positivo durante todos los periodos y una razón corriente sobre uno, lo cual ha ayudado en mantener el cumplimiento de sus obligaciones financieras y con sus proveedores.

Se aprecia un mantenimiento estable durante los últimos 4 años en la principal cuenta de activos de la empresa, PP&E, la cual se ha mantenido producto de una política de mantenimiento de activos lo cual se refleja en la tendencia de mantener el gasto de depreciación estable. Por otra parte se observa una caída en los pasivos financieros de corto plazo y un aumento en los pasivo de largo plazo, lo cual puede atribuirse a el refinanciamiento de deuda bancaria vía colocación de bono con vencimiento al 2030 a mejor tasa cupon, dada la capacidad de la compañía para acceder a mejores condiciones de financiamiento en los mercados producto de sus eficientes indicadores, entre los que destacan, buenos niveles de liquidez, con una razón corriente sobre 1, bajos niveles de endeudamiento con un leverage estable no superior a 0,7 veces para el periodo 2016 al 2020 y una cobertura de gastos financieros, que a pesar de su baja durante el periodo 2016 a 2020, continua siendo fuerte.

3.4.1 Razones de Liquidez:

Capital de trabajo: El capital de trabajo positivo durante todo el periodo 2016 a 2020, y dado que corresponde a los recursos de la compañía necesarios para mantener su

operación, reafirman su buena posición financiera en este punto, manteniéndose en una constante mejora lo que se debe a un refinanciamiento vía colocación de bono con vencimiento al 2030, producto de la buena posición de la compañía para acceder a los mercados financieros de crédito en condiciones muy favorables obteniendo una mejor tasa cupón.

Razón Corriente: En línea con lo anterior, la razón corriente de la empresa se encuentra sobre la unidad durante todos los periodos del análisis, manteniéndose relativamente estable en torno a 1,4. Este indicador nos muestra que la compañía es capaz de cancelar sus pasivos corrientes con sus activos corrientes.

Test Acido: Al analizar el test acido se aprecia una relevancia media del inventario dentro de los activos corrientes, ya que sus variaciones respecto a la razón corriente son mínimas y están en torno a 1,1, esto nos da cuenta de que sus inventarios no son de alta relevancia en su proceso de generación de resultados.

3.4.2 Razones de Endeudamiento:

Razón de deuda a patrimonio: se aprecia una deuda patrimonio no superior a 0,7 para el periodo 2016 a 2020 estable en torno a este número en el tiempo lo que implica que la compañía tiene la capacidad de absorber un deterioro en el valor de sus activos, pudiendo sortear obstáculos para el pago de sus obligaciones con terceros.

Razón de deuda a activos: La razón de deuda a activos es estable para el periodo 2016 a 2020 en torno a 0,4 lo que nos indica que la mayor parte de los activos de la compañía son financiados por la misma compañía, siendo solo un 40% de los activos financiados por terceros y un 60% por sus accionistas.

Razón deuda a corto plazo a deuda total: respecto a este indicador, se puede apreciar que la compañía concentra su deuda a largo plazo. Lo anterior se debe al financiamiento de los activos que permite la generación de flujos, inversiones con un horizonte de ejecución a largo plazo asociadas a concesiones a 25 o 30 años, por lo que la estructura de financiamiento debe estar orientada al largo plazo, de modo de poder cumplir con los acreedores y accionistas.

Razón de cobertura de intereses (TIE): la razón de cobertura de intereses ha venido disminuyendo durante el periodo 2016 al 2020, sin embargo, continúa siendo fuerte pudiendo cancelar sus obligaciones en el plazo acordado. Esta disminución es producto de un incremento en los costos financieros para el 2020, producto de un refinanciamiento vía colocación de bono, incrementando la deuda financiera.

3.4.3 Razones de Actividad:

Rotación de cuentas por cobrar: Las cuentas por cobrar rotan varias veces en el año en línea con el negocio de la empresa, dado que la mayor fuente de ingresos provenientes de cuentas por cobrar (crédito a clientes) los cuales se convierten rápidamente a efectivo. Este indicador desde el 2018 ha venido mejorando lo que se debe a una disminución de las cuentas por cobrar.

Periodo promedio de cobro: el periodo promedio de cobro se mueve en torno a los 33 días, mejorando durante los años 2019 y 2020 a 23 días, en línea con lo mencionado anteriormente, sobre la rápida conversión de sus cuentas por cobrar en efectivo. El periodo promedio de cobro tiene una relación inversa a la rotación de cuentas por cobrar, esto se puede deber a que producto de un cambio en la política de cobranza o la ley de

pago a proveedores a 30 días, genera un impacto en la disminución del periodo promedio de cobro.

Rotación de activos: La rotación de activos se ha mantenido dentro de parámetros estable durante el periodo 2016 a 2020 en torno a 0,3, tiende a ser constante en el tiempo lo cual significa que, por ejemplo, para el 2020 por cada USD 19 de ventas, Engie destina a inversión USD 100, es decir, es una empresa intensiva en realización de inversiones, necesarias para el crecimiento del negocio y el mantenimiento de sus plantas generadores y líneas de transmisión.

3.4.4. Índices de Rentabilidad:

Margen operacional a ventas: El margen operacional a ventas se ha mantenido fluctuando en torno a 20%, dada la estabilidad que entrega tener cerrados contratos con clientes a largo plazo, lo cual lo deja menos expuesto a los vaivenes del mercado spot.

Margen neto de ventas: El margen neto a ventas se ha mantenido estable en torno a 9,5% para el periodo 2016 a 2020, lo cual habla de la estabilidad del negocio producto de lo anteriormente mencionado, aseguró flujos estables a lo largo del tiempo.

Rentabilidad sobre activos (ROA): El ROA ha aumentado un 2,2% desde el 2017 al 2020, esto se debe principalmente a que EBIT ha venido aumentado de USD 148 MM del 2017 a USD 232 MM a el 2020.

Rentabilidad sobre el patrimonio (ROE): El ROE ha venido aumentando principalmente por la caída en el precio de la acción, como consecuencia de la disminución del valor del patrimonio y un aumento en las utilidades netas.

4. ESTRUCTURA DE CAPITAL DE LA EMPRESA

4.1. Deuda financiera

La deuda financiera para los años 2016,2017,2018,2019 y junio 2020 según los Estados Financieros bajo

formato IFRS son:

+	Pasivos Financieros Corrientes
+	Pasivos Financieros No Corrientes
=	DEUDA FINANCIERA

Tabla 19: Calculo Deuda Financiera

La deuda financiera de ENGIE para cada año es la siguiente (*Hasta el 30 de junio 2020 en kUSD):

	2016	2017	2018	2019	2020*
PASIVOS FINANCIEROS CORRIENTES	17.433	117.299	109.889	103.748	73.934
Préstamos que devengan intereses	14.706	117.057	108.391	97.582	63.876
Préstamos bancarios		100.138	91.472	80.663	
Obligaciones con público	14.706	16.919	16.919	16.919	
Derivados de cobertura			1.498	4.501	6.797
Leasing NIIF 16			-	1.665	3.261
	2016	2017	2018	2019	2020*
PASIVOS FINANCIEROS NO CORRIENTES	731.439	731.413	734.610	760.446	874.047
Préstamos que devengan intereses	730.624	731.413	734.610	737.704	829.476
Préstamos bancarios			-	-	
Obligaciones con público	730.624	731.413	734.610	737.704	
Derivados de cobertura			-	-	
Leasing NIIF 16			-	22.742	44.571
	2016	2017	2018	2019	2020*
TOTAL, PASIVOS FINANCIEROS	748.872	848.712	844.499	864.194	947.981

Tabla 20: Deuda Financiera 2016 - 2020 en miles de USD

4.1.1 Bonos

El endeudamiento de ENGIE consiste en 2 bonos bullet en dólares por 500 millones y 350 millones emitidos en el mercado internacional. A continuación, se muestra el detalle del endeudamiento de la Empresa ENGIE:

Bono US268270AD76 octubre 2014:

	Observaciones
Bono	UNICA
Nemotécnico	ISIN US268270AD76
Fecha de Emisión	29/10/2014
Valor Nominal (VN o D)	350.000.000 USD
Moneda	USD
Tipo de Colocación	Extranjera
Fecha de Vencimiento	29/01/2025
Tipo de Bono	Bullet
Tasa Cupón (kd)	4,5%
Periodicidad	SEMESTRAL
Número de pagos (N)	20
Periodo de Gracia	NA
Motivo de la Emisión	Inversiones de Capital y Crecimiento
Clasificación de Riesgo	Fitch BBB+ 12-Jun-2020
Tasa de colocación o de mercado el día de la emisión (kb)	4,568%
Precio de venta el día de la emisión.	348.092.500 USD
Valor de Mercado	107,853% (YTM=2.597%) sobre la par al 30 de junio 2020.

Tabla 21: Bono US268270AD76 octubre 2014

Bono US29287TAA79 enero 2020:

	Observaciones
Bono	UNICA
Nemotécnico	ISIN US29287TAA79
Fecha de Emisión	28/01/2020
Valor Nominal (VN o D)	500.000.000 USD
Moneda	USD
Tipo de Colocación	Extranjera
Fecha de Vencimiento	28/01/2030
Tipo de Bono	Bullet
Tasa Cupón (kd)	3,40%
Periodicidad	SEMESTRAL
Número de pagos (N)	20
Periodo de Gracia	NA
Motivo de la Emisión	Inversiones de Capital y Crecimiento
Clasificación de Riesgo	FITCH BBB+ 12-Jun-2020
Tasa de colocación o de mercado el día de la emisión (kb)	3,484%
Precio de venta el día de la emisión.	496.480.000 USD
Valor de Mercado	103,8064% (YTM=2.893%) sobre la par al 30 de junio 2020.

Tabla 22: Bono US29287TAA79 enero 2020

Con el objetivo de financiar parte del programa de transición energética, ENGIE Energía Chile S.A. emitió bonos en mercados internacionales por un monto total de US\$500 millones. De esta manera, los bonos contemplan un plazo de 10 años y una tasa de interés de 3,4% anual, los intereses se pagarán semestralmente y el capital se amortizará en una sola cuota al final del periodo.

A través de esta colocación, la compañía espera lograr reestructurar una porción importante de su deuda refinanciando la compra del bono anteriormente emitido en los mercados internacionales, el cual tuvo una tasa cupon de 5,625% anual y fecha de

vencimiento prevista para el año 2021 por un valor de US\$400 millones., además de obtención de fondos adicionales para financiar el plan de transformación a una tasa récord para la compañía en Chile, de 3.48% en dólares a 10 años, lo que permitirá incrementar la competitividad al reducir los costos financieros, lo que impactará positivamente en su valoración al reducir el costo de la deuda.

4.2. Patrimonio económico

Se calculó el patrimonio económico para cada año de 2016 al 2020 a partir del número total de acciones suscritas y pagadas. Cantidad que para los 5 años en revisión fue de 1.053.309.776 acciones.

Luego a partir del precio de la acción a diciembre de cada año, para los años 2016 al 2019 y junio para el año 2020, se calculó el Patrimonio Económico en USD de cada año que se muestra en la siguiente tabla:

Año	2016	2017	2018	2019	2020*
Cantidad de Acciones	1.053.309.776	1.053.309.776	1.053.309.776	1.053.309.776	1.053.309.776
Valor de la Acción USD	1,5885	2,1490	1,8234	1,5377	1,3462
Patrimonio Económico USD	1.673.198.104	2.263.549.348	1.920.573.029	1.619.671.367	1.417.986.481

Tabla 23: Patrimonio Económico 2016 - 2020

4.3. Valor económico de la empresa

Se calculó el valor económico de la empresa sumando el valor del patrimonio a valor de mercado al valor de la deuda a valor libro (pasivos) en miles de USD para cada año como se muestra en la siguiente tabla:

	2016	2017	2018	2019	2020*	PROMEDIO
Valor Económico	2.422.070	3.112.261	2.765.072	2.483.865	2.365.967	2.629.847

Tabla 24: Valor Económico de la Empresa 2016 - 2020 por miles de USD

4.4. Estructura de capital objetivo

Con los datos recolectados se determina la estructura de capital objetivo como el promedio de la estructura de capital que ha tenido Engie Energía Chile S.A. entre 2016 y 2020 (última columna):

	2016	2017	2018	2019	2020*	PROMEDIO
B/V	30,92%	27,27%	30,54%	34,79%	40,07%	32,72%
P/V	69,08%	72,73%	69,46%	65,21%	59,93%	67,28%
B/P	44,76%	37,49%	43,97%	53,36%	66,85%	49,29%

Tabla 25: Estructura de Capital 2016 - 2020

Siendo B/P promedio 49,29% y se observa un incremento del número llegado a un 66,85% el año 2020 (primer semestre) lo que permite suponer que le empresa flexibiliza su estructura de capital, buscando apalancar inversiones producto del plan de descarbonización y que además, durante el 2020 le toca enfrentar al igual que muchas empresas del sector la crisis económica producto de la pandemia provocada por el virus COVID 19 y el “estallido social” del año 2019, lo que impacta en sus flujos, por tanto se

proyecta que en los próximos años la empresa pueda retornar a su estructura de capital objetivo al promedio histórico y de acuerdo con su clasificación de riesgo (- AA⁷) conforme al siguiente cuadro, el cual nos da un indicio de cual debiera ser su estructura de capital de acuerdo con su clasificación de riesgo:

	AAA	AA	A	BBB	BB	B	CCC
EBITDA/Revenues	22.20%	26.50%	19.80%	17.00%	17.20%	16.20%	10.50%
ROIC	27.00%	28.40%	21.80%	15.20%	12.40%	8.70%	2.70%
EBIT/Interest expenses	26.20	16.40	11.20	5.80	3.40	1.40	0.40
EBITDA/Interest	32.00	19.50	13.50	7.80	4.80	2.30	1.10
FFO/Debt	155.50%	79.20%	54.50%	35.50%	25.70%	11.50%	2.50%
Free-operating CF/Debt	129.90%	40.60%	31.20%	16.10%	7.10%	2.20%	-3.60%
Discounted CF/Debt	84.40%	23.30%	19.90%	10.30%	5.50%	0.70%	-3.60%
Debt/EBITDA	0.40	0.90	1.50	2.20	3.10	5.50	8.60
D/(D+E)	12.30%	35.20%	36.80%	44.50%	52.50%	73.20%	98.90%

Tabla 26: Ranking Indicadores Financieros S&P⁸

Consideramos este promedio histórico de la estructura de capital debido a que existe una política de inversión enfocada en el reemplazo de activos de generación provocado por el plan de descarbonización que no implica aumentar su capacidad generadora, por lo tanto el aumento de la deuda generado recientemente por la colocación de un nuevo bono de la empresa debiera ir decreciendo a futuro por el pago de la deuda. Uno de los riesgos que podrían afectar esta estructura en el futuro es que no pueda llevar a cabo su plan de inversiones y por tanto quede expuesta al mercado spot para dar cobertura a

⁷ Clasificación de riesgo Feller Rate enero 2020

⁸ Del Libro de Aswath Damodaran “*Investment Valuation Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset*” capítulo 4

sus contratos, este riesgo lo reflejamos en el análisis de sensibilidad de la WACC, lo cual quedará explícitamente mencionado más adelante en la sección 10.

A esta fecha, los principales indicadores muestran un comportamiento en línea con la clasificación que le entregan las clasificadoras de riesgo, dentro de los rangos esperados.

5. ESTIMACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL DE LA EMPRESA

5.1. Costo de la deuda (K_b)

Para el cálculo del costo de la deuda se considerará el último bono emitido por ENGIE en enero 2020 con una **Tasa de colocación o de mercado el día de la emisión (kb) de 3,484% en USD.**

5.2. Beta de la deuda (β_d)

La tasa de mercado del último bono emitido por ENGIE es una tasa en dólares, por lo tanto, para el cálculo del Beta de la deuda debe determinarse la tasa libre de riesgo también en dólares de la siguiente manera:

$$\text{Tasa libre de riesgo US\$} = \text{Tasa Treasury Bond EEUU 30 Años} + \text{CRP}^9$$

Considerando que la tasa Treasury Bond EEUU a 30 años era 1,41% en dólares al 30 junio 2020 y el Country Risk Premium de Chile para la misma fecha era 1,03% en dólares, tenemos que la tasa libre de riesgo en dólares es 2,44% (1,41% + 1,03%).

