



VALORACIÓN DE EMPRESA ENGIE

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

**Alumna: Jorge Aravena Lema
Profesor Guía: Aldo Bombardiere**

Santiago, Abril 2017

Dedicatoria

A Claudia, Esteban y mi madre por su incondicionalidad

Agradecimientos

Mis agradecimientos a todos los profesores de la FEN que aportaron en el desarrollo de este taller y a mis compañeros con quienes conformamos un excelente grupo de trabajo.

Índice

Resumen Ejecutivo.....	6
Capítulo 1: Metodología.....	7
Capítulo 2: Descripción de ENGIE e Industria	10
Descripción de ENGIE.....	10
Descripción de la Industria (Benchmark)	13
Capítulo 3: Descripción del Financiamiento de ENGIE	21
Capítulo 4: Estimación de la Estructura de Capital de ENGIE.....	25
Capítulo 5: Estimación del Costo Patrimonial y Costo de Capital de ENGIE	27
Capítulo 6: Análisis Operacional del Negocio de ENGIE e Industria.....	32
Análisis de Crecimiento.....	32
Análisis de Costos de Operación	34
Análisis de Cuentas no operacionales	35
Análisis de Activos.....	36
Capítulo 7: Proyección de EERR de ENGIE	40
Capacidad instalada y generación Actual.....	40
Precio	41
Ingresos.....	43
Costos de Operación.....	45
Resultado No Operacional.....	49
Ganancia Antes de Impuestos.....	52
Pago de impuestos.....	52
Capítulo 8: Proyección de Flujos de Caja Libre de ENGIE.....	54
Ajuste de depreciación del ejercicio y amortización de intangibles.....	55
Estimación de la Inversión de Reposición.....	56
Estimación de Nuevas Inversiones	56
Estimación de la inversión en capital de trabajo	57
Capítulo 9: Valoración Económica de ENGIE y de su precio de acción.....	59

Estimación déficit o exceso de capital de trabajo	62
Identificación de Activos Prescindibles	62
Deuda financiera.....	63
Precio de la Acción de ENGIE.....	64
Capítulo 10: Conclusiones.....	65
Anexo 1	66

Resumen Ejecutivo

El presente trabajo tiene por objetivo valorizar la empresa ENGIE mediante el método de Flujo de Caja Descontado, método que considera a la empresa como un activo financiero generador de flujos y cuyo valor es generado por sus activos no presindibles (operacionales y no operacionales) más Valor Actual Neto de las oportunidades de inversión de la empresa.

ENGIE es el cuarto mayor generador a nivel nacional según capacidad instalada y el primero del Sistema Interconectado del Norte Grande SING.

El mix de generación de ENGIE es principalmente térmico a base de carbón y la estrategia de la compañía es suscribir contratos de venta de energía a largo plazo para mitigar la variabilidad en el precio.

ENGIE en la actualidad se encuentra desarrollando el proyecto de generación a carbón Infraestructura Energética Mejillones IEM y a través de su filial Transmisora Eléctrica del Norte TEN está desarrollando el Proyecto de Interconexión de los Sistemas de Transmisión del Norte Grande SING y Sistema de Transmisión Interconectado Central SIC, los 2 principales sistemas de transmisión del país.

La Tasa de Costo de Capital Promedio Ponderado estimada para ENGIE es de 7,41%, tasa que refleja una mayor exposición de ENGIE al riesgo del negocio de transmisión producto del desarrollo del Proyecto de Interconexión, riesgo menor al del negocio de generación.

A partir del análisis de la situación de la empresa y los supuestos indicados en este documento se estimó mediante el método de Flujo de Caja Descontado un precio de \$990 para la acción de ENGIE al 30 de junio de 2016, valor 12% inferior al precio de mercado de la acción para dicha fecha.

La diferencia del precio estimado respecto al precio de mercado podría deberse al supuesto de cero crecimiento para los flujos a perpetuidad, supuesto que no da cuenta del desarrollo de nuevos proyectos de generación por parte de ENGIE y que los inversionistas sí podrían estar incluyendo en sus expectativas al momento de demandar la acción en el proceso de oferta y demanda que determina su precio real de mercado.

Capítulo 1: Metodología

Los métodos de valoración tienen como objetivo estimar un valor para la compañía, existiendo los siguientes grupos según las distintas metodologías que ofrece la literatura:

- los métodos basados en el balance de la empresa,
- métodos basados en cuentas de resultado,
- métodos mixtos, y
- métodos basados en el descuento de flujo de fondos¹.

Los resultados obtenidos dependerán del método utilizado, la situación de la empresa en determinado momento, las fuentes de información y los supuestos considerados en la evaluación.

Dentro de los métodos más conocidos se encuentran el modelo de descuento de dividendos, opciones reales, flujos de caja descontados, y múltiplos o comparables².

A continuación, se describirá la metodología utilizada para la valorización de la empresa ENGIE mediante el método de Flujos de Caja Descontados.

Método de Flujos de Caja Descontados

El método de Flujo de Caja Descontado, es desde el punto de vista teórico una de las metodologías más precisas para realizar una valoración, porque está relacionada con la utilidad y el crecimiento del negocio que está siendo evaluado. Este método es cada vez más utilizado, ya que considera a la empresa como un activo financiero generador de flujos.

Los principales supuestos del método de Flujo de Caja Descontado son:

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

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

- La empresa opera a 100% de eficiencia
- El Flujo de Caja Libre no contiene el flujo de activos presindibles
- Los flujos permanentes son producto de activos operacionales y no operacionales (no presindibles).
- No considera la capacidad de la empresa para responder a los pagos de la deuda en cada momento.

El método de Flujo de Caja Descontado se basa en los modelos de Modigliani y Miller (1961 y 1963). Estos modelos suponen que el valor de la empresa proviene de la capacidad de generar flujos de caja a partir del negocio principal de la empresa, valor generado por los activos actuales más el valor actual neto de las oportunidades de inversión de la empresa, los que son capturados en el flujo de caja de los activos de la empresa o flujos de caja libre.

El método de Flujo de Caja Descontado asume que la empresa es de vida infinita por lo que los flujos de caja libre son modelados sobre un horizonte de tiempo determinado asociado a las oportunidades de crecimiento de la industria (período explícito de proyección donde se consideran las proyecciones de inversiones en activos fijos, reposición de activos actuales y en capital de trabajo) y un período más allá del horizonte de proyección, llamado “valor terminal” o “perpetuidad” (período implícito de proyección).

El componente del valor terminal en un Flujo de Caja Descontado 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. Para esta valorización de manera conservadora los flujos del período implícito de proyección se asumen constantes hasta el infinito (tasa de crecimiento igual a cero).

Para el período implícito de proyección se asume que el Flujo de Caja Bruto es igual al último Flujo de Caja Libre del período explícito de proyección más la inversión en reposición de los activos, considerándose esta última igual a la depreciación del período.

Luego para determinar el Valor Presente de los Activos, los flujos del período implícito y del período explícito son descontados a la tasa de Costo de Capital.

El método de Flujo de Caja Descontado es altamente sensible a la tasa de Costo de Capital, tasa que considera el riesgo operacional del negocio, la volatilidad histórica, el mercado en que se encuentra la empresa y la estructura de endeudamiento de esta.

La tasa de Costo de Capital se determina como un promedio ponderado entre el costo de la deuda (k_b) y la rentabilidad exigida por los accionistas o costo patrimonial (k_p) determinado en base al modelo CAPM, recibiendo por esto también el nombre de Costo de Capital Promedio Ponderado (WACC por sus siglas en inglés). Por lo tanto, es necesario que la empresa tenga una estructura de capital objetivo de largo plazo a partir de la cual ponderar el costo de la deuda y la rentabilidad exigida por los accionistas.

La tasa de Costo de Capital promedio Ponderado 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 determinar el patrimonio económico de la empresa, se deben sumar al Valor Presente de los Activos (calculado a partir de los Flujos Libres de Caja descontados a la Tasa de Costo de Capital Promedio Ponderado) el valor de liquidación de los activos presindibles a la fecha de valorización (activos que no pertenecen a su negocio principal) y el exceso de capital de trabajo operativo (restado si hay déficit de capital de trabajo).

Luego, el patrimonio económico de la empresa se estima como el valor económico de los activos menos el valor de la deuda financiera de la empresa a la fecha de valorización.

En definitiva, el precio de mercado por acción se determina como el Patrimonio Económico dividido por el total de acciones emitidas por la sociedad.

Capítulo 2: Descripción de ENGIE e Industria

Descripción de ENGIE

A continuación, se presenta la descripción de la Empresa ENGIE, cuarto generador de Chile en cuanto a capacidad instalada y que opera exclusivamente en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Es importante indicar que a mediados de 2016 la empresa E-CL cambió su razón social a ENGIE ENERGIA CHILE S.A., debido al cambio de la razón social de GDF SUEZ, controlador de E-CL, a ENGIE con el objetivo de reunir a todas las empresas del grupo bajo un mismo nombre.

Sin embargo, en algunos casos ENGIE ENERGIA CHILE S.A. continuó operando bajo el nombre de E-CL como es el caso del nemotécnico ECL con el cual transa en la Bolsa de Santiago.

	Observaciones
Razón Social	ENGIE ENERGIA CHILE S.A.
Rut	88.006.900-4
Nemotécnico	ECL
Industria	Generación y transmisión eléctrica
Regulación	Superintendencia de Valores y Seguros, Superintendencia de Electricidad y Combustibles y Coordinador Sistema Eléctrico Nacional (Ex CDEC's)
Tipo de Operación	La empresa se dedica a la generación de energía eléctrica a partir principalmente de centrales a carbón y gas en el Sistema interconectado del Norte Grande (SING) en el cual en términos de capacidad instalada es el principal generador con 49%.

	<p>También participa en el negocio de la transmisión eléctrica como dueño de 29% de los activos del SING.</p> <p>Los ingresos de la compañía provienen de contratos de largo plazo de suministro de energía principalmente con clientes mineros, industriales y distribuidoras. Los ingresos en el negocio de transmisión provienen de activos regulados que forman parte del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y por el financiamiento de activos de transmisión para clientes no regulados.</p> <p>La empresa también participa en el negocio del transporte de gas natural en Chile y Argentina y posee en Chile participación en un terminal de gas natural e instalaciones portuarias a través de filiales.</p>
<p>Filiales</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1.- Electroandina S.A.(100%): Generación, transmisión, comercialización de energía y otros servicios. 2.- Central Termoeléctrica Andina S.A.(100%): Generación, transmisión y distribución de energía. 3.- Inversiones Hornitos S.A.(60%): Generación, transmisión y distribución de energía. 4.- Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (50%): Transmisión y transporte de energía, prestación de servicios en el área de ingeniería eléctrica y mantención de sistemas eléctricos. 5.- Edelnor Transmisión S.A.(100%): Transmisión eléctrica 6.- Gasoducto Nor Andino SpA (100%): Operación del gasoducto entre Chile y Argentina y compra, venta, comercialización, importación y exportación de gas natural.

	<p>7.- Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.(100%): Operación gasoducto en argentina.</p> <p>8.- Algea Fuels S.A. (44.5%): Implementación, ejecución y desarrollo de investigación y desarrollo relacionado con la producción de biocombustibles a partir de micro algas.</p> <p>9.- Desert Bioenergy S.A. (a través de electroandina 41%): Investigación y desarrollo de tecnología para la elaboración de biodiesel a partir de micro algas.</p> <p>10.- Cobia del Desierto de Atacama SpA (a través de electroandina 70%): Desarrollo, manipulación, cultivo de productos del mar y de recursos de acuicultura.</p> <p>11.- Tierra Árida S.A. (100%): Servicios y asesorías profesionales a empresas y adquirir y enajenar bienes raíces.</p>												
<p>12 Mayores Accionistas (información a Junio 2016)</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="597 1087 1219 1213">Nombre (Apellido paterno, materno, nombres)</th> <th data-bbox="1219 1087 1453 1213">% de propiedad</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="597 1213 1219 1297">GDF SUEZ ENERGY CHILE SA</td> <td data-bbox="1219 1213 1453 1297">52,76%</td> </tr> <tr> <td data-bbox="597 1297 1219 1423">LARRAIN VIAL S A CORREDORA DE BOLSA</td> <td data-bbox="1219 1297 1453 1423">2,40%</td> </tr> <tr> <td data-bbox="597 1423 1219 1549">MONEDA SA AFI PARA PIONERO FONDO DE INVERSION</td> <td data-bbox="1219 1423 1453 1549">2,36%</td> </tr> <tr> <td data-bbox="597 1549 1219 1686">AFP PROVIDA S.A. PARA FDO. PENSION C</td> <td data-bbox="1219 1549 1453 1686">2,21%</td> </tr> <tr> <td data-bbox="597 1686 1219 1812">BANCO DE CHILE POR CUENTA DE TERCEROS NO RESIDENTES</td> <td data-bbox="1219 1686 1453 1812">2,19%</td> </tr> </tbody> </table>	Nombre (Apellido paterno, materno, nombres)	% de propiedad	GDF SUEZ ENERGY CHILE SA	52,76%	LARRAIN VIAL S A CORREDORA DE BOLSA	2,40%	MONEDA SA AFI PARA PIONERO FONDO DE INVERSION	2,36%	AFP PROVIDA S.A. PARA FDO. PENSION C	2,21%	BANCO DE CHILE POR CUENTA DE TERCEROS NO RESIDENTES	2,19%
Nombre (Apellido paterno, materno, nombres)	% de propiedad												
GDF SUEZ ENERGY CHILE SA	52,76%												
LARRAIN VIAL S A CORREDORA DE BOLSA	2,40%												
MONEDA SA AFI PARA PIONERO FONDO DE INVERSION	2,36%												
AFP PROVIDA S.A. PARA FDO. PENSION C	2,21%												
BANCO DE CHILE POR CUENTA DE TERCEROS NO RESIDENTES	2,19%												

BANCO ITAU CORPBANCA POR CTA DE INVERSIONISTAS EXTRANJEROS	1,92%
AFP CUPRUM S A FONDO TIPO A	1,91%
AFP HABITAT S A FONDO TIPO B	1,75%
AFP PROVIDA S.A. PARA FDO. PENSION B	1,73%
AFP HABITAT S A PARA FDO PENSION C	1,69%
AFP CUPRUM S A PARA FDO PENSION C	1,61%
AFP HABITAT S A FONDO TIPO A	1,57%
Participación 12 principales accionistas	74,10%

Descripción de la Industria (Benchmark)

A continuación, se presenta la descripción de la industria de generación y transmisión en Chile:

Industria Generación Eléctrica Chilena:

A 2016 existen cuatro sistemas eléctricos en el territorio nacional, hasta la integración en 2018 del SING y SIC que pasarán a llamarse Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

A diciembre de 2016 según la Comisión Nacional de Energía (CNE) las capacidades instaladas por sistema eran:

- Sistema Interconectado del Norte Grande (SING): 4.089 MW;
- Sistema Interconectado Central (SIC): 16.410 MW;
- Sistema de Aysén: 62 MW;
- Sistema de Magallanes: 102 MW;

Según la asociación de generadores en el SIC operan más de 130 empresas de generación y en el SING son más de 10.

