



VALORIZACIÓN DE EMPRESA AES GENER S.A.

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

**Alumno: Elisa Villalobos H.
Profesor Guía: Aldo Bombardiere**

Santiago, Marzo 2018

Dedicatoria

Con todo mi amor para mi papá, mi novio, mi hermana, mi abuelito y Kurt.

Tabla de contenido

I.	Metodología	5
1.	Principales Métodos de Valoración	5
1.1.	Modelo de descuento de dividendos	5
1.2.	Método de Flujos de Caja Descontados	6
1.3.	Método de múltiplos	7
II.	Descripción de la empresa e industria	9
1.	Propiedad y filiales	11
2.	Regulación de la empresa y su industria	13
3.	Principales competidores	15
4.	Financiamiento	18
5.	Estructura de capital de la empresa	21
5.1.	Patrimonio Económico	21
5.2.	Estructura de Capital Objetivo	21
III.	Estimación del costo de capital de la empresa	24
6.	Estimación beta patrimonial de la empresa	24
6.1.	Costo de la deuda (kb)	25
6.2.	Beta de la deuda (β_d)	25
6.3.	Beta de la acción ($\beta_{pc/d}$)	26
6.4.	Beta patrimonial sin deuda ($\beta_{ps/d}$)	26
6.5.	Beta patrimonial con deuda ($\beta_{pc/d}$)	26
6.6.	Costo patrimonial (kp)	26
6.7.	Costo de capital (k0)	27
7.	Análisis operacional del negocio y la industria	27
8.	Análisis de costos operacionales	31
9.	Análisis de cuentas no operacionales	33
10.	Análisis de activos	33
IV.	Proyección de los estados de resultados	35
1.	Proyección de ingresos de operación	35
2.	Proyección costo de operación	39
3.	Proyección resultado no operacional	43
4.	Pago de impuestos	43
5.	Estado de resultado proyectado	43
6.	Ajustes al estado de resultado	44
7.	Estimación de la inversión de reposición	45
8.	Estimación nuevas inversiones	46

9.	Inversión en capital de trabajo	46
10.	Activos prescindibles	47
11.	Flujo de caja libre	48
V.	Valorización de la empresa	49
1.	Valoración de los activos operacionales	49
2.	Valorización económica para el precio de la acción	49
VI.	Conclusiones	50

Resumen ejecutivo

El presente trabajo tiene como objetivo valorizar, al 30 de junio de 2016, a la compañía de generación eléctrica Aes Gener S.A. La metodología utilizada para valorizar la compañía es el método de flujos de caja libres descontado.

Aes Gener es la tercera generadora eléctrica en el Sistema Interconectado Central (SIC), según capacidad instalada a diciembre de 2015 y la segunda generadora en el Sistema Interconectado Norte Grande (SING), según capacidad instalada al mismo año. Además, tiene presencia en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia y en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). La compañía es controlada por la sociedad estadounidense Aes Corp, que a través de Inversiones Cachagua SpA mantiene una participación de 66,7% en la propiedad de Aes Gener.

Los mayores desafíos en proyectar los flujos provienen de los diferentes mercados en los que está presente la compañía, cada uno con sus diferentes regulaciones, junto con la diversificación de las fuentes de generación y la consecuente diversidad de márgenes de cada una de ellas.

Con todo lo anterior, realizada la valorización se pudo llegar a que el valor de los activos operacionales de Aes Gener al 30 de junio de 2016 es de UF 188,96 millones, sumado los activos prescindibles y el exceso de capital de trabajo, el total de los activos alcanza a UF 208,96 millones.

La deuda financiera de la compañía es de UF 103,8 millones al 30 de junio de 2016. Descontando este valor del total de activos, se tiene que el patrimonio económico de la compañía es de UF 105,12 millones. Así, dado el número de acciones en que está dividida la compañía, igual a 8.400 millones, el precio por acción alcanzado es de \$325,83, un 0,7% superior al precio de la acción al 30 de junio de 2016.

Sin embargo, a contar de agosto de 2016 la industria eléctrica en el país, principal mercado para Aes Gener, atravesó por cambios estructurales dado por la fuerte arremetida de la energía renovable no convencional (ERNC) en la licitación¹ para clientes regulados, finalizada en agosto de 2016. El precio promedio ponderado de esta licitación fue de US\$ 47,55 por MWh, siendo el precio más bajo en comparación a las subastas eléctricas realizadas en el pasado (la licitación anterior de volúmenes similares fue la de diciembre de 2014 con un precio medio de US\$ 99 por MWh). La sustancial reducción de los costos para implementar proyectos a base de ERNC, como la solar y eólica, ha permitido que estas fuentes de energía se vuelvan fuertemente competitivas. Lo anterior, afectó el nivel de precios de los contratos de largo plazo que cobran las generadoras, por lo que la valorización se ve afectada por esta nueva composición de fuentes de generación y precios de largo plazo.

Además, la empresa ha experimentado importantes retrasos y sobrecostos en la construcción de la central de pasada Alto Maipo de 531 MW, cuya propiedad es compartida por Norgener, filial de Aes Gener (con el 60% de la propiedad) y Antofagasta Minerals (con el 40% restante). Así la compañía señaló en agosto de 2016 que el sobrecosto de la central sería del 22%.

Bajo estos nuevos escenarios de cambios estructurales en el mercado energético y en el sobrecosto de la principal inversión que está realizando la compañía, se obtuvo una nueva valorización patrimonial para la compañía igual a UF 86,46 millones, equivalente a un precio por acción de \$258,71, lo que significa una caída

¹ Licitación Eléctrica 2015/01, donde los requerimientos de energía por parte de las distribuidoras totalizaban 12.430 GWh por año durante 20 años, a contar de 2021 para los bloques N° 1-2 y a contar de 2022 para el bloque N° 3.

de un 21,4% respecto al cierre de la acción al 30 de junio de 2016 y una diferencia de un 6,7% respecto del precio promedio de la acción desde agosto de 2016 a la fecha.

I. Metodología

1. Principales Métodos de Valoración

Los métodos de valoración tienen como objetivo estimar un valor para la compañía, pero al ser distintas las metodologías que ofrece la literatura, existen diversos grupos de métodos de valoración: 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 fondos². Los resultados obtenidos nunca serán exactos ni únicos, y además dependerán de la situación de la empresa en determinado momento y del método utilizado.

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

Dentro de los métodos más conocidos se encuentran el modelo de descuento de dividendos, opciones reales, flujos de caja descontados, y múltiplos o comparables³.

Nos concentraremos en adelante en los dos últimos métodos de valoración, flujos de caja descontados y múltiplos o comparables. El primero de ellos es cada vez más utilizado, ya que considera a la empresa como un ente generador de flujos, y por ello como un activo financiero.

1.1. Modelo de descuento de dividendos

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

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

$$\text{Valor de la Acción} = \text{DPA} / K_p$$

Donde:

DPA= Dividendo por acción

Kp= rentabilidad exigida a las acciones.

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

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

² Fernández, Pablo. "Valoración de Empresas", Tercera edición (2005), Gestión 2000. 28p.

³ Maquieira, Carlos. Finanzas Corporativas, Teoría y Práctica. Santiago, Editorial Andrés Bello, 2010. Capítulo 8, pp.249-277.

Donde DPA1 son los dividendos por acción del próximo periodo⁴

1.2. Método de Flujos de Caja Descontados

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

Así, mientras la valoración por FCD es sólo una de las maneras de valorar firmas, corresponde al punto de partida para construir cualquier otro método. Por ejemplo, para realizar valoraciones comparativas de manera correcta, debemos entender los fundamentos tras la valoración por FCD. Para aplicar valoración por Opciones, generalmente debemos comenzar por descontar flujos de caja. Esta es la razón de por qué gran parte de la literatura se centra en discutir los fundamentos tras el Flujo de Caja Descontado: porque alguien que entienda estos fundamentos estará capacitado para analizar y utilizar otras metodologías⁵.

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

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

El componente del valor terminal en un FCD generalmente representa la mayor parte del valor implícito final y es extremadamente sensible a los efectos acumulativos de los supuestos operacionales que subyacen a las proyecciones. En consecuencia, las proyecciones de largo plazo y la elección del valor de un múltiplo final de salida y/o la tasa de crecimiento perpetuo ocupan un rol fundamental en determinar el valor de la compañía bajo análisis.

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

En general, cuando hablamos de la determinación de una tasa de descuento para descontar los flujos de la empresa en su parte operativa, en un contexto de una valoración por el método de FCD, hablamos del costo de capital (tasa de los activos). Esta tasa se calcula frecuentemente como un promedio ponderado entre el costo de la deuda (kb) y la rentabilidad exigida por los accionistas, que se le denomina con frecuencia costo patrimonial (kp). Así, al calcular el costo de capital de esta manera, se le da el nombre de "WACC" (costo de capital promedio ponderado, en sus siglas en inglés). El WACC es la tasa a la que se deben descontar los

⁴ Fernández, Pablo. "Valoración de Empresas", Tercera edición (2005), Gestión 2000. 36p.

⁵ Aswath Damodaran. "Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset". Second Edition (2002), 382p.

Flujos de Caja Libre Totales para obtener el valor total de una empresa en su parte operativa en la cual haya deuda financiera y en que los ahorros de impuestos asociados a los intereses del pago de la deuda se incorporen en la tasa de descuento y no en los flujos de caja de la empresa.

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

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

En el caso que la empresa no tenga deuda, es decir, sea financiada 100% con patrimonio, la valoración de la empresa en su parte operativa se realiza descontando los flujos de caja totales (los mismos anteriormente descritos) a una tasa de costo de capital sin deuda, también referida como tasa de rentabilidad a exigir al negocio, dado su nivel de riesgo. Para obtener el valor completo de la empresa, se hacen los ajustes ya mencionados de adicionar el valor de los activos prescindibles y ajustar el exceso o déficit de capital de trabajo al momento de la valoración. Por supuesto, este valor completo de la empresa coincidiría con el valor del patrimonio.

1.3. Método de múltiplos

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

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

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

Existen diversos múltiplos que pueden ser utilizados. A continuación algunos de ellos⁶:

a. Múltiplos de Ganancias

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

⁶ Maquieira, Carlos. Notas de Clases: Valoración de Empresas.

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

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

b. Múltiplos de Valor Libro

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

c. Múltiplos de Ventas

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

d. Múltiplo de Variables de industria Específica

- Precio /KWh, Precio por tonelada de cobre, valor por metro cuadrados construido en retail.

II. Descripción de la empresa e industria

A diciembre de 2015, Aes Gener es el segundo grupo de generación eléctrica en Chile, en términos de capacidad instalada, y también tiene operaciones en Argentina y Colombia. Además, en febrero de 2016 la compañía inició la exportación de energía desde el SING, en Chile, hacia el SADI, en Argentina.

En Chile, en el Sistema Interconectado Central (SIC) tiene una capacidad instalada igual a 2.743 MW, que representa una participación de 17,2% de la potencia instalada en el sistema. En este sistema, la compañía tiene un perfil de generación principalmente térmico, donde cerca del 90% de la capacidad en el sistema proviene de centrales de este tipo, mientras que el resto de las centrales corresponde a hidroeléctricas.