Utilizando CAPM y la tasa de costo de la deuda, se calcula el beta de la deuda de la empresa. Donde: kb es el costo de la deuda, Rf es la tasa libre de riesgo, β_d es el beta de la deuda, y PRM es el premio por riesgo de mercado (6,26%)¹⁰.

$$Rf = 2,44\%$$

$$Kb = 3,484\%$$

⁹ Country Risk Premium provisto por Aswath Damodaran a Julio 2020

¹⁰ Equity Risk Premium o Premio de Mercado provisto por Aswath Damodaran a Julio 2020

$$Kb = R_f + PRM * \beta_d$$

$$\beta_d = \frac{(Kb - R_f)}{PRM}$$

$$\beta_d = \frac{(3,484\% - 2,44\%)}{6,26\%}$$

$$\beta_d = 0,1668$$

5.3. Estimación del beta patrimonial

Utilizando la estructura de capital promedio obtengo el Beta Patrimonial sin Deuda. La tasa de impuesto utilizada es de 27%. La estructura capital objetivo de la empresa B/P de 49,29%, se utilizará esta estructura de capital que es el promedio del periodo 2017 a 2020, dado que representa la estructura de capital actual de la compañía y que refleja una estabilidad de su estructura para los próximos 5 a 10 años, en la cual la empresa se hace con el 100% de la participación de línea Transmisora Eléctrica del Norte (TEN) que une el Sistema del Norte Grande con el Sistema de Interconexión Central (SIC), e incluye el refinanciamiento vía colocación del bono US29287TAA79 enero 2020 a tasa de 3,4%, que considera una inversión de USD 1.000 MM en proyectos de ERNC futuros para reemplazar centrales a carbón producto del plan de descarbonización nacional.

	PROMEDIO
B/V	32,72%
P/V	67,28%
B/P	49,29%

Tabla 27: Estructura de Capital Promedio seleccionada

Como se muestra en la siguiente tabla, el beta de la acción de ENGIE determinados a partir de información obtenida al utilizar dos años de retornos semanales

(aproximadamente 104 retornos) para estimar mediante el modelo de mercado el beta de la acción de la empresa asignada para los años 2017 al 2020 (al 30 de junio de cada año), obtenemos los siguientes datos:

Variable	jun-17	jun-18	jun-19	jun-20
Beta de la acción	0,5306	0,9908	0,9930	0,6801
P-value	0,0002	0,0000	0,0000	0,0000
Nº observaciones	104	105	104	104
R ²	0,1247	0,4122	0,4237	0,3966
Presencia bursátil	100%	100%	100%	100%

Tabla 28: Resumen de Resultados Regresión Lineal para obtención del Beta

Como se observa, el beta de la acción de ENGIE de 0,5306 en 2017 (julio 2015 – junio 2017) es menor al valor registrado el cual fue aumentando progresivamente a través de los años. Esto significa un aumento en el riesgo de la acción de ENGIE lo que podría haber sido producto de una industria que se enfrenta a cambios tecnológicos y en la regulación, como el plan de descarbonización eléctrico nacional impulsado por el gobierno, así como de proyectos particulares que estuvo llevando a cabo la compañía como el proyecto de interconexión que desarrollo la empresa Transmisora Eléctrica del Norte TEN filial de ENGIE. Sin embargo, para el periodo junio 2020 reduce su exposición al riesgo respecto al mercado (IGPA), con una alta probabilidad debido a la obtención de refinanciamiento por medio de la colocación de un bono en enero 2020 a una mejor tasa 3,4%, reemplazando a un bono con fecha de vencimiento para el 2021 a una tasa del 5,26% disminuyendo su costo por deuda y de esta manera enfrenta financieramente de mejor manera el futuro.

Además, al revisar data de la industria comparada (utility europea) para establecer un nexo de comparación observamos que el beta de la industria utility europea es de 0,68

actualizada al 05 de enero de 2020¹¹, por esto seleccionamos el beta obtenido del último periodo, muy en línea con el beta de la industria utility europea, industria perteneciente a la matriz de la empresa Engie Chile Energía.

5.4. Beta patrimonial sin deuda ($\beta_p^{s/d}$)

Para el cálculo del Beta patrimonial sin deuda se utilizará la ecuación de Rubinstein (deuda riesgosa) y los promedios de la estructura de capital y de la tasa impositiva del periodo para el cálculo el Beta de la Acción (julio 2015 – junio 2020). Por lo tanto, se considerará una estructura de capital de B/P = 49,29% y una tasa impositiva de 27%, para el beta patrimonial con deuda se considerará el último periodo analizado (0,68), producto de que existe una disminución del riesgo durante el último año lo que refleja de mejor manera su solidez financiera y el riesgo que enfrenta, por lo que consideramos más representativo de las condiciones actuales del entorno.

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

Donde,

$\beta_p^{c/d}$ es el beta patrimonial con deuda, $\beta_p^{s/d}$ es el beta patrimonial sin deuda, t_c es la tasa de impuesto corporativo histórica, β_d es el beta de la deuda, y $\frac{B}{P}$ es la estructura de capital promedio histórico.

$$0,6801 = \beta_p^{s/d} \times (1 + [1 - 0,27] \times 0,4929) - 0,1668 \times (1 - 0,27) \times 0,4929$$

¹¹ Dato obtenido de http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datacurrent.html#discrete Aswath Damodaran.

$$\beta_p^{s/d} = 0,5231$$

5.5. Beta patrimonial con estructura de capital objetivo ($\beta_p^{c/d}$)

Como se indicó en el capítulo 4, la relación Patrimonio/Valor Empresa promedio para el período 2016 – 2020 fue de 67,28%, el cual no se asemeja al valor de los 2 últimos años del período más reciente (2019 – 2020) debido a un aumento de la deuda, lo que ha hecho disminuir la relación Patrimonio/Valor Empresa, por lo que se asumirá como Estructura de Capital Objetivo para ENGIE una relación Patrimonio/Valor empresa al promedio igual a 67,28% dado que creemos que representa la estructura objetivo en la cual ha oscilado a través de los años, y por lo tanto una relación Deuda/Patrimonio de 49,29%, reflejando de mejor manera la estructura de capital actual de la empresa. Considerando una tasa impositiva de largo plazo de 27%, el Beta Patrimonial con deuda es:

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

$$\beta_p^{c/d} = 0,4634 \times (1 + [1 - 0,27] \times 0,4929) - 0,1668 \times (1 - 0,27) \times 0,4929$$

$$\beta_p^{c/d} = 0,6801$$

5.6. Costo patrimonial (K_p)

Utilizando CAPM se estima la tasa de costo patrimonial, usando el beta patrimonial con deuda que incluye la estructura de capital objetiva de la empresa y utilizando una tasa libre de riesgo de 1,41% (BCU-30 al 31 de junio de 2020) + CPR 1,03%.

$$K_p = R_f + PRM \times \beta_p^{C/D}$$

$$K_p = 0,0244 + 0,0626 \times 0,6801$$

$$K_p = 6,70\%$$

5.7. Costo de capital (K_0)

Utilizando el Costo de Capital Promedio Ponderado (WACC) estimo el costo de capital para la empresa.

$$K_0 = K_p \times \frac{P}{V} + K_b \times (1 - Tc) \times \frac{B}{V}$$

Donde: K_0 es el costo de capital promedio ponderado, $\frac{P}{V}$ es la razón patrimonio a valor de empresa (en función de la estructura de capital objetivo), K_p es el costo patrimonial, K_b es el costo de la deuda, Tc es la tasa de impuesto corporativo de largo plazo, y $\frac{B}{V}$ es la razón de endeudamiento de la empresa (en función de la estructura de capital objetivo).

$$K_0 = 0,0671 \times 0,6728 + 0,03484 \times (1 - 0,27) \times 0,3272$$

$$K_0 = WACC = 5,34\%$$

6. ANÁLISIS OPERACIONAL DEL NEGOCIO E INDUSTRIA

Para poder obtener una valorización, utilizando el modelo de FCD, es requisito indispensable estimar, o proyectar, los Estados de Resultados (EERR) de la empresa. Ahora bien, para lograr lo anterior, se necesita a su vez un análisis respecto del negocio en que está inmerso la compañía, además de las perspectivas de desarrollo que presenta dentro de la industria. En los siguientes puntos, se procede a detallar los componentes más relevantes del EERR que se analizaron, de modo de entregar un sustento a cada proyección realizada.

Como ya se mencionó en el primer capítulo, Engie Energía Chile participa en 2 negocios, Generación Eléctrica y Transmisión. Para efectos de los análisis posteriores, se consideraron los totales de ambos negocios, de manera de facilitar el análisis general.

6.1. Análisis de crecimiento de la empresa

En la tabla que sigue, se muestran las tasas de crecimiento de la compañía. Para el caso de la tasa del primer semestre de 2020, lo que se realizó fue comparar el primer semestre de 2019 con el primer semestre de 2020, de manera que el cálculo fuera más certero. Con lo anterior, se obtuvo lo siguiente:

Ingresos Ordinarios	2016	2017	2018	2019	6M2019	6M2020
Total ingresos operacionales Millones de USD	967,4	1.054,10	1.275,3	1.454,5	766,3	657,3
Crecimiento Ingresos Operaciones %		↑ 8,2%	↑ 17,3%	↑ 12,3%		↓ -16,6%
Ventas de energía (GWh)	9.166	8.528	9.729	11.103	5.382	5.745
Crecimiento de Ventas de Energía(GWh)		↓ -7,5%	↑ 12,3%	↑ 12,4%		↑ 6,3%
Generación neta de energía (GWh)	7.796	5.797	5.033	5.282	2.294	3.648
Crecimiento Generación Neta de Energía (GWh)		↓ -34,5%	↓ -15,2%	↑ 4,7%		↑ 37,1%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	1.697	3.028	4.009	5.520	3.036	1.885
Crecimiento de Energía Comprada al Mercado Spot (GWh)		↑ 44,0%	↑ 24,5%	↑ 27,4%		↓ -61,1%
Compras de energía bajo contrato (GWh)		0	880	500	246	249
Costo marginal promedio (US\$/MWh)	61,8	55,3	48,8	44,5	40,9	32,18

Tabla 29: Ingresos y su variación porcentual año contra año en millones de USD – 2016 a 2020

En cuanto al crecimiento durante este periodo este ha sido de un 12,6% promedio anual entre 2016 al 2019, para el primer semestre del 2020 observamos una fuerte caída en el crecimiento de un -16,6% respecto al primer semestre del año 2019, el cual está ligado a que los ingresos operacionales disminuyeron principalmente por los menores precios promedio en el mercado spot (costo marginal promedio) y de la disminución de otros ingresos operacionales. Menores ingresos de clientes regulados y libres asociados al menor precio promedio monómico observado producto de la caída en el precio de combustibles y nuevas tarifas por renegociación de contratos.

Ingresos Ordinarios	2016 kUSD	2017 kUSD	2018 kUSD	2019 kUSD	2020* kUSD
Ventas de energía y potencia	878.067	953.139	1.121.561	1.241.518	577.713
Variación % ventas de Energía y Potencia		↑ 7,9%	↑ 15,0%	↑ 9,7%	↓ -7,5%
Venta y transporte de gas	11.159	8.893	44.401	16.934	13.476
Variación % ventas y transporte de gas		↓ -25,5%	↑ 80,0%	↓ -162,2%	↑ 37,2%
Venta de Combustible	2.934	1.160	12.525	9.057	536
Variación % venta de combustible		↓ -152,9%	↑ 90,7%	↓ -38,3%	↓ -744,9%
Venta de peajes (1)	51.286	68.819	77.683	95.891	42.537
Variación % venta de peajes		↑ 25,5%	↑ 11,4%	↑ 19,0%	↓ -12,7%
Arriendo instalaciones	308	209	1.138	337	542
Variación % Arriendo instalaciones		↓ -47,4%	↑ 81,6%	↓ -237,7%	↑ 68,9%
Servicios Portuarios (2)	10.409	8.600	8.295	9.119	4.647
Variación % servicios portuarios		↓ -21,0%	↓ -3,7%	↑ 9,0%	↑ 1,9%
Otras ventas (3)	13.281	13.242	9.693	81.580	17.852
Variación % otras ventas		↓ -0,3%	↓ -36,6%	↑ 88,1%	↓ -128,5%
Total	967.444	1.054.060	1.275.299	1.454.432	657.296
Variación % Total		↑ 8,2%	↑ 17,3%	↑ 12,3%	↓ -16,6%

Tabla 30: Ingresos y su variación porcentual año contra año en miles de USD – 2016 a 2020

En la tabla anterior se observa que las ventas de energía y potencia, la venta de peajes registra un comportamiento estable en comparación con las otras partidas de ingresos.

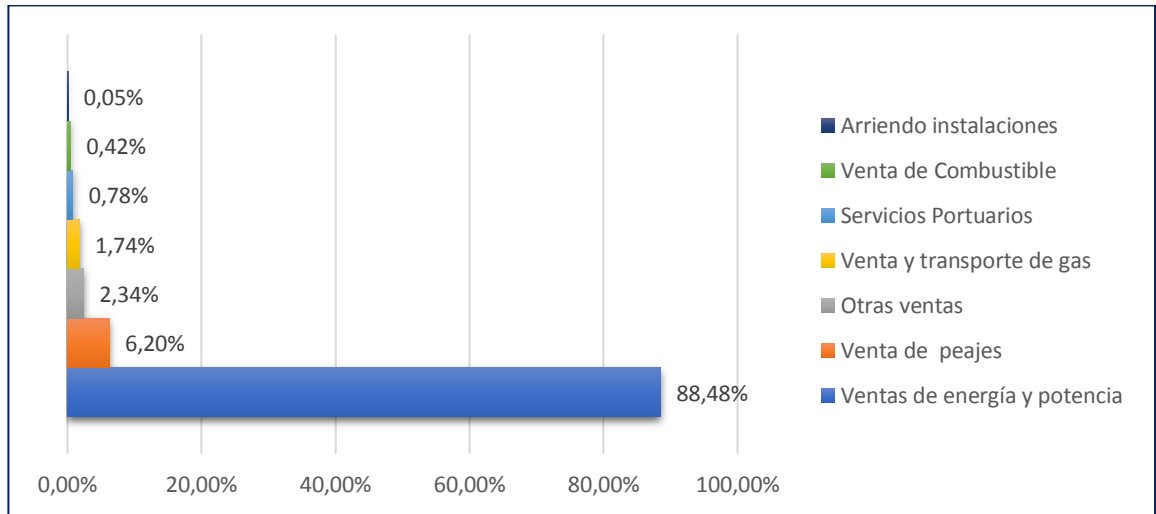


Gráfico 1: porcentaje de ingresos por tipo de producto

Durante el periodo analizado 2016 al 2020 la venta de energía y potencia fue la fuente más importante de ingresos representando el 88,4% promedio del total de ingresos, seguido por la venta de peajes producto de las instalaciones de transmisión que representó sólo el 6,2% promedio del total de ingresos. Durante el 2020, las ventas de gas reportaron niveles similares a periodos anteriores. Los otros ingresos operacionales están compuestos por peajes de transmisión, que a partir de 2018 consideran el cargo único, partidas de servicios varios (portuarios, de mantención, etc.) y venta de combustibles a terceros¹².

Al analizar el crecimiento por tipo de cliente podemos observar de acuerdo con la siguiente tabla:

¹² Para mejor comprensión de las líneas de negocio de Engie, recomendamos ir al anexo 6.1.