El SIC y el SING operan coordinadamente a través de su respectivo Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) que con la unión de ambos sistemas pasará a llamarse Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional.

De los 20.500 MW aproximadamente de capacidad instalada entre SING y SIC, los 4 generadores más importantes son Endesa con 5.571 MW, AesGener con 4.068 MW, Colbún con 2.962 MW (sólo en el SIC) y E-CL con 2.108 MW (sólo en el SING).

Respecto a los ingresos el sistema de tarificación distingue distintos mecanismos para el corto y largo plazo. Para efectos de la tarificación de corto plazo, el sector se basa en un esquema de costo marginal, que incluye a su vez los criterios de seguridad y eficiencia en la asignación de los recursos. Los costos marginales de la energía resultan de la operación real del sistema eléctrico de acuerdo a la programación por mérito económico que efectúa el CDEC y que corresponde al costo variable de producción de la unidad más cara que se encuentra operando en cada instante.

La remuneración de la potencia se calcula sobre la base de la potencia de suficiencia de las centrales, es decir, el nivel de potencia confiable que la central puede aportar al sistema para abastecer la demanda de punta, considerando la incertidumbre asociada a la disponibilidad de sus insumos, la indisponibilidad forzada de sus unidades, y la indisponibilidad de las instalaciones que conectan la unidad al Sistema de Transmisión o Distribución. El precio de la potencia se determina como una señal económica, representativa de la inversión en aquellas unidades más eficientes para absorber la demanda de potencia, en las horas de mayor exigencia de suministro del sistema.

Para efectos de tarificación de largo plazo, los generadores pueden tener 2 tipos de clientes: regulados y libres.

En el mercado de clientes regulados, los generadores venden energía a un precio resultante de licitaciones públicas y competitivas. Este mercado entró en vigencia con la Ley N° 20.018 (Ley Corta II) el 1° de enero de 2010 y que está constituido por empresas distribuidoras.

Los clientes libres son aquellos que tienen una potencia conectada superior a 2.000 KW, y negocian libremente sus precios con sus proveedores.

El mercado spot es aquel donde los generadores transan entre ellos a costo marginal los excedentes o déficit de energía (a un nivel horario) y potencia que resulten de su posición comercial, neta de su capacidad de producción, dado que las órdenes de despacho son por mérito económico y exógeno a cada generador.

La regulación permite que los usuarios con una potencia conectada entre 500 KW y 2.000 KW, puedan optar por un régimen de precios libres o regulados, con un período de permanencia mínimo de cuatro años en cada régimen.

A continuación, se muestra la principal información de las empresas Endesa, AesGener y Colbún, respectivamente los tres principales generadores de Chile en cuanto a capacidad instalada:

Nombre de la Empresa	Empresa Nacional de Electricidad S.A.
Ticker o Nemotécnico	ENDESA-CH
Clase de Acción	Serie única
Derechos de cada Clase	N/A
Mercado donde Transa sus acciones	Chile, bolsa de Madrid y USA a través de ADR
Descripción de la Empresa	<p>La sociedad es filial de Endesa España la que depende de Enel Italia.</p> <p>El objeto principal de la sociedad es explotar la producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica. Construir y explotar obras de infraestructura civiles o</p>

	<p>hidráulica y efectuar operaciones o actividades en el campo energético.</p> <p>Hasta 2015 Endesa tenía operaciones en Chile, Perú, Colombia y Argentina. A partir de 2016 y luego de la reestructuración de la compañía Endesa Américas se quedó con los negocios fuera de Chile y Endesa Chile con los negocios en Chile por 5.571 MW.</p>
Sector e Industria (Clasificación Industrial)	Industria eléctrica principalmente en generación
Negocios en que se encuentra	El EBITDA de Endesa en 2015 llegó a \$1.191.661 millones de pesos.

Nombre de la Empresa	Colbún S.A.
Ticker o Nemo-técnico	COLBUN
Clase de Acción	Serie única
Derechos de cada Clase	N/A
Mercado donde Transa sus acciones	Chile
Descripción de la Empresa	<p>Colbún es una compañía chilena que se dedica a la generación de energía eléctrica. Tiene 15 centrales hidroeléctricas, 7 termoeléctricas, 852 Kms. de líneas de transmisión y 26 subestaciones en 4 regiones. La empresa contribuye con 2.962 MW de capacidad (43% hídrica y 57% térmica) al Sistema Interconectado Central (SIC). Colbún</p>

	es controlada por el Grupo Matte a través de su filial Minera Valparaíso.
Sector e Industria (Clasificación Industrial)	Industria eléctrica principalmente en generación
Negocios en que se encuentra	<p>La empresa se dedica a la generación y transmisión eléctrica.</p> <p>El EBITDA total de Colbún en 2015 fue de US\$ 584 millones. US\$ 582,5 millones en Chile y US\$ 1,5 millones en Perú.</p> <p>El negocio de generación es que mayormente influye en el EBITDA de Colbún explicando más de US\$ 560 millones (96%).</p> <p>En cuanto a la transmisión, el EBITDA de Colbún Transmisión S.A. fue en 2015 sólo de US\$ 19,95 millones (4%).</p>

Nombre de la Empresa	AesGener S.A.
Ticker o Nemotécnico	AESGENER
Clase de Acción	Serie única
Derechos de cada Clase	N/A
Mercado donde Transa sus acciones	Chile

<p>Descripción de la Empresa</p>	<p>AES Gener S.A. es una sociedad anónima abierta orientada fundamentalmente a la generación de electricidad en Chile con 4.068 MW.</p> <p>Sirve al Sistema Interconectado Central, SIC, a través de 21 centrales y al SING 5 centrales. A través de sus filiales también está presente en Argentina y Colombia. Gener es controlada por la estadounidense AES.</p>																		
<p>Sector e Industria (Clasificación Industrial)</p>	<p>Industria eléctrica exclusivamente en generación</p>																		
<p>Negocios en que se encuentra</p>	<p>La empresa se dedica exclusivamente a la generación eléctrica.</p> <p>Desde el punto de vista del EBITDA 61,6% corresponde al mercado Chileno (SIC + SING):</p> <table border="1" data-bbox="803 1207 1421 1375"> <thead> <tr> <th colspan="3">EBITDA POR MERCADO 2015</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>SIC</td> <td>272.523</td> <td>39,4%</td> </tr> <tr> <td>SING</td> <td>153.234</td> <td>22,2%</td> </tr> <tr> <td>SIN</td> <td>245.972</td> <td>35,6%</td> </tr> <tr> <td>SADI</td> <td>19.339</td> <td>2,8%</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>691.068</td> <td>100%</td> </tr> </tbody> </table>	EBITDA POR MERCADO 2015			SIC	272.523	39,4%	SING	153.234	22,2%	SIN	245.972	35,6%	SADI	19.339	2,8%	Total	691.068	100%
EBITDA POR MERCADO 2015																			
SIC	272.523	39,4%																	
SING	153.234	22,2%																	
SIN	245.972	35,6%																	
SADI	19.339	2,8%																	
Total	691.068	100%																	

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 comenzará a ejercer sus funciones de manera gradual a partir del 1 de enero de 2017.

La principal empresa de transmisión en Chile es Transelec para la cual a continuación se muestra su principal información:

Nombre de la Empresa	Transelec S.A.
Ticker o Nemo técnico	N/A
Clase de Acción	N/A
Derechos de cada Clase	N/A
Mercado donde Transa sus acciones	N/A
Descripción de la Empresa	Transelec es el principal transmisor del país. El sistema de transmisión de Transelec tiene un total de 9.560 kilómetros de líneas de transmisión de simple y doble circuito y cuenta con 57 subestaciones, con un total de capacidad de transformación de 15.981 MVA. En el SIC posee el 80% del total de las líneas de transmisión pertenecientes al sistema

	<p>troncal, en tanto, en el SING es propietaria del 100%.</p> <p>En 2016 Transelec Adquirió los activos de transmisión de Edegel en Perú.</p> <p>El capital de Transelec se encuentra dividido en 1.000.000 de acciones ordinarias, nominativas y sin valor nominal. Transelec Holding Rentas Limitada posee 999.900 acciones, mientras que Rentas Eléctricas I Limitada tiene 100 acciones.</p>
Sector e Industria (Clasificación Industrial)	Industria eléctrica exclusivamente en transmisión
Negocios en que se encuentra	<p>La empresa se dedica exclusivamente a la transmisión eléctrica.</p> <p>El EBITDA de Transelec en 2015 ascendió a \$239 mil millones</p>

Capítulo 3: Descripción del Financiamiento de ENGIE

El endeudamiento de ENGIE consiste en 2 bonos bullet en dólares por 400 millones y 350 millones emitidos en el mercado internacional en diciembre de 2010 y octubre de 2014 respectivamente.

A continuación, se muestra el detalle del endeudamiento de la Empresa ENGIE:

		Observaciones		
Bono		Identifier Type	Identifier	
		ID Number	EI5078221	
		ISIN	USP36020AA68	
		SEDOL 1	B4XRW87 ()	
		WERTPAPIER	A1GJ73	
		COMMON	056301526	
		NASD TRACE	GDSZF3765349	
		BBEQID	163373 11792702	
		FIGI	BBG001B80G38	
Nemotécnico	N/A (emisión internacional)			
Fecha de Emisión	Diciembre 2010			
Valor Nominal (VN o D)	400.000.000			
Moneda	USD			
Tipo de Colocación	Extranjera			
Fecha de Vencimiento	15 de enero de 2021			
Tipo de Bono	Bullet			
Tasa Cupón (k_d)	5,625%			
Periodicidad	semestral			
Número de pagos (N)	20			
Tabla de Pagos	Payment			
	Date	Interest	Principal	Total
	07/15/2011	28.125,00	0	28.125,00
	01/15/2012	28.125,00	0	28.125,00
	07/15/2012	28.125,00	0	28.125,00

	01/15/2013	28.125,00	0	28.125,00
	07/15/2013	28.125,00	0	28.125,00
	01/15/2014	28.125,00	0	28.125,00
	07/15/2014	28.125,00	0	28.125,00
	01/15/2015	28.125,00	0	28.125,00
	07/15/2015	28.125,00	0	28.125,00
	01/15/2016	28.125,00	0	28.125,00
	07/15/2016	28.125,00	0	28.125,00
	01/15/2017	28.125,00	0	28.125,00
	07/15/2017	28.125,00	0	28.125,00
	01/15/2018	28.125,00	0	28.125,00
	07/15/2018	28.125,00	0	28.125,00
	01/15/2019	28.125,00	0	28.125,00
	07/15/2019	28.125,00	0	28.125,00
	01/15/2020	28.125,00	0	28.125,00
	07/15/2020	28.125,00	0	28.125,00
	01/15/2021	28.125,00	1.000.000,00	1.028.125,00
Periodo de Gracia	7 meses desde inicio de intereses a primer pago			
Motivo de la Emisión	Inversiones y propósitos generales			
Clasificación de Riesgo	Bond Ratings S&P BBB Fitch BBB Composite BBB			
Tasa de colocación o de mercado el día de la emisión (k _b)	5.832% cbonds.com			
Precio de venta el día de la emisión.	US\$ 393,79 millones.			
Valor de Mercado	Iss Price 98.43200 Se tranzó bajo la par.			

Observaciones																																																					
Bono	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Identifier Type</th> <th>Identifier</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ID Number</td> <td>EK5680948</td> </tr> <tr> <td>ISIN</td> <td>USP36020AB42</td> </tr> <tr> <td>SEDOL 1</td> <td>BS0SF71 ()</td> </tr> <tr> <td>WERTPAPIER</td> <td>A1ZRTT</td> </tr> <tr> <td>COMMON</td> <td>113215810</td> </tr> <tr> <td>NASD TRACE</td> <td>GDSZF4178107</td> </tr> <tr> <td>BBEQID</td> <td>163373 50896592</td> </tr> <tr> <td>FIGI</td> <td>BBG007F9MZQ8</td> </tr> </tbody> </table>	Identifier Type	Identifier	ID Number	EK5680948	ISIN	USP36020AB42	SEDOL 1	BS0SF71 ()	WERTPAPIER	A1ZRTT	COMMON	113215810	NASD TRACE	GDSZF4178107	BBEQID	163373 50896592	FIGI	BBG007F9MZQ8																																		
Identifier Type	Identifier																																																				
ID Number	EK5680948																																																				
ISIN	USP36020AB42																																																				
SEDOL 1	BS0SF71 ()																																																				
WERTPAPIER	A1ZRTT																																																				
COMMON	113215810																																																				
NASD TRACE	GDSZF4178107																																																				
BBEQID	163373 50896592																																																				
FIGI	BBG007F9MZQ8																																																				
Nemotécnico	N/A (emisión internacional)																																																				
Fecha de Emisión	Octubre 2014																																																				
Valor Nominal (VN o D)	350.000.000																																																				
Moneda	USD																																																				
Tipo de Colocación	Extranjera																																																				
Fecha de Vencimiento	29 de enero de 2025																																																				
Tipo de Bono	Bullet																																																				
Tasa Cupón (k _d)	4,5%																																																				
Periodicidad	semestral																																																				
Número de pagos (N)	21																																																				
Tabla de Pagos	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Payment Date</th> <th>Interest</th> <th>Principal</th> <th>Total</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>01/29/2015</td> <td>22.500,00</td> <td>0</td> <td>22.500,00</td> </tr> <tr> <td>07/29/2015</td> <td>22.500,00</td> <td>0</td> <td>22.500,00</td> </tr> <tr> <td>01/29/2016</td> <td>22.500,00</td> <td>0</td> <td>22.500,00</td> </tr> <tr> <td>07/29/2016</td> <td>22.500,00</td> <td>0</td> <td>22.500,00</td> </tr> <tr> <td>01/29/2017</td> <td>22.500,00</td> <td>0</td> <td>22.500,00</td> </tr> <tr> <td>07/29/2017</td> <td>22.500,00</td> <td>0</td> <td>22.500,00</td> </tr> <tr> <td>01/29/2018</td> <td>22.500,00</td> <td>0</td> <td>22.500,00</td> </tr> <tr> <td>07/29/2018</td> <td>22.500,00</td> <td>0</td> <td>22.500,00</td> </tr> <tr> <td>01/29/2019</td> <td>22.500,00</td> <td>0</td> <td>22.500,00</td> </tr> <tr> <td>07/29/2019</td> <td>22.500,00</td> <td>0</td> <td>22.500,00</td> </tr> <tr> <td>01/29/2020</td> <td>22.500,00</td> <td>0</td> <td>22.500,00</td> </tr> <tr> <td>07/29/2020</td> <td>22.500,00</td> <td>0</td> <td>22.500,00</td> </tr> </tbody> </table>	Payment Date	Interest	Principal	Total	01/29/2015	22.500,00	0	22.500,00	07/29/2015	22.500,00	0	22.500,00	01/29/2016	22.500,00	0	22.500,00	07/29/2016	22.500,00	0	22.500,00	01/29/2017	22.500,00	0	22.500,00	07/29/2017	22.500,00	0	22.500,00	01/29/2018	22.500,00	0	22.500,00	07/29/2018	22.500,00	0	22.500,00	01/29/2019	22.500,00	0	22.500,00	07/29/2019	22.500,00	0	22.500,00	01/29/2020	22.500,00	0	22.500,00	07/29/2020	22.500,00	0	22.500,00
Payment Date	Interest	Principal	Total																																																		
01/29/2015	22.500,00	0	22.500,00																																																		
07/29/2015	22.500,00	0	22.500,00																																																		
01/29/2016	22.500,00	0	22.500,00																																																		
07/29/2016	22.500,00	0	22.500,00																																																		
01/29/2017	22.500,00	0	22.500,00																																																		
07/29/2017	22.500,00	0	22.500,00																																																		
01/29/2018	22.500,00	0	22.500,00																																																		
07/29/2018	22.500,00	0	22.500,00																																																		
01/29/2019	22.500,00	0	22.500,00																																																		
07/29/2019	22.500,00	0	22.500,00																																																		
01/29/2020	22.500,00	0	22.500,00																																																		
07/29/2020	22.500,00	0	22.500,00																																																		