En el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) la compañía mantiene una participación del 20% únicamente a través de centrales termoeléctricas.

Por otra parte, en el mercado colombiano la compañía tiene una participación del 6,2% de la capacidad instalada en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) a través de la central hidroeléctrica Aes Chivor, con una capacidad instalada de 1.000 MW, siendo la tercera mayor central de este tipo en el país.

En Argentina, la compañía opera una central termoeléctrica que inyecta su energía en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). La central Salta, de ciclo combinado, posee una capacidad instalada igual a 642,8 MW, que representa el 1,9% de la potencia instalada del sistema.

En la Tabla 1 se enumera las centrales en operación de la compañía. Sin embargo, es necesario señalar que Aes Gener está llevando a cabo un importante plan de inversiones por cerca de 1.104 MW. Entre ellos, es posible enumerar la central hidroeléctrica de pasada Alto Maipo en el SIC (531 MW), la central a carbón Cochrane en el SING (532 MW), la central fotovoltaica Andes en el SING (21 MW) y la central hidroeléctrica de pasada Tunjita en el SIN (20 MW).

Tabla 1
Características de las centrales de Aes Gener en operación

País	Sistema al que conecta	Capacidad total instalada del Sistema (MW)	Central	Tecnología	Capacidad instalada (MW)	Participación en el sistema al que pertenece
Chile	SING	4.175			835,5	20,0%
			Norgener	Termoeléctrica	277,3	6,6%
			Angamos	Termoeléctrica	558,2	13,4%
Chile	SIC	15.925			2.743	17,2%
			Central Ventanas	Termoeléctrica	340	2,1%
			Central Laguna Verde TV	Termoeléctrica	47	0,3%
			Central Laguna Verde TG	Termoeléctrica	18	0,1%
			Central Laja	Termoeléctrica	12,6	0,1%
			Central Nueva Renca	Termoeléctrica	379	2,4%
			Central Renca	Termoeléctrica	100	0,6%

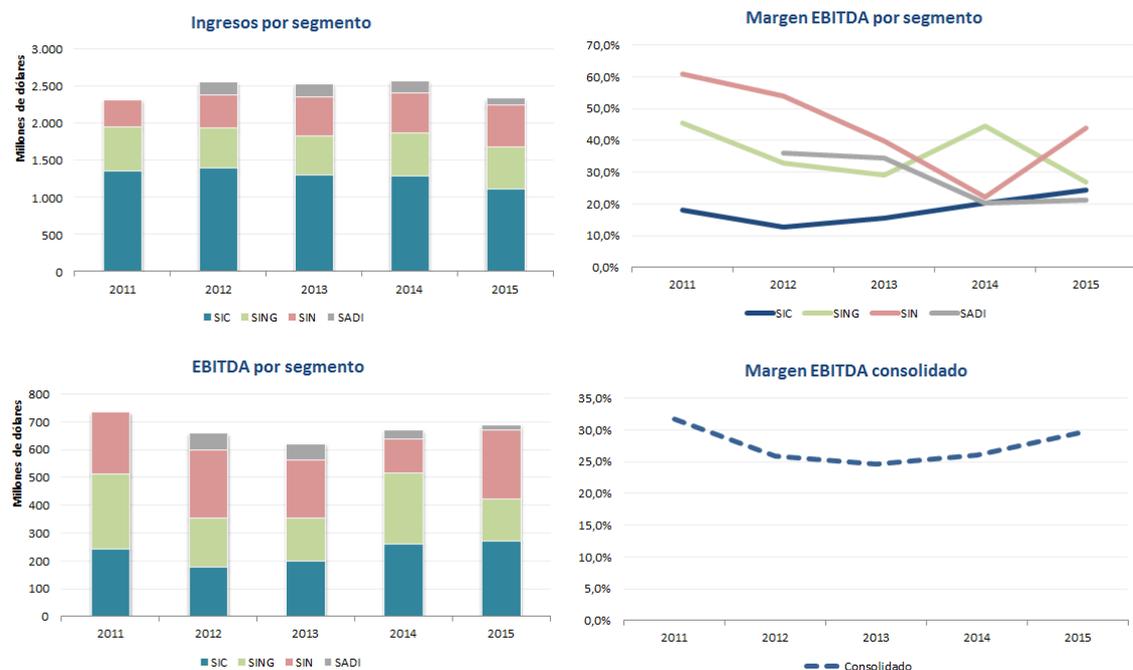
			Central Los Vientos TG	Termoeléctrica	132	0,8%
			Central Santa Lidia TG	Termoeléctrica	139	0,9%
			Nueva Ventanas	Termoeléctrica	272	1,7%
			Campiche	Termoeléctrica	272	1,7%
			Central Guacolda	Termoeléctrica	760	4,8%
			Alfalfal	Hidroeléctrica	178	1,1%
			Queltehues	Hidroeléctrica	49	0,3%
			Maitenes	Hidroeléctrica	31	0,2%
			Volcán	Hidroeléctrica	13	0,1%
Colombia	SIN	16.221			1.000	6,2%
			Aes Chivor	Hidroeléctrica	1.000	6,2%
Argentina	SADI	33.492			643	1,9%
			Central Salta	Termoeléctrica	642,8	1,9%

Fuente: Memoria Aes Gener 2015

En términos de ingresos, tal como se muestra en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, éstos provienen principalmente de la generación en el SIC, que a diciembre de 2015 representaba el 47,9% de los ingresos totales de la compañía. Le sigue en relevancia la generación en el SING, que aportó el 24,3% de los ingresos en 2015. Mientras, las operaciones de la compañía en Colombia y Argentina representan el 23,9% y 3,9% de los ingresos, respectivamente.

En términos de generación de EBITDA, el SIC concentra un 39,4% del EBITDA de la compañía a diciembre de 2015, mientras que en relevancia le siguen las operaciones en Colombia (35,6%) y luego las operaciones en el SING (22,2%).

Ilustración 1:
Ingresos, EBITDA y margen EBITDA por segmento de negocios
(En millones de dólares y %)



1. Propiedad y filiales

Aes Gener es una sociedad anónima abierta cuyas acciones se transan en la bolsa de valores (Santiago, Valparaíso y Electrónica). La compañía es controlada indirectamente por la sociedad estadounidense Aes Corp, quien a través de Inversiones Cachagua SpA mantiene una participación de 66,7% en la propiedad de Aes Gener. A junio de 2016, la sociedad está compuesta por 8.405.782.913 acciones distribuidas en cerca de 1.493 accionistas. En la Tabla 2 se muestra los principales accionistas de la compañía.

Tabla 2
Principales accionistas de Aes Gener a junio de 2016

Accionista	Número de acciones suscritas	% de propiedad
Inversiones Cachagua Spa	5.603.012.701	66,7%
Banco Itaú Por Cuenta de Inversionistas	250.911.210	3,0%
Banco De Chile Por Cuenta de Terceros	223.749.049	2,7%
Fondo de Pensiones Provida C	201.756.746	2,4%
Fondo de Pensiones Habitat C	178.396.378	2,1%
Fondo de Pensiones Cuprum C	123.848.811	1,5%
Fondo de Pensiones Cuprum A	120.480.423	1,4%
Fondo de Pensiones Habitat A	117.998.023	1,4%
BTG Pactual Chile S.A. Corredores de Bolsa	115.441.932	1,4%
Fondo de Pensiones Provida A	110.288.847	1,3%
Fondo de Pensiones Capital C	106.753.443	1,3%
Fondo de Pensiones Provida B	104.121.356	1,2%
Otros	1.145.334.916	13,6%

Fuente: Superintendencia de Valores y Seguros

Por su parte, se presenta el detalle de las subsidiarias de Aes Gener, sobre las cuales la compañía tiene control. Cabe señalar que un inversionista tiene el control sobre una compañía cuando tiene el poder sobre la participada; está expuesto, o tiene derecho, a retornos variables procedentes de su implicación en la participada; y finalmente, tiene la capacidad de afectar los retornos mediante su poder sobre la participada.

Tabla 3
Filiales según porcentaje de participación

Empresa	País de origen	Directo	Indirecto	Total	Negocio
Norgener SpA	Chile	100,00%	0%	100,00%	Generación, transmisión y venta de energía eléctrica.
Sociedad Eléctrica Santiago SpA	Chile	99,99%	0%	100,00%	Dedicada a la generación eléctrica, inyectando energía al Sistema Interconectado Central (SIC) a través de una central de ciclo combinado a gas natural y/o

					petróleo (Central Nueva Renca) y tres centrales a petróleo diésel (Central Renca)
Empresa Eléctrica Ventana	Chile	0,00%	100%	100,00%	Dedicada a la generación eléctrica, inyectando energía al Sistema Interconectado Central (SIC) a través de dos centrales termoeléctricas a carbón
Aes Chivor & CIA. S.C.A. E.S.P	Colombia	0,00%	100%	99,98%	Dedicada a la generación de energía en Colombia, AES Chivor cuenta actualmente con dos activos: la Central Hidroeléctrica de Chivor, ubicada en el municipio de Santa María, Boyacá, con una capacidad instalada de 1.000 MW; y la Pequeña Central Hidroeléctrica de Tunjita, la cual se encuentra actualmente en proceso de construcción, con 19,8 MW de capacidad instalada, ubicada en el municipio de Macanal, Boyacá.
Gener Blue Water	Islas Caimán	100,00%	0%	100,00%	Objeto social sin restricciones, pudiendo llevar a cabo todo tipo de negocios e inversiones.
Inversiones Nueva Ventana SpA	Chile	0,00%	100%	100,00%	Inversión en toda clase de bienes muebles e inmuebles, corporales e incorpóras, participación en sociedades.
Inversiones Termoenergía de Chile Ltda.	Chile	0,00%	100%	99,99%	Participación en proyectos energéticos de todo tipo; generar, transportar, comercializar y comprar y vender electricidad y gas y toda clase de energía por cuenta propia o ajena.
Gener Argentina S.A.	Argentina	92,04%	8%	100,00%	Realización de operaciones financieras y de inversión por cuenta propia o de terceros, incluyendo el otorgamiento o la toma de préstamos, aportes de capital, compraventa de acciones, debentures, obligaciones negociables, valores mobiliarios y papeles de crédito, tomar o mantener participación en forma directa o a través de otras sociedades controladas o vinculadas en: la o las licitaciones de paquetes accionarios de sociedades que posean como activo centrales hidráulicas o térmicas aún no privatizadas por el Gobierno Argentino o en el desarrollo de otros proyectos del sector eléctrico argentino.
Termoandes S.A.	Argentina	8,82%	91%	100,00%	Producción, comercialización, exportación e importación de energía eléctrica, ya sea por cuenta propia o de terceros.
Interandes S.A.	Argentina	13,01%	87%	100,00%	Construcción, operación y/o mantenimiento de líneas y sistemas de transmisión de energía eléctrica en cualquier tensión, la prestación del servicio de transporte de energía eléctrica en cualquier tensión, dentro de los límites de la República Argentina y/o a través de sus fronteras, y la producción y comercialización, exportación e importación de energía eléctrica.
Genergia S.A.	Chile	0,00%	100%	100,00%	Inversiones, servicios de asesoría de ingeniería.
Genergia Power Ltd.	Islas Caimán	100,00%	0%	100,00%	Inversiones en Sudamérica
Empresa Eléctrica Angamos S.A.	Chile	5,18%	95%	100,00%	Generación, transmisión, compra, venta y distribución de energía eléctrica o de cualquier otra naturaleza, en cualquier zona del país o del extranjero.
Empresa Eléctrica Campiche S.A.	Chile	0,00%	100%	100,00%	Generación, transmisión, comercialización y distribución de energía eléctrica, extracción, distribución y explotación de combustibles.