Tipo de Clientes	2016 kUSD	2017 kUSD	2018 kUSD	2019 kUSD	2020 kUSD
Clientes Libres	763.314	817.370	849.539	869.487	389.058
Crecimiento % Clientes Libres		↑ 6,6%	↑ 3,8%	↑ 2,3%	↓ -11,7%
Clientes Regulados	204.130	236.692	425.757	584.949	268.245
Crecimiento % Clientes Regulados		↑ 13,8%	↑ 44,4%	↑ 27,2%	↓ -9,0%
Total	967.444	1.054.062	1.275.296	1.454.436	657.303

Tabla 31: Ingresos por tipo de clientes y su variación porcentual año contra año – 2016 a 2020

En términos generales existía una alta dependencia de cliente libres versus clientes regulados, en la actualidad esta proporción es 60% para clientes libres y un 40% para clientes regulados, diversificando sus fuentes de ingreso por tipo de cliente y disminuyendo su dependencia de los clientes libres a lo largo del tiempo, gracias a la conexión del SING con el SIC y la posterior unión de los 2 sistemas en el llamado sistema eléctrico nacional SEN, lo cual permitió suministrar energía a clientes regulados de la zona centro sur por medio del suministro de energía a distribuidoras en esta zona.

Principales Clientes	2016 kUSD	2017 kUSD	2018 kUSD	2019 kUSD	2020 kUSD
Grupo CODELCO	298.364	317.460	283.598	246.188	134.292
Crecimiento % CODELCO		↑ 6,0%	↓ -11,9%	↓ -15,2%	↑ 8,3%
Grupo EMEL	204.130	236.692	214.704	150.229	99.749
Crecimiento % EMEL		↑ 13,8%	↓ -10,2%	↓ -42,9%	↑ 24,7%
Regulados (Centro Sur SEN)			211.053	434.720	168.496
Crecimiento % Regulados			↑ 100,0%	↑ 51,5%	↓ -29,0%
Grupo AMSA (1)	168.013	245.742	256.951	246.048	115.930
Crecimiento % AMSA		↑ 31,6%	↑ 4,4%	↓ -4,4%	↓ -6,1%
El Abra	59.952	60.057	75.282	68.278	31.812
Crecimiento % El Abra		↑ 0,2%	↑ 20,2%	↓ -10,3%	↓ -7,3%
Grupo GLENCORE	60.117	74.630	84.287	74.795	36.418
Crecimiento % Glencore		↑ 19,4%	↑ 11,5%	↓ -12,7%	↓ -2,7%
Otros clientes	176.868	119.481	149.421	234.178	70.606
Total Ventas	967.444	1.054.063	1.275.297	1.454.436	657.303

Tabla 32: Ingresos clientes libres y su variación porcentual año contra año – 2016 a 2020

El crecimiento ha sido notorio en clientes regulados, sin embargo existe un decrecimiento de los ingresos provenientes de los clientes libres, lo que principalmente se debe a la caída de los precios promedio monómico y por las posteriores renegociaciones de contratos con clientes libres durante el 2019, lo cual no debería reflejarse en caídas futuras de los ingresos en los próximos años producto de que estos contratos fueron renegociados a 12 años, lo que permite a la compañía asegurar sus fuentes de ingresos a mediano y largo plazo. En lo que respecta al volumen de energía, las ventas a clientes regulados muestran una mayor caída asociada a los efectos del COVID-19 en este periodo. La venta a clientes libres fue superior a la del mismo periodo del año anterior, por la recuperación de la demanda de Chuquicamata, Zaldívar, Glencore y El Abra principalmente.

Principales Clientes	% de participación 2016	% de participación 2017	% de participación 2018	% de participación 2019	% de participación 2020
Grupo CODELCO	31%	33%	29%	25%	14%
Grupo EMEL	21%	24%	22%	16%	10%
Regulados (Centro Sur SEN)	0%	0%	22%	45%	17%
Grupo AMSA (1)	17%	25%	27%	25%	12%
El Abra	6%	6%	8%	7%	3%
Grupo GLENCORE	6%	8%	9%	8%	4%
Otros clientes	18%	12%	15%	24%	7%

Tabla 33: variación porcentual año contra año – 2016 a 2020, participación por tipo de cliente

Para finalizar y como ya se había mencionado, existe una diversificación del riesgo ante una mejor distribución de la cartera de clientes y su fuente de ingresos, lo cual podemos observar en tabla anterior.

6.2. Análisis de crecimiento de la industria

Ingresos principales empresas de la Industria	2016	2017	2018	2019	2020	Promedio 2016 - 2020	Promedio 2016 - 2019
COLBUN	1.436,2	1.548,4	1.529,4	1.487,4	669,1		
COLBUN - Crecimiento %		↑ 7,2%	↓ -1,2%	↓ -2,8%	↓ -11,1%	↓ -2,0%	↑ 1,1%
AES Gener	2.286,4	2.436,7	2.624,6	2.411,8	1.114,6		
AES Gener - Crecimiento %		↑ 6,2%	↑ 7,2%	↓ -8,8%	↓ -8,2%	↓ -0,9%	↑ 1,5%
Enel Chile SA	3.192,8	3.893,7	3.838,5	3.954,7	1.585,9		
Enel Chile SA - Crecimiento %		↑ 18,0%	↓ -1,4%	↑ 2,9%	↓ -24,7%	↓ -1,3%	↑ 6,5%
Engie Energía Chile	967,4	1.054,1	1.275,3	1.454,4	657,3		
Engie - Crecimiento %		↑ 8,2%	↑ 17,3%	↑ 12,3%	↓ -16,6%	↑ 5,3%	↑ 12,6%
Ingresos totales Industria	7.882,8	8.932,9	9.267,8	9.308,3	4.026,9		
Crecimiento % total Industria		↑ 11,8%	↑ 3,6%	↑ 0,4%	↓ -15,6%	↑ 0,1%	↑ 5,3%

Tabla 34: Ingresos totales en millones de USD de la industria y su variación % año contra año

Al observar el crecimiento de la industria (empresas comparables), las ventas de la industria se consideran como la suma de las ventas de ENGIE, Colbún, AES Gener y ENEL Chile SA. Las 4 más grandes compañías generadoras eléctricas y que cotizan en bolsa, se determina que la empresa con mejores rendimientos de crecimiento de sus ventas durante el periodo 2016 - 2020 es ENGIE con un crecimiento promedio de un 6,8% y para el periodo 2016 – 2029 de un 12,6%, posicionándola por sobre la industria que presenta un crecimiento promedio 2016 -2020 de 0,1% y para el periodo 2016-2019 de un 5,3%.

Año	Previsión de demanda sistema [GWh]			Tasas de variación		
	Libre	Regulado	Sistema	Libre	Regulado	Sistema
2020	41.717	29.941	71.658			
2021	42.853	30.381	73.234	2,72%	1,47%	2,20%
2022	44.054	30.840	74.894	2,80%	1,51%	2,27%
2023	45.447	31.321	76.768	3,16%	1,56%	2,50%
2024	46.491	32.148	78.639	2,30%	2,64%	2,44%
2025	47.501	32.981	80.482	2,17%	2,59%	2,34%
2026	48.587	33.868	82.455	2,29%	2,69%	2,45%
2027	49.568	34.670	84.238	2,02%	2,37%	2,16%
2028	50.813	35.539	86.352	2,51%	2,51%	2,51%
2029	52.037	36.413	88.450	2,41%	2,46%	2,43%
2030	53.033	37.221	90.254	1,91%	2,22%	2,04%

Tabla 35: Previsión de demanda total en el sistema¹³

De acuerdo a la proyección de crecimiento de la demanda futura vemos que la compañía presenta un crecimiento en términos de generación y crecimiento de los ingresos operacionales mayor que estas tasas de crecimiento, por lo que podemos concluir que la empresa presenta un futuro sólido en términos de crecimiento.

6.3. Análisis de los costos y gastos operacionales de la empresa

De acuerdo con lo indicado en los Estados Financieros desde 2016 al primer semestre de 2020, los costos de operación se clasifican en directos e indirectos, siendo el costo por servicio de distribución eléctrica el que concentra el mayor porcentaje de costos.

Teniendo en consideración lo anterior, a continuación, se detallarán los costos de operación de Engie Energía Chile S.A., de acuerdo a la información que la compañía proporciona en sus EEFF:

¹³ Informe técnico definitivo enero 2020 fijación de precios de nudo de corto plazo COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

6.3.1 Costo de venta

6.3.1.1 Costos Operacionales Directos

- Costos combustibles: Se refiere al costo de combustibles fósiles como el carbón, gas natural y diésel para la generación de energía en sus termoeléctricas.
- Costo de compras de energía y potencia al mercado spot: Energía comprada a distribuidoras en el mercado para suplir sus compromisos de energía contratados con terceros.
- otros costos de operación: Por el lado de los costos directos se refiere a peajes de transmisión, remuneración de personal en planta, costos de operación y mantención (servicio de terceros), primas de seguros y costos de ventas de combustibles.

6.3.1.2 Costos operacionales Indirectos

Por el lado de los indirectos se refiere a venta de aguas, recuperaciones, provisiones y otros ingresos varios.

Costos de Venta	2016 kUSD	2017 kUSD	2018 kUSD	2019 kUSD	6M2019 kUSD	6M2020 kUSD
Costos de combustibles, lubricantes y otros	315.316	355.540	320.021	289.994	139.336	164.445
Costos de energía y potencia	132.880	201.331	301.481	393.281	225.717	162.438
Sueldos y salarios	26.151	25.957	27.510	26.745	13.669	14.159
Beneficios anuales	10.775	6.210	7.239	6.918	3.519	3.174
Otros beneficios del personal	13.467	7.538	11.071	12.512	4.379	4.838
Obligaciones post empleo	11	11	11	11	11	11
Costo Venta Combustibles	10.190	7.295	54.265	23.936	16.097	15.477
Transporte de Gas	4.663	3.998	5.441	2.877	1.971	330
Servicio Muelle	17.710	20.109	11.670	11.048	4.693	4.980
Servicios de Mantención y Reparación	11.472	11.145	8.232	7.677	3.085	6.443
Servicios de Terceros	11.251	8.559	23.872	22.260	9.184	9.741
Asesorías y Honorarios	1.175	1.822	1.277	1.406	463	340
Operación y Mantenimiento Gasoductos	3.734	4.358	4.616	3.882	2.382	1.895
Costo Peaje	45.191	51.057	63.453	60.477	27.493	39.147
Depreciación propiedad, planta y equipo	116.284	111.293	113.485	134.449	60.690	73.582
Depreciación repuestos	1.511	4.483	2.843	-2.024	2.273	697
Amortización Intangibles	17.204	17.201	17.201	17.204	8.601	8.601
Contribuciones y patentes	2.443	2.391	4.310	3.458	2.306	1.456
Seguros	14.374	11.114	9.047	10.080	4.495	5.589
Otros egresos	34.885	29.129	18.765	15.954	8.363	7.784
Total	790.687	880.541	1.005.810	1.042.145	538.727	525.127

Tabla 36: Costos de Venta 2016 – 2020 en miles de USD

6.3.1.3 Gastos de administración

Considera gastos del personal, gastos generales, gastos por comercialización y ventas.

Gastos de Administración y Venta	2016 kUSD	2017 kUSD	2018 kUSD	2019 kUSD	6M2019 kUSD	6M2020 kUSD
Sueldos y salarios	11.720	13.478	14.146	13.549	7.008	8.051
Beneficios anuales	3.145	3.819	2.824	2.354	1.248	1.889
Otros beneficios del personal	890	2.173	4.730	4.148	1.372	1.393
Obligaciones post empleo	14	14	14	14	14	14
Servicios de terceros y asesorías	6.896	6.797	7.721	9.407	3.768	3.823
Honorarios	414	317	71	12	6	6
Depreciación propiedad, planta y equipo	4.548	4.225	4.180	5.564	2.818	2.626
Contribuciones y patentes	145	162	5	16	216	-23
Seguros	49	10	401	463	12	4
Otros	7.537	8.689	7.433	8.286	4.323	1.171
Total	35.358	39.684	41.525	43.813	20.785	18.954

Tabla 37: Costos de Administración 2016 – 2020 en miles de USD

6.3.1.4 Otros Gastos

Considera gastos por baja o venta de Propiedades, Planta y Equipo, baja de activos, deterioro económico, gasto de proyectos en desarrollo entre otros.

Otros Gastos	2016 kUSD	2017 kUSD	2018 kUSD	2019 kUSD	6M2019 kUSD	6M2020 kUSD
Provisión Incobrables	144	0	0	0	0	0
Costo Venta Repuestos	-	0	0	0	0	90
Baja por Venta de Propiedades, Planta y Equipo	2.305	2	75	262	11	20
Baja de Propiedades, Planta y Equipo	2.520	0	8.843	0	0	0
Baja Activos Unidad 16	8.797	0	0	0	0	0
Deterioro Económico	23.687	0	72.529	182.932	87.400	0
Gastos Proyectos Desarrollo	5.900	1.110	401	1.654	0	0
Deudas Incobrables	0	823	1.264	493	0	0
Venta de Materiales				223	0	0
Multas Fiscales	38	3.318	0	0	0	0
Gastos por cargo público	0	0	0	15	1.875	0
Otros Gastos	0	495	2.954	0	0	0
Total	43.391	5.748	86.066	185.579	89.286	110

Tabla 38: Otros Gastos 2016 – 2020 en miles de USD

6.3.1.5 Costos financieros

Considera Intereses financieros, Intereses de obligaciones por leasing.

Costos Financieros	2016 kUSD	2017 kUSD	2018 kUSD	2019 kUSD	6M2019 kUSD	6M2020 kUSD
Intereses Financieros	26.727	11.594	6.792	31.785	8.300	36.075
Intereses financieros leasing			5.979	6.052	3.384	3.032
Total	26.727	11.594	12.771	37.837	11.684	39.107

Tabla 39: Costos Financieros 2016 – 2020 en miles de USD

Ahora bien, el detalle de los costos de operación, de acuerdo a la clasificación que utiliza la empresa, es el siguiente:

	2016 kUSD	2017 kUSD	2018 kUSD	2019 kUSD	6M2019 kUSD	6M2020 kUSD
Costos de Venta	790.687	880.541	1.005.810	1.042.145	538.727	525.127
% de Crecimiento Costos Venta		↑ 10,2%	↑ 12,5%	↑ 3,5%		↓ -2,6%
% de Costos de Venta de los Costos Totales	88,2%	93,9%	87,8%	79,6%	81,6%	90,0%
Gastos de Administracion y Venta	35.358	39.684	41.525	43.813	20.785	18.954
% de Crecimiento GAV		↑ 10,9%	↑ 4,4%	↑ 5,2%		↓ -9,7%
% de GAV de los Costos Totales	3,9%	4,2%	3,6%	3,3%	3,1%	3,2%
Otros Gastos	43.391	5.748	86.066	185.579	89.286	110
% de Crecimiento Otros Gastos		↓ -654,9%	↑ 93,3%	↑ 53,6%		↓ -81069,1%
% de Otros Gastos de los Costos Totales	4,8%	0,6%	7,5%	14,2%	13,5%	0,0%
Costos Financieros	26.727	11.594	12.771	37.837	11.684	39.107
% de Crecimiento Gastos Financieros		↓ -130,5%	↑ 9,2%	↑ 66,2%		↑ 70,1%
% de Costos Financieros de los Costos Totales	3,0%	1,2%	1,1%	2,9%	1,8%	6,7%
Costos Totales	896.163	937.567	1.146.172	1.309.374	660.482	583.298
% de Crecimiento Total Costos		↑ 4,4%	↑ 18,2%	↑ 12,5%		↓ -13,2%

Tabla 40: Costos Operacionales 2016 – 2020 en miles de USD

En el año 2019, el ítem de costo de combustibles registró una caída de 9%, rompiendo la tendencia de los años anteriores, debido a los menores precios de combustibles. El ítem costo de compras de energía y potencia en el mercado spot aumentó un 30% el 2019 con respecto al año anterior, fundamentalmente por los mayores volúmenes de energía comprada, compensados en parte por menores precios medios producto de la interconexión total de los sistemas SIC y SING y de la operación de centrales a gas en modo inflexible. El mayor volumen de compras se explica por razones de despacho, así como también por la necesidad de satisfacer el incremento de demanda del contrato con

las distribuidoras de la zona centro sur del SEN. El ítem de otros costos directos fue más alto por el mayor costo de servicios de terceros (mantenciones). Los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación) se mantienen similares a periodos anteriores a pesar de la variación del peso chileno.