	01/29/2021	22.500,00	0	22.500,00
	07/29/2021	22.500,00	0	22.500,00
	01/29/2022	22.500,00	0	22.500,00
	07/29/2022	22.500,00	0	22.500,00
	01/29/2023	22.500,00	0	22.500,00
	07/29/2023	22.500,00	0	22.500,00
	01/29/2024	22.500,00	0	22.500,00
	07/29/2024	22.500,00	0	22.500,00
	01/29/2025	22.500,00	1.000.000,00	1.022.500,00
Periodo de Gracia	3 meses desde inicio de intereses a primer pago			
Motivo de la Emisión	Deuda emitida para refinanciamiento			
Clasificación de Riesgo	Bond Ratings S&P BBB Fitch BBB Composite BBB			
Tasa de colocación o de mercado el día de la emisión (k _b)	Yield at Issue 4.568000 Fuente Bloomberg			
Precio de venta el día de la emisión.	US\$ 348,03 millones			
Valor de Mercado	Iss Price 99.45500 se tranzó bajo la par. Al 26 de Agosto de 2016 el bono tenía un valor de mercado de 108,75%, tranzaba sobre la par.			

Capítulo 4: Estimación de la Estructura de Capital de ENGIE

Para determinar la estructura de capital de ENGIE primero se calculó la deuda financiera para los años 2012 al 2016 de la siguiente manera según los Estados Financieros bajo formato IFRS:

+	Préstamos que devengan intereses (corriente)
+	Otros Pasivos Financieros (corriente)*
+	Préstamos que devengan intereses (no corriente)
+	Otros Pasivos Financieros (no corriente) *
=	DEUDA FINANCIERA

La deuda financiera de ENGIE para cada año es la siguiente:

	2012	2013	2014	2015	2016*
Deuda Financiera (UF)	16.652.826	15.951.399	15.415.003	15.927.951	15.676.611

*al 30 de junio.

Luego se calculó el patrimonio económico para cada año de 2012 al 2016 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 2012 al 2015 y junio para el año 2016, se calculó el Patrimonio Económico en UF de cada año que se muestra en la siguiente tabla.

	2012	2013	2014	2015	2016*
Acciones suscritas y pagadas	1.053.309.776	1.053.309.776	1.053.309.776	1.053.309.776	1.053.309.776
Precio acción (31 dic o 30 jun)	\$1.124	\$679,03	\$885	\$970,84	\$1.128
Patrimonio Económico (UF)	51.852.129	30.683.931	37.851.763	39.899.788	45.606.105

*al 30 de junio.

A partir de la Deuda Financiera y el Patrimonio Económico es posible calcular la Estructura de Capital Objetivo de ENGIE para cada año que se muestra a continuación:

	2012	2013	2014	2015	2016*	Promedio
B/V	24%	34%	29%	29%	26%	28%
P/V	76%	66%	71%	71%	74%	72%
B/P	32%	52%	41%	40%	34%	39%

*al 30 de junio.

Como se observa, la estructura de capital no fue estable en los años en revisión. En 2012 la relación Patrimonio/Valor empresa fue 76%, relación que en 2013 bajó 100 pb y en 2014 la misma relación aumentó 50 pb respecto a 2013. Para los años 2014 y 2015 se observa un comportamiento estable de la estructura Patrimonio/Valor Empresa de 71%, relación que para el primer semestre de 2016 aumenta a 74%. El promedio de la relación Patrimonio/Valor Empresa para el período 2012 – 2016 fue de 72%, mismo valor que si se considera sólo el período más reciente 2014 – 2016, por lo que una Estructura de Capital Objetivo para ENGIE igual a 72% sería una buena estimación a partir de información histórica.

Capítulo 5: Estimación del Costo Patrimonial y Costo de Capital de ENGIE

Para determinar el Costo Patrimonial de ENGIE se procedió de la siguiente manera:

1. Costo de la Deuda (k_b)

Para el cálculo del costo de la deuda se considerará el último bono emitido por ENGIE en octubre de 2014.

Tasa de colocación o de mercado el día de la emisión (k_b) ³	<table border="1"> <tr> <td style="background-color: black; color: yellow;">Yield at Issue</td> <td style="background-color: black; color: white;">4.568000</td> </tr> </table>	Yield at Issue	4.568000
Yield at Issue	4.568000		

2. Beta de la Deuda (β_b)

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:

$$\text{Tasa libre de riesgo US\$} = \text{Tasa Treasury 10} + \text{CDS}$$

Considerando que la yield T10y bond era 1,75% a junio 2016 (ver tabla siguiente) y el Credit Default Swap (CDS) de Chile para la misma fecha era 1,37%, tenemos que la tasa libre de riesgo en dólares es 3,12% (1,75% + 1,37%).

³ Fuente Bloomberg

Select type of Interest Rate Data

Select Time Period

Date	1 Mo	3 Mo	6 Mo	1 Yr	2 Yr	3 Yr	5 Yr	7 Yr	10 Yr	20 Yr	30 Yr
10/03/16	0.25	0.32	0.48	0.63	0.80	0.91	1.18	1.46	1.63	2.01	2.34
10/04/16	0.28	0.33	0.48	0.64	0.82	0.95	1.22	1.51	1.69	2.08	2.40
10/05/16	0.26	0.32	0.48	0.65	0.85	0.98	1.26	1.54	1.72	2.11	2.44
10/06/16	0.26	0.33	0.46	0.65	0.86	1.00	1.28	1.58	1.75	2.14	2.46
10/07/16	0.26	0.33	0.46	0.66	0.83	0.99	1.26	1.55	1.73	2.14	2.46

Ahora, considerando para Chile⁴ un premio por riesgo de mercado en dólares de 8,17%, se puede determinar el beta de la deuda a partir de la ecuación de CAPM:

$$k_b = r_f + [E(R_m) - r_f] \beta_d$$

$$4,568 = 3,12\% + 8,17\% * \beta_d$$

$$\beta_d = 0,1772$$

Por lo tanto el costo de la deuda en UF es:

$$k_b = r_f + [E(R_m) - r_f] \beta_d$$

$$k_b = 1,92 + 8,17 * 0,1772$$

$$k_b = 3,37\%$$

⁴ Enunciado Tarea 2. Premios por riesgo de mercado provistos por Damodaran, a Julio de 2016.

3. Beta de la Acción ($\beta_p^{C/D}$)

Como se muestra en la siguiente tabla, el beta de la acción de ENGIE determinados a partir de información de mercado a junio de cada año fue estadísticamente significativo.

	2012	2013	2014	2015	2016
Beta de la Acción *	0,9048	0,8805	1,2379	1,2936	0,4903
p-value (significancia)	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0007
Presencia Bursátil (%)	100	100	100	99,44	99,44

*Al 30 de junio de cada año y considerando 104 semanas.

Como se observa, el beta de la acción de ENGIE de 0,4903 en 2016 (julio 2014 – junio 2016) es menor al valor registrado los años anteriores de 1,2379 en 2014 y (julio 2012 – junio 2014) 1,2936 en 2015 (julio 2013 – junio 2015).

Esta disminución en el riesgo de la acción de ENGIE⁵ podría ser producto del proyecto de interconexión que está desarrollando la empresa Transmisora Eléctrica del Norte TEN filial de ENGIE. Este proyecto unirá los principales sistemas de transmisión de Chile (Sistema Integrado del Norte Grande SING y el Sistema Interconectado Central SIC), disminuyendo los desacoples de precios entre ambos sistemas, permitiendo a ENGIE vender su generación también en el SIC (hoy lo realiza exclusivamente en el SING) y aumentando la exposición de ENGIE al negocio de transmisión, el cual tienen niveles de riesgo menores que el negocio de generación.

Adicionalmente, el Proyecto de Interconexión fue reconocido por la Comisión Nacional de Energía CNE como un activo de transmisión regulado cuya inversión será remunerada por el Sistema de Transmisión Nacional, lo que disminuye el riesgo de no pago.

⁵ Considerando que el parámetro beta mide el riesgo de la acción (covarianza entre los retornos de la acción y los retornos del mercado), el descenso en el beta de ENGIE refleja una disminución del riesgo de los retornos de la acción desde estar sobre el promedio del riesgo de mercado (beta > 1) a estar debajo del promedio del riesgo de mercado (beta < 1).

Sin embargo, esta considerable disminución del beta de la acción de ENGIE también podría ser producto de una sobre reacción del mercado al considerar a ENGIE como un refugio ante las fluctuaciones del mercado debido a que la compañía posee contratos largo plazo para la venta de su producción de energía. Por lo tanto y de manera de compensar una posible sobre reacción del mercado, se considerará un beta de la acción de ENGIE al 30 de junio de 2016 de 0,9302 calculado a partir de 156 semanas de información (julio 2013 – junio 2016).

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 período para el cálculo el Beta de la Acción (julio 2013 – junio 2016). Por lo tanto, se considerará una estructura de capital de 70,7% (B/P = 41,5%) y una tasa impositiva de 21,8%.

$$\beta_p^{CD} = \beta_p^{SD} \left[1 + (1 - t_c) \frac{B}{P} \right] - (1 - t_c) \beta_d \frac{B}{P}$$

$$0,9302 = \beta_p^{s/d} * (1 + (1 - 0,2018) * 0,4144) - (1 - 0,2018) * 0,1772 * 0,4144$$

$$\beta_p^{s/d} = 0,7457$$

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

Como se indicó en al final del capítulo 4, la relación Patrimonio/Valor Empresa promedio para el período 2012 – 2016 fue de 72%, mismo valor que si se considera sólo el período más reciente 2014 – 2016, por lo que se asumirá como Estructura de Capital Objetivo para ENGIE una relación Patrimonio/Valor empresa igual a 72% y por lo tanto una relación Deuda/Patrimonio de 39%. Considerando una tasa impositiva de largo plazo de 27%, el Beta Patrimonial con Deuda es:

$$\beta_p^{CD} = \beta_p^{SD} \left[1 + (1 - t_c) \frac{B}{P} \right] - (1 - t_c) \beta_d \frac{B}{P}$$

$$\beta_p^{c/d} = 0,7457 * (1 + (1 - 0,27) * 0,39) - (1 - 0,27) * 0,1772 * 0,39$$

$$\beta_p^{c/d} = 0,9071$$

6. Costo Patrimonial (k_p)

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

$$k_p = 1,92\% + 8,17\% * 0,9071$$

$$k_p = 9,33\%$$

Por su parte el Costo de Capital de ENGIE se calculó de la siguiente manera:

7. Costo de Capital (k_0)

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

$$k_0 = 9,30\% * 72\% + 3,37\% * (1 - 27\%) * 28\%$$

$$k_0 = 7,41\%$$

Por lo tanto, el Costo Patrimonial y el Costo de Capital para la valoración de ENGIE consistentes con la estructura de capital objetivo son 9,33% y 7,41% respectivamente.

Capítulo 6: Análisis Operacional del Negocio de ENGIE e Industria

Análisis de Crecimiento

En la siguiente tabla se muestra para ENGIE en el período 2012 – 2016 (primer semestre) la clasificación los ingresos, los montos y la variación anual:

	31-12-2012	31-12-2013	31-12-2014	31-12-2015	30-06-2016
	UF	UF	UF	UF	UF
Ingresos Ordinarios, Total	23.681.038	27.122.854	30.610.797	31.537.417	11.961.633
Varación Ingresos Ordinarios		15%	13%	3%	-6%
Venta de energía y potencia	21.782.395	23.787.579	26.547.284	26.116.455	11.047.580
Variación Venta de energía y potencia		9%	12%	-2%	-15%
venta y transporte de gas	59.572	41.749	1.934.029	2.894.318	77.722
Variación venta y transporte de gas		-30%	4533%	50%	-95%
venta de combustible	251.781	1.515.248	153.059	17.084	63.173
Variación venta de combustible		502%	-90%	-89%	640%
venta de peajes	1.016.091	987.815	1.108.211	1.495.264	509.193
Variación venta de peajes		-3%	12%	35%	-32%
arriendo instalaciones	91.694	79.138	24.688	79.679	305
variación arriendo instalaciones		-14%	-69%	223%	-99%
servicios portuarios	204.677	217.327	257.951	291.943	129.825
Variación servicios portuarios		6%	19%	13%	-11%
otras Ventas	274.830	493.997	585.575	642.673	133.836
Variación otras Ventas		80%	19%	10%	-58%

La variación de las ventas para el primer semestre de 2016 se calculó respecto al primer semestre de 2015.