Energen S.A.	Argentina	94,00%	6%	100,00%	Compra y venta mayorista de energía eléctrica producida por terceros y a consumir por terceros; importación, exportación, consignación, intermediación y comercialización de energía eléctrica en Argentina y/o en el exterior; cualquier tipo de gestión y/o actividad relacionada con la generación, transporte y distribución de energía eléctrica; la comercialización de todo tipo de combustible
Aes Chivor S.A.	Colombia	47,50%	52%	99,38%	Suscripción, adquisición, enajenación o inversión en títulos de valores, en acciones, en bonos convertibles en acciones y todo tipo de valores de renta fija; inversión en otras sociedades; inversión en toda clase de bienes para el cumplimiento de su objeto; participación como socio de otras entidades, o aporte de capitales, adquisición o tenencia de acciones y obligaciones de otras compañías. Se excluye la posibilidad de avalar y garantizar obligaciones de terceros y de sus propios accionistas
Empresa Eléctrica Cochrane SpA	Chile	0,00%	60%	60,00%	Generación de energía; prestación de servicios de ingeniería; transmisión y distribución de energía eléctrica.
Alto Maipo SpA	Chile	0,00%	60%	60,00%	Generación hidroeléctrica de energía; prestación de servicios de ingeniería; transmisión y distribución de energía eléctrica
Fuente: Memoria Aes Gener 2015					

2. Regulación de la empresa y su industria

Dado que la empresa está presente en Chile (en el Sistema Interconectado Central SIC y en el Sistema Interconectado del Norte Grande, SING), en Colombia (en el Sistema Interconectado, SIN) y en Argentina (Sistema Argentino de Interconexión, SADI), está sujeto a diferentes instituciones reguladoras en cada uno de los países:

Chile

Las entidades que desempeñan el rol regulador y fiscalizador se agrupan en el Ministerio de Energía y el Ministerio del Medio Ambiente. Cabe señalar que las actividades del sector eléctrico se encuentran reguladas por la Ley General de Servicios Eléctricos DFL N° 1/1982 del Ministerio de Minería, que posteriormente se modificó bajo la denominada Ley Corta I y, posteriormente, Ley Corta II.

Comisión Nacional de Energía (CNE): Este organismo técnico depende del Ministerio de Energía. La CNE define, regula y coordina la política energética del país. Además, analiza la estructura de precios y servicios energéticos, fija normas técnicas para el funcionamiento y la operación de las instalaciones energéticas.

Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC): Vela por la seguridad, calidad y continuidad de los servicios eléctricos y de combustibles, depende del Ministerio de Energía.

Servicio de Evaluación Ambiental (SEA): Dependiente del Ministerio del Medio Ambiente, su función es evaluar ambientalmente los proyectos de inversión a fin de verificar que quienes llevan adelante los proyectos cumplan con la normativa ambiental aplicable y se hagan cargo de morigerar los impactos ambientales que puedan generar.

Dirección General de Aguas (DGA): Esta entidad depende del Ministerio de Obras Públicas y es quien otorga y regula el uso de los derechos de aguas necesarios para la generación hidroeléctrica.

Ministerio de Energía: Otorga las concesiones para la prestación del servicio público de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

La generación eléctrica está basada en contratos de largo plazo entre los generadores, como es el caso de Aes Gener, y los clientes. En estos contratos se especifican el volumen de venta de energía, el precio de venta y las condiciones de venta de energía y potencia. La ley establece dos tipos de clientes para las empresas generadoras:

- **Clientes libres:** Son aquellos consumidores cuya potencia conectada es superior a 2 MW, como lo son los clientes industriales o mineros. Además, aquellos con potencia conectada entre 500 kW y 2 MW que hayan optados por un período de al menos cuatro años por la modalidad de precio libre. Estos tipos de clientes negocian libremente con las empresas generadoras las condiciones y valores del suministro eléctrico.
- **Clientes regulados:** Son aquellos consumidores cuya potencia conectada es igual o inferior a 500 kW. Además, aquellos clientes con potencia conectada entre 500 kW y 2 MW que hayan optado por un régimen de tarifa regulada. Este tipo de clientes recibe suministro de las empresas distribuidoras de energía, como es por ejemplo Chilectra, las cuales desarrollan licitaciones públicas para suministrar la energía eléctrica requerida por sus clientes. De esta forma, las empresas generadoras que ofrezcan en estas licitaciones el menor precio de suministro son las adjudicatarias.

Colombia

Las actividades del sector eléctrico en este país se encuentran reguladas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG): Es un organismo estatal colombiano que regula las actividades de prestación de servicios públicos domiciliarios como es la energía eléctrica, gas natural, gas licuado de petróleo y combustibles líquidos. El objetivo de la comisión es poder tener la mayor cobertura, al menor precio posible.

Al igual que en el mercado chileno, también existen dos tipos de clientes:

- **Clientes no regulados:** Son clientes cuyo consumo mínimo es de 100kW o 55.000 kWh-mes. Pueden realizar libremente negociaciones con las empresas generadoras de energía, distribuidoras o comercializadoras.
- **Clientes regulados:** Este tipo de clientes puede ser abastecido por empresas comercializadoras o distribuidoras. Estas empresas adquieren la energía por medio de convocatorias públicas donde se establece contratos bilaterales con la generadora eléctrica que duran entre uno y seis años.

Argentina

La Secretaría de Energía es responsable de fijar las políticas, mientras que el Ente Nacional Regulador de la Electricidad tiene a su cargo la regulación y supervisión general del sector.

CAMMESA: Compañía mixta cuyo 80% del capital está en manos de los participantes del mercado eléctrico (generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios), mientras que el 20% restante pertenece a la Secretaría de Energía. El objeto principal de esta empresa es administrar el mercado eléctrico mayorista que incluye la operación y despacho de la generación, el cálculo de los precios en el mercado spot, la operación

en tiempo real del sistema eléctrico y la administración de las operaciones comerciales en el mercado eléctrico.

3. Principales competidores

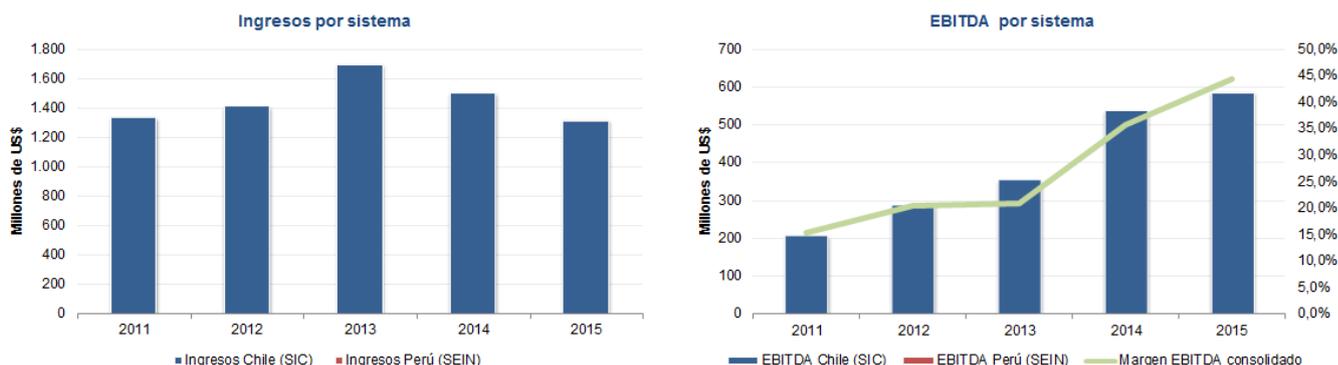
Dentro del mercado de generación eléctrica las empresas Colbún, Endesa y Engie Energía son los principales competidores de Aes Gener, dado que aquellas firmas están presentes en los mercados donde la compañía genera parte importante de sus flujos. Cabe señalar que la empresa genera cerca del 60,0% de su EBITDA en el mercado de generación chileno.

Colbún

Nombre de la empresa	Colbún S.A.
Ticker o Nemotécnico	COLBUN
Clase de Acción	Comunes
Derechos de cada clase	Comunes
Mercado donde transa sus acciones	Bolsa de Comercio de Santiago (IPSA)
Descripción de la empresa	Es una empresa del sector eléctrico –principalmente generación– que opera en el Sistema Interconectado Central (SIC) de Chile. Su potencia instalada de generación en Chile asciende a 3.282 MW, lo que equivale a una participación de mercado en el SIC igual a 21,3%. De esta capacidad instalada, un 49% corresponde a centrales hidráulicas y un 51% a centrales térmicas. Además, en diciembre de 2015 la compañía adquirió la empresa Fenix Power Perú S.A. que cuenta con una central termoeléctrica de ciclo combinado a gas natural de 570 MW.
Clasificación industrial	Generación de energía (utilities)
Negocios en los que se encuentra	El negocio básico de Colbún es la generación y venta de energía eléctrica. Para ello, cuenta con centrales hidráulicas y térmicas que producen energía, la que es vendida a diversos clientes con los cuales mantiene contratos de suministros y otros con los que no mantiene contratos. Colbún opera en dos sistemas eléctricos, en el Sistema Interconectado Central en Chile (SIC), y el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en Perú, por ello la información por segmentos se ha estructurado siguiendo la distribución geográfica por país. Sin embargo, dado que la compra de la central en Perú fue a fines de 2015, la contribución del EBITDA de esta operación no es representativa de su contribución esperada en el futuro. A diciembre de 2015, la compañía generó un EBITDA de US\$ 583,3 millones; de ellos US\$ 582,1 millones fueron generados en el SIC, mientras que US\$ 1,3 millones fueron generados por la operación en Perú que comprende el periodo desde el 18 de diciembre de 2015.