6.4. Análisis del resultado operacional de la empresa

RESULTADO OPERACIONAL	2016	2017	2018	2019	6M2019	6M2020
Total ingresos de la operación	967.444	1.054.060	1.275.299	1.454.432	766.300	657.296
Total costo de ventas	- 790.687	- 880.541	- 1.005.810	- 1.042.145	- 538.727	- 525.127
Ganancia bruta	176.757	173.519	269.489	412.287	227.573	132.169
GAVs y Otros ingresos de la operación	173.004	19.334	31.586	37.030	16.583	15.766
Ganancia Operacional	349.761	154.185	237.903	375.257	210.990	116.403
Depreciacion y Amortizacion	138.036	132.719	134.866	157.217	74.382	85.506
EBITDA	487.797	286.904	372.769	532.474	285.372	201.909
Crecimiento EBITDA		-70,0%	23,0%	30,0%		-41,3%

Tabla 41: Resultado Operacional x mil de USD 2016 - 2020

El EBITDA del primer semestre de 2020 llegó a US\$202 millones, una caída de 41% con respecto al mismo semestre del año anterior, fundamentalmente explicada por caída en otros ingresos operacionales.

6.5. Análisis del resultado no operacional de la empresa

Se analizaron exhaustivamente los EERR de Engie Energía Chile para el periodo de análisis, de manera de lograr identificar si alguna de las cuentas no operacionales (que no pertenecen al negocio principal) eran de carácter recurrente para los años 2016 a junio de 2020. Del análisis realizado, solo se identificaron 2 de ellas que cumplían con lo anterior, las cuales se detallan a continuación:

RESULTADO NO OPERACIONAL	2016	2017	2018	2019	6M2019	6M2020
Ingresos financieros	2.140	2.542	5.846	5.166	2.772	2.566
Gastos financieros	-26.727	-11.594	-12.771	-37.837	-11.684	-39.107
Diferencia de cambio	54.069	1.595	6.938	7.334	3.476	2.130
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	2.146	2.512	-2.285	-3.024	1.052	-1.252
Total resultado no operacional	31.628	- 4.945	- 2.272	-28.361	- 4.384	-35.663

Tabla 42: Resultado No Operacional x mil de USD2016 - 2020

Las cuentas no operacionales provienen de algunas cuentas no operacionales que pasamos a detallar:

6.5.1 Ingresos y costos financieros

Producto de intereses financieros.

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

Esta cuenta aparece por primera vez en 2016 producto de la venta del 50% de la filial Transmisora Eléctrica del Norte TEN a la empresa española Red Eléctrica y por lo cual ENGIE perdió el control de TEN y pasó a registrarse bajo el método de la participación.

6.5.3 Diferencia por tipo de cambio

Principalmente Deudores (Activos) y Cuentas por Pagar (Pasivos) Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corriente. Las principales monedas son pesos chilenos, pesos argentinos, euros, yenes y UF.

Las cuentas no operacionales, durante el periodo, muestran variaciones bastante irregulares, lo que se explica por la diferencia de cotización entre las monedas que la

empresa utiliza dentro de su negocio en las diferentes y variadas operaciones que realiza.

6.6. Análisis de los activos de la empresa

A continuación, se muestra la clasificación realizada a los activos de Engie Energía Chile S.A. ya sea como operacionales o no operacionales, entendiendo como activos operacionales a aquellos que tienen participación directa en lo que es el giro del negocio, y como no operacionales a aquellos que sirven como respaldo al giro.

Como resultado, se obtuvo lo siguiente:

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

Tabla 43: Clasificación de tipos de Activos

Tipo de Activo	2016	2017	2018	2019	jun-20
Activo Operacional	2.798.955	2.949.016	3.070.230	3.053.508	3.049.009
% Activo Operacional del total de Activos	86,3%	87,7%	88,7%	87,0%	86,2%
Crecimiento Activo Operacional		↑ 5,1%	↑ 3,9%	↓ -0,5%	↓ -0,1%
Activo No Operacional	444.826	415.187	392.506	454.282	487.891
% Activo No Operacional del total de Activos	13,7%	12,3%	11,3%	13,0%	13,8%
Crecimiento Activo NO Operacional		↓ -7,1%	↓ -5,8%	↑ 13,6%	↑ 6,9%
Total Activos	3.243.781	3.364.203	3.462.736	3.507.790	3.536.900
Crecimiento Total Activos		↑ 3,6%	↑ 2,8%	↑ 1,3%	↑ 0,8%

Tabla 44: Crecimiento Activos Operacionales y no Operacionales en miles de USD 2016 - 2020

Resumiendo, a junio de 2020 la empresa mantiene activos totales por kUSD 3.536.900, en activos operacionales kUSD 3.049.009 y en activos no operacionales kUSD 487.891, se mantiene la proporción entre activos operacionales y no operacionales relativamente estable con un promedio de 87,2% de activos operacionales del total de activos y de un 12,6% promedio de activos no operacionales del total de activos, lo que nos indica que la empresa requiere de esta estructura funcional mayormente concentrada en activos operacionales, concluyendo que la mayoría de sus ingresos provienen del giro de su negocio y no de actividades no relacionadas.

Al analizar un poco más en profundidad las variaciones de los distintos tipos de activo son las siguientes:

	2016	2017	2018	2019	jun-20
Efectivo y equivalentes al efectivo	278.276	78.141	61.512	239.083	232.650
Otros activos financieros corrientes	3.281	2.845	-	471	66
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	98.565	122.171	161.798	96.638	105.693
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	6.024	7.183	26.116	11.999	9.330
Inventarios corrientes	172.124	129.548	158.860	116.204	98.690
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	33.913	65.633	26.216	27.722	20.986
Propiedades, planta y equipo	2.206.772	2.543.495	2.635.728	2.561.391	2.581.594
TOTAL ACTIVOS OPERACIONALES	2.798.955	2.949.016	3.070.230	3.053.508	3.049.009
Otros activos no financieros corrientes	34.802	28.551	9.113	8.181	7.651
Activos por impuestos corrientes, corriente	13.725	12.939	10.216	12.679	13.840
Otros activos financieros no corrientes	-	71	-	-	-
Otros activos no financieros no corrientes	13.910	9.884	10.670	5.707	12.619
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	248	250	20	73.519	112.583
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	83.350	80.746	96.745	89.697	84.120
Activos intangibles distintos de la plusvalía	272.653	255.452	238.492	221.288	212.687
Plusvalía	25.099	25.099	25.099	25.099	25.099
Activos por impuestos diferidos	1.039	2.195	2.151	18.112	19.292
TOTAL ACTIVOS NO OPERACIONALES	396.299	373.697	373.177	433.422	466.400

Tabla 45: Total Activos Operacionales y no Operacionales en miles de USD 2016 - 2020

	2016	2017	2018	2019	jun-20
Efectivo y equivalentes al efectivo		↓ -256,1%	↓ -27,0%	↑ 74,3%	↓ -2,8%
Otros activos financieros corrientes		↓ -15,3%		↑ 100,0%	↓ -613,6%
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes		↑ 19,3%	↑ 24,5%	↓ -67,4%	↑ 8,6%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes		↑ 16,1%	↑ 72,5%	↓ -117,7%	↓ -28,6%
Inventarios corrientes		↓ -32,9%	↑ 18,5%	↓ -36,7%	↓ -17,7%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes		↑ 48,3%	↓ -150,4%	↑ 5,4%	↓ -32,1%
Propiedades, planta y equipo		↑ 13,2%	↑ 3,5%	↓ -2,9%	↑ 0,8%
TOTAL ACTIVOS OPERACIONALES		↑ 5,1%	↑ 3,9%	↓ -0,5%	↓ -0,1%
Otros activos no financieros corrientes		↓ -21,9%	↓ -213,3%	↓ -11,4%	↓ -6,9%
Activos por impuestos corrientes, corriente		↓ -6,1%	↓ -26,7%	↑ 19,4%	↑ 8,4%
Otros activos financieros no corrientes		↑ 100,0%			
Otros activos no financieros no corrientes		↓ -40,7%	↑ 7,4%	↓ -87,0%	↑ 54,8%
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes		↑ 0,8%	↓ -1150,0%	↑ 100,0%	↑ 34,7%
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación		↓ -3,2%	↑ 16,5%	↓ -7,9%	↓ -6,6%
Activos intangibles distintos de la plusvalía		↓ -6,7%	↓ -7,1%	↓ -7,8%	↓ -4,0%
Plusvalía		↑ 0,0%	↑ 0,0%	↑ 0,0%	↑ 0,0%
Activos por impuestos diferidos		↑ 52,7%	↓ -2,0%	↑ 88,1%	↑ 6,1%
TOTAL ACTIVOS NO OPERACIONALES		↓ -6,0%	↓ -0,1%	↑ 13,9%	↑ 7,1%

Tabla 46: Crecimiento Total Activos Operacionales y no Operacionales 2016 - 2020

6.6.1 Efectivo y efectivo equivalente

Se aprecia un aumento de US\$177,6 millones en el saldo de efectivo, debido principalmente a la buena generación de caja proveniente de la operación y el pago de crédito recibido en enero desde la filial TEN (US\$21,6 millones) y el pago de

compensaciones por parte del constructor de IEM (US\$80,0 millones), lo que fue parcialmente contrarrestado por los principales desembolsos del periodo que incluyeron, entre otros, pagos de primas de seguros (US\$14,1 millones), impuestos a la renta e impuestos verdes (US\$84,7 millones), pagos de capital e intereses de deuda (US\$50,7 millones), dividendos (US\$118,7 millones), inversiones en activos fijos (US\$135,5 millones neto de intereses activados), y compra de centrales fotovoltaicas (US\$32,5 millones netos del efectivo que había en dichas empresas al momento de la compra).

6.6.2 Deudores comerciales y cuentas por cobrar

La disminución de US\$79,3 millones se compone de cambios en dos cuentas contables: Por una parte, las cuentas comerciales por cobrar de corto plazo se reclasificaron al largo plazo producto del mecanismo transitorio de estabilización de precios y por otra parte se registró una disminución de US\$14,1 millones en las cuentas por cobrar a compañías relacionadas debido principalmente al pago recibido en enero desde TEN (US\$21,6 millones).

Inventarios corrientes: La disminución de US\$42,7 millones en los inventarios es producto principalmente de una disminución de inventarios de combustibles (carbón, US\$10,8 millones y caliza y cal hidratada, US\$3,3 millones) además de una disminución del inventario de repuestos por el reconocimiento de deterioro de las unidades 14 y 15 (US\$8,5 millones) y CTM 1 y CTM 2 (US\$21,5 millones).

6.6.3 Otros activos no financieros corrientes

Se aprecia una disminución de US\$0,9 millones debido principalmente al saldo de pago anticipado de primas de seguros (US\$4,2 millones) compensado por un menor saldo en anticipos a proveedores (US\$1,1 millones), la amortización final del acuerdo con TGN (US\$1,7 millones) y un menor crédito fiscal (IVA) (US\$1,7 millones).

6.6.4 Propiedades, planta y equipos-neto

Dos conceptos contrapuestos explican la disminución de US\$74,3 millones por este concepto. Por un lado, esta partida registró los siguientes aumentos: el reconocimiento de activos por derecho de uso asociados a la implementación de la norma IFRS16 US\$26,9 millones; la incorporación de Solar Los Loros SPA y SD Andacollo (US\$14,0 millones); y las inversiones en la construcción de los proyectos IEM, Calama y Capricornio más otras inversiones en activos fijos por US\$164,2 millones. Por otro lado, se registraron las siguientes disminuciones de esta partida: la depreciación del período (US\$140,0 millones); y la baja por ajuste de deterioro de las unidades 14 y 15 (US\$78,9 millones) y las unidades CTM 1 y CTM 2 (US\$74,0 millones). Las inversiones en el proyecto IEM incluyen intereses activados y los ingresos y costos netos registrados durante el período de pruebas de la central, además de una rebaja de US\$5,1 millones correspondiente a pagos de compensaciones por parte del contratista IEM.

6.6.5 Otros activos no corrientes

El aumento en este rubro se explica principalmente por el aumento en cuentas por cobrar a entidades relacionadas de US\$1,5 millones y cuentas comerciales por cobrar (US\$73,5 millones) asociadas a la ley de estabilización de tarifas eléctricas. Estos aumentos en

partidas de otros activos fueron parcialmente compensados por la amortización de intangibles (US\$17,2 millones), una disminución neta de US\$4,9 millones en otros activos no financieros no corrientes, y el menor valor de inversión en TEN. Esto último se produce por el impacto en patrimonio de la valorización a mercado (MtoM) de los derivados de cobertura de TEN (US\$11,8 millones), neto de los resultados del periodo (US\$8,5 millones).

7. PROYECCIÓN DEL ESTADO DE RESULTADOS

Para este capítulo, se optó por realizar una proyección basada en la revisión de múltiples factores entre los que destacan, los resultados históricos de la compañía Engie Energía Chile S.A, resultado histórico de la industria y empresas comparables, precios tanto de la energía comercializada como de los costos de combustibles y sus proyecciones, entre otros factores. Lo anterior, debido a que actualmente la industria se enfrenta a desafíos interesantes como el plan de descarbonización nacional y el cambio de matriz energética a ERNC y la crisis económica global por la que se atraviesa producto de la pandemia COVID-19 y a la inestabilidad política nacional derivada del llamado “estallido social” de octubre del 2020.

7.1. Ingresos operacionales proyectados

Como se mostró en el capítulo 6, el crecimiento de los ingresos promedio de Engie para el periodo en análisis, difiere bastante de lo que sucede en la industria, lo que se puede observar en la siguiente tabla, en donde se obtuvo el crecimiento promedio de cada empresa de nuestro benchmark para el periodo 2016 al 1er semestre 2020:

	COLBUN	AES Gener	Enel Chile	Engie	Crecimiento Total Industria
Promedio 2016 - 2020	↓ -2,0%	↓ -0,9%	↓ -1,3%	↑ 5,3%	↑ 0,1%
Promedio 2016 - 2019	↑ 1,1%	↑ 1,5%	↑ 6,5%	↑ 12,6%	↑ 5,3%

Tabla 47: crecimiento industria eléctrica empresas comparables

Considerando el contexto actual de pandemia COVID-19 estimamos que es necesario ajustar los crecimientos históricos de la compañía a la baja y sensibilizar este crecimiento a una tasa más prudente que permita internalizar algunas variables que impactarán el

crecimiento futuro, tales como el plan de descarbonización nacional, el cual impactara su capacidad de generación de energía en 773MW menos de capacidad generadora, impacto que debiera ser absorbido por su política de renovación de activos, una tasa de crecimiento de la demanda de energía más estabilizada dada una mejor distribución entre clientes regulados y no regulados, lo cual le confiere una estructura de negocio más estable y proclive a mantenerse en el tiempo, una caída en los precios a clientes libres y un aumento proyectado de los precios a cliente regulado.

Variable Precio y demanda

Al analizar los precios de la energía es importante recordar la estrategia de ENGIE debe suscribir contratos de venta de energía a largo plazo para respaldar y para estabilizar sus ingresos a largo plazo. Esto se aprecia en el siguiente gráfico donde se observa que el plazo promedio de los contratos de venta de energía de ENGIE es de 11,6 años.