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

En el mismo período, la venta de energía y potencia fue la fuente más importante de ingresos representando el 88,3% en promedio, seguido por la venta de peajes producto de las instalaciones de transmisión que representó sólo el 4,1% en promedio.

	2012	2013	2014	2015	2016	Promedio
Ingresos Ordinarios, Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,00%
Venta de energía y potencia	92,0%	87,7%	86,7%	82,8%	92,4%	88,32%
venta y transporte de gas	0,3%	0,2%	6,3%	9,2%	0,6%	3,31%
venta de combustible	1,1%	5,6%	0,5%	0,1%	0,5%	1,55%
venta de peajes	4,3%	3,6%	3,6%	4,7%	4,3%	4,11%
arriendo instalaciones	0,4%	0,3%	0,1%	0,3%	0,0%	0,20%
servicios portuarios	0,9%	0,8%	0,8%	0,9%	1,1%	0,90%
Otras Ventas	1,2%	1,8%	1,9%	2,0%	1,1%	1,61%

En la siguiente tabla se muestra para la industria de generación en el período 2012 – 2016 (primer semestre) los ingresos y la variación anual:

	2012	2013	2014	2015	2016 - 1
	UF	UF	UF	UF	UF
Ventas energía	91.122.741	140.706.775	158.962.792	170.299.061	82.328.409
Variación Ventas energía		13,9%	13,0%	7,1%	-3,2%
Otras Ventas	10.867.132	16.578.460	16.116.386	17.499.550	8.716.763
Variación Otras Ventas		9,3%	-2,8%	8,6%	13,3%

Las ventas de la industria se consideran como la suma de las ventas de ENGIE, Colbún, Gener y Endesa.

En el informe técnico de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo publicado por la comisión Nacional de Energía en abril 2016 se indican las siguientes proyecciones para la demanda en el SING.

SING - Tasas Crecimiento 2016 - 2020			
	Libres	Regulados	Sistema
2016	3,97%	8,38%	4,43%
2017	5,30%	3,87%	5,14%
2018	5,17%	3,82%	5,02%
2019	4,88%	3,76%	4,76%
2020	4,79%	3,70%	4,67%

Análisis de Costos de Operación

Los costos de operación de ENGIE están compuestos por las siguientes partidas:

- **Costo de combustibles y lubricantes:** La generación de energía de ENGIE es principalmente a partir de combustibles fósiles (carbón, gas y combustibles) por lo que este costo es el ítem más importante representando en el primer semestre de 2016 el 42% de los costos de venta.

La mayoría de los contratos de carbón son anuales, se realiza una licitación cerrada por el 80% del carbón demandado, adquiriéndose el restante en el mercado spot. Carbón de Colombia, EEUU, Canadá, Australia y Chile. Se adquieren aprox. 3 millones de toneladas al año.

El suministro de gas se realiza a través de diversos contratos. 2 de ellos con filiales del grupo ENGIE para satisfacer las necesidades de los contratos con distribuidoras.

El combustible se adquiere a COPEC mediante un contrato de mediano plazo.

- **Costo de energía y potencia:** Costo por adquirir energía y potencia en el mercado spot cuando la empresa no puede suministrar la energía que tiene contratada con sus clientes. Este ítem representó el 16% de los costos de venta en el primer semestre de 2016.
- **Depreciación propiedades, plantas y equipos:** Corresponde al reconocimiento como un gasto del deterioro que sufren los activos fijos. En el primer semestre de 2016 representó 15% de los costos de venta.

A continuación, se muestran los costos de operación para los años 2012 a junio de 2016 según la clasificación que utiliza ENGIE:

	31-12-2012	31-12-2013	31-12-2014	31-12-2015	30-06-2016
	UF	UF	UF	UF	UF
Costo de Venta	- 20.462.936	- 23.542.569	- 25.195.895	- 25.521.226	- 9.752.736
Costos de combustibles y lubricantes	- 9.902.923	- 10.087.502	- 10.649.318	- 10.153.325	- 4.069.630
Costos de Energía y potencia	- 2.727.092	- 3.609.810	- 3.946.881	- 3.787.370	- 1.573.993
Depreciación propiedades, plantas y equipos	- 2.492.368	- 2.534.520	- 2.800.961	- 3.201.579	- 1.453.258
Depreciación repuestos	- 35.789	- 40.266	- 33.764	- 64.554	- 32.120
Amortización intangibles	- 299.346	- 392.030	- 426.770	- 477.465	- 218.389
Costo Peaje	- 860.174	- 679.261	- 960.207	- 931.746	- 430.963
Otros	- 4.145.244	- 6.199.179	- 6.377.994	- 6.905.186	- 1.974.384
Gastos de Administración	- 1.062.859	- 1.011.408	- 1.251.528	- 1.437.555	- 347.858
Depreciación propiedades, plantas y equipos	- 22.232	- 32.783	- 45.799	- 69.991	- 44.663
Otros	- 1.040.627	- 978.625	- 1.205.728	- 1.367.563	- 303.195

Análisis de Cuentas no operacionales

A continuación, se muestran para los años 2012 a junio de 2016, las cuentas no operacionales de ENGIE (que no pertenecen al negocio principal):

	31-12-2012	31-12-2013	31-12-2014	31-12-2015	30-06-2016
	UF	UF	UF	UF	UF
Otros Ingresos de Operación, Total	454.341	365.965	189.610	295.752	5.115.438
Venta filial TEN	-	-	-	-	4.740.691
Venta filial distrinor	-	282.804	37.833	-	-
Venta de Propiedades, planta y equipos	541.152	-	13.219	856	330.414
Venta de Agua	859	14.089	3.058	62.153	25.924
Otros	- 87.671	69.072	211.165	232.743	18.409
RESULTADO OPERACIONAL	2.609.583	2.934.842	4.352.983	4.874.389	6.976.476
Ingresos Financieros	50.226	59.972	47.032	70.102	30.419
Costos Financieros	- 930.473	- 1.491.093	- 1.428.288	- 1.029.088	- 401.788
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	-	-	-	1.357.788
Diferencia de Cambio	192.293	- 48.355	34.331	- 214.997	26.457
Otros gastos, por función	-	-	-	-	554.820
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	1.921.629	1.455.366	3.006.059	3.700.405	7.434.531
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	- 744.488	- 372.166	- 667.161	- 925.646	- 1.475.145
Ganancia (pérdida) de actividades continuadas después de impuesto	1.177.141	1.083.199	2.338.898	2.774.759	5.959.386

Las cuentas no operacionales que se pueden clasificar como recurrente son las destacadas en color gris y que a continuación se detallan:

- Venta de Agua: ENGIE vende agua tratada en sus plantas desaladoras para el consumo humano e industrial.
- Otros: Las principales componentes de este ítem es el arriendo y venta de materiales.
- Ingresos y costos financieros: Producto de intereses financieros.

- 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.
- 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.
- Gasto por impuestos: Impuestos a las ganancias

Análisis de Activos

La siguiente tabla muestra para ENGIE la clasificación de los activos como operacionales y no operacionales a junio de 2016:

ACTIVOS	
Activos, Corriente	
Operacional	Efectivo y efectivo equivalente
No Operacional	Otros Activos Financieros, Corrientes
No Operacional	Otros Activos No Financieros, Corriente
Operacional	Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente
Operacional	Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente
Operacional	Inventario
No Operacional	Activos por impuestos corrientes
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	

No Operacional	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
Activos, No corrientes	
No Operacional	Otros activos financieros, no corrientes
No Operacional	Otros Activos No Financieros, No corriente
Operacional	Derechos por Cobrar, No Corriente
Operacional	Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente
No Operacional	Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación
Operacional	Activos Intangibles Distintos a Plusvalía
No Operacional	Plusvalía
Operacional	Propiedades, Plantas y Equipo
No Operacional	Activos por impuestos diferidos
Activos, No corrientes, Total	
Activos, Total	

A continuación, se describe cada uno de los activos no operacionales que posee ENGIE a junio de 2016:

Otros Activos Financieros, Corrientes	94% de este ítem corresponde a contratos de derivados tomados para proteger la exposición al riesgo del tipo de cambio asociado con los pagos recibidos en virtud del contrato con EMEL y a los pagos de los contratos asociado al proyecto Infraestructura Energética Mejillones (IEM) y Contrato por compra y venta de combustible.
Otros Activos No Financieros, Corriente	Corresponde a valores por servicios que serán realizados en meses posteriores y antes de un año de la fecha de cierre del período informado. 54% de esta cuenta corresponde a anticipo a

	<p>proveedores por repuestos, 22% por anticipo por transporte de gas y 22% corresponde al crédito fiscal por la compra asociada a la filial Gasoducto Nor Andino.</p>
<p>Activos por impuestos corrientes</p>	<p>El saldo de impuesto a la renta por recuperar corresponde en 97% al PPM</p>
<p>Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios</p>	<p>Valorización de las oficinas de ENGIE en Las Condes por las cuales existe una promesa de compraventa. A fines de 2015 ENGIE acordó vender a Red Eléctrica el 50% del proyecto TEN en US\$ 217,6 millones.</p>
<p>Otros activos financieros, no corrientes</p>	<p>100% de este ítem corresponde a contratos de derivados tomados para proteger la exposición al riesgo del tipo de cambio asociado con los pagos recibidos en virtud del contrato con EMEL y a los pagos de los contratos asociado al proyecto Infraestructura Energética Mejillones (IEM) y Contrato por compra y venta de combustible.</p>
<p>Otros Activos No Financieros, No corriente</p>	<p>36% corresponde a los proyectos en desarrollo relevantes que se están ejecutando, 30% corresponde al pago anticipado de un contrato de transporte de gas y 12% Corresponde a los aportes al consorcio Algae Fuels S.A. cuyo objeto es la investigación y desarrollo de tecnología para la elaboración de biocombustible y biodiesel.</p>
<p>Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación</p>	<p>Con fecha 27 de enero de 2016 la Sociedad vendió el 50% de participación en la filial Transmisora Eléctrica del Norte S.A., con lo cual se perdió el control de ésta</p>

	y a contar de esa fecha se registra bajo el método de la participación.
Plusvalía	En 2009 compañías del grupo ENGIE y Codelco firmaron un acuerdo de fusión a través de la cual ENGIE pasó a ser controladora de Central Termoeléctrica Andina S.A., Gasoducto Nor Andino S.A. y Gasoducto Andino Argentina S.A. La plusvalía se genera por un valor justo de adquisición mayor al valor de los activos adquiridos y pasivos asumidos.

Capítulo 7: Proyección de EERR de ENGIE

Para determinar los ingresos de ENGIE en el período 2016 – 2020, se analizarán la capacidad instalada actual y futura, la capacidad de generación producto de esta capacidad instalada y los precios actuales y futuros de la energía. Esto debido a que los ingresos de ENGIE están directamente relacionadas primero con la cantidad de energía producida (producto de las instalaciones existentes y nuevas) y segundo con la venta de esta energía (producto de contratos de venta de energía a largo plazo a precios competitivos respecto de las proyecciones de los precios de mercado).

Los factores antes indicados explican de mejor manera la evolución de los ingresos que las tasas de crecimiento históricas y proyecciones de la industria, ya que ENGIE desarrolla nuevos proyectos de generación sólo si tiene contratos de largo plazo para la venta de la energía que generará con dichos proyectos y además busca mantener contratos de largo plazo para la venta de la energía de sus proyectos de generación existentes, siempre a precios competitivos respecto al mercado.

Capacidad instalada y generación Actual

El siguiente cuadro muestra para ENGIE la capacidad instalada y la generación por tipo de combustible para el año 2015:

Combustible	MW	GWh	Factor
Hidro	10	46	52%
Carbón	1.119	7.369	75%
Diesel	110	28	3%
Fuel Oil	179	33	2%
Gas natural	688	1.579	26%
Solar	2,0	4,5	26%
TOTAL	2.108	9.060	49%

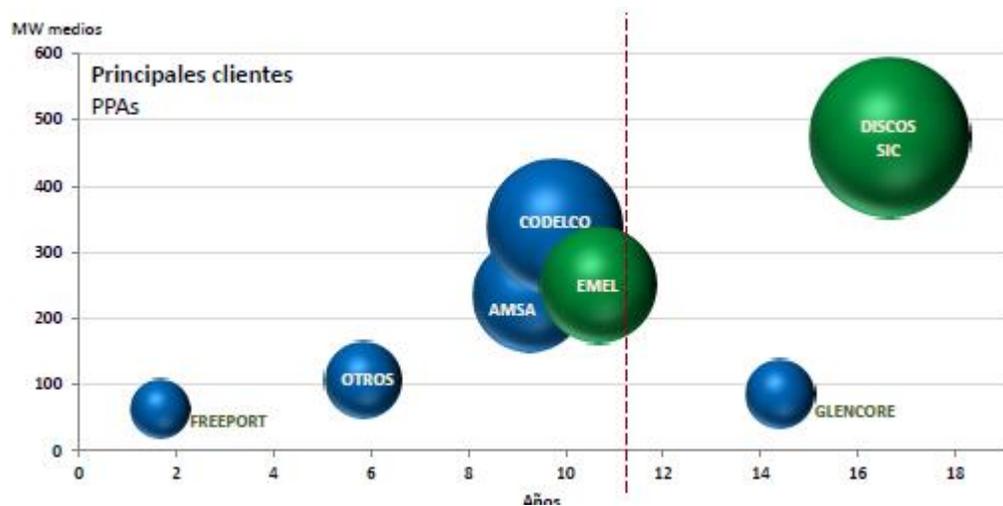
A esta capacidad instalada y de generación se debe agregar el proyecto de generación Infraestructura Energética Mejillones IEM, que es el único proyecto en desarrollo que iniciará operaciones en el período 2016 – 2020.

El proyecto Infraestructura Energética Mejillones IEM a base de carbón considera 375 MW y entrará en operaciones en 2018 para satisfacer por 15 años un bloque de 5.040 GWh adjudicado por ENGIE a un precio de 109,48 US\$/MWh en las licitaciones de suministro de las distribuidoras.