Fuente: SVS, Estados Financieros Colbún

Ilustración 2
Ingresos y generación de EBITDA de Colbún por sistema
 (Cifras en Millones de US\$ y %)

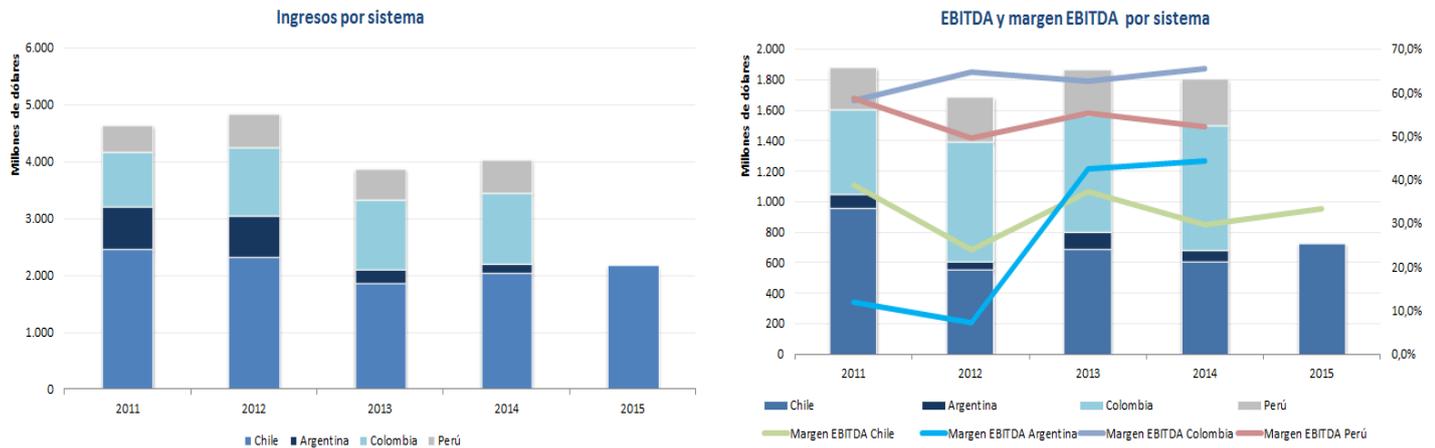


ENDESA Chile

Nombre de la empresa	Empresa Nacional de Electricidad S.A.
Ticker o Nemo-técnico	ENDESA-CH
Clase de Acción	Comunes
Derechos de cada clase	Comunes
Mercado donde transa sus acciones	Bolsa de Comercio de Santiago (IPSA)
Descripción de la empresa	Las principales funciones de la sociedad, controlada por Enersis, es explotar la producción, transporte y distribución de energía eléctrica. Durante 2015, la compañía atravesó por una reestructuración societaria que tuvo por objeto la separación de los activos de la compañía en Chile de los que tiene la compañía en Colombia, Argentina y Perú, donde se traspasaron las operaciones en estos países a una nueva firma llamada Endesa Américas.
Clasificación industrial	Generación de energía (utilities)
Negocios en los que se encuentra	Su negocio básico es la generación de energía eléctrica. Previo a la división de sus sociedades, la compañía estaba presente en Chile, Argentina, Colombia y Perú. Ahora las operaciones en estos últimos tres países están en una nueva firma.

Fuente: SVS, Estados Financieros Endesa

Ilustración 3
Ingresos y generación de EBITDA de Endesa por sistema
 (Cifras en Millones de US\$ y %)



Engie Energía

Nombre de la empresa

Ticker o Nomotécnico

Clase de Acción

Derechos de cada clase

Mercado donde transa sus acciones

Descripción de la empresa

Clasificación industrial

Negocios en los que se encuentra

Engie Energía S.A. (ex E.CL)

ECL

Comunes

Comunes

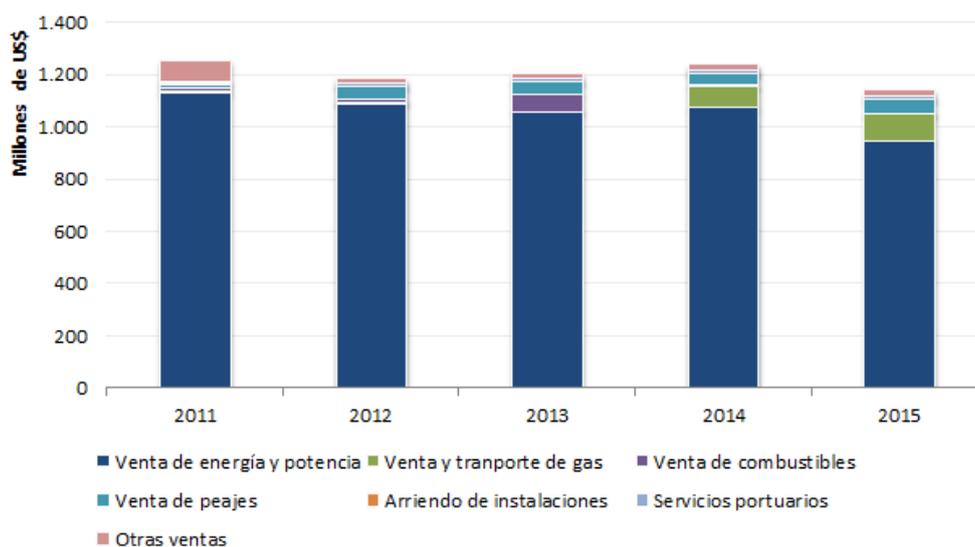
Bolsa de Comercio de Santiago (IPSA)

La sociedad participa en el negocio de la generación, transmisión y suministro de electricidad, además está presente en el negocio de transporte de gas natural en el norte de Chile. Es el cuarto mayor generador de electricidad de electricidad en Chile, siendo el mayor generador en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), con una capacidad instalada igual a 2.108 MW (correspondiente al 51% de la capacidad instalada en el SING), sistema en el que opera en su mayoría con combustibles fósiles, tales como carbón, gas natural, petróleo diésel y fuel oil. Actualmente, Engie Energía S.A. pertenece en un 52,76% a Engie (anteriormente conocida como GDF SUEZ).

Generación Energía (Utilities – Energía) y Combustible (Utilities – Gas)

La compañía participa en el negocio de generación y transmisión de energía eléctrica, y de transporte, distribución y comercialización de gas natural. No se pudo obtener una división de la generación de EBITDA de la compañía, sin embargo se presentará la generación de ingresos según negocios: ventas de energía y potencia, venta y transporte de gas, venta de combustible, venta de peajes, arriendo de instalaciones, servicios portuarios y otros ingresos.

Ilustración 4
Ingresos de Engie por negocio
(Cifras en Millones de US\$)



4. Financiamiento

La deuda financiera de la compañía, entre 2009 y junio de 2016, ha crecido a tasas compuestas anuales iguales a 12,7%. En 2015 experimentó su incremento anual más relevante, incrementándose un 36,8%.

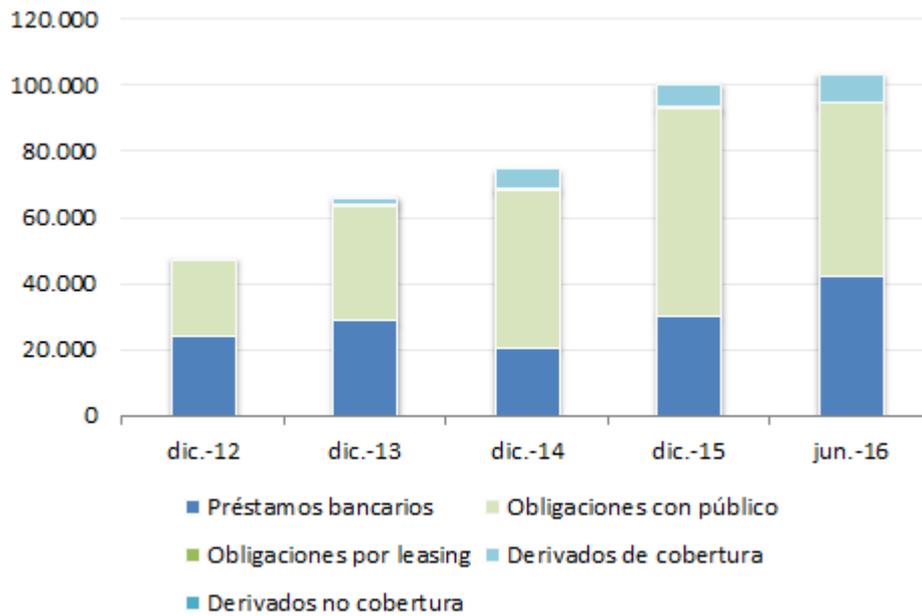
A lo largo del periodo de evaluación, es posible observar que la estructura de deuda financiera se concentra en el largo plazo, donde en promedio el 94,2% de la deuda financiera corresponde a vencimientos mayores a un año.

Tabla 4
Evolución deuda financiera

En MUF	dic-09	dic-10	dic-11	dic-12	dic-13	dic-14	dic-15	jun-16
Otros pasivos no financieros, corrientes	2.046	2.135	2.204	2.611	9.997	2.551	4.420	4.765
Otros pasivos no financieros no corrientes	42.849	45.790	53.523	47.745	54.609	70.700	95.757	99.075
Total	44.895	47.926	55.727	50.356	64.606	73.251	100.176	103.840

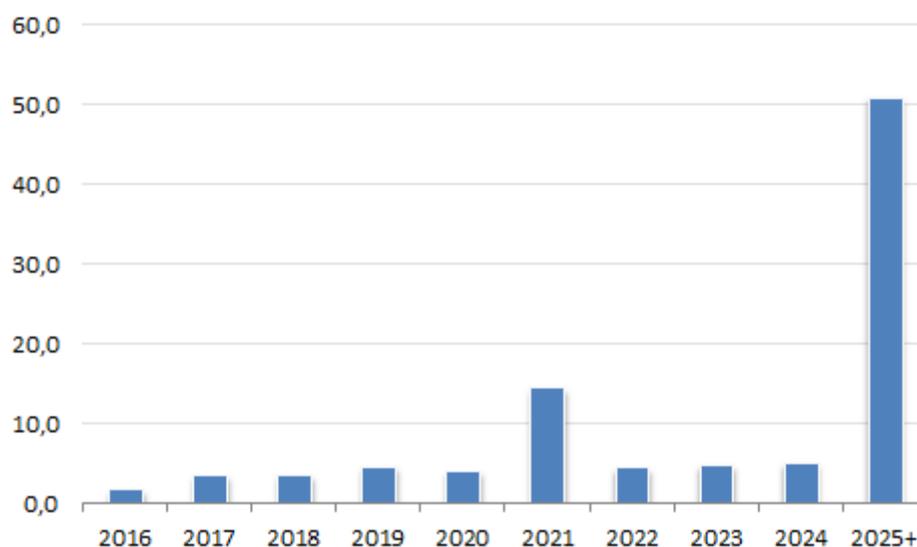
A junio de 2016, las obligaciones con el público concentran el 50,7% de la deuda financiera de la sociedad, seguido por los préstamos bancarios, que concentran el 40,5% de la deuda de la Institución. Durante 2014 y 2015 el financiamiento con bonos concentraba más del 60% de las obligaciones financieras.

Ilustración 5
Evolución deuda financiera por fuente
 (Cifras en miles de UF)



El perfil de amortizaciones de la deuda financiera muestra una gran proporción de vencimientos a contar de 2025 en adelante, dado el bono subordinado emitido en 2013, con un plazo de 60 años.