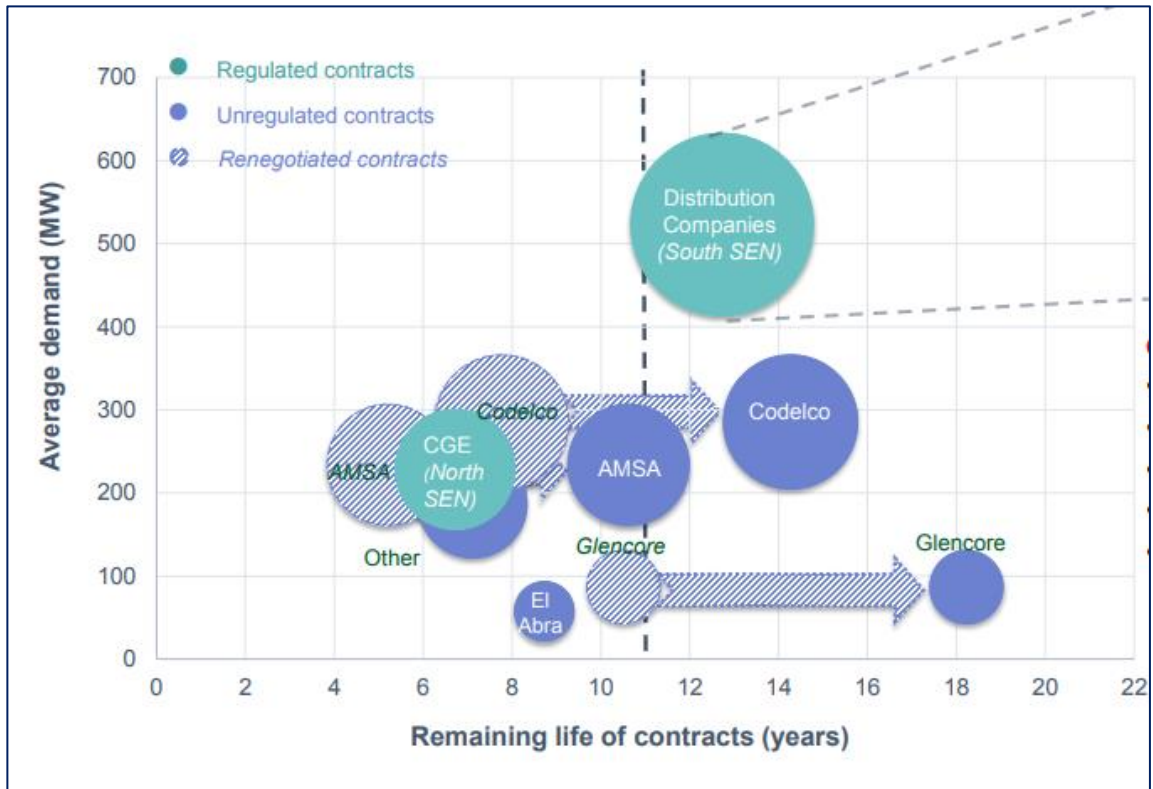


Ilustración 2: Contratos clientes libres – Presentación a inversionistas ENGIE

Debido a la existencia de estos contratos se puede asumir que el precio al que ENGIE vende la mayor parte de su generación se mantendrá hasta el año 2030, luego del cual ENGIE tendrá que suscribir nuevos contratos de venta de energía según las condiciones de mercado durante este periodo y las expectativas futuras del precio de la energía.

Con la demanda durante el periodo 2016 a 2020 se procede a realizar una estimación de la proyección de las ventas de energía para el periodo 2020 a 2024. Como ya se mencionó, Engie Energía Chile S.A. posee contratos que protegen a la empresa de estas variaciones en el precio, permitiéndoles vender a los precios estipulados previamente

en los contratos, lo que permite proyectar precios promedios históricos para sus contratos en el futuro.

Para proyectar el precio de venta se utilizó la tendencia que ha tenido el precio por MWh vendido por Engie para los clientes no regulados, regulados y para el mercado Spot. Precio promedio monómico realizado para clientes no regulados fue de 107,88 USD/MWh y el Precio promedio monómico realizado para clientes regulados fue de 107,9 USD/MWh, estos precios han tenido fluctuaciones entre el 2016 y 2019, las cuales no han presentado oscilaciones importantes, lo cual permite proyectar en base a promedios históricos.

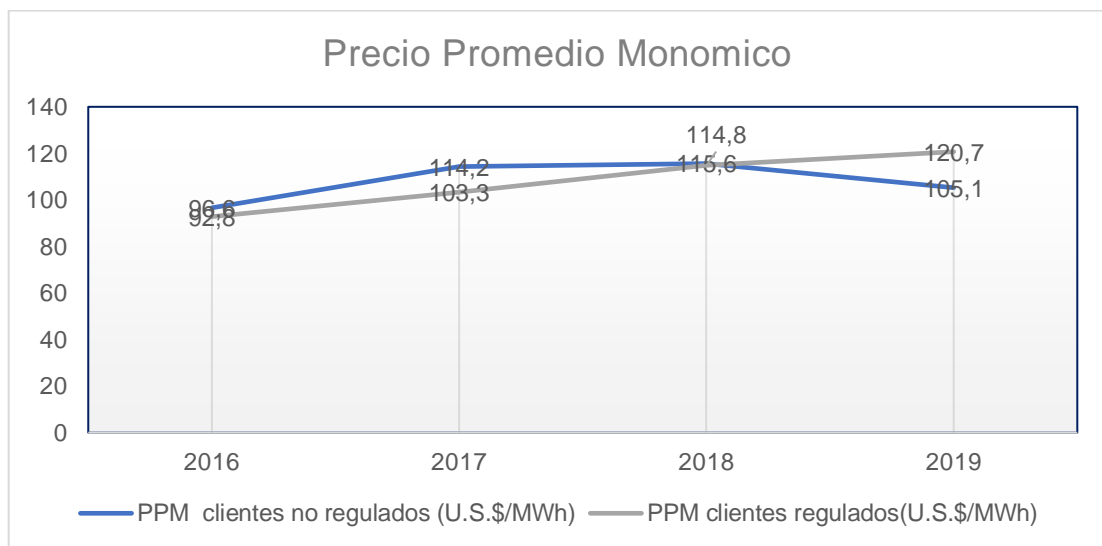


Gráfico 2: precios promedio monómico 2016 a 2019

Otro antecedente que se considerara para realizar la proyección, es la proyección de la demanda realizada por el Coordinador Eléctrico Nacional, la demanda tendrá un crecimiento de un 2,35% promedio anual para el periodo 2021 a 2025:

Año	Previsión de demanda sistema			Tasas de variación		
	Libre	Regulado	Sistema	Libre	Regulado	Sistema
2020	41.717	29.941	71.658			
2021	42.853	30.381	73.234	2,72%	1,47%	2,20%
2022	44.054	30.840	74.894	2,80%	1,51%	2,27%
2023	45.447	31.321	76.768	3,16%	1,56%	2,50%
2024	46.491	32.148	78.639	2,30%	2,64%	2,44%
2025	47.501	32.981	80.482	2,17%	2,59%	2,34%
Promedio				2,63%	1,95%	2,35%

Tabla 48: provisión de demanda del sistema, Fuente Coordinador Eléctrico

Consideraciones proyección ingresos operacionales:

Ingresos Promedio Históricos de la Operación: Basados en la ponderación, dado el alto peso relativo que poseen las ventas de energía y potencia (88,3%), es que creemos que la mejor forma de proyectar es utilizando tasas de crecimiento históricas ajustadas a las tasas de crecimiento de la industria en un escenario base.

Ingresos Ordinarios	Ingresos Promedio Año	Peso Relativo %
Ventas de energía y potencia	1.048.571	88,3%
Venta y transporte de gas	20.347	1,7%
Venta de Combustible	6419	0,5%
Venta de peajes	73.420	6,2%
Arriendo instalaciones	498	0,0%
Servicios Portuarios	9.106	0,8%
Otras ventas	29.449	2,5%
Total	1.187.809	100%

Tabla 49: Ingresos Operacionales x mil de USD - Peso Relativo %

El crecimiento histórico de la venta de energía y potencia (en GWh) podemos observar que es en promedio un 5,7% durante el periodo 2016 a 2019. Dicho crecimiento se ha mantenido a tasas de crecimiento superior a provisión de demanda del sistema, calculada por el Coordinador Eléctrico.

		2017	2018	2019	Promedio
Crecimiento venta de energia Clientes No Regulados	↓	-7,1%	↓ -1,9%	↑ 0,2%	↓ -2,9%
Crecimiento venta de energia Clientes Regulados	↑	0,4%	↑ 45,1%	↑ 27,3%	↑ 24,3%
Crecimiento Venta de Eneria al Mercado Spot	↓	-71,5%	↓ -996,0%	↑ 69,1%	↓ -332,8%
Total Crecimiento Venta Energia	↓	-7,5%	↑ 12,3%	↑ 12,4%	↑ 5,7%

Tabla 50: Crecimiento histórico año/año Ingresos Operacionales

Es por esto que, hemos seleccionado la tasa de crecimiento promedio histórica, la cual es de un 5,7% para el periodo comprendido entre 2016 a 2019 para proyectar los ingresos operacionales para el periodo 2020 a 2024, sin embargo, para incorporar el efecto de la crisis producto de la pandemia COVID-19 para el año 2020 se proyectará con una tasa negativa del -2,9%, lo que nos permitirá añadir el efecto de la crisis en nuestras proyecciones. La tasa del 5,7% contempla un crecimiento moderado en la cartera de clientes libres y una estabilidad en términos de crecimiento en la tasa de clientes regulados, el cual fue exponencial durante el 2018 y 2019, producto de la interconexión entre en sistema del norte grande SING y el sistema de interconexión central SIC, actualmente Sistema Eléctrico Nacional, lo cual permitió vender energía proveniente del norte generada por Engie Energia Chile S.A. a clientes regulados de la zona central.

En cuanto al precio, se utilizará para nuestras proyecciones de los ingresos operacionales del período 2020 – 2024, los precios promedio monómico del periodo 2016 a 2019 tanto para clientes regulados como no regulados fue de:

Precios Promedio Monomico	2016	2017	2018	2019
PPM clientes no regulados (U.S.\$/MWh)	96,6	114,2	115,6	105,1
PPM clientes regulados(U.S.\$/MWh)	92,8	103,3	114,8	120,7

Tabla 51: Precios Promedio Monómico en USD 2016 a 2019

Por tanto, se tomará en consideración el promedio histórico de los precios monómico que para cliente regulado es de \$107,9 USD/MWh y para clientes no regulados será de 107,88 USD/MWh.

Basados en estos datos y consideraciones, se procederá a proyectar la demanda en base a sus datos históricos y a una tasa de crecimiento del 5,4% de los ingresos por venta, exceptuando el año 2020 que se considerará una tasa negativa del -3% la cual incorpora el efecto pandemia COVID-19. Esta proyección de energía vendida será multiplicada por el precio promedio monómico, para obtener la proyección de ingresos operacionales.

	HISTORICO			PROYECTADO				
	2017	2018	2019	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P
Crecimiento Energía								
Ventas de energía a Clientes No Regulados	↓ -7,1%	↓ -1,9%	↑ 0,2%	↓ -3,0%	↑ 5,4%	↑ 5,4%	↑ 5,4%	↑ 5,4%
Ventas de energía a clientes regulados	↑ 0,4%	↑ 45,1%	↑ 27,3%	↓ -3,0%	↑ 5,4%	↑ 5,4%	↑ 5,4%	↑ 5,4%
Ventas de energía al mercado spot	↓ -71,5%	↓ -996,0%	↑ 69,1%	↓ -3,0%	↑ 5,4%	↑ 5,4%	↑ 5,4%	↑ 5,4%
Total ventas de energía	-7,5%	12,3%	12,4%	-3,0%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%

Tabla 52: Crecimiento de ventas de energía 2017 a 2019 y proyectado 2020 a 2024

PROYECCION DE INGRESOS OPERACIONALES	HISTORICO			
	2016	2017	2018	2019
Ingresos Operacionales (en MM USD)				
Ventas a clientes no regulados	653,4	726,4	712,7	650,5
Ventas a clientes regulados	176,4	197,2	398,7	576,9
Ventas al mercado spot	48,3	29,6	10,2	14,1
Total ingresos por venta de energía y potencia	878,1	953,1	1121,6	1241,5
Ventas de gas	10,3	8,3	44,4	16,9
Otros ingresos operacionales	79,1	92,6	109,3	196,0
Total ingresos operacionales	967,5	1054,0	1275,3	1454,4
Proyeccion Estadísticas físicas (en GWh)	HISTORICO			
	2016	2017	2018	2019
Ventas de energía a Clientes No Regulados	6.795	6.346	6.230	6.241
Ventas de energía a clientes regulados	1.901	1.908	3.473	4.780
Ventas de energía al mercado spot	470	274	25	81
Total ventas de energía	9.166,0	8.528,0	9.729,0	11.103,0

Tabla 53: Histórico Ingresos Operacionales en millones de USD y Venta de Energía 2016 a 2019

	PROYECTADO				
PROYECCION DE INGRESOS OPERACIONALES	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P
Ingresos Operacionales (en MM USD)					
Ventas a clientes no regulados	653,6	691,1	730,9	772,9	817,3
Ventas a clientes regulados	500,7	529,5	559,9	592,1	626,1
Ventas al mercado spot	13,7	14,5	15,3	16,2	17,1
Total ingresos por venta de energía y potencia	1168,0	1235,1	1306,1	1381,1	1460,5
Ventas de gas	16,4	17,3	18,3	19,4	20,5
Otros ingresos operacionales	190,3	201,2	212,8	225,0	237,9
Total ingresos operacionales	1374,7	1453,6	1537,2	1625,5	1718,9
	PROYECTADO				
Proyeccion Estadísticas físicas (en GWh)	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P
Ventas de energía a Clientes No Regulados	6.059	6.407	6.775	7.164	7.576
Ventas de energía a clientes regulados	4.640	4.907,1	5.189,0	5.487,2	5.802,5
Ventas de energía al mercado spot	79	83,2	87,9	93,0	98,3
Total ventas de energía	10.778,8	11.398,1	12.053,1	12.745,6	13.478,0

Tabla 54: Proyección Ingresos Operacionales en millones de USD y Venta de Energía 2020 a 2024

7.2. Costos operacionales proyectados

La principal línea de costos operacionales el 2019 proviene de los costos directos de venta, donde el 38% corresponde a costos de compras de energía y potencia al mercado spot, debido a que deben dar cobertura a contratos con clientes libres, seguido por costos de combustibles con un 28%. Durante el 1er semestre del 2020 la principal línea de costos operacionales es combustibles con un 31% bajando a un segundo lugar la línea de costo de compras de energía y potencia al mercado spot con un 30,9%.

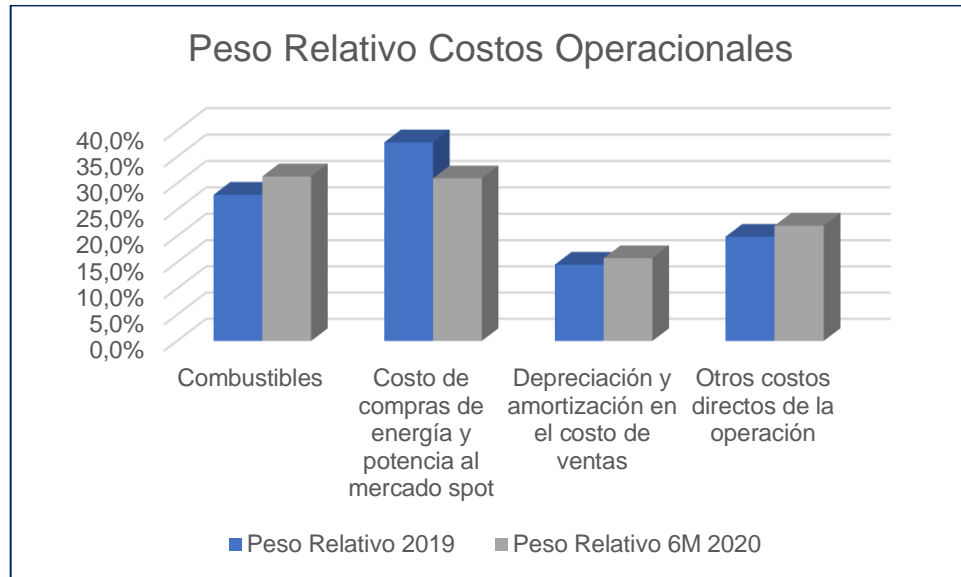


Gráfico 3: Peso relativo de los costos operacionales

De acuerdo con este gráfico podemos observar que existe un menor costo de compras de energía en el mercado spot en el primer semestre de 2020, lo que se explica por un aumento en el ítem de costo de combustibles, debido a la mayor generación propia y fundamentalmente por la interconexión total de los sistemas (SING – SIC) y de la operación de centrales a gas en modo flexible debido a la mayor disponibilidad de dicho combustible.