Para la proyección de los ingresos se considerará que se mantienen los factores de planta por tipo de combustible del año 2015 y que se comprará en el mercado spot en el caso de no poder generar la energía para cumplir con sus clientes.

Precio

Al momento de analizar los precios de la energía es importante recordar la estrategia de ENGIE de suscribir contratos de venta de energía 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.



Fuente: Presentación 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 2026, luego del cual ENGIE tendrá que suscribir nuevos contratos de venta de energía según las condiciones de mercado de ese momento y las expectativas futuras del precio de la energía. En el siguiente cuadro se muestra el precio promedio de venta de energía regulada y no regulada que se obtiene a partir de los datos de generación y ventas de ENGIE en los años 2012 a 2015.

GWh	2012	2013	2014	2015
Clientes no regulados	7.553	7.643	7.087	7.091
Clientes Regulados	1.699	1.822	1.912	1.897
Ventas Spot	329	240	211	404
TOTAL	9.581	9.705	9.210	9.392
MUS\$	2012	2013	2014	2015
Clientes no regulados	888	870	847	715
Clientes regulados	166	174	214	205
Spot	37	15	16	26
Venta gas	3	2	78	105
Otros ingresos	92	147	86	92
TOTAL	1.186	1.207	1.241	1.143
US\$/MWh	2012	2013	2014	2015
Precio promedio no regulado	117,54	113,80	119,47	100,83
Precio promedio regulado	97,94	95,39	111,72	108,17

Para la proyección de los ingresos del período 2016 – 2020 se considerará que se mantienen los precios del año 2015⁶. Para los años 2016 y 2017 los porcentajes de generación por tipo de cliente serán los mismos que en 2015 y a partir de 2018 se modificarán estos porcentajes por la inclusión del proyecto IEM como generación para un cliente regulado.

⁶ Considerando una indexación de 1,8% anual, similar a la utilizada por ENGIE en licitaciones recientes. Este valor es el resultado de considerar la tendencia de largo plazo del CPI (inflación de Estados Unidos) en 67%, del precio del gas en 17% y del precio del carbón en 16%.

Para el mismo período 2016 – 2020, se considerará como precio de venta para la generación que se coloca en el mercado spot 50 US\$/MWh⁷, valor del costo marginal promedio del SING durante el primer semestre de 2016.

Respecto a los ingresos específicamente por potencia, ENGIE no los detalla debido a que son muy menores respecto a los ingresos por energía. Como ejemplo en el año 2015, las ventas netas de potencia ascendieron aproximadamente a UF 14 mil al año.

Es por esto que para la proyección de los ingresos de ENGIE no se considerarán ingresos por potencia.



Fuente: CDEC-SIC y CDEC-SING

Ingresos

Como se indicó antes en este documento los ingresos más relevantes y estables de ENGIE son los ingresos por venta de energía y potencia y los ingresos por ventas de peaje. Por lo tanto, estos ingresos serán estimados en detalle.

A partir de los supuestos antes indicados es posible proyectar los ingresos en UF por venta de energía y potencia para el período 2016 – 2020 de la siguiente manera:

⁷ Idem nota 6

	31-12-2016	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2019	31-12-2020
	UF	UF	UF	UF	UF
Venta de energía y potencia	23.955.845	24.389.446	32.141.065	32.722.819	33.315.102
Capacidad Instalada Hidro (MW)	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2
Capacidad Instalada Carbón (MW)	1.119,3	1.119,3	1.494,3	1.494,3	1.494,3
Capacidad Instalada Diesel (MW)	109,6	109,6	109,6	109,6	109,6
Capacidad Instalada Fuel Oil (MW)	178,7	178,7	178,7	178,7	178,7
Capacidad Instalada Gas Natural (MW)	688,3	688,3	688,3	688,3	688,3
Capacidad Instalada Solar (MW)	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Factor de Planta Hidro	52%	52%	52%	52%	52%
Factor de Planta Carbón	75%	75%	75%	75%	75%
Factor de Planta Diesel	3%	3%	3%	3%	3%
Factor de Planta Fuel Oil	2%	2%	2%	2%	2%
Factor de Planta Gas Natural	26%	26%	26%	26%	26%
Factor de Planta Solar	26%	26%	26%	26%	26%
Generación Hidro (GWh)	46,4	46,4	46,4	46,4	46,4
Generación Carbón (GWh)	7.369,5	7.369,5	9.838,5	9.838,5	9.838,5
Generación Diesel (GWh)	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8
Generación Fuel Oil (GWh)	33,1	33,1	33,1	33,1	33,1
Generación Gas Natural (GWh)	1.579,0	1.579,0	1.579,0	1.579,0	1.579,0
Generación Solar (GWh)	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Total Generación (GWh)	9.060,3	9.060,3	11.529,3	11.529,3	11.529,3
Compras Netas (GWh)	1.087,2	1.087,2	1.383,5	1.383,5	1.383,5
Total Energía para la venta (GWh)	9.422,7	9.422,7	11.990,5	11.990,5	11.990,5
% Cliente no regulado	76%	76%	59%	59%	59%
% Cliente regulado	20%	20%	37%	37%	37%
% Ventas spot	4%	4%	3%	3%	3%
Precio no regulado (US\$/MWh)	100,83	102,66	104,52	106,41	108,33
Precio regulado (US\$/MWh)	108,17	110,13	112,12	114,15	116,22
Precio spot (US\$/MWh)	50,00	50,91	51,83	52,76	53,72
UF	26.052,1	26.052,1	26.052,1	26.052,1	26.052,1
Peso/US\$	661,49	661,49	661,49	661,49	661,49

ENGIE no considera incorporar nuevas instalaciones de transmisión por lo que los ingresos por venta de peajes se proyectarán constantes e iguales al valor para el año 2015 de UF 1,50 millones. Es importante destacar que los activos de transmisión del proyecto de interconexión que está siendo desarrollado por la empresa Transmisora Eléctrica del Norte TEN filial de ENGIE son inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.

Los otros ingresos de ENGIE serán estimados como el promedio de los ingresos registrados para cada partida en el período 2012 – 2016 como se muestra a continuación:

Ítem de Ingresos	Supuesto estimación	Valor (UF)
venta y transporte de gas	Promedio de los ingresos registrados para cada partida en el período 2012 – 2016	1.232.417
venta de combustible		484.293
arriendo instalaciones		68.800
servicios portuarios		242.975
otras Ventas		499.269

En resumen, la proyección de ingresos en UF por línea de negocio de ENGIE para el período 2016 – 2020 es la siguiente:

	31-12-2016	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2019	31-12-2020
	UF	UF	UF	UF	UF
Ingresos Ordinarios, Total	27.978.863	28.412.463	36.164.082	36.745.836	37.338.119
Venta de energía y potencia	23.955.845	24.389.446	32.141.065	32.722.819	33.315.102
venta y transporte de gas	1.232.417	1.232.417	1.232.417	1.232.417	1.232.417
venta de combustible	484.293	484.293	484.293	484.293	484.293
venta de peajes	1.495.264	1.495.264	1.495.264	1.495.264	1.495.264
arriendo instalaciones	68.800	68.800	68.800	68.800	68.800
servicios portuarios	242.975	242.975	242.975	242.975	242.975
otras Ventas	499.269	499.269	499.269	499.269	499.269

Costos de Operación

En el informe técnico de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo publicado por la comisión Nacional de Energía en abril 2016 se indican los consumos de combustible para cada una de las unidades generadoras de ENGIE, los que se muestran en la siguiente tabla:

Central	Combustible	Consumo	Unidad	Central	Combustible	Consumo	Unidad
Chapiquiña	Hidro	-		U14-U15	Carbon	0,443	ton/MWh
CD Arica	Diesel	0,300	M3/MWh	U16	Gas	6,870	MBtu/MWh
CD Iquique	Diesel	0,366	M3/MWh	TG1	Diesel	0,398	M3/MWh
CTM3	Diesel	0,248	M3/MWh	TG2	Diesel	0,398	M3/MWh
CTM2	Carbon	0,415	ton/MWh	TG3	Gas	0,314	M3/MWh
CTM1	Carbon	0,435	ton/MWh	Solar El Aguila	Solar	-	
DEUTZ	Diesel	0,388	M3/MWh	SUTA	Fuel oil	0,225	ton/MWh
CUMMINS	Diesel	0,353	M3/MWh	CTA	Carbon	0,397	ton/MWh
U10-U11	Fuel oil	0,297	ton/MWh	CTH	Carbon	0,386	ton/MWh
U12-U13	Carbon	0,500	ton/MWh				

En el mismo informe técnico se encuentran proyecciones del precio del Gas y el Carbón para el período 2016 – 2031. En la siguiente tabla se muestra la información para el período 2016 – 2020, donde a falta de proyecciones del Diesel y el Fuel Oil se considerará la información del precio indicado en el informe para abril 2016. Como el Diesel y el Fuel Oil son minoritarios en el mix de combustibles que utiliza ENGIE este supuesto es poco influyente en la estimación de costos.

	Cárbon	GNL	Diesel	Fuel oil
Año	US\$/Ton	US\$/MBtu	US\$/m3	US\$/Ton
2016	85,99	9,29	304	207
2017	87,77	9,98	304	207
2018	88,36	9,41	304	207
2019	89,16	9,93	304	207
2020	90,09	10,32	304	207

A partir de la información de consumo, costos por combustible y la generación proyectada, se determina el costo de combustibles en UF para el período 2016 – 2020 que se muestra a continuación:

	31-12-2016	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2019	31-12-2020
	UF	UF	UF	UF	UF
Costo Combustibles	9.553.635	9.886.143	12.145.446	12.374.150	12.580.935
Generación Carbón (GWh)	7.369,5	7.369,5	9.838,5	9.838,5	9.838,5
Generación Diesel (GWh)	27,77	27,77	27,77	27,77	27,77
Generación Fuel Oil (GWh)	33,13	33,13	33,13	33,13	33,13
Generación Gas Natural (GWh)	1579,02	1579,02	1579,02	1579,02	1579,02
Consumo Carbón (Ton/MWh)	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
Consumo Diesel (m3/MWh)	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
Consumo Fuel Oil (Ton/MWh)	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Consumo Gas Natural (Mbtu/MWh)	6,87	6,87	6,87	6,87	6,87
Consumo Carbon (Ton)	3.151.811	3.151.811	4.207.765	4.207.765	4.207.765
Consumo Diesel (m3)	9.581	9.581	9.581	9.581	9.581
Consumo Fuel Oil (Ton)	7.454	7.454	7.454	7.454	7.454
Consumo Gas Natural (Mbtu)	10.848.196	10.848.196	10.848.196	10.848.196	10.848.196
Precio Carbón (US\$/Ton)	86,0	87,8	88,4	89,2	90,1
Precio Diesel (US\$/m3)	304	304	304	304	304
Precio Fuel Oil (US\$/Ton)	207	207	207	207	207
Precio Gas Natural (US\$/Mbtu)	9,29	9,98	9,41	9,93	10,32
Costo Combustible (US\$)	376.259.612	389.355.091	478.335.268	487.342.542	495.486.560
UF	26.052,1	26.052,1	26.052,1	26.052,1	26.052,1
Peso/US\$	661,49	661,49	661,49	661,49	661,49

El costo de los combustibles representa sólo el 42,9% del costo de venta en el período 2012 – 2016 por lo que aún es necesario proyectar las otras componentes del costo de venta que se muestran en la siguiente tabla:

Costo de Venta	100%
Costos de combustibles y lubricantes	42,9%
Costos de Energía y potencia	15,0%
Depreciación propiedades, plantas y equipos	11,9%
Depreciación repuestos	0,2%
Amortización intangibles	1,7%
Costo Peaje	3,7%
Otros	24,5%

El costo de energía y potencia es el costo en el que incurre ENGIE cuando compra energía en el mercado Spot. Se considerará para la proyección del costo de energía y potencia la cantidad histórica de compras de energía que corresponde a 12% de la

energía generada y un precio spot de 50 US\$/MWh constante para el período 2012 – 2016.

El costo de depreciación de propiedades, plantas y equipos se considerará para los años 2016 y 2017 igual al valor del año 2015 que es igual a UF 3,2 millones.

Con la entrada en operación del proyecto Infraestructura Energética Mejillones IEM en 2018 el costo de depreciación se verá incrementado. El monto de inversión declarado por ENGIE para el proyecto IEM es de US\$ 1.066 millones y considerando que la inversión se depreciará de manera acelerada en 6 años, la cuota adicional de depreciación para el período 2018 – 2023 será de UF 4,5 millones. Luego a partir del año 2024, la cuota de depreciación anual se considerará proporcional a la capacidad instalada según datos históricos.

En el año 2015 el costo de depreciación de repuestos fue de 2,0% del costo de depreciación de propiedades, plantas y equipos, el costo de amortización de intangibles fue de 1,8% del costo de ventas y el costo de peaje fue 75,5% del ingreso por venta de peaje, y para proyectar estos costos se considerará que se mantendrán las mismas relaciones del año 2016 en adelante. Por último, para todos los otros costos se considerará para la proyección que se mantendrá la misma relación porcentual de 55,9% respecto al costo de combustibles y lubricantes que se registró en el año 2015.

Por último, el Gasto de Administración y Ventas se considerará como un porcentaje de la capacidad instalada. Según datos históricos este valor es UF 565 por MW.