Ilustración 6
Perfil de vencimientos a junio de 2016
 (Cifras en miles de UF)



A la misma fecha, a junio de 2016, la compañía tiene emisiones de deuda pública en los mercados nacionales e internacionales, emitidos principalmente para financiar nuevos proyectos de generación eléctrica tanto a nivel nacional como en el extranjero. El siguiente cuadro se detalla el resumen de los bonos actuales vigentes de la compañía.

Tabla 5
Principales características de los bonos vigentes

Nemo	Tipo de colocación	Vencimiento	Cupón	Mone da	Emisión	Clasificación	YTM
BGENE-N	Nacional	01-dic-28	4,10%	UF	4.400.000	Feller-Rate: A+ Fitch Chile: A+	3,16%
BGENE-Q	Nacional	01-abr-19	8,00%	US\$	196.000.000	Feller-Rate: A+ Fitch Chile: A+	2,68%
US00105D AC92	Extranjero	15-ago-21	5,25%	US\$	401.682.000	Moody's: Baa3 S&P-Fitch: BBB-	6,10%
USP0607LA A19	Bono Subordinado Extranjero	18-dic-73	Tasa de interés fija de 8,375% hasta que se cumplan 5,5 años desde la emisión. A partir de ese período, la tasa de interés se recalcula en base a la tasa swap de 5 años publicada por Bloomberg más un Spread acordado y posteriormente se recalculará, en base a estas mismas condiciones, cada 5 años hasta el vencimiento de la deuda.	US\$	450.000.000	Moody's: Ba2 S&P-Fitch: BB	8,00%
	Extranjero	14-jul-25	5,00%	US\$	425.000.000	Moody's: Baa3	4,46%

US00105D AE58							S&P-Fitch: BBB-	
------------------	--	--	--	--	--	--	-----------------	--

5. Estructura de capital de la empresa

5.1. Patrimonio Económico

Para determinar el patrimonio económico de Aes Gener, se obtuvo para cada año de evaluación el número de acciones suscritas y pagadas de la compañía y se multiplicó por el precio de la acción al último día hábil de diciembre de los años 2009 a 2015, mientras que para 2016 se obtuvo el último precio disponible a junio. Cabe señalar que la empresa cuenta con una sola clase de acciones.

Tabla 6
Estimación del valor del patrimonio económico

	dic-09	dic-10	dic-11	dic-12	dic-13	dic-14	dic-15	jun-16
Nº de acciones suscritas y pagadas (Millones)	8.069,7	8.069,7	8.069,7	8.069,7	8.069,7	8.400,3	8.400,3	8.400,3
Precio de la acción (\$/acción)	227,7743	255,1983	275,1548	305,7109	289,1949	322,55	314,44	323,72
Patrimonio Económico (Millones de \$)	1.838.070	2.059.373	2.220.416	2.466.995	2.333.716	2.709.523	2.641.396	2.719.351
Patrimonio Económico en UF	87.765.868	95.983.253	99.596.907	108.008.492	100.118.398	110.022.003	103.062.429	104.381.388

5.2. Estructura de Capital Objetivo

En cuanto a la estructura de capital de la compañía, es posible observar una creciente relevancia de la deuda financiera dentro del valor de la empresa. En 2009, la deuda financiera representaba el 33,8% del valor de la compañía, mientras que en 2014 este valor llegó a 40,0% y en junio de 2016 fue de 49,9%, llegando a su valor máximo durante el periodo de evaluación. De esta manera, el patrimonio económico de la compañía, respecto del valor de la empresa, llegó a su valor mínimo e igual a 50,1%.

Dado este incremento de la deuda financiera, producto de las nuevas inversiones que emprendió la compañía, la estructura de capital de la sociedad se torna volátil entre 2009 y junio de 2016. Por ello, se propone establecer que la estructura de capital de largo plazo de la compañía sea aquella que corresponde

al promedio de los últimos cuatro años, es decir, desde 2013 hasta junio de 2016. En este caso, la desviación estándar se reduce respecto de aquella calculada para períodos más largos de tiempo; además es aquella donde el promedio y la mediana coinciden.

Así, se proponen los siguientes valores para la estructura de capital de largo plazo:

Tabla 7
Propuesta para la estructura de capital de largo plazo de Aes Gener

2013-junio 2016	Promedio	σ
Deuda Financiera/ Valor Empresa	44,6%	5,8%
Patrimonio Económico/ Valor Empresa	55,4%	5,8%
Deuda Financiera/ Patrimonio Económico	81,9%	19,0%

Tabla 8
Evolución deuda financiera y patrimonio económico

	dic-09	dic-10	dic-11	dic-12	dic-13	dic-14	dic-15	jun-16
Deuda Financiera/ Valor Empresa	33,8%	33,3%	35,9%	31,8%	39,2%	40,0%	49,3%	49,9%
Patrimonio Económico/ Valor Empresa	66,2%	66,7%	64,1%	68,2%	60,8%	60,0%	50,7%	50,1%
Deuda Financiera/ Patrimonio Económico	51,2%	49,9%	56,0%	46,6%	64,5%	66,6%	97,2%	99,5%

Ilustración 7
Evolución deuda financiera y patrimonio económico
(Como % del valor de la empresa)

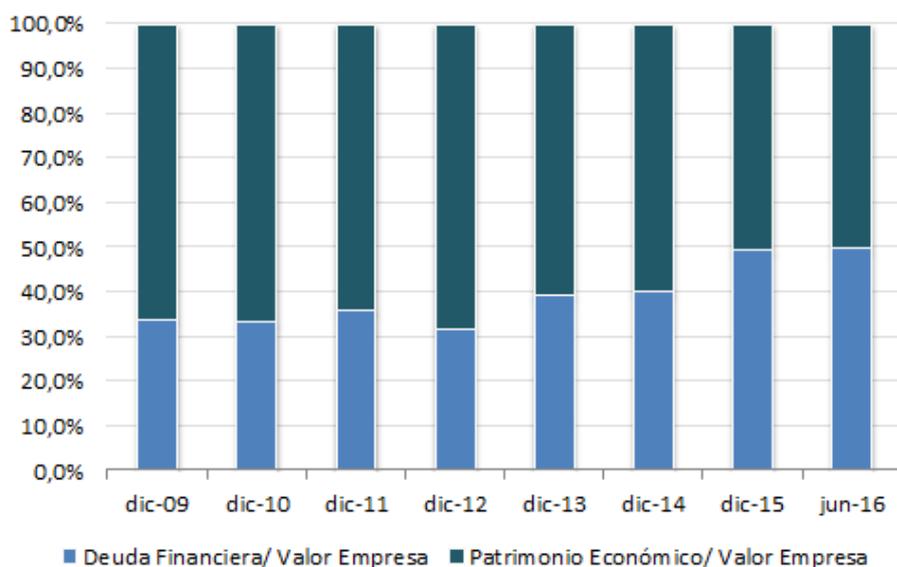


Tabla 9
Principales estadísticos para diferentes tramos de evolución de la deuda financiera y patrimonio económico

2009-junio 2016	Promedio	Mediana	Máximo	Mínimo	σ
Deuda Financiera/ Valor Empresa	39,1%	37,5%	49,9%	31,8%	7,0%
Patrimonio Económico/ Valor Empresa	60,9%	62,5%	68,2%	50,1%	7,0%
Deuda Financiera/ Patrimonio Económico	66,4%	60,2%	99,5%	46,6%	20,9%
2010-junio 2016	Promedio	Mediana	Máximo	Mínimo	σ
Deuda Financiera/ Valor Empresa	39,9%	39,2%	49,9%	31,8%	7,2%
Patrimonio Económico/ Valor Empresa	60,1%	60,8%	68,2%	50,1%	7,2%
Deuda Financiera/ Patrimonio Económico	68,6%	64,5%	99,5%	46,6%	21,5%
2011-junio 2016	Promedio	Mediana	Máximo	Mínimo	σ
Deuda Financiera/ Valor Empresa	41,0%	39,6%	49,9%	31,8%	7,2%
Patrimonio Económico/ Valor Empresa	59,0%	60,4%	68,2%	50,1%	7,2%
Deuda Financiera/ Patrimonio Económico	71,7%	65,6%	99,5%	46,6%	21,8%
2012-junio 2016	Promedio	Mediana	Máximo	Mínimo	σ
Deuda Financiera/ Valor Empresa	42,0%	40,0%	49,9%	31,8%	7,6%
Patrimonio Económico/ Valor Empresa	58,0%	60,0%	68,2%	50,1%	7,6%

Deuda Financiera/ Patrimonio Económico	74,9%	66,6%	99,5%	46,6%	22,8%
2013-junio 2016	Promedio	Mediana	Máximo	Mínimo	σ
Deuda Financiera/ Valor Empresa	44,6%	44,6%	49,9%	39,2%	5,8%
Patrimonio Económico/ Valor Empresa	55,4%	55,4%	60,8%	50,1%	5,8%
Deuda Financiera/ Patrimonio Económico	81,9%	81,9%	99,5%	64,5%	19,0%
2014-junio 2016	Promedio	Mediana	Máximo	Mínimo	σ
Deuda Financiera/ Valor Empresa	46,4%	49,3%	49,9%	40,0%	5,6%
Patrimonio Económico/ Valor Empresa	53,6%	50,7%	60,0%	50,1%	5,6%
Deuda Financiera/ Patrimonio Económico	87,8%	97,2%	99,5%	66,6%	18,4%
2015-junio 2016	Promedio	Mediana	Máximo	Mínimo	σ
Deuda Financiera/ Valor Empresa	49,6%	49,6%	49,9%	49,3%	0,4%
Patrimonio Económico/ Valor Empresa	50,4%	50,4%	50,7%	50,1%	0,4%
Deuda Financiera/ Patrimonio Económico	98,3%	98,3%	99,5%	97,2%	1,6%

III. Estimación del costo de capital de la empresa

6. Estimación beta patrimonial de la empresa

En esta parte se pretende obtener el beta patrimonial de la empresa Aes Gener. Para ello, se obtuvo la serie de precios y sus respectivos retornos semanales para Aes Gener y para el índice IGPA, comprendidos entre 02/07/2010 hasta 30/06/2016.

Para estimar el beta patrimonial, se estimó la siguiente regresión en E-Views:

$$R_{Aes\ Gener,t} = \alpha_{Aes\ Gener} + \beta_{Aes\ Gener} R_{IGPA,t} + \varepsilon_t$$

Dónde:

$R_{Aes\ Gener,t}$: Retorno de Aes Gener en el período t

$\alpha_{Aes\ Gener,t}$: Rendimiento autónomo de Aes Gener

$\beta_{Aes\ Gener}$: Beta patrimonial de Aes Gener

$R_{IGPA,t}$: Retorno de mercado, en este caso se utiliza el IGPA para el período t

ε_t : Porción del riesgo de un activo individual que es diversificable

De este modo, a través de la regresión se obtuvo los betas patrimoniales para el 30 de junio de 2012, 2013, 2014, 2015 y 2016. Para ello, se utilizó una ventana de dos años con rentabilidades semanales para cada período de cálculo. A continuación, se muestran los resultados obtenidos para el beta patrimonial.