Al analizar la generación bruta vemos que el 62% proviene de la generación a carbón y un 36% de generación a gas durante el 2019, aumentando la generación a carbón y disminuyendo la generación a gas el 1er semestre de 2020, producto especialmente por el aumento de la generación en base a carbón asociado a la operación de IEM en el todo el semestre en 2020 en comparación con el primer semestre de 2019 en que inició su operación comercial el 16 de mayo 2020. No solo hubo una mayor contribución de la

generación a carbón, sino también a gas, por su mayor flexibilidad para enfrentar la intermitencia de la generación renovable, y de la generación solar debido a la compra de Los Loros en abril de 2019, dicho esto, podemos observar el alto componente de generación termodinámico en la matriz generadora de Engie Energía Chile S.A..

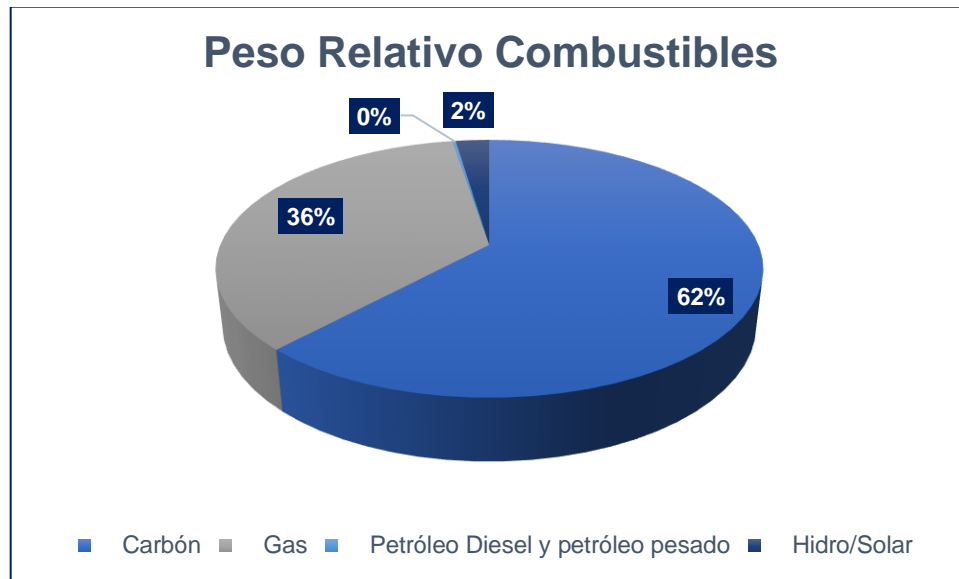


Gráfico 4: Peso relativo combustibles

Crecimiento Costos Operacionales				
	2017	2018	2019	6M 2020
Combustibles	↑ 11,3%	↓ -11,1%	↓ -10,3%	↑ 15,3%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot	↑ 34,0%	↑ 33,2%	↑ 23,3%	↓ -39,0%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	↓ -1,5%	↑ 0,4%	↑ 12,0%	↑ 13,6%
Otros costos directos de la operación	↓ -8,8%	↑ 24,0%	↓ -21,0%	↑ 11,5%
Total costos directos de ventas	↑ 10,2%	↑ 12,5%	↑ 3,5%	↓ -2,6%
Gastos de administración y ventas	↑ 13,2%	↑ 4,8%	↑ 2,4%	↓ -10,4%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas	↓ -7,1%	↑ 0,0%	↑ 25,0%	↓ -7,7%
Otros ingresos/costos de la operación	↑ 25,5%	↑ 49,0%	↓ -9,9%	↓ -12,1%
Total costos de la operación	↑ 10,2%	↑ 11,8%	↑ 3,7%	↓ -2,8%

Tabla 55: Crecimiento del costo operacional

Índices de Precios Internacionales de Combustibles												
	WTI (US\$/Barril)			Brent (US\$/Barril)			Henry Hub (US\$/MMBtu)			Carbón Europeo (API 2) (US\$/Ton)		
	2019	2020	% Variación	2019	2020	% Variación	2019	2020	% Variación	2019	2020	% Variación
	Año c/A			Año c/A			Año c/A			Año c/A		
Enero	52,3	57,0	9%	60,3	63,2	5%	3,15	2,01	-36%	81,8	50,4	-38%
Febrero	55,0	50,5	-8%	64,1	55,7	-13%	2,72	1,91	-30%	74,4	48,3	-35%
Marzo	58,3	30,4	-48%	66,3	33,5	-49%	2,94	1,80	-39%	69,6	47,9	-31%
Abril	63,7	15,4	-76%	71,3	18,1	-75%	2,67	1,76	-34%	58,3	45,0	-23%
Mayo	60,6	29,0	-52%	71,3	30,0	-58%	2,63	1,75	-34%	56,5	38,6	-32%
Junio	54,7	38,5	-30%	64,2	41,1	-36%	2,40	1,63	-32%	48,9	45,6	-7%
Julio	57,1			63,8			2,36			58,4		
Agosto	54,8			58,7			2,22			54,2		
Septiembre	56,3			62,2			2,52			60,4		
Octubre	54,3			59,9			2,34			59,8		
Noviembre	57,0			63,4			2,67			56,1		
Diciembre	59,7			67,1			2,22			53,6		

Fuente: Bloomberg, AIE

Tabla 56: Índices de precios internacionales de Combustibles, Fuente Bloomberg.

Al comparar el año 2020 con 2019, podemos observar menores precios internacionales de los combustibles, con variaciones entre 30 y 50% en el segundo trimestre del año. Básicamente esto se debe a una sobreoferta de carbón, registrándose un superávit global de 28 millones de toneladas a fines del año 2019. La explicación obedece a que las importaciones de Europa van en disminución producto del proceso de descarbonización y que el precio del gas para generar electricidad en Europa ha sido más competitivo que el del carbón. Por último, cabe decir que a nivel global la caída de los precios del petróleo ha puesto el suministro de GNL a largo plazo en el noreste de Asia en un curso potencial de colisión con el carbón térmico, amenazando la ventaja actual del costo del combustible sólido para la generación de energía. En el transcurso de la primera mitad del año, se han podido observar los efectos negativos que ha tenido la recesión mundial ya declarada por el FMI para el precio de los commodities en general como ya ha ocurrido con los precios del petróleo.

Concluimos entonces que el aumento de los costos operacionales por combustibles es producto de una mayor generación propia de energía, pasando de un 46% de generación propia a un 63%, disminuyendo las compras en el mercado spot y contratos puente, lo cual podemos apreciar en el siguiente gráfico:

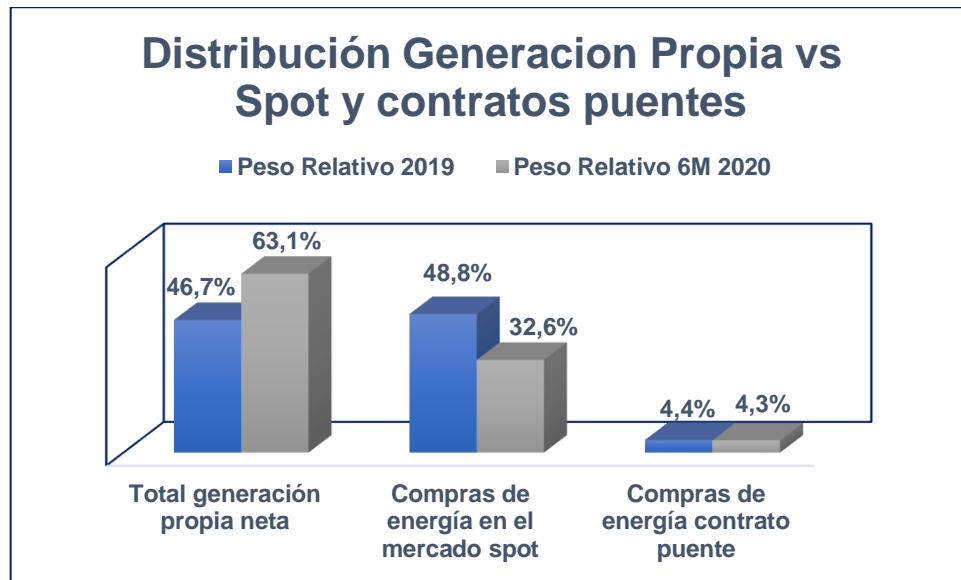


Gráfico 5: Distribución de la generación de Engie vs Spot y contratos puentes

Analizados estos factores, concluimos que para realizar una proyección de los costos operacionales estableceremos como regla su participación porcentual de los ingresos por venta y de esa manera fijaremos una tasa de crecimiento para los costos proyectados para el periodo 2020 (2do semestre) hasta el 2024, lo que permitirá incorporar las fluctuaciones de los costos como un ratio de sus ingresos por venta y poder proyectar para este periodo de acuerdo a nuestra estimaciones de crecimiento para los ingresos, como lo indicamos en la siguiente tabla:

COSTOS	Participación % sobre la Venta						Promedio Ultimos 4.5 años	Participación % sobre la Venta				
	2015	2016	2017	2018	2019	jun-20		2020	2021	2022	2023	2024
Costo de ventas	-81,7%	-83,5%	-78,9%	-71,7%	-79,9%	-79,9%	-79,1%	-82,0%	-80,8%	-81,1%	-80,9%	-80,6%
Costos de energía y potencia	13,7%	19,1%	23,6%	27,0%	24,7%	24,7%	21,6%	22,6%	21,6%	21,6%	21,6%	21,6%
Costos de combustibles y lubricantes	32,6%	33,7%	25,1%	19,9%	25,0%	25,0%	27,3%	28,3%	27,3%	27,3%	27,3%	27,3%
Depreciación propiedad, planta y equipo	12,0%	10,6%	8,9%	9,2%	11,2%	11,2%	12,0%	11,2%	12,1%	12,4%	12,1%	11,9%
Costo Peaje	4,7%	4,8%	5,0%	4,2%	6,0%	6,0%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%
Sueldos y salarios	2,7%	2,5%	2,2%	1,8%	2,2%	2,2%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
Costo Venta Combustibles	1,1%	0,7%	4,3%	1,6%	2,4%	2,4%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Servicios de Terceros	1,2%	0,8%	1,9%	1,5%	1,5%	1,5%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%
Amortización Intangibles	1,8%	1,6%	1,3%	1,2%	1,3%	1,3%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
Otros egresos	3,6%	2,8%	1,5%	1,1%	1,2%	1,2%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Otros beneficios del personal	1,4%	0,7%	0,9%	0,9%	0,7%	0,7%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%
Servicio Muelle	1,8%	1,9%	0,9%	0,8%	0,8%	0,8%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
Seguros	1,5%	1,1%	0,7%	0,7%	0,9%	0,9%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Servicios de Mantenimiento y Reparación	1,2%	1,1%	0,6%	0,5%	1,0%	1,0%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%
Beneficios anuales	1,1%	0,6%	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%
Operación y Mantenimiento Gasoductos	0,4%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%
Contribuciones y patentes	0,3%	0,2%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%
Transporte de Gas	0,5%	0,4%	0,4%	0,2%	0,1%	0,1%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%
Asesorías y Honorarios	0,1%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Obligaciones post empleo	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Depreciación repuestos	0,2%	0,4%	0,2%	-0,1%	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
TOTAL	81,7%	83,5%	78,9%	71,7%	79,9%	79,9%	80,8%	82,0%	80,8%	81,1%	80,9%	80,6%

Tabla 57: Participación porcentual de los costos operacionales sobre los ingresos por venta periodo histórico 2016 a 2020 (1er Semestre) más periodo proyectado 2020 (2do semestre) a 2024

COSTOS	2020	2021	2022	2023	2024
Costos de energía y potencia	311	315	333	352	372
Costos de combustibles y lubricantes	389	396	419	443	469
Depreciación propiedad, planta y equipo	154	175	190	197	204
Costo Peaje	68	72	76	80	85
Sueldos y salarios	31	33	35	37	39
Costo Venta Combustibles	27	29	31	33	34
Servicios de Terceros	19	20	21	22	24
Amortización Intangibles	20	21	22	24	25
Otros egresos	28	29	31	33	35
Otros beneficios del personal	13	13	14	15	16
Servicio Muelle	17	18	19	20	21
Seguros	13	14	15	16	16
Servicios de Mantenimiento y Reparación	12	13	14	14	15
Beneficios anuales	9	9	10	10	11
Operación y Mantenimiento Gasoductos	5	5	5	6	6
Contribuciones y patentes	4	4	4	4	4
Transporte de Gas	4	4	5	5	5
Asesorías y Honorarios	1	2	2	2	2
Obligaciones post empleo	0	0	0	0	0
Depreciación repuestos	2	2	2	3	3
TOTAL	1.127	1.175	1.247	1.315	1.386

Tabla 58: Costos operacionales proyectado periodo 2020 a 2024 en millones de USD

7.3. Resultado no operacional proyectado

Como ya se mostró en el punto 6, las cuentas del EERR identificadas como no operacionales, fueron tan solo 5, y debido a las variaciones irregulares que presentaron para el periodo de análisis, se optó por solamente utilizar la proyección 2X del primer semestre 2020 para el periodo 2021 a 2024, menos en la línea de gastos financieros en la cual se consideró un promedio del periodo 2017 a 2019 a excepción del 2020 que contempla los gastos financieros por el prepago del Bono de 500MMUSD, quedando como sigue:

en MM USD	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P
Ingresos financieros	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
Gastos financieros	-50,8	-20,7	-20,7	-20,7	-20,7
Diferencia de cambio	4,2	5,1	5,1	5,1	5,1
Utilidad (pérdida) de asociadas utilizando m.de part.					
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos	- 2,6	- 2,6	- 2,6	- 2,6	- 2,6
Total resultado no operacional	- 44,00	-13,03	-13,03	-13,03	-13,03

Tabla 59: Resultado no operacional proyectado en millones de USD

7.4. Impuesto corporativo proyectado

Cabe recordar que la tasa de cálculo del impuesto a la renta para 2020 es de 27% al igual que lo fue en el 2019, es por esto que la tasa de impuesto corporativo proyectado que se utilizara es del 26,41% que corresponde a la tasa impositiva efectiva del año 2019, el argumento principal es que dado que no se proyecta una reforma tributaria para los próximos años que modifique la tasa corporativa.