A continuación se muestran los costos de venta totales y gastos de administración y ventas considerando los criterios recién descritos:

	31-12-2016	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2019	31-12-2020
	UF	UF	UF	UF	UF
Costo de Venta	22.026.376	22.587.380	31.579.628	31.999.896	32.386.385
Costos de combustibles y lubricantes	9.553.635	9.886.143	12.145.446	12.374.150	12.580.935
Costos de Energía y potencia	2.346.517	2.388.989	3.095.033	3.151.053	3.208.087
Depreciación propiedades, plantas y equipos	3.201.579	3.201.579	7.712.726	7.712.726	7.712.726
Depreciación repuestos	64.554	64.554	155.514	155.514	155.514
Amortización intangibles	386.517	386.517	547.333	554.926	561.908
Costo Peaje	1.128.731	1.128.731	1.128.731	1.128.731	1.128.731
Otros	5.344.841	5.530.865	6.794.846	6.922.796	7.038.483
GAV	1.191.077	1.191.077	1.402.952	1.402.952	1.402.952

Resultado No Operacional

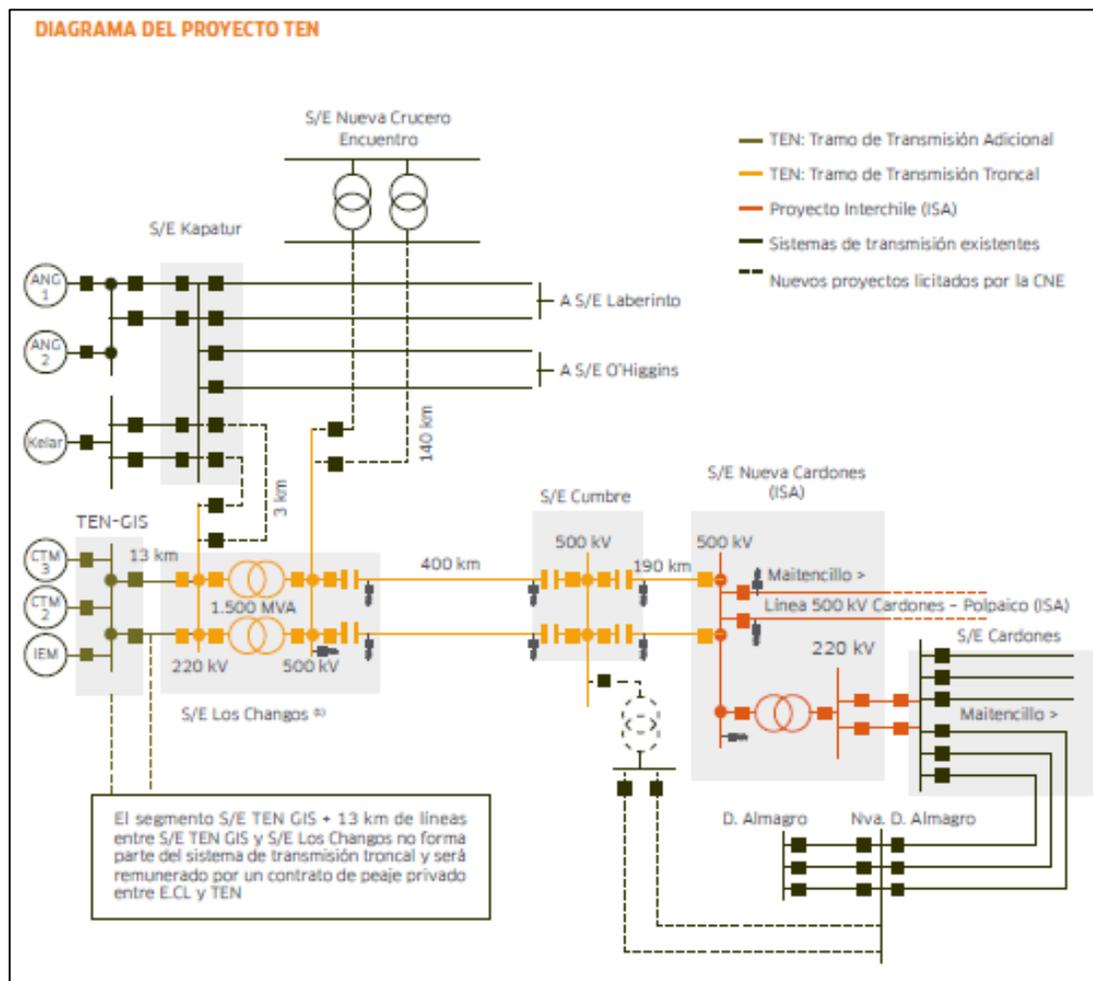
Las cuentas recurrentes corresponden a los ingresos por venta de agua, otros ingresos, ingresos financieros, costos financieros, participación en las ganancias de asociadas y negocios conjuntos y diferencia de cambio. Todas estas cuentas serán proyectadas de manera conservadora iguales al valor registrado en el año 2015, exceptuando la participación en las ganancias de asociadas y negocios conjuntos que corresponde a las ganancias o pérdidas de la empresa TEN (50% propiedad de ENGIE).

Como se muestra en la siguiente tabla a partir de la información del primer semestre del año 2016 se proyectará la participación en las ganancias para ese año en US\$ 51,7 millones. Esto es producto principalmente de la diferencia positiva entre el valor libro y el valor justo de la venta de la empresa TEN. Para el año 2017 se proyecta que el resultado devengado será igual al del año 2016, estimándose la participación en las ganancias para 2017 en US\$ - 5,2 millones.

Período	Inversión al inicio del Período kUSD	Diferencia entre valor libro y valor justo kUSD	Reversa derivados de cobertura kUSD	Resultado Devengado kUSD	Efecto en Resultado kUSD	Variación Reversa derivados de cobertura kUSD	Otros kUSD	Inversión al Final del Período kUSD
2016 - 1	31.073	59.700	- 4.424	- 1.801	53.475	2.864	2.879	90.291
2016	31.073	59.700	- 4.424	- 3.602	51.674	2.864	2.879	88.490
2017	88.490	-	- 1.560	- 3.602	- 5.162	2.864	2.879	89.071

En 2018 la empresa TEN pondrá en servicio el proyecto de Interconexión entre los sistemas SING y SIC.

El proyecto de interconexión que se muestra a continuación posee 600 km de líneas de 500 kV que fueron reconocidos por la autoridad como activos troncales o nacionales por lo que TEN recibirá ingresos regulados por estos activos.



Según el Decreto Supremo 23T del Ministerio de Energía, los ingresos (VATT) que recibirá TEN por los activos del proyecto de interconexión que serán reconocidos como regulados son los que se indican en la siguiente tabla:

N°	Tramo Troncal		Código	VI	AVI	COMA	VATT
	De Barra	A Barra					
84	Cumbres 500	Nueva Cardones 500	TSIC-98	276.796	28.128	3.832	31.960
85	Los Changos 500	Cumbres 500	TSIC-99	399.706	40.599	5.303	45.902
86	Los Changos 500	Los Changos 220	TSIC-101	30.878	3.183	528	3.711
87	Los Changos 500	Los Changos 220	TSIC-102	30.878	3.183	528	3.711

Estos ingresos anuales suman US\$ 85,3 millones y a partir de ellos se puede estimar las ganancias de TEN considerando una estructura de costos tipo para una empresa de transmisión como se muestra a continuación:

	Estado de Resultados 2015				Proyección 2018 - 2020	
	Alto Jahuel Transmisión		Transelec		TEN	
Ingresos	5.207	100%	276,7	100%	85,3	100%
Costo de venta	- 1.987	38%	-83,1	30%	- 25,6	30%
Ganancia Bruta	3.220	62%	193,6	70%	59,7	70%
Gastos de adm	- 2.188	42%	-16,8	6%	- 21,3	25%
Otros gastos por función	- 535	10%		0%	-	0%
Otras ganancias	17	0%	6,8	2%	0,9	1%
Ingresos financieros	58	1%	8,3	3%	0,9	1%
Costos financieros	- 2.341	45%	-59,1	21%	- 4,3	5%
Diferencias de cambio	17.147	329%	0,8	0%	4,3	5%
Resultado por unidades de reajuste	- 146	3%	-32,4	12%	- 2,6	3%
Ganancia antes de impuestos	15.232	293%	101,2	37%	37,5	44%
Gasto por impuestos	- 3.211	62%	-17,5	6%	- 10,1	-12%
Ganancia despues de impuestos	12.021	231%	83,7	30%	27,4	32%

En el período 2018 – 2020 se considerará como participación en las ganancias de asociadas y negocios conjuntos el 50% de las ganancias después de impuestos proyectadas para TEN.

A continuación, se presenta el resumen de las proyecciones de los resultados no operacionales:

	31-12-2016	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2019	31-12-2020
	UF	UF	UF	UF	UF
Otros Ingresos	294.896	294.896	294.896	294.896	294.896
Venta de Agua	62.153	62.153	62.153	62.153	62.153
Otros	232.743	232.743	232.743	232.743	232.743
Resultado Operacional	5.056.307	4.928.904	3.476.399	3.637.885	3.843.679
Ingresos Financieros	70.102	70.102	70.102	70.102	70.102
Costos Financieros	- 1.029.088				
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	1.312.058	- 131.069	347.837	347.837	347.837
Diferencia de Cambio	- 214.997				

Ganancia Antes de Impuestos

La Ganancia antes de impuestos para cada año del período 2016 – 2020 es la que se muestra a continuación:

	31-12-2016	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2019	31-12-2020
	UF	UF	UF	UF	UF
Ganancia Antes de Impuestos	5.194.382	3.623.852	2.650.253	2.811.739	3.017.533

Pago de impuestos

En el siguiente cuadro se muestran las proyecciones para el período 2016 – 2020 de las ganancias antes de impuestos, pago de impuestos y ganancia después de impuestos.

	31-12-2016	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2019	31-12-2020
	UF	UF	UF	UF	UF
Ganancia Antes de Impuestos	5.194.382	3.623.852	2.650.253	2.811.739	3.017.533
Tasa impositiva a las utilidades	24,0%	25,5%	27,0%	27,0%	27,0%
Pago de impuestos	1.246.652	924.082	715.568	759.169	814.734
Ganancia despues de impuestos	3.947.730	2.699.770	1.934.685	2.052.569	2.202.799

El siguiente EERR reúne las proyecciones en UF realizadas para ENGIE en el período 2016 – 2020:

	31-12-2016	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2019	31-12-2020
	UF	UF	UF	UF	UF
Ingresos Ordinarios, Total	27.978.863	28.412.463	36.164.082	36.745.836	37.338.119
Venta de energía y potencia	23.955.845	24.389.446	32.141.065	32.722.819	33.315.102
venta y transporte de gas	1.232.417	1.232.417	1.232.417	1.232.417	1.232.417
venta de combustible	484.293	484.293	484.293	484.293	484.293
venta de peajes	1.495.264	1.495.264	1.495.264	1.495.264	1.495.264
arriendo instalaciones	68.800	68.800	68.800	68.800	68.800
servicios portuarios	242.975	242.975	242.975	242.975	242.975
otras Ventas	499.269	499.269	499.269	499.269	499.269
Costo de Venta	22.026.376	22.587.380	31.579.628	31.999.896	32.386.385
Costos de combustibles y lubricantes	9.553.635	9.886.143	12.145.446	12.374.150	12.580.935
Costos de Energía y potencia	2.346.517	2.388.989	3.095.033	3.151.053	3.208.087
Depreciación propiedades, plantas y equipos	3.201.579	3.201.579	7.712.726	7.712.726	7.712.726
Depreciación repuestos	64.554	64.554	155.514	155.514	155.514
Amortización intangibles	386.517	386.517	547.333	554.926	561.908
Costo Peaje	1.128.731	1.128.731	1.128.731	1.128.731	1.128.731
Otros	5.344.841	5.530.865	6.794.846	6.922.796	7.038.483
Ganancia Bruta	5.952.487	5.825.084	4.584.454	4.745.940	4.951.734
GAV	1.191.077	1.191.077	1.402.952	1.402.952	1.402.952
Otros Ingresos	294.896	294.896	294.896	294.896	294.896
Venta de Agua	62.153	62.153	62.153	62.153	62.153
Otros	232.743	232.743	232.743	232.743	232.743
Resultado Operacional	5.056.307	4.928.904	3.476.399	3.637.885	3.843.679
Ingresos Financieros	70.102	70.102	70.102	70.102	70.102
Costos Financieros	- 1.029.088				
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	1.312.058	- 131.069	347.837	347.837	347.837
Diferencia de Cambio	- 214.997				
Ganancia Antes de Impuestos	5.194.382	3.623.852	2.650.253	2.811.739	3.017.533
Tasa impositiva a las utilidades	24,0%	25,5%	27,0%	27,0%	27,0%
Pago de impuestos	1.246.652	924.082	715.568	759.169	814.734
Ganancia despues de impuestos	3.947.730	2.699.770	1.934.685	2.052.569	2.202.799

Capítulo 8: Proyección de Flujos de Caja Libre de ENGIE

El Estado de Resultados proyectados para los años 2016 al 2020 que se muestra al final del capítulo anterior está bajo el formato de la norma IFRS que se muestra a continuación:

+	Ingresos de actividades ordinarias
-	Costo de ventas
=	Ganancia bruta
-	Costos de distribución
-	Gasto de administración
+	Otros ingresos, por función
-	Otros gastos, por función
+	Otras ganancias (pérdidas)
+	Ingresos financieros
-	Costos financieros
+	Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación
+/-	Diferencias de cambio
+/-	Resultados por unidades de reajuste
=	Ganancia (o pérdida) Antes de Impuestos
-	Gasto por impuestos a las ganancias
=	Ganancia (pérdida)

Para construir el Flujo de Caja Libre de ENGIE para el periodo 2016 – 2020 es necesario realizar los siguientes ajustes al Estado de Resultados:

AJUSTES

- + Depreciación de Activo Fijo
- + Amortización de Activos Intangibles
- Otros ingresos, por función (después de Impuestos)
- + Otros gastos, por función (después de Impuestos)
- Otras ganancias (pérdidas) (después de Impuestos)
- Ingresos financieros (después de Impuestos)
- + Costos financieros (después de Impuestos)
- Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación (después de Impuestos)
- /+ Diferencias de cambio
- /+ Resultados por unidades de reajuste
- = **FLUJO DE CAJA BRUTO**
- Inversión en Reposición
- Inversión en capital físico
- Aumentos (disminuciones) de capital de trabajo
- = **FLUJO DE CAJA LIBRE**

Ajuste de depreciación del ejercicio y amortización de intangibles

Se reversan la depreciación y amortización del intangible consideradas como gasto en la proyección del Estado de Resultados. Por lo tanto, se reversan las cuentas destacadas en el siguiente cuadro:

	31-12-2016	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2019	31-12-2020
	UF	UF	UF	UF	UF
Costo de Venta	22.026.376	22.587.380	31.579.628	31.999.896	32.386.385
Costos de combustibles y lubricantes	9.553.635	9.886.143	12.145.446	12.374.150	12.580.935
Costos de Energía y potencia	2.346.517	2.388.989	3.095.033	3.151.053	3.208.087
Depreciación propiedades, plantas y equipos	3.201.579	3.201.579	7.712.726	7.712.726	7.712.726
Depreciación repuestos	64.554	64.554	155.514	155.514	155.514
Amortización intangibles	386.517	386.517	547.333	554.926	561.908
Costo Peaje	1.128.731	1.128.731	1.128.731	1.128.731	1.128.731
Otros	5.344.841	5.530.865	6.794.846	6.922.796	7.038.483

Estimación de la Inversión de Reposición

La estimación de la inversión en reposición se obtiene de la presentación Investor Day del 26 de mayo de 2016 bajo la cuenta Operaciones actuales, esta información se muestra a continuación:

Programa de CAPEX para las operaciones corrientes y los nuevos proyectos

CAPEX (US\$ millones)	2015	1Q16	Abr-Dic 2016 ^e	2017 ^e	2018 ^e	TOTAL
E.CL – Operaciones Actuales	88	12	84	78	73	335
IEM (incluyendo el puerto)	109	42	280	448	187	1.066
TOTAL	197	54	364	526	260	1.401

TEN (US\$ millones)	2015	1Q16	Abr-Dic 2016 ^e	2017 ^e	2018 ^e	TOTAL
TEN CAPEX (100%)	160	74	259	288		781 (*)
E.CL contribución de capital (~10%)	16	7	26	29		78

Notes:

1. El proyecto TEN está desconsolidado; se asume que la contribución de capital de E.CL será del 10% del costo total invertido.
2. Sin asumir nuevo CAPEX para proyectos todavía no aprobados en Directorio, como los renovables y Las Arcillas
3. Las cifras del CAPEX están expresadas sin el IVA y los intereses durante la construcción.