Tabla 10
Resultados obtenidos en E-Views para el beta de la acción de Aes Gener

	2012	2013	2014	2015	2016
Beta de la Acción	0,94983	0,993148	0,516999	0,641972	1,011
p-value (significancia)	0,000	0,000	0,003	0,000	0,000
Presencia Bursátil (%)	100%	100%	100%	100%	100%

Salvo para el año 2014, el p-value es igual a cero para el beta de la acción. Con ello, es posible señalar que se rechazará, con un 99,9% de confianza, la hipótesis nula de que el beta de la acción es igual a cero. Por lo tanto, el valor del beta de la acción tiene capacidad predictiva para cualquier nivel de significancia que pudiéramos haber preestablecido. Para el año 2014, el p-value es igual a 0,003, con lo que podemos decir, con un nivel de confianza igual a 99,7%, que el valor del beta de la acción es significativo; entonces, con este nivel de confianza, se rechaza la hipótesis de que este parámetro es igual a cero.

Con todo lo anterior, se utilizará el beta de la acción correspondiente a junio de 2016, igual a 1,01

6.1. Costo de la deuda (k_b)

La tasa de costo de la deuda que se utilizará corresponde al bono de Aes Gener emitido bajo el nemotécnico BGENE-N emitido en diciembre de 2007 y que contempla su vencimiento en diciembre de 2028. De esta forma, este bono se colocó a un plazo de 21 año, emisión realizada en UF. La tasa de emisión es de 4,1%, mientras que al cierre de junio de 2016 se transaba a una tasa de rendimiento a la madurez igual a 3,16%, de esta manera el bono se transaba sobre la par (105,94%).

Así, se determina que el costo de la deuda en UF para Aes Gener es el siguiente:

$$k_b = 3,16\%$$

6.2. Beta de la deuda (β_d)

Para calcular el beta de la deuda, se utilizó CAPM dada la siguiente ecuación:

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

La tasa libre de riesgo (r_f) es de 1,92%, mientras que el premio por riesgo [$E(R_m) - r_f$] es de 8,17%

Despejando, se resolvió que el beta de la deuda es igual a 0,152, tal como se expone a continuación:

$$\beta_d = \frac{k_b - r_f}{E(R_m) - r_f}$$

$$\beta_d = \frac{3,16\% - 1,92\%}{8,17\%}$$

$$\beta_d = 0,152$$

6.3. Beta de la acción ($\beta_p^{c/d}$)

Tal como se desarrolló en el punto 5.1., se estimó que el beta de la acción es igual a 1,01, correspondiente a los resultados de la regresión realizada a junio de 2016, y que contempla dos años de rentabilidades previos a la fecha antes señalada.

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

Se estimó que la relación entre deuda financiera y patrimonio económico para la compañía entre 2014 y junio de 2016 es de 87,8%, rango que se debe a que el beta de la acción calculado en anteriormente comprende dos años finalizados en junio de 2016. Para ese mismo período de tiempo, la compañía enfrentó una tasa de impuesto promedio a las corporaciones de 22,13%. Dado que la deuda es riesgosa, se utiliza Rubinstein para encontrar el valor del beta patrimonial sin deuda.

$$\beta_p^{c/d} = \beta_p^{s/d} \left[1 + (1 - t_c) * \frac{B}{P} \right] - (1 - t_c) * \beta_d * \frac{B}{P}$$
$$1,01 = \beta_p^{s/d} * [1 + (1 - 22,13\%) * 87,8\%] - (1 - 22,13\%) * 0,152 * 87,8\%$$
$$\beta_p^{s/d} = 0,662$$

6.5. Beta patrimonial con deuda ($\beta_p^{c/d}$)

Para este parámetro es necesario apalancar el beta patrimonial sin deuda, calculado anteriormente. Para ello, se utilizará la estructura de capital objetivo propuesto en el punto 4.2. para la compañía, siendo la siguiente:

2013-junio 2016	Promedio	σ
Deuda Financiera / Valor Empresa	44,6%	5,8%
Patrimonio Económico / Valor Empresa	55,4%	5,8%
Deuda Financiera / Patrimonio Económico	81,9%	19,0%

La tasa de impuesto de largo plazo que se utilizará para Aes Gener corresponde al 27%, dado que la empresa se acogió al sistema parcialmente integrado:

$$\beta_p^{c/d} = \beta_p^{s/d} \left[1 + (1 - t_c) * \frac{B}{P} \right] - (1 - t_c) * \beta_d * \frac{B}{P}$$
$$\beta_p^{c/d} = 0,662 * [1 + (1 - 27\%) * 81,9\%] - (1 - 27\%) * 0,152 * 81,9\%$$
$$\beta_p^{c/d} = 0,967$$

6.6. Costo patrimonial (k_p)

Es posible establecer el costo patrimonial de la compañía con el beta patrimonial con deuda, que incorpora la estructura de capital objetivo estimado para la compañía, mediante la siguiente fórmula:

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

$$k_p = 1,92\% + 8,17\% * 0,967$$

$$k_p = 9,82\%$$

6.7. Costo de capital (k_0)

La tasa de costo de capital para la empresa se obtendrá a través de la fórmula de Costo de Capital Promedio Ponderado:

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

$$k_0 = 9,82\% * 54,98\% + 3,16\% * (1 - 27\%) * 45,02\%$$

$$k_0 = 6,44\%$$

Tabla 11

Resumen de indicadores para el cálculo de la tasa de costo de capital

Ítem	Nomenclatura	Valor
Tasa libre de riesgo	R_f	1,92%
Premio por riesgo	$R_m - R_f$	8,17%
Costo de la deuda	k_b	3,16%
Tasa de impuestos de largo plazo	t_c	27,0%
Beta de la deuda	B_d	0,152
Beta de la acción	$B_p^{c/d}$	1,011
Beta patrimonial sin deuda	$B_p^{s/d}$	0,662
Beta patrimonial con deuda	$B_p^{c/d}$	0,967
Costo patrimonial	k_p	9,82%
Costo de capital	k_0	6,44%
Estructura de capital objetivo		
Deuda Financiera/ Patrimonio Económico	B/P	81,90%
Patrimonio Económico/Valor de la empresa	P/V	54,98%
Deuda Financiera/Valor de la empresa	B/V	45,02%

7. Análisis operacional del negocio y la industria

En términos de ingresos éstos provienen principalmente de la generación en el SIC, que a diciembre de 2015 representaba el 47,9% de los ingresos totales de la compañía. Le sigue en relevancia la generación en el SING, que aportó el 24,3% de los ingresos en 2015. Mientras, las operaciones de la compañía en Colombia y Argentina representan el 23,9% y 3,9% de los ingresos, respectivamente.

En términos de generación de EBITDA, el SIC concentra un 39,4% del EBITDA de la compañía a diciembre de 2015, mientras que en relevancia le siguen las operaciones en Colombia (35,6%) y luego las operaciones en el SING (22,2%).

a. Tasa de crecimiento reales de Aes Gener por región

La compañía segmenta sus actividades de negocios en función de los mercados en los cuales opera, los cuales son:

- Sistema Interconectado Central (SIC)
- Sistema Interconectado (SING)
- Sistema Argentino de Interconexión (SADI)
- Sistema Interconectado Nacional (SIN) (Colombia)

Tabla 12
Ingresos por segmento de mercado para Aes Gener

Miles de UF						Semestre	
	2011	2012	2013	2014	2015	jun-15	jun-16
Ingresos							
SIC	31.791	29.335	29.449	31.984	31.022	15.853	15.499
SING	13.796	11.336	11.829	14.036	15.735	7.606	7.641
SIN	8.497	9.519	11.758	13.578	15.503	5.694	5.319
SADI	0	3.523	3.905	3.832	2.533	1.681	1.330
Total	54.084	53.713	56.940	63.430	64.794	30.835	29.788

Tabla 13
Tasa de crecimiento real de los ingresos por segmento de mercado para Aes Gener

Tasa de crecimiento real					Semestre	
	2012	2013	2014	2015	jun-16	
Ingresos						
SIC	-7,7%	0,4%	8,6%	-3,0%	-2,2%	
SING	-17,8%	4,4%	18,7%	12,1%	0,5%	
SIN	12,0%	23,5%	15,5%	14,2%	-6,6%	
SADI	-	10,9%	-1,9%	-33,9%	-20,9%	
Total	-0,7%	6,0%	11,4%	2,2%	-3,4%	

Para el caso de Aes Gener S.A. se decidió que las empresas Colbún, Endesa⁷ y Engie Energía son las compañías más comparables y aquellas que componen la industria relevante para la compañía.

A continuación, se muestra el nivel de ingresos de la industria y sus tasas de crecimientos anuales en términos consolidados:

Tabla 14
Ingresos consolidados para la industria

Ingresos industria						Semestre	
	2011	2012	2013	2014	2015	jun-15	jun-16
MUF	222.282	209.827	209.384	230.472	243.825	114.619	110.475

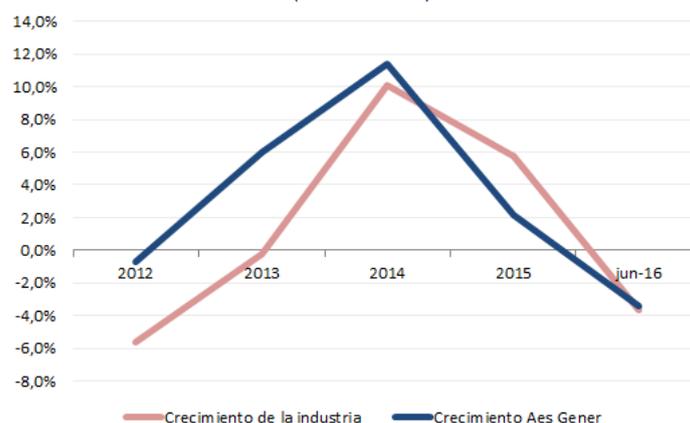
Tabla 15
Tasa de crecimiento real de los ingresos para la industria

Tasa de crecimiento real de la industria					Semestre	
Ingresos	2012	2013	2014	2015	jun-16	
	-5,6%	-0,2%	10,1%	5,8%	-3,6%	

⁷ Cabe señalar que si bien la compañía atravesó durante 2015 por una reestructuración societaria de sus negocios, separando sus negocios en el país de los negocios en resto de Latinoamérica, para efectos comparativos, dado que la compañía está presente en los mismos países que Aes Gener, se incluyeron los negocios de la sociedad en el resto de Latinoamérica.

Los ingresos de Aes Gener representan cerca del 26,4% de los ingresos de la industria. Es posible establecer en el siguiente gráfico una tendencia similar entre la industria consolidada y los ingresos de Aes Gener. Es posible establecer que reducciones en los ingresos se deben a menores precios de venta.

Ilustración 8
Crecimiento de la industria y de Aes Gener
(Cifras en %)



b. Perspectivas de crecimiento para la industria

Dado que la compañía está presente en cuatro mercados, se estimaron las perspectivas de crecimiento para estas cuatro industrias.

Para el caso de los sistemas interconectados chilenos, SIC y SING, se utilizó la proyección estimada en el documento realizado por la Comisión Nacional de Energía: "Programa de obras de generación y transmisión del SIC y SING. Agosto 2016". Este documento se elabora como apoyo para poder determinar la fijación de precios nudo.