Tasa de Impuestos Efectiva	31-12-2019
Tasa impositiva legal	27,00%
Diferencias permanentes VP Filiales	-1,23%
Diferencia permanente por gastos rechazados	0%
Otras diferencias permanentes	0,64%
Total Diferencias Permanente	-0,59%
Tasa impositiva efectiva	26,41%

Tabla 60: Tasa de impuesto corporativo efectiva

Proyección Tasa Corporativa	PROYECTADO				
	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P
Ganancias Antes de Impuesto	231,5	238,6	254,1	269,7	286,2
Gasto por impuesto a las Ganancias	- 61,15	- 63,01	- 67,12	- 71,23	- 75,58
Impuesto	26,41%	26,41%	26,41%	26,41%	26,41%

Tabla 61: Tasa de impuesto corporativo proyectado en millones de USD

7.5. Estado de resultados proyectado en MM USD

Con lo anterior, fue posible realizar una estimación del EERR en millones de USD, el cual se detalla a continuación:

PROYECCION ESTADO DE RESULTADOS	HISTORICO				2020 H1	PROYECTADO				
	2016	2017	2018	2019		2020P	2021P	2022P	2023P	2024P
Ingresos de actividades ordinarias	967,5	1.054,0	1.275,3	1.454,4	657,3	1.374,7	1.453,6	1.537,2	1.625,5	1.718,9
Costo de ventas	-790,7	-880,5	-1.005,8	-1.042,1	-525,1	-1.127,1	-1.174,7	-1.247,2	-1.314,7	-1.385,9
Ganancia bruta	176,8	173,5	269,5	412,3	132,2	247,6	278,9	289,9	310,8	333,0
Ganancia bruta %	18,3%	16,5%	21,1%	28,3%	20,1%	18,0%	19,2%	18,9%	19,1%	19,4%
Otros Ingresos	208,3	20,3	9,9	6,7	3,2	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
Margen Operacional	385,3	194,0	279,6	419,3	135,6	253,9	285,2	296,2	317,1	339,3
Gastos de administración	-35,3	-39,7	-41,5	-43,8	-19,0	-42,6	-45,0	-47,6	-50,3	-53,1
Otros Gastos por Función	-43,3	-5,7	-86,0	-185,5	-0,1	-7,4	-7,9	-8,3	-8,8	-9,3
Resultado Operacional	306,7	148,6	152,1	190,0	116,5	203,9	232,4	240,4	258,1	276,9
Ingresos financieros	2,1	2,5	5,8	5,2	2,6	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
Costos financieros	-26,7	-11,6	-12,8	-37,8	-39,1	50,8	20,7	20,7	20,7	20,7
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas	54,1	1,5	6,9	7,7	2,1	4,2	4,2	5,1	5,1	5,1
Diferencias de cambio y Otros	2,1	2,5	-2,3	-3,0	-1,3	1,6	2,5	2,5	2,5	2,5
Resultado No Operacional	31,6	-5,1	-2,4	-27,9	-35,7	-39,8	-8,8	-7,9	-7,9	-7,9
Ganancias o Perdidas Antes de Impuesto	338,3	143,5	149,7	162,1	80,8	164,1	223,5	232,4	250,1	269,0
Impuesto a las Ganancias	-79,4	-34,4	-38,3	-42,6	-14,4	43,3	59,0	61,4	66,1	71,0
Tasa de Impuesto Corporativa	23,5%	24,0%	25,6%	26,3%	17,8%	26,4%	26,4%	26,4%	26,4%	26,4%
Ganancias despues de impuestos	258,9	109,1	111,4	119,5	66,42	120,7	164,5	171,0	184,1	197,9

Tabla 62: EERR proyectado en millones de USD

7.5.1 Supuestos utilizados

Los principales supuestos utilizados son:

1. Tasa de crecimiento anual de la industria (empresas comparables) de un 5,3%.
2. Tasa de crecimiento promedio histórica de la empresa superior a la industria, pero que debería estabilizarse en torno al crecimiento de la industria debido a:
 - a. Integración de Sistema de Transmisión eléctrica en el 2019.
 - b. Crecimiento explosivo en mercado de clientes regulados producto de la integración del SEN, lo cual no debiera traducirse en las mismas tasas de crecimiento futuro en este segmento, si no que más bien debería tender a asimilar la tasa de crecimiento de acuerdo con la demanda proyectada por el Coordinador Eléctrico en torno a 2,35%.
3. Precios promedio monómico tanto para clientes no regulados como para clientes regulados estables a lo largo del tiempo lo que permitirá proyectar un precio futuro de acuerdo con el promedio histórico.
4. Precios de combustibles a la baja durante el periodo de crisis económica por COVID, los cuales deberían tender a recuperarse post pandemia.
5. Aumento de la generación propia y cambio en la matriz de generación hacia ERNC por plan de descarbonización, lo cual debiera impactar positivamente en la disminución de costos de combustibles y una menor compra de energía en el mercado spot y contratos puentes.
6. Costos operacionales proyectados de acuerdo al porcentaje en relación a los ingresos históricos.

Basados en estos datos y consideraciones, se procederá a proyectar la demanda en base a sus datos históricos y a una tasa de crecimiento de los ingresos por venta de

5,4% exceptuando el año 2020 que se considerará una tasa negativa del -3% la cual incorpora el efecto pandemia COVID-19. Esta proyección de energía vendida fue multiplicada por el precio promedio monómico histórico, para obtener la proyección de ingresos operacionales.

Para el resultado no operacional debido a las variaciones irregulares que presentaron para el periodo de análisis en sus 5 líneas, se optó por solamente utilizar la proyección del último año 2019 para el periodo 2021 a 2024, menos en la línea de gastos financieros en la cual se consideró un promedio del periodo 2017 a 2019.

La inflación y las tasas de crecimiento del PIB se encuentra incorporadas en las tasas ya mencionadas.

7.6. Estado de resultados proyectado porcentual

Con lo anterior, fue posible realizar una estimación del EERR porcentual, el cual se detalla a continuación:

PROYECCION ESTADO DE RESULTADOS	HISTORICO				PROYECTADO					
	2016	2017	2018	2019	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	
Ingresos de actividades ordinarias	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Costo de ventas	-81,73%	-83,54%	-78,87%	-71,65%	-81,99%	-80,81%	-81,14%	-80,88%	-80,62%	-80,62%
Ganancia bruta	18,27%	16,46%	21,13%	28,35%	18,01%	19,19%	18,86%	19,12%	19,38%	19,38%
Otros Ingresos	21,53%	1,93%	0,78%	0,46%	0,44%	0,42%	0,40%	0,38%	0,35%	0,35%
Gastos de administración	-3,65%	-3,77%	-3,25%	-3,01%	-3,10%	-3,10%	-3,09%	-3,09%	-3,09%	-3,09%
Otros Gastos por Función	-4,48%	-0,54%	-6,74%	-12,75%	-0,54%	-0,54%	-0,54%	-0,54%	-0,54%	-0,54%
Resultado Operacional	31,7%	14,1%	11,9%	13,1%	14,8%	16,0%	15,6%	15,9%	16,1%	16,1%
Ingresos financieros	0,2%	0,2%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%
Costos financieros	-2,8%	-1,1%	-1,0%	-2,6%	-3,7%	-1,4%	-1,3%	-1,3%	-1,2%	-1,2%
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas	5,6%	0,1%	0,5%	0,5%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%
Diferencias de cambio	0,2%	0,2%	-0,2%	-0,2%	0,1%	0,2%	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%
Ganancias o Perdidas Antes de Impuesto	35,0%	13,6%	11,7%	11,1%	11,9%	15,4%	15,1%	15,4%	15,6%	15,6%
Impuesto a las Ganancias	-8,2%	-3,3%	-3,0%	-2,9%	-3,2%	-4,1%	-4,0%	-4,1%	-4,1%	-4,1%
Ganancias despues de impuestos	26,8%	10,3%	8,7%	8,2%	8,8%	11,3%	11,1%	11,3%	11,5%	11,5%

Tabla 63: EERR proyectado porcentual

8. PROYECCIÓN DE LOS FLUJOS DE CAJA LIBRE

8.1. Depreciación y amortización

Conocidos los principales proyectos de inversión, y considerando la depreciación histórica, proyectamos este ítem en base al valor oficial conocido del 2019, dejándolo permanente en los siguientes 5 años de proyección, asumiendo que la depreciación es necesaria para mantener el nivel de ventas. A esto le sumamos la depreciación de las nuevas inversiones, que no son más que inversiones de reposición, pero con un costo mayor a los activos fijos de salida. Asumimos que estos activos fijos se deprecian a 20 años. Importante mencionar, que el dato de utilizar 20 años (en promedio) sale de la consideración que muchas de estas inversiones corresponden a proyectos de largo plazo cuya vida útil fluctúa de los 10 a los 30 años. Estas consideraciones nos entregan la siguiente proyección:

Nuevas inversiones depreciadas a 20 años	2020	2021	2022	2023	2024
Depreciación	156.562	177.520	192.744	199.582	206.707
Depreciación Registrada al 2019	140.013	140.013	140.013	140.013	140.013
Inversiones del 2020	16.549	16.549	16.549	16.549	16.549
Inversiones del 2021		20.957	20.957	20.957	20.957
Inversiones del 2022			15.224	15.224	15.224
Inversiones del 2023				6.838	6.838
Inversiones del 2024					7.125
% sobre las ventas	11,4%	12,2%	12,5%	12,3%	12,0%

Tabla 64: Depreciación y Amortización Proyectada

Para la proyección de la amortización y dado esta es principalmente por goodwill, asumimos que se mantendrá este costo en una relación de 1.5% de los ingresos por venta, el cual corresponde al promedio de los años 2016 a 2019. Para respaldar esta consideración, tomamos en cuenta que el goodwill se ha generado por la adquisición de activos y empresas, plan que también está contemplado en los siguientes años, pero no en grandes adquisiciones.

<u>Amortización, en base a % sobre la venta</u>	2020	2021	2022	2023	2024
Amortización	19.934	21.079	22.290	23.571	24.925
% sobre las ventas	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%

Tabla 65: Amortización Proyectada

8.2. Inversión en reposición

La construcción, reposición y mejoramiento de la infraestructura de generación y transmisión eléctrica, es un elemento esencial para asegurar a los clientes la provisión futura de electricidad.

La inversión en reposición se asumió que es igual a la depreciación. Es decir, la empresa invierte en reponer los activos que se van depreciando año a año. Este supuesto es justificado por el valor justo de los activos fijos en los cuales se determina como los valores de reposición ajustados por su vida útil funcional o de mercado. Esto genera que la inversión en reposición calce con la depreciación de la empresa.

Flujos de CAJA LIBRES M USD	PROYECTADO					
	2020 H2	2021P	2022P	2023P	2024P	2025 VT
Inversión de Reposición	-176,5	-198,6	-215,0	-223,2	-231,6	-231,6

Tabla 66: Inversión en reposición proyectada en millones de USD

8.3. Inversión en capital físico

Según lo informado por la empresa en su presentación a inversionistas, la empresa tiene las siguientes proyecciones de nuevas inversiones en base al CAPEX. Bajo el plan de descarbonización, Engie está analizando para reemplazar las centrales térmicas con plantas renovables. La empresa fijó un plan de inversión por 1 billón de dólares en los siguientes años para cumplir este plan.



Ilustración 3: Inversión en capital físico proyectado, presentación a inversionistas

Se proyecta una inversión en capital físico de acuerdo con la siguiente tabla de acuerdo con el plan de inversiones de ENGIE en Millones USD.

Flujos de CAJA LIBRES M USD	PROYECTADO					
	2020 H2	2021P	2022P	2023P	2024P	2025 VT
Inversión en Capital Físico (nueva Inversión)	-247,0	-330,0	-210,0	-36,7	-36,7	

Tabla 67 :Inversión física proyectada en millones de USD

8.4. Inversión (liberación) de capital de trabajo

El capital de trabajo es la medida de efectivo y activos líquidos disponibles para financiar las operaciones diarias de una empresa. La fórmula para calcular el capital de trabajo es la siguiente:

$$\text{Capital de trabajo} = \text{activo corriente} - \text{pasivo corriente}$$

Para estimar la inversión en capital de trabajo, es importante calcular el Capital de Trabajo Operativo Neto (CTON) eliminando las cuentas no relacionadas directamente con la operación de la empresa Engie. Por lo tanto, se aplica la siguiente fórmula para el CTON:

Capital de trabajo operativo neto (CTON)

$$\begin{aligned} &= \text{(Efectivos y Equivalentes al efectivo)} \\ &+ \text{Otros activos no financieros corrientes} \\ &+ \text{Cuentas Comerciales y CxC corrientes} \\ &+ \text{CxC a Entidades Relacionadas corrientes} \\ &+ \text{Inventarios Corrientes) - (CxP comerciales y otras cuentas} \\ &+ \text{CxP a entidades relacionadas} \\ &+ \text{Otros pasivos no financieros corrientes)} \end{aligned}$$

CAPITAL DE TRABAJO OPERATIVO NETO (CTON)	HISTORICO				2020 H1
	2016	2017	2018	2019	
ACTIVOS					
Otros activos no financieros corrientes	35	29	9	8	8
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	99	122	162	97	106
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	6	7	26	12	9
Inventarios corrientes	172	130	159	116	99
Activos por impuestos corrientes, corriente	14	13	10	13	14
Total Activos Corrientes Operativos	325	300	366	246	235
PASIVOS					
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	158	161	161	190	152
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	31	25	10	13	8
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	42	9	10	23	7
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	20	15	13	12	11
Otros pasivos no financieros corrientes	2	6	1	15	4
Total Pasivos Corrientes Operativos	252	216	196	254	182
CTON	73	85	170	-8	53
RCTON a ingresos	7,5%	8,0%	13,3%	-0,6%	4,1%

Tabla 68: Capital de trabajo operativo neto en millones de USD 2016 al 2020 H1

Se observa cambios en el Capital de Trabajo Operativo Neto (CTON) a partir del año 2017 y año 2018 respecto al 2016 que podría ser debido a un mejoramiento de administración interna. Por lo tanto, se considera promediar solamente las razones % CTON a Ingresos (RCTON) en los años 2017 al 2019 y obteniendo un promedio al 9,6%, con lo cual calculamos los CTON para los años 2020 al 2024 a base de los ingresos proyectados. Así, la Inversión de Capital de Trabajo se calcula con la siguiente fórmula:

$$\text{Inversión de Capital de Trabajo} = \text{CTON}_t - \text{CTON}_{t-1}$$

Luego proyectamos para los años 2020 al 2024 las inversiones de Capital de Trabajo mostradas en la siguiente tabla:

Flujos de CAJA LIBRES M USD	PROYECTADO					
	2020 H2	2021P	2022P	2023P	2024P	2025VT
Ingresos por actividades ordinarias	1.374,7	1.453,6	1.537,2	1.625,5	1.718,9	
CTON	131,6	137,8	146,2	156,5	167,4	
RCTON a ingresos	9,6%	9,5%	9,5%	9,6%	9,7%	
Aumento / Disminución Capital de Trabajo	-131,6	-137,8	-146,2	-156,5	-167,4	

Tabla 69: Capital de trabajo operativo neto en millones de USD 2016 al 2020 H1

8.5. Valor terminal

Se determina un valor terminal sin tasa de crecimiento a partir del año 2025 el cual se perpetuó y se calculó su valor presente utilizando la tasa de costo de capital calculada de 5,34%. De acuerdo con esto el valor terminal calculado corresponde a 3.872 Millones de dólares.

8.6. Proyección de los flujos de caja libre

Una vez determinados todos los elementos se proyectan los flujos de caja libre de acuerdo con la siguiente tabla.

Flujos de CAJA LIBRES M USD	PROYECTADO					
	2020 H2	2021P	2022P	2023P	2024P	2025 VT
Ganancias Procedentes de Operaciones Continuas	54,3	164,5	171,0	184,1	197,9	197,9
Depreciación	82,3	177,5	192,7	199,6	206,7	206,7
Amortización	11,3	21,1	22,3	23,6	24,9	24,9
Costos Financieros	8,5	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1
Ingresos Financieros	-1,9	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8
Diferencias de Cambio	-2,9	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5
Flujo de Caja Bruto	151,7	371,9	394,9	416,1	438,4	438,4
Capex Reposición	-176,5	-198,6	-215,0	-223,2	-231,6	-231,6
Capex de Expansión y Reemplazo de Centrales a Carbón	-247,0	-330,0	-210,0	-36,7	-36,7	-
Aumento / Disminución Capital de Trabajo	-131,6	-137,8	-146,2	-156,5	-167,4	-
Flujo de Caja Libre	-403	-294	-176	-0	3	207
Valor Terminal					3.872	
Flujo de Caja Libre + Valor Terminal	-403	-294	-176	-0	3.875	

Tabla 70: Proyección de los Flujos de Caja Libre en millones de USD

9. PRECIO DE LA ACCIÓN PROYECTADO

9.1. Valor presente de los flujos de caja libre

Para calcular el valor presente de los flujos de caja de la empresa, se utilizó la tasa de costo de capital WACC de 5,34%, obtenida en “Estimación del Costo de Capital (**k0**)”.

Es importante destacar que el flujo de caja libre obtenido para el año 2025 representa el valor perpetuo de los flujos, los que ascienden a USD 206,8 Millones.

En la tabla a continuación es posible observar el detalle de los cálculos realizados para obtener el valor presente de los flujos, el cual resulta en USD 2.246 Millones.