(*) US\$14 millones fueron invertidos antes de 2015

Para los años 2019 y 2020 se asumirá un monto de inversión en reposición igual al del año 2018:

Millones US\$	2015 - 2018	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Operación Corriente	335	88	96	78	73	73	73

Estimación de Nuevas Inversiones

La estimación de nuevas inversiones en Activo Fijo también se obtiene de la presentación Investor Day del 26 de mayo de 2016 y corresponde a los proyectos Infraestructura Energética millones IEM y al proyecto Transmisora Eléctrica del Norte TEN, esta información se muestra a continuación:

Millones US\$	2015 - 2018	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nuevos proyectos	1144	125	355	477	187		

Estimación de la inversión en capital de trabajo

El capital de trabajo operativo neto (CTON) se estima de la siguiente manera:

CTON = Existencias + Cuentas por Cobrar + Valores Negociables – (Proveedores + Acreedores Varios + Cuentas por Pagar)

	2012	2013	2014	2015	2016 (30/06)
CTON	2.868.426	2.449.562	3.653.834	3.544.664	7.359.679
Inventario	2.490.671	2.850.355	4.465.398	4.788.335	4.232.565
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente	451.365	504.086	90.045	139.624	3.556.680
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	3.466.425	3.350.375	3.033.287	3.334.359	2.603.270
Cuentas por Pagar Comerciales y otras Cuentas por Pagar	2.890.720	3.571.387	3.429.894	4.270.023	2.813.509
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	649.316	683.867	505.001	447.630	219.328

Luego la inversión en capital de trabajo se puede estimar a partir de la siguiente expresión:

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

Donde:

$$RCTON = \frac{CTON}{Ventas}$$

	2012	2013	2014	2015	2016 (30/06)
CTON	2.868.426	2.449.562	3.653.834	3.544.664	7.359.679
Ventas	23.681.038	27.122.854	30.610.797	31.537.417	11.961.633
RCTON	12%	9%	12%	11%	62%

Considerando el período 2012 – 2015, el RCTON promedio es 11%. Se excluyó el año 2016 porque en el primer semestre las cuentas por cobrar a entidades relacionadas aumentaron considerablemente respecto al histórico.

Por lo tanto, la inversión en capital de trabajo se estimará de la siguiente manera:

$$\text{Inversión en Capital de Trabajo} = 11\% \cdot (\text{Ventas}_{t+1} - \text{Ventas}_t)$$

Esto es:

	31-12-2015	31-12-2016	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2019	31-12-2020
	UF	UF	UF	UF	UF	UF
Ingresos Ordinarios, Total	31.537.417	27.978.863	28.412.463	36.164.082	36.745.836	37.338.119
Aumentos (disminuciones) de capital de trabajo = 11% (ventas t+1 - Ventas)		- 391.441	47.696	852.678	63.993	65.151

A partir de los ajustes al EERR se determina el Flujo de Caja Libre de ENGIE que se muestra a continuación para el periodo 2016 – 2020:

	31-12-2016	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2019	31-12-2020
	UF	UF	UF	UF	UF
Ganancia después de impuestos	3.947.730	2.699.770	1.934.685	2.052.569	2.202.799
Depreciación de Activo Fijo	3.266.134	3.266.134	7.868.240	7.868.240	7.868.240
Amortización de Activos Intangibles	386.517	386.517	547.333	554.926	561.908
Otros ingresos, por función (después de Impuestos)	- 224.121	- 219.698	- 215.274	- 215.274	- 215.274
Otros gastos, por función (después de Impuestos)	-	-	-	-	-
Otras ganancias (pérdidas) (después de Impuestos)	-	-	-	-	-
Ingresos financieros (después de Impuestos)	- 53.277	- 52.226	- 51.174	- 51.174	- 51.174
Costos financieros (después de Impuestos)	782.107	766.670	751.234	751.234	751.234
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación (después de Impuestos)	- 997.164	97.646	- 253.921	- 253.921	- 253.921
Diferencias de cambio	214.997	214.997	214.997	214.997	214.997
Flujo de Caja Bruto	7.322.922	7.159.810	10.796.119	10.921.597	11.078.809
Inversión en Reposición	- 2.437.543	- 1.980.504	- 1.853.548	- 1.853.548	- 1.853.548
Inversión en capital físico	- 9.013.831	- 12.111.542	- 4.748.131	-	-
Aumentos (disminuciones) de capital de trabajo	391.441	- 47.696	- 852.678	- 63.993	- 65.151
Flujo de Caja Libre	- 1.868.505	- 6.979.931	3.341.762	9.004.056	9.160.109

Capítulo 9: Valoración Económica de ENGIE y de su precio de acción

Para realizar la valoración económica de ENGIE es necesario estimar los flujos posteriores al año 2020 correspondientes al período implícito de proyección.

Al estimar los flujos posteriores al año 2020 es importante distinguir el período hasta el año 2032, momento en el que vencen contratos de venta de energía que aseguran el precio al que ENGIE vende la mayor parte de su generación, y el período posterior al año 2032 en el cual ENGIE tendrá que suscribir nuevos contratos de venta de energía según las condiciones de mercado de ese momento y las expectativas futuras del precio de la energía.

Por lo tanto, para el período implícito de proyección se considerarán los precios que se indican en la siguiente tabla:

	2016 - 2020	2021 - 2026	2027 - 2030	2031 en adelante
Precio no regulado (US\$/MWh)	100,83	100,83	59,66	76,00
Precio regulado (US\$/MWh)	108,17	108,17	108,17	84,00
Precio spot (US\$/MWh)	50,00	62,80	62,80	80,00

Nota: Valores sin considerar indexación

Hasta el año 2030 se considera que ENGIE venderá energía a clientes regulados al precio de los contratos de venta de energía. Lo mismo para los clientes no regulados pero hasta el año 2026, luego de lo cual se asume que ENGIE suscribirá contratos de venta de energía a clientes no regulados a un precio de 59,66 US\$/MWh, precio inferior en 5% al precio spot estimado para esa fecha de 62,8 US\$/MWh (Systep Junio 2016). En el período 2021 – 2030 se asume que ENGIE venderá energía en el mercado spot a un precio de 62,8 US\$/MWh.

Luego a partir del año 2031 se asume que ENGIE suscribirá contratos de venta de energía con clientes no regulados a un precio de 76,0 US\$/MWh y clientes regulados a un precio de 84,0 US\$/MWh, precios 5% inferior y 5% superior respectivamente al piso de la proyección del precio spot para ese momento en el rango de 80 – 98 US\$/MWh (Systep junio 2016). Esta diferencia de precios para clientes no regulados y regulados

recoge el comportamiento actual producto de que los clientes no regulados suscriben contratos a precios menores al spot y los clientes regulados acceden a precios mayores al spot debido a las proyecciones al alza del mismo.

Por último, a partir del año 2031 se asume que ENGIE venderá energía en el mercado spot a un precio de 80,0 US\$/MWh.

Para calcular la perpetuidad no creciente, se ha considerado el año 2033 por lo cual para ese año se asumirá que la inversión en reposición es igual a la depreciación de activos fijos y amortización de intangibles del año y que no existen inversiones en capital físico ni aumentos de capital de trabajo, tal como se observa a continuación:

	31-12-2032	31-12-2033
	UF	UF
Ganancia despues de impuestos	2.178.232	613.416
Depreciación de Activo Fijo	3.847.131	3.847.131
Amortización de Activos Intangibles	581.114	585.958
Otros ingresos, por función (después de Impuestos)	- 215.274	- 215.274
Otros gastos, por función (después de Impuestos)	-	-
Otras ganancias (pérdidas) (después de Impuestos)	-	-
Ingresos financieros (después de Impuestos)	- 51.174	- 51.174
Costos financieros (después de Impuestos)	751.234	751.234
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación (después de Impuestos)	- 253.921	- 253.921
Diferencias de cambio	214.997	214.997
Flujo de Caja Bruto	7.052.339	5.492.367
Inversión en Reposición	- 1.853.548	- 4.433.089
Inversión en capital físico	-	-
Aumentos (disminuciones) de capital de trabajo	- 67.009	-
	31-12-2032	31-12-2033
	UF	UF
Flujo de Caja Libre	5.131.782	1.059.277

El siguiente es el Flujo de Caja Libre de ENGIE para el período 2016 (segundo semestre) – 2033 cuyo detalle se muestra en el Anexo 1:

	31-12-2016 (2ºSem)	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2019	31-12-2020	31-12-2021	31-12-2022	31-12-2023	31-12-2024
	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF
Flujo de Caja Libre	- 426.691	- 8.295.711	3.341.762	9.004.056	9.160.109	8.886.418	9.204.448	9.488.955	8.712.267

	31-12-2025	31-12-2026	31-12-2027	31-12-2028	31-12-2029	31-12-2030	31-12-2031	31-12-2032	31-12-2033
	UF								
Flujo de Caja Libre	9.013.749	9.298.182	2.693.001	1.674.087	1.868.169	2.066.748	4.345.247	5.131.782	1.059.277

Al considerar el Flujo de Caja Libre del año 2033 como una perpetuidad descontada a la tasa de costo de capital estimada para ENGIE de 7,41%, el valor de la perpetuidad en el año 2032 es de UF 14,3 millones, como se muestra a continuación:

$$\frac{\text{Flujo de Caja Libre}_{2033}}{\text{Tasa Costo de Capital}} = \text{Valor Perpetuidad}_{2032}$$

$$\frac{UF 1.059.277}{7,41\%} = UF 14.295.242$$

Por lo tanto, el Flujo de Caja Libre para el período 2016 (segundo semestre) - 2032 queda de la siguiente manera⁸:

	31-12-2016	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2019	31-12-2020	31-12-2021	31-12-2022	31-12-2023	31-12-2024
	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF	UF
Flujo de Caja Libre	- 426.691	- 8.295.711	3.341.762	9.004.056	9.160.109	8.886.418	9.204.448	9.488.955	8.712.267

	31-12-2025	31-12-2026	31-12-2027	31-12-2028	31-12-2029	31-12-2030	31-12-2031	31-12-2032
	UF							
Flujo de Caja Libre	9.013.749	9.298.182	2.693.001	1.674.087	1.868.169	2.066.748	4.345.247	19.427.024

Considerando la tasa de costo de capital estimada para ENGIE de 7,41% se llevan los Flujos de Caja Libre primero al 31 de diciembre de 2016 y luego al 30 de junio de 2016, obteniendo un Valor Económico de los Activos Operacionales (Valor presente de los flujos de caja libre más valor terminal) de UF 50,3 millones, tal como se muestra a continuación en millones de UF:

⁸ El flujo de caja libre para el año 2032 de UF 19.427.024 corresponde al valor original para el año 2032 de UF 5.131.782 más el valor de la perpetuidad de UF 14.295.242.

Valor Económico de los Activos Operacionales

$$= \frac{\left(-UF\ 0,427 - \frac{UF\ 8,296}{(1+7,41\%)^1} + \frac{UF\ 3,342}{(1+7,41\%)^2} + \frac{UF\ 9,004}{(1+7,41\%)^3} + \frac{UF\ 9,160}{(1+7,41\%)^4} + \frac{UF\ 8,886}{(1+7,41\%)^5} + \frac{UF\ 9,204}{(1+7,41\%)^6} + \frac{UF\ 9,489}{(1+7,41\%)^7} + \frac{8,712}{(1+7,41\%)^8} \right. \\ \left. + \frac{9,014}{(1+7,41\%)^9} + \frac{9,298}{(1+7,41\%)^{10}} + \frac{2,693}{(1+7,41\%)^{11}} + \frac{1,674}{(1+7,41\%)^{12}} + \frac{1,868}{(1+7,41\%)^{13}} + \frac{2,067}{(1+7,41\%)^{14}} + \frac{4,345}{(1+7,41\%)^{15}} + \frac{19,427}{(1+7,41\%)^{15}} \right)}{(1 + 7,41\%)^{\frac{1}{2}}}$$

$$= UF\ 50,341\ millones$$

Este valor económico de los activos operacionales se compone 17% por los flujos del período explícito original (primer semestre 2016 – 2020), 74% por los flujos del período explícito extendido (2021 – 2032) y 9% por el período implícito (2033 en adelante).

Luego, para determinar Patrimonio Económico de ENGIE y el precio de la acción es necesario considerar el déficit o exceso de capital de trabajo, los activos prescindibles y la deuda financiera que se indican a continuación.

Estimación déficit o exceso de capital de trabajo

Considerando las ventas proyectadas para 2016 de UF 27,98 millones (pág. 53), se estima un capital de trabajo necesario para el año 2016 de UF 3,08 millones (11% de las ventas proyectadas para el año).

Como el capital de trabajo real al final del primer semestre de 2016 era UF 7,36 millones (pág. 57), se estima un exceso de capital de trabajo de UF 4,28 millones.

Identificación de Activos Prescindibles

A continuación se observan todos los activos de ENGIE (corrientes y no corrientes) al 30 de junio de 2016. De estos se consideran como prescindibles (no están destinados al negocio principal): Otros Activos No Financieros, No corriente; Derechos por Cobrar, No Corriente; Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente y Plusvalía, los que totalizan UF 1,06 millones.