Tabla 16
Estimaciones de crecimiento para el SIC por tipo de cliente

Previsión demanda SIC	Ventas Físicas GWh		Total	Var. (%)
	Clientes regulados	Clientes libres		
2015	34.772	14.188	49.659	
2016	32.512	18.189	50.701	2,1%
2017	33.708	19.095	52.803	4,1%
2018	35.112	19.879	54.991	4,1%
2019	36.742	20.522	57.264	4,1%
2020	38.337	21.283	59.620	4,1%

Tabla 17
Estimaciones de crecimiento para el SING por tipo de cliente

Previsión demanda SING	Ventas Físicas GWh		
------------------------	--------------------	--	--

	Cientes regulados	Cientes libres	Total	Var. (%)
2015	1.800	15.088	16.887	
2016	1.888	15.607	17.495	3,6%
2017	1.954	16.164	18.118	3,6%
2018	2.021	16.724	18.745	3,5%
2019	2.090	17.261	19.351	3,2%
2020	2.165	17.812	19.977	3,2%

- **Estimaciones de crecimiento para el SIN**

Las estimaciones para el crecimiento de la demanda eléctrica en el SIN, se obtuvieron desde las proyecciones realizadas por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en su documento: “Proyección de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia. Revisión octubre 2016”. La UPME es una unidad administrativa especial de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Si bien las proyecciones se realizan bajo tres escenarios hidrológicos, se trabajó con el escenario de hidrología media.

Previsión demanda SIN	Ventas físicas GWh Proyección demanda en escenario medio	Var. (%)
2015	66.175	
2016	67.060	1,3%
2017	69.748	4,0%
2018	73.230	5,0%
2019	75.341	2,9%
2020	77.387	2,7%

- **Estimaciones de crecimiento para el SADI**

Dado que no fue posible dar con proyecciones oficiales para la demanda en el sistema, se estimó la generación a 2020 a base del crecimiento anual del PIB estimado para Argentina por el FMI a 2021. La actualización de las proyecciones de crecimiento corresponde a las realizadas por la institución a octubre de 2016. En la Ilustración 9 es posible establecer la relación entre expansión del PIB y de la demanda eléctrica. Con las elasticidades obtenidas para los datos pasados (esto es a 2014, puesto que no existían datos de la generación a 2015) se estimó el crecimiento de la generación a 2020.

Ilustración 9
Relación entre el crecimiento del PIB de Argentina y la demanda eléctrica
(Cifras en %)

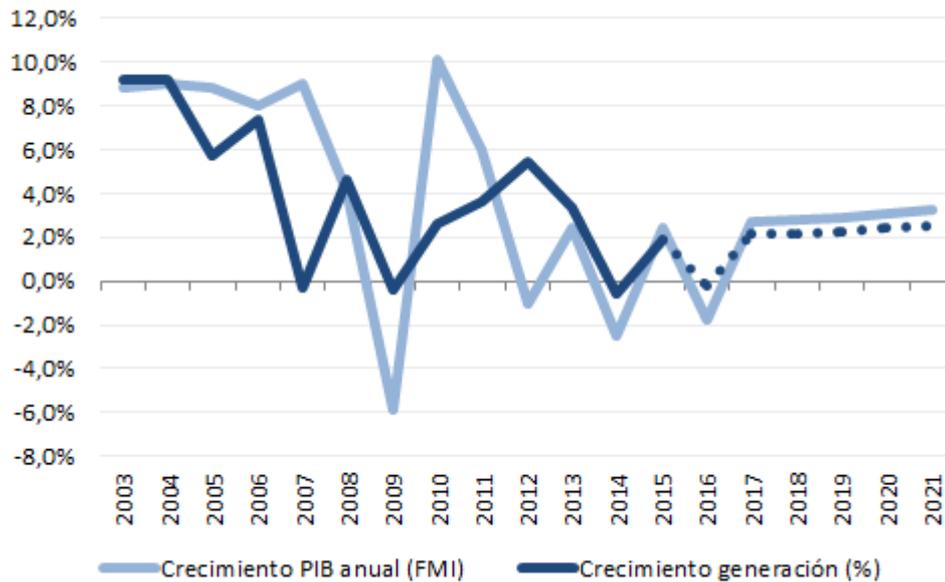


Tabla 18
Estimaciones de para el SADI

Previsión demanda SADI	Ventas físicas GWh	
	Proyección demanda	Var. (%)
2015	126.716	
2016	126.402	-0,2%
2017	129.087	2,1%
2018	131.865	2,2%
2019	134.836	2,3%
2020	138.107	2,4%

8. Análisis de costos operacionales

Los costos operacionales de la compañía se dividen, principalmente, en dos: costos de ventas y gastos de administración.

▪ Costo de venta

Los costos de venta de la compañía se agrupan en siete ítems:

Compras de energía y potencia: Estos costos incluyen las compras que debe hacer la compañía al mercado spot (ya sea por los déficit que se generan entre diferencia en la generación de sus centrales y los compromisos contractuales que debe honrar la compañía), compras por contrato a su asociado Guacolda y compras a generadores de Energías Renovables no Convencionales (principalmente, para cumplir con la normativa donde el 10% de la energía comercializadas por las empresas generadoras eléctricas debe provenir de fuentes renovables no convencionales).

Consumo de combustible: Estos costos tiene relación con las compras de combustibles que permiten la generación de las centrales de Aes Gener. Dada la naturaleza de sus centrales, los combustibles utilizados

por la compañía son principalmente carbón, diésel y gas natural licuado (GNL). Los precios de estos insumos son determinados por indicadores internacionales los que están influidos por factores de mercado.

Costo de uso sistema de transmisión: Corresponde al pago de peaje por el uso del sistema de transmisión por el uso de las instalaciones de las empresas troncales.

Costo de venta productivo y otros:

Gastos de personal productivo: Corresponde al pago de remuneraciones del personal relacionados de forma directa con la operativa de la generación de energía.

Depreciación y amortización: Corresponde a la depreciación y amortización de los activos fijos del periodo, los programas informáticos, entre otros.

▪ **Gastos de administración**

Los gastos de administración se componen principalmente por gastos de personal administrativos y otros gastos de administración.

Gastos de personal administrativo: Corresponde a los sueldos y salarios, beneficios a corto plazo de los empleados, beneficios por terminación de relación laboral y transacciones con pagos basados en acciones.

Otros gastos de administración: Corresponde a otros ítems ligados a las actividades de administración.

c. Detalle de los costos operacionales según clasificación

A continuación, se presentan los costos operaciones según clasificación. Cabe señalar que previo a 2014 la compañía no desagregaba los gastos de personal administrativos de los gastos de personal productivo.

Tabla 19
Evolución de los costos de venta y administración para la compañía

MUF					Semestre	
	2012	2013	2014	2015	jun-15	jun-16
Costo de venta						
Compra de energía y potencia	7.156	11.672	10.711	12.709	5.261	6.629
Consumo de combustible	17.330	14.230	18.067	13.897	7.628	5.782
Costo de venta de combustible	1.073	42	690	1.462	155	1.545
Costo de uso sistema de transmisión	2.048	2.157	2.189	2.614	1.313	1.207
Costo de venta productivo y otros	4.408	5.864	5.728	5.925	3.195	2.160
Gastos de personal productivo	0	78	1.257	1.513	719	748
Depreciación	4.459	5.020	5.469	5.685	2.888	2.937
Amortización	38	63	45	32	17	11
Total costo de venta	36.512	39.127	44.155	43.837	21.176	21.018
Gastos de administración						
Gastos de personal administrativo	0	0	773	1.007	515	456
Otros gastos de administración	0	0	1.526	1.892	810	735
Total gastos de administración	3.049	2.552	2.299	2.899	1.325	1.191
Otros ingresos por función	43	22	34	61	33	49
Otros gastos por función	64	104	28	72	47	26

Total costos de operación	39.540	41.597	46.461	46.725	22.487	22.232
----------------------------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------

9. Análisis de cuentas no operacionales

Las cuentas que no pertenecen al rubro de la compañía corresponden a:

Ingresos financieros: Corresponde a los ingresos por la mantención de activos financieros correspondiente a depósitos a plazo y activos de cobertura. Este ítem es recurrente en el tiempo.

Costos financieros: Corresponde al pago por intereses por préstamos bancarios, por las obligaciones con de deuda pública, por la ganancia o pérdida por la valoración de derivados.

Participación en las ganancias (pérdidas) de empresas asociadas: Corresponde a las ganancias o pérdidas por la participación en Guacolda Energía. En esta empresa, la compañía tiene una participación de 50,01%. Dado que la compañía mantiene una larga participación en esta compañía se considera que esta cuenta es recurrente en los estados financieros de la compañía.

Diferencias de cambio: Corresponde a las fluctuaciones en el valor de diferentes divisas de los países donde la compañía genera sus ingresos. Dado que la compañía está presente en Chile, Argentina y Colombia y si bien parte de sus ingresos están en dólares, parte de sus costos están en las monedas de sus respectivos países. Cabe señalar, que la subsidiaria colombiana Chivor cuya moneda funcional es el peso colombiano.

Tabla 20
Evolución de los costos no operacionales para la compañía

MUF					Semestre	
Cuentas no operacionales	2012	2013	2014	2015	jun-15	jun-16
Otras ganancias/pérdidas	156	118	-497	-440	32	-5
Ingresos financieros	177	202	258	245	112	116
Costos financieros	-2.426	-2.789	-3.734	-4.108	-1.657	-1.774
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas (neto)	193	861	956	2.224	138	150
Diferencias de cambio	76	-807	-1.637	-480	-296	-311
Total cuentas no operacionales	-1.823	-2.415	-4.654	-2.560	-1.670	-1.824

10. Análisis de activos

Los activos de la compañía se componen de las siguientes cuentas:

Efectivo y equivalentes al efectivo: Corresponde al montos en caja, además de incluir los fondos mutuos correspondientes a inversiones en dólares, de bajo riesgo y que permiten disponibilidad inmediata sin restricciones, registrados a valor razonable a la fecha de cierre de los estados financieros y pactos con compromiso de retrocompra, los cuales corresponden a inversiones de corto plazo en bancos y corredoras de bolsa. Además, de depósitos a corto plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan intereses de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo. Corresponden a activos no operacionales.

Otros activos financieros: Corresponde a los activos de cobertura, depósitos a plazo, inversiones en bonos, entre otros. Estos son activos no operacionales.

Otros activos no financieros: Corresponde a seguros pagados por anticipados, garantías entregadas, impuestos por recuperar. Estos son activos no operacionales.

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, netos: Corresponde a operaciones del giro de la sociedad y sus subsidiarias, que se originan, principalmente, por operaciones de venta de energía y potencia, ingresos por sistema de transmisión y ventas de carbón. A lo anterior, se suman anticipos a proveedores, cuentas por cobrar asociadas al personal y garantías, entre otros. Corresponde a activos operacionales.