Flujos de CAJA LIBRES M USD	PROYECTADO					2025 VT
	2020 H2	2021P	2022P	2023P	2024P	
Valor Presente Total FCL (WACC = 5,34%)	-393	-272	-155	-0	3.066	
Valor Presente Total FCL (WACC = 5,34%)	2.246					

Tabla 71: Valor Presente de los Flujos de Caja Libre en millones de USD

9.2. Déficit (Exceso) de capital de trabajo

Como ya dijimos, la razón de capital de trabajo operacional neto a ventas (RCTON) promedio entre 2016 y 2018 fue de 9,6%, en el 2019 y primer semestre 2020 el RCTON promedio fue de 1,8% por lo que la empresa se encuentra con un déficit de capital de trabajo operacional neto respecto a su historia. Existe un déficit de USD 78 Millones de capital de trabajo.

Exceso/Déficit de Capital de Trabajo Neto	
CTON Estimado al 31/12/20	-132
CTON Real al 30/06/20	-53
Deficit CTON	-78

Tabla 72: Exceso/Déficit de Capital de Trabajo Neto en millones de USD

9.3. Activos prescindibles

Los activos prescindibles fueron clasificados como todos los activos no operacionales:

ACTIVOS PRESCINDIBLES U OTROS ACTIVO en Millones de USD	H1 2020
<u>Corrientes</u>	
Efectivo y equivalentes al efectivo	233
Otros activos financieros corrientes	0
<u>No Corrientes</u>	
Otros activos financieros no corrientes	-
Plusvalía	25
Activos por impuestos diferidos	19
Total, Activos Prescindibles	277

Tabla 73: activos prescindibles de la empresa a la fecha de la valorización en millones de USD

9.4 Deuda financiera

La deuda financiera a la fecha de la empresa es USD 948.000.000 que corresponde a la cuenta “Otros Pasivos Financieros” del balance, que incluye pasivos corrientes y no corrientes.

Deuda Financiera	H1 2020
Otros pasivos financieros corrientes	74
Otros pasivos financieros no corrientes	874
Total, Deuda Financiera	948

Tabla 74: Deuda Financiera de la Empresa a la fecha de la Valorización en millones de USD

9.5. Valorización económica de la empresa y del precio de la acción

Finalmente, para obtener el valor económico del patrimonio debemos restar del valor total de los activos, la deuda financiera de la empresa, el cual se muestra en la siguiente tabla:

Valoración económica (al 30/06/2020)	Cifras
Valor presente FCL (en USD)	USD 2.245.722.253
Deficit de CTON (al 31 de Dic. 2020)	-USD 78.205.936
Activos prescindibles u otros activos (en USD)	USD 277.107.000
Valor total de activos (en USD)	USD 2.444.623.317
Deuda financiera (en USD)	-USD 947.981.000
Patrimonio económico (en USD)	USD 1.496.642.317
Número de acciones	USD 1.053.309.776
Precio acción proyectado (en USD)	USD 1,42
Precio acción proyectado en pesos chilenos (CLP)	CLP 1.092
Precio acción real en CLP	CLP 1.099
Diferencia de precios (en %)	-0,6%

CTON al 30 de Jun'20	CTON al 31 de Dic'20	Deficit CTON 2do Sem
-53.412.000	-131.617.936	-78.205.936

Tabla 75: Activos totales y Deuda Total al momento de la valorización



Gráfico 6: Evolución del Precio de la acción Engie Energía año 2020

La acción ha tenido alta volatilidad durante el 2020 como se puede observar en el gráfico, al 30 de septiembre el valor de la acción es de 977 CLP. El 16 de marzo del 2020 fue el

precio transado más bajo durante el 2020 a 760 CLP y el 07 de julio del 2020 el mejor precio transado a 1.220 CLP.

Esta volatilidad se explica por la diferencia con respecto al precio obtenido de la acción por medio de la valoración, producto del impacto de la crisis COVID y del “estallido social” y al estar indexada la acción a la volatilidad que presenta el mercado, con un beta 0,68, lo cual la hace “moverse” junto con fluctuaciones del mercado, pero en menor medida respecto a otros activos, sin embargo al revisar el negocio, la empresa se encuentra al inicio de una importante fase de Capex, que busca reemplazar la actual potencia instalada a carbón por capacidad renovable, por lo que se espera un ciclo con fuertes requerimientos de capital, lo cual también podría impactar en un menor precio al determinado en nuestra valoración de no ejecutarse estos planes de inversión.

9.5.1 Expectativas y Riesgos

Como principales riesgos a la baja destacamos (1) riesgo de ejecución de proyectos. Se espera la entrada en funcionamiento de 364 MW de capacidad renovable para 2021, por lo que un retraso podría significar exposición a fluctuaciones de precio en el mercado spot. (2) Renovaciones de contratos con clientes libres a peores condiciones de las anticipadas por el mercado. Como principales riesgos al alza destacamos (1) migración de clientes regulados menor a la esperada en el mediano plazo. (2) Recuperación total de cuentas por cobrar relacionadas al mecanismo de estabilización de tarifas.

9.6. Análisis de sensibilidad

9.6.1 Análisis de sensibilidad variando tasa de descuento

Se realiza un análisis de sensibilidad de los factores críticos de la valoración económica de Engie. Se considera como factores críticos PRM y la tasa de descuento (WACC). Para modelar estas variables mediremos el riesgo aumentando o disminuyendo las tasas de Premio por Riesgo de Mercado y la Tasa de Riesgo País para Chile según datos entregados por Aswath Damodaran, al modificar estas tasas al mismo tiempo o por separado, nos permitirán asimilar los cambios que se produzcan en el mercado, en la economía chilena y mundial, aumentando o disminuyendo el riesgo, lo que se traducirá en modificaciones de la tasa WACC.

Para esto, se utilizan variaciones de 5% en la WACC que nos permiten introducir mayor o menor riesgo de mercado y de país, riesgo que se ve finalmente reflejado en la tasa WACC, es por esto por lo que se utilizan variaciones en ella y de esta manera observar el comportamiento del precio de la acción ante esos diferentes escenarios, lo cual se podrán observar en la siguiente tabla:

Incremento en la Tasa WACC	WACC vs Precio de la Acción	Precio de la acción
20%	6,41%	CLP 643
15%	6,14%	CLP 741
10%	5,87%	CLP 849
5%	5,61%	CLP 948
Escenario Base	5,34%	CLP 1.092
-5%	5,07%	CLP 1.237
-10%	4,81%	CLP 1.392
-15%	4,54%	CLP 1.573
-20%	4,27%	CLP 1.777

Tabla 76: Análisis de sensibilidad WACC

Para la valoración de la Compañía se ha utilizado un premio por riesgo de mercado para Chile, en adelante PRM, de 6,26%, de acuerdo con lo establecido por Damodaran, a junio de 2020. Este valor internaliza el riesgo del mercado para el país, el benchmark utilizado fue el IGPA, índice que refleja de mejor manera el mercado de empresas con presencia bursátil nacional, por lo que sus variaciones impactan en la WACC. Lo mismo ocurre con la tasa Premio por Riesgo País, que internaliza los riesgos y dificultades que enfrenta el país de manera interna y externa frente a las fluctuaciones de la economía mundial. Finalmente, estas variaciones modifican la WACC lo cual queda representado en la tabla antes expuesta.

Asumiendo que las condiciones del entorno y la incertidumbre proyectada incrementarían tanto el riesgo país como la capacidad del país y sus industrias de enfrentar los shocks de la economía, por lo que podemos observar que el mercado ha internalizado este riesgo de las condiciones actuales en la tasa WACC, dado que a una tasa del 5,34% el precio de la acción a 1.092 CLP muy cercano al precio en que se transa al momento de valorar (1.099 CLP). En el siguiente gráfico se muestra cómo se comporta el precio de la acción ante estas fluctuaciones en la tasa WACC.

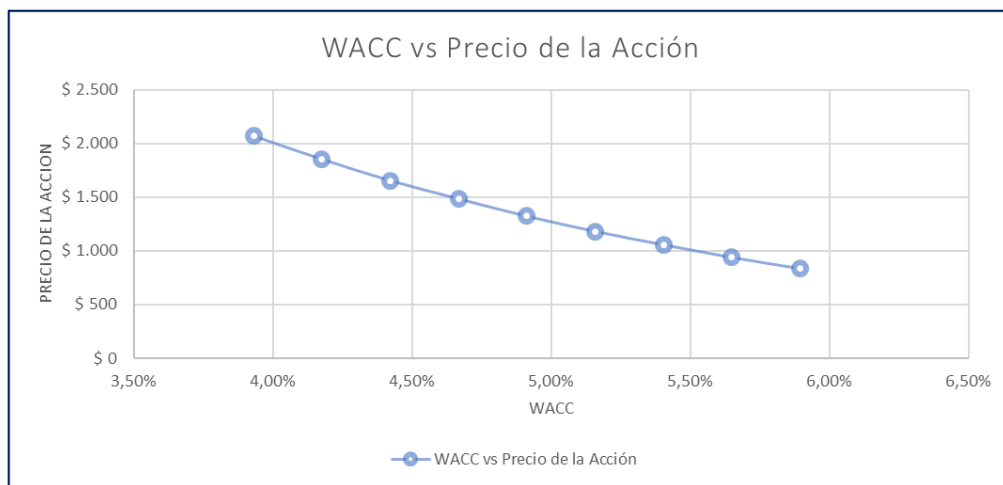


Gráfico 7: WACC vs Precio de la Acción Engie Energía

10. CONCLUSIÓN

Para la valorización económica de Engie Energía Chile se han utilizado dos métodos, la valorización económica por flujos de cajas descontados y la valorización mediante método de múltiplos. Ambos resultados han sido considerados en conjunto para determinar la valorización de la Compañía. A través del método de valorización de Flujos de Caja Descontados se han considerado distintos factores para proyectar los flujos de la empresa y determinar el valor económico del patrimonio de Engie Energía Chile. Uno de los principales factores considerados para la proyección de los ingresos de la empresa corresponde a la cierta “estabilidad” del precio promedio monómico, pero sigue siendo una incertidumbre producto de la falta de proyección que hay para los precios monómico de largo plazo en el mercado spot. Si bien existen diversos estudios realizados por organismos estatales, así como privados, hay grandes discrepancias en cuanto a determinar con que fuerza caerán los precios por GWh en el largo plazo. Por lo que, al estimar la perpetuidad de los flujos, si bien hay visibilidad de la demanda, los precios pueden sufrir importantes variaciones no previstas. Por el momento para nuestro modelo lo hemos representando como una variable estable para generar las proyecciones debido a esta cierta estabilidad presentada históricamente. Cabe además destacar que la tasa de crecimiento promedio del volumen de venta utilizado para respaldar parte de la proyección del crecimiento de las ventas se basa en la tasa de crecimiento promedio de la industria durante los últimos 4 años y no la tasa de Engie, la cual ha sido mayor que la industria. Esto debido a que a la fecha de la elaboración de este trabajo, la industria se encuentra en una fase de cambio importante debido al plan de descarbonización impulsado por el gobierno, este plan desafía a las empresas de la industria a ser capaces de reemplazar su matriz de generación a carbón, donde la mayoría de las empresas ha optado por reemplazarla su matriz de carbón por ERNC, este cambio de la matriz energética representa un riesgo en las empresas del sector, quienes deberán ser capaces de realizar la sustitución de activos fijos en las fechas programadas, de lo contrario quedaran expuestas al mercado spot a precios más elevados para dar cobertura a sus contratos tanto para clientes libres, como regulados, lo cual podría impactar en sus ingresos y en futuras tasas de crecimiento.

A estos riesgos debemos sumar el impacto de la situación sociopolítica en la que se encuentra el país, sumando incertidumbre por los posibles desenlaces del proceso constituyente y a nivel global por la pandemia COVID-19, lo cual podría incrementar el riesgo vía tasas, tanto en la prima por riesgo de mercado y de país. Nosotros en nuestro análisis de sensibilidad hemos incorporado estos riesgos por medio de los distintos escenarios que finalmente se reflejan en la tasa WACC y que incorpora dichas tasas y por tanto los riesgos sistémicos circundantes, como principal variable dentro de nuestro análisis de sensibilidad para la valorización por el método de flujo de caja descontado, lo cual nos permite destacar que en el peor escenario en caso de aumentar el riesgo país, nos podríamos acercar a países que nos siguen en tasas de prima por riesgo país (Perú, Uruguay y Panamá) a una tasa del 2,35% (para este trabajo utilizamos 1,03% para Chile) lo cual no debería reflejarse en un incremento mayor al 20% de la tasa de descuento WACC y por tanto el peor escenario de precio de la acción, en caso que el mercado no tenga incorporado estos riesgos seria de \$643 por acción de Engie Energía Chile. En el caso del método de múltiplos es importante señalar que la literatura nos indica que no es correcto utilizar todos los múltiplos para llegar a un valor determinado de una acción. Por el contrario, distintos factores son considerados como de mayor o menos relevancia dependiendo de la industria en la que se desempeñe la empresa analizada. En este contexto, en la industria de utilities en particular, los múltiplos más utilizados son el Múltiplo de Ganancia: "Price-Earning Ratio" (Precio/Utilidad) (PE) y Price to Cash Earnings (P/CE), dejando de lado otros factores como las ventas o ingresos utilizados, por ejemplo, en los "Múltiplos de Ingresos". Como consecuencia, la Valoración por Múltiplos, y en específico, el múltiplo PE, entrega como resultado un precio promedio estimado de \$1.034 (sin ENEL Chile), lo que resulta ser un 6% inferior al valor bursátil de la acción al 30 de junio de 2020. La valoración de Engie Energía Chile, mediante el método de flujos de caja descontados ha valorado el precio de la acción en \$1.092, lo que resulta ser un 0,63% inferior al valor bursátil de la acción de \$1.099 al 30 de junio de 2020. Para finalizar es importante recalcar que se ha realizado un análisis de sensibilidad del precio de la acción, considerando como variable critica la "tasa de descuento" calculada para la empresa, principalmente, por dos factores: (i) la tasa de descuento considera de manera importante indicadores internos críticos de la compañía como el valor de la deuda financiera, el valor de los activos, y el patrimonio económico

de la empresa, resultados que son utilizados para determinar la estructura de la compañía y la estructura objetivo que se emplea para las proyecciones. Estos factores son naturalmente más sensibles para los inversionistas que (ii) los “ingresos de actividades ordinarias” en esta industria en particular, considerando que las tarifas son reguladas por ley y la cobertura de la industria en Chile es cercana al 100%, sugiriendo que el crecimiento de los ingresos en base a la captación de nuevos clientes se limita a la tasa de crecimiento del resto de la industria y potenciales clientes existentes en el mercado. Por lo tanto, es prudente suponer que los inversionistas reaccionan de manera más sensible a una variación del costo de capital que a una variación a los ingresos de actividades ordinarias, lo que se refleja en los movimientos del precio de la acción estimado. Con esta información determinamos que la acción se encuentra ajustada a valor, sin embargo, es importante mencionar que el precio de la acción de la Compañía presentó una fuerte baja durante el 2020 luego del inicio del estallido social y el efecto pandemia COVID-19. Por lo tanto, podríamos indicar que el mercado ya ha incorporado estos riesgos “sistémicos” de la economía, lo cual se ve reflejado en la pequeña diferencia obtenida entre los precios calculados y el valor bursátil real.

BIBLIOGRAFIA

1. Aswath Damodaran. "Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset". Second Edition (2002).
2. Pablo Fernández. "Métodos de Valoración de Empresas" 2019
3. Tim Koller, Marc Goedhart, David Wessels. "Valuation Measuring and Managing the Value of Companies". McKinsey Company 2020.
4. Refinitiv EIKON Workplace App. Thomson Reuters.
5. Engie Energía Chile: www.engie-energia.cl
6. Bloomberg: www.bloomberg.com
7. Investing: www.investing.com
8. Yahoo Finance: <https://finance.yahoo.com/>
9. Bolsa de Santiago: www.bolsadesantiago.com
10. CMF: www.cmfchile.cl
11. Comisión Nacional de Energía: www.cne.cl
12. Renta 4 Corredores de Bolsa
13. Banchile Inversiones Corredores de Bolsa
14. BICE Inversiones
15. Feller Rate Clasificadora de Riesgos <https://www.feller-rate.com>