ACTIVOS		30-06-2016
Activos, Corriente		UF
Operacional	Efectivo y efectivo equivalente	7.283.124
No Operacional	Otros Activos Financieros, Corrientes	55.810
No Operacional	Otros Activos No Financieros, Corriente	286.640
Operacional	Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	2.603.270
Operacional	Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente	3.556.680
Operacional	Inventario	4.232.565
No Operacional	Activos por impuestos corrientes	567.973
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		18.586.062
No Operacional	Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	56.901
Activos Corrientes, Total		18.642.963
Activos, No corrientes		
No Operacional	Otros activos financieros, no corrientes	15.133
No Operacional	Otros Activos No Financieros, No corriente	424.513
Operacional	Derechos por Cobrar, No Corriente	432
Operacional	Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente	-
No Operacional	Inversiones contabilizadas utilizando el método de la	2.292.585
Operacional	Activos Intangibles Distintos a Plusvalía	7.141.392
No Operacional	Plusvalía	637.291
Operacional	Propiedades, Plantas y Equipo	51.280.547
No Operacional	Activos por impuestos diferidos	797.204
Activos, No corrientes, Total		62.589.095
Activos, Total		81.232.059
Activos Prescindibles		1.062.236

Deuda financiera

La deuda financiera de ENGIE al 30 de junio de 2016 ascendía a:

	2012	2013	2014	2015	2016*
Deuda Financiera (UF)	16.652.826	15.951.399	15.415.003	15.927.951	15.676.611

*al 30 de Junio.

Precio de la Acción de ENGIE

Finalmente, la estimación del precio de la acción de ENGIE al 30 de junio de 2016 es de \$990 según la información que se muestra en la siguiente tabla:

	UF
+ Valor Económico de los Activos Operacionales: Valor presente de los flujos de caja libre más valor terminal.	50.341.482
+/-Exceso (déficit) en Capital de Trabajo	4.282.004
+ Activos Prescindibles	1.062.236
-Deuda Financiera	15.676.611
Patrimonio Económico	40.009.110
Cantidad Acciones	1.053.309.776
Precio por acción \$	990
Precio acción \$ 30/06/2016	1.128

El precio estimado para la acción de ENGIE es 12% inferior al precio real de mercado de la acción registrado en la Bolsa de Santiago para la misma fecha, diferencia que podría deberse al supuesto de cero crecimiento para los flujos a perpetuidad, supuesto que no da cuenta del desarrollo de nuevos proyectos de generación por parte de ENGIE y que los inversionistas sí podrían estar incluyendo en sus expectativas al momento de demandar la acción en el proceso de oferta y demanda que determina su precio real de mercado. Otro factor que podría explicar la diferencia de precios es la percepción favorable que pudiera tener el mercado respecto a las acciones de ENGIE, debido a que la empresa cuenta con contratos de venta de energía a largo plazo, lo que disminuye la incertidumbre (riesgo) de los ingresos respecto a las otras empresas generadoras de energía eléctrica del mercado cuyos contratos vencerán en los siguientes 2 años y deberán ser renegociados.

Capítulo 10: Conclusiones

A partir del método de Flujo de Caja Descontados, la situación de la empresa ENGIE y los supuestos indicados en este documento se estimó un precio de \$990 para la acción de ENGIE al 30 de junio de 2016.

Este precio fue estimado considerando una Tasa de Costo de Capital Promedio Ponderado 7,41%, tasa que refleja el menor riesgo al que está expuesto ENGIE gracias al desarrollo del Proyecto de Interconexión, lo que aumenta la exposición de ENGIE al riesgo del negocio de transmisión, riesgo menor al del negocio de generación.

Es importante en la valorización de ENGIE la existencia de contratos por venta de energía que aseguran la mayor parte de los ingresos hasta el año 2030. Se estima que la empresa podrá suscribir contratos por venta de energía a partir del año 2031, el que para la valorización se estimó en 76,0 US\$/MWh para clientes no regulados y 84,0 US\$/MWh para clientes regulados, precios 5% inferior y 5% superior respectivamente al piso de la proyección del precio spot para ese momento en el rango de 80 – 98 US\$/MWh (Systep junio 2016).

El precio de \$990 es 12% inferior al real para la acción de ENGIE al 30 de junio de 2016, diferencia que podría deberse al supuesto de cero crecimiento para los flujos a perpetuidad de ENGIE, supuesto que no da cuenta del desarrollo de nuevos proyectos de generación por parte de la empresa, los que sí podrían estar siendo considerados por los inversionistas en sus expectativas al momento de demandar la acción en el proceso de oferta y demanda que determina su precio real de mercado. Otro factor que podría explicar la diferencia de precios es la percepción favorable que pudiera tener el mercado respecto a las acciones de ENGIE, debido a que la empresa cuenta con contratos de venta de energía a largo plazo, lo que disminuye la incertidumbre (riesgo) de los ingresos respecto a las otras empresas generadoras de energía eléctrica del mercado cuyos contratos vencerán en los siguientes 2 años y deberán ser renegociados.

Anexo 1

	31-12-2016	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2019	31-12-2020	31-12-2021	31-12-2022	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2025	31-12-2026	31-12-2027	31-12-2028	31-12-2029	31-12-2030	31-12-2031	31-12-2032	31-12-2033
Ingresos Ordinarios, Total	16.017.230	28.412.463	36.164.082	36.945.836	37.338.119	38.086.215	38.701.741	39.329.402	39.968.472	40.619.084	41.281.473	30.769.070	31.253.988	31.746.869	32.248.671	32.761.910	33.286.082	36.412.616
Venta de energía y potencia	12.906.266	24.389.446	32.141.065	32.722.819	33.315.102	34.078.724	35.306.408	35.946.454	36.596.067	37.258.456	37.928.456	26.746.853	27.230.971	27.723.852	28.225.653	33.658.893	34.265.065	32.389.599
Venta y transporte de gas	1.154.695	1.232.417	1.232.417	1.232.417	1.232.417	1.232.417	1.232.417	1.232.417	1.232.417	1.232.417	1.232.417	1.232.417	1.232.417	1.232.417	1.232.417	1.232.417	1.232.417	1.232.417
venta de combustible	421.120	484.293	484.293	484.293	484.293	484.293	484.293	484.293	484.293	484.293	484.293	484.293	484.293	484.293	484.293	484.293	484.293	484.293
venta de papales	986.072	1.495.264	1.495.264	1.495.264	1.495.264	1.495.264	1.495.264	1.495.264	1.495.264	1.495.264	1.495.264	1.495.264	1.495.264	1.495.264	1.495.264	1.495.264	1.495.264	1.495.264
arrendo instalaciones	18.495	18.800	18.800	18.800	18.800	18.800	18.800	18.800	18.800	18.800	18.800	18.800	18.800	18.800	18.800	18.800	18.800	18.800
otros participaciones	35.433	409.269	409.269	409.269	409.269	409.269	409.269	409.269	409.269	409.269	409.269	409.269	409.269	409.269	409.269	409.269	409.269	409.269
Gastos de Venta	3.167.389	3.167.389	3.167.389	3.167.389	3.167.389	3.167.389	3.167.389	3.167.389	3.167.389	3.167.389	3.167.389	3.167.389	3.167.389	3.167.389	3.167.389	3.167.389	3.167.389	3.167.389
Gastos de combustibles y lubricantes	1.868.142	1.868.142	1.868.142	1.868.142	1.868.142	1.868.142	1.868.142	1.868.142	1.868.142	1.868.142	1.868.142	1.868.142	1.868.142	1.868.142	1.868.142	1.868.142	1.868.142	1.868.142
Gastos de Energía y potencia	772.521	2.388.989	3.095.033	3.151.053	3.208.887	3.267.289	3.326.240	3.385.746	3.445.807	3.506.374	3.567.446	3.629.023	3.691.105	3.752.692	3.814.784	3.877.381	3.940.483	3.999.999
Depreciación propiedades, plantas y equipos	1.748.321	3.201.579	7.712.726	7.712.726	7.712.726	7.712.726	7.712.726	7.712.726	7.712.726	7.712.726	7.712.726	7.712.726	7.712.726	7.712.726	7.712.726	7.712.726	7.712.726	7.712.726
Depreciación repuestos	3.132	64.554	155.514	155.514	155.514	155.514	155.514	155.514	155.514	155.514	155.514	155.514	155.514	155.514	155.514	155.514	155.514	155.514
Amortización intangibles	168.129	386.517	547.333	554.026	561.008	567.261	573.783	580.576	587.631	594.959	602.562	610.344	618.407	626.749	635.370	644.281	653.482	662.983
Costo Pajaje	313.394	1.128.731	1.128.731	1.128.731	1.128.731	1.128.731	1.128.731	1.128.731	1.128.731	1.128.731	1.128.731	1.128.731	1.128.731	1.128.731	1.128.731	1.128.731	1.128.731	1.128.731
Otros	1.091.677	5.530.865	6.794.846	6.922.796	7.038.483	7.141.543	7.240.344	7.335.668	7.428.576	7.520.000	7.611.034	7.700.677	7.788.939	7.876.816	7.964.307	8.051.414	8.138.137	8.224.478
Ganancia Bruta	6.844.048	5.825.084	4.584.454	4.951.740	4.951.740	4.951.740	4.951.740	4.951.740	4.951.740	4.951.740	4.951.740	4.951.740	4.951.740	4.951.740	4.951.740	4.951.740	4.951.740	4.951.740
GAV	843.219	1.191.077	1.402.952	1.402.952	1.402.952	1.402.952	1.402.952	1.402.952	1.402.952	1.402.952	1.402.952	1.402.952	1.402.952	1.402.952	1.402.952	1.402.952	1.402.952	1.402.952
Otros Ingresos	147.448	294.886	294.886	294.886	294.886	294.886	294.886	294.886	294.886	294.886	294.886	294.886	294.886	294.886	294.886	294.886	294.886	294.886
Venta de Agua	31.077	62.153	62.153	62.153	62.153	62.153	62.153	62.153	62.153	62.153	62.153	62.153	62.153	62.153	62.153	62.153	62.153	62.153
Otros	116.371	232.743	232.743	232.743	232.743	232.743	232.743	232.743	232.743	232.743	232.743	232.743	232.743	232.743	232.743	232.743	232.743	232.743
Resultado Operacional	5.738.272	4.928.904	3.476.390	3.637.885	3.637.885	3.637.885	3.637.885	3.637.885	3.637.885	3.637.885	3.637.885	3.637.885	3.637.885	3.637.885	3.637.885	3.637.885	3.637.885	3.637.885
Ingresos financieros	36.061	70.103	70.103	70.103	70.103	70.103	70.103	70.103	70.103	70.103	70.103	70.103	70.103	70.103	70.103	70.103	70.103	70.103
Costos financieros	514.544	1.029.088	1.029.088	1.029.088	1.029.088	1.029.088	1.029.088	1.029.088	1.029.088	1.029.088	1.029.088	1.029.088	1.029.088	1.029.088	1.029.088	1.029.088	1.029.088	1.029.088
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	45.729	131.069	347.837	347.837	347.837	347.837	347.837	347.837	347.837	347.837	347.837	347.837	347.837	347.837	347.837	347.837	347.837	347.837
Diferencia de Cambio	107.499	214.997	214.997	214.997	214.997	214.997	214.997	214.997	214.997	214.997	214.997	214.997	214.997	214.997	214.997	214.997	214.997	214.997
Ganancia Antes de Impuestos	5.105.596	3.623.852	2.650.253	2.811.739	3.017.533	2.638.060	3.048.953	3.434.375	3.976.095	8.383.840	8.768.372	1.969.655	1.713.706	1.452.248	1.184.674	2.639.449	2.985.880	840.296
Tasa impositiva a las utilidades	24.094	26.594	27.094	27.094	27.094	27.094	27.094	27.094	27.094	27.094	27.094	27.094	27.094	27.094	27.094	27.094	27.094	27.094
Pago de impuestos	1.235.333	934.082	715.568	759.169	814.234	712.276	823.217	927.281	1.152.276	2.383.637	2.367.461	531.975	463.701	392.107	319.862	712.621	805.648	235.880
Ganancia después de impuestos	3.869.223	2.699.770	1.934.685	2.052.569	2.203.299	1.925.794	2.225.736	2.507.094	5.824.819	6.120.203	6.400.912	1.437.680	1.250.005	1.060.141	864.812	1.926.797	2.179.232	613.416
Depreciación de Activo Fijo	1.751.453	3.265.134	7.868.240	7.868.240	7.868.240	7.868.240	7.868.240	7.868.240	7.868.240	7.868.240	7.868.240	7.868.240	7.868.240	7.868.240	7.868.240	7.868.240	7.868.240	7.868.240
Amortización de Activo Intangible	168.129	386.517	547.333	554.026	561.008	567.261	573.783	580.576	587.631	594.959	602.562	610.344	618.407	626.749	635.370	644.281	653.482	
Otros ingresos por función (después de impuestos)	113.061	219.698	219.698	219.698	219.698	219.698	219.698	219.698	219.698	219.698	219.698	219.698	219.698	219.698	219.698	219.698	219.698	219.698
Otros gastos, por función (después de impuestos)																		
Otras ganancias (pérdidas) (después de impuestos)																		
Otros ingresos (después de impuestos)																		
Costos financieros (después de impuestos)																		
Flujo de Caja Bruto	3.07.699	214.997	214.997	214.997	214.997	214.997	214.997	214.997	214.997	214.997	214.997	214.997	214.997	214.997	214.997	214.997	214.997	214.997
Flujo de Caja Operativo	1.013.200	1.013.200	1.013.200	1.013.200	1.013.200	1.013.200	1.013.200	1.013.200	1.013.200	1.013.200	1.013.200	1.013.200	1.013.200	1.013.200	1.013.200	1.013.200	1.013.200	1.013.200
inversión en capital físico	5.179.779	12.111.542	4.748.131															
Aumentos (disminuciones) de capital de trabajo	446.116	1.363.476	822.678	63.993	65.151	82.181	67.818	69.045	70.295	71.567	72.862	1.156.276	53.253	54.217	55.198	597.336	67.009	67.009
Aumentos (disminuciones) de capital de trabajo	426.691	8.295.711	3.941.762	9.004.056	9.160.109	8.886.418	9.204.448	9.488.955	9.732.287	9.933.749	9.298.182	2.693.001	1.674.097	1.888.169	2.066.748	4.345.247	5.131.762	1.059.277
Flujo de Caja Libre																		