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas: Corresponde a las cuentas por cobrar con entidades relacionadas. Algunas transacciones provienen de operaciones comerciales, como es el caso de la venta de energía y potencia a Minera Los Pelambres, con quien la compañía comparte la propiedad de Alto Maipo. Otras transacciones, provienen de la prestación de servicios varios a compañías asociadas y a empresas cuya matriz es la misma que la de Aes Gener. Corresponde a un activo operacional.

Inventarios: Corresponde a activos poseídos para ser vendidos en el curso normal de la operación, son activos que pueden estar en proceso de producción, en forma de materiales o suministros que serán consumidos en el proceso de producción o de la prestación de servicios. Los inventarios de Aes Gener están compuestos por carbón, petróleo, carbón en tránsito y materiales importados en tránsito, entre otros. Estos activos son de carácter operacional.

Activos por impuestos: Corresponde a los pagos provisionales mensuales, la devolución de renta retenida, donde se descuentan las provisiones por pagos provisionales, impuestos por gastos rechazados y provisiones por impuesto de primera categoría. Esta partida es de carácter no operacional.

Inversiones en asociadas: Corresponde a la participación que mantiene la compañía en la empresa Guacolda Energía, que Aes Gener no consolida en sus estados financieros. Esta partida se calificará como de carácter operacional.

Activos intangibles, netos: Corresponde a aquellos activos de carácter no monetario y sin apariencia física, como son los derechos de agua, servidumbres, programas informáticos. Esta partida se califica como operacional.

Propiedades, plantas y equipos: Son los activos tangibles que posee una entidad para su uso en la producción o suministro de bienes y servicios para propósitos administrativos; y que se esperan usar durante más de un período. Compuesto por construcciones en curso, terrenos, edificios plantas y equipos, entre otras. Estos activos son de carácter operacional.

Tabla 21
Clasificación de los activos corrientes según naturaleza operacional

MUF	2012	2013	2014	2015	jun-16	Tipo de activo
Activos corrientes						
Efectivo y equivalentes al efectivo	8.345	15.926	5.635	7.402	11.660	No Operacional
Otros activos financieros corrientes	212	573	178	1.112	503	No Operacional
Otros activos no financieros, corrientes	160	344	452	160	448	No Operacional
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes, netos	6.568	7.505	9.476	10.126	10.151	Operacional
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	184	38	89	366	388	Operacional
Inventarios	1.906	2.471	2.878	3.403	3.087	Operacional

Activos por impuestos corrientes, netos	600	526	1.079	1.168	1.256	No Operacional
Total activos corrientes	17.976	27.382	19.788	23.738	27.494	

Tabla 22
Clasificación de los activos no corrientes según naturaleza operacional

MUF	2012	2013	2014	2015	jun-16	Tipo de activo
Activos no corrientes						
Otros activos financieros no corrientes	297	1.877	972	952	283	No Operacional
Otros activos no financieros no corrientes	378	914	945	824	823	No Operacional
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no corrientes, netos	128	32	1.248	411	378	Operacional
Inversiones en asociadas	5.802	7.243	8.464	11.140	10.381	Operacional
Activos intangibles, netos	837	1.098	1.314	1.475	1.292	Operacional
Plusvalía	154	165	180	202	186	No Operacional
Propiedades, plantas y equipos	96.633	109.663	133.846	160.536	153.058	Operacional
Activos por impuestos diferidos, netos	315	11	1.705	2.629	3.150	No Operacional
Total activos corrientes	104.542	121.001	148.673	178.169	169.550	

IV. Proyección de los estados de resultados

1. Proyección de ingresos de operación

Se proyectaron los ingresos según segmentos operativos declarados por la compañía. La administración de Aes Gener identifica sus segmentos operativos según los mercados en los cuales participa, es decir, en los mercados SIC y SING en Chile, Sistema Argentino de Interconexión (SADI) en Argentina y Sistema Interconectado Nacional (SIN) en Colombia respectivamente.

- **Proyección de ingresos para el SIC**

Para este nivel de ingresos se proyectaron las ventas físicas de energía de acuerdo con las estimaciones del CDEC-SIC para clientes regulados y clientes no regulados (clientes libres). De esta forma, estas serían las ventas de energía para cada mercado. En el caso de las ventas a spot, se fijó el promedio de las compras que la compañía realizó entre 2012 y 2015 y para el caso de otros ingresos ordinarios, correspondientes a las ventas intercompañías, se estimó un promedio de las ventas físicas en este segmento.

Tabla 23
Proyección de los ingresos en el SIC

Ingresos (MUF)	2016	2017	2018	2019	2020
Clientes regulados	11.236	11.649	12.135	12.698	13.249
Clientes no regulados	8.479	8.901	9.267	15.479	15.834

Ventas Spot	1.314	1.119	903	917	979
Otros ingresos ordinarios	8.836	8.836	8.836	8.836	8.836
Total ingresos	29.865	30.506	31.141	37.930	38.898

Para valorizar las ventas de energía, en el caso de los clientes regulados (distribuidoras), se estimó el precio promedio cobrado por GWh, comprendido entre 2013 a junio de 2016. Lo anterior, dado que son contratos de largo plazo cuyo promedio arrojó US\$94,1 por GWh y una desviación estándar de US\$1,7 GWh. Para el caso de los clientes no regulados se utilizó el mismo procedimiento descrito anteriormente, sin embargo, en este caso la desviación estándar es mayor.

Es necesario señalar que se contempló el inicio de inyección de Alto Maipo a contar de 2019. Gran parte de esa venta está destinada a clientes no regulados, como es el caso de Minera Escondida.

Tabla 24
Proyección de las ventas de energía física de la empresa en el SIC

Ventas de energía (GWh)	2016	2017	2018	2019	2020
Clientes no regulados	3.327	3.492	3.636	6.073	6.213
Distribuidoras	4.703	4.876	5.079	5.315	5.546
Otros Clientes					
Spot	820	854	889	926	964
Intercompañía	4.366	4.366	4.366	4.366	4.366
Total ventas	13.215	13.588	13.970	16.680	17.088

Para valorizar las ventas en el mercado spot se utilizaron los precios proyectados por Systep a junio de 2016. A continuación, se muestran los costos marginales proyectados para el SIC.

Tabla 25
Proyección de Systep para los costos marginales en el SIC

Costos marginales proyectados para el SIC	
Año	US\$/MWh
2016	63,1
2017	51,6
2018	40,0
2019	39,0
2020	40,0

Para poder valorizar las ventas de energía intercompañía, se calculó el promedio entre 2013 a junio de 2016, del cociente entre otros ingresos ordinarios y las ventas intercompañía, este resultado arroja un valor igual a US\$79,7 GWh.

- **Proyección de ingresos para el SING**

Para este nivel de ingresos se proyectaron las ventas físicas de energía de acuerdo con las estimaciones del CDEC-SING para clientes regulados y clientes no regulados (clientes libres). Además, en 2016 se incorpora la generación de la central Cochrane, la que tiene comprometida toda su generación a la empresa SQM, dado esto se incorporó esta venta de energía como ventas a cliente no regulado.

En el caso de las ventas a spot, se fijó el promedio de las compras que la compañía realizó entre 2012 y 2015.

Tabla 26
Proyección de los ingresos en el SING

Ingresos (MUF)	2016	2017	2018	2019	2020
Clientes regulados	0	0	0	0	0
Clientes no regulados	22.323	23.120	23.921	24.689	25.477
Ventas Spot	1.704	1.684	1.806	2.197	2.321
Otros ingresos ordinarios	0	0	0	0	0
Total ingresos	24.028	24.804	25.727	26.886	27.798

Para poder valorizar los ingresos por las ventas a clientes no regulados, se obtuvo el promedio, entre 2013 y junio de 2016, para el cociente entre los ingresos a clientes no regulados y las ventas físicas a clientes no regulados. Es valor arrojó un promedio igual a US\$ 92,2.

Tabla 27
Proyección de las ventas de energía física de la empresa en el SING

Ventas de energía (GWh)	2016	2017	2018	2019	2020
Clientes no regulados	9.536	9.876	10.218	10.546	10.883
Distribuidoras					
Otros Clientes					
Spot	1.275	1.320	1.366	1.410	1.455
Intercompañía					
Total ventas	10.810	11.196	11.584	11.956	12.338

Para el caso de la valorización de las ventas al mercado spot, se obtuvo el precio estimado por del CDEC-SING para este sistema.

Tabla 28
Proyección del CDEC-SING para los costos marginales en el SING

Costos marginales proyectados para el SING	
Año	US\$/MWh
2016	52,6
2017	50,2
2018	52,1
2019	61,3
2020	62,8

- **Proyección de ingresos para el SIN**

Para este nivel de ingresos se proyectaron las ventas físicas de energía de acuerdo con las estimaciones de Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Además, se agregan los GWh de la entrada en operación de la central hidroeléctrica que comenzó sus operaciones en junio de 2016. La central comenzó sus

operaciones en junio de 2016, la que se estima que generaría 80,6 GWh por año. Dado que la compañía no ha declarado que tenga un contrato por la generación de esta central, se estimó que se venderá al spot.

Tabla 29
Proyección de los ingresos en el SIN

Ingresos (MUF)	2016	2017	2018	2019	2020
Clientes regulados	0	0	0	0	0
Clientes no regulados	6.131	6.377	6.696	6.889	7.076
Ventas Spot	7.729	8.368	8.786	9.039	9.284
Otros ingresos ordinarios	0	0	0	0	0
Total ingresos	13.860	14.745	15.481	15.927	16.360

Para poder valorizar los ingresos por las ventas a clientes no regulados, se obtuvo el promedio, entre 2013 y junio de 2016, para el cociente entre los ingresos a clientes no regulados y las ventas físicas a clientes no regulados, este arrojó un valor de US\$67,9 por GWh. El mismo procedimiento se utilizó para los precios en el mercado spot.

Tabla 30
Proyección de las ventas de energía física de la empresa en el SIN

Ventas de energía (GWh)	2016	2017	2018	2019	2020
Clientes no regulados	3.555	3.697	3.882	3.994	4.102
Distribuidoras					
Otros Clientes					
Spot	2.968	3.213	3.373	3.470	3.565
Intercompañía					
Total ventas	6.522	6.910	7.255	7.464	7.667

- **Proyección de ingresos para el SADI**

Para las ventas físicas se estimó una elasticidad de crecimiento de la demanda de energía de acuerdo al crecimiento del PIB de cada año, hasta 2020.

En el caso de las ventas spot, se estimó un promedio de ventas al spot, tal como se ha comportado la compañía en el pasado. Sin embargo, dado que el balance energético de este segmento de negocio presenta un superávit entre la generación y las ventas físicas, estos excesos se agregaron a las ventas al spot.

Tabla 31
Proyección de los ingresos en el SADI

Ingresos (MUF)	2016	2017	2018	2019	2020
Clientes regulados	0	0	0	0	0
Clientes no regulados	1.746	1.783	1.821	1.862	1.907
Ventas Spot	1.417	1.407	1.397	1.387	1.375

Otros ingresos ordinarios	0	0	0	0	0
Total ingresos	3.162	3.190	3.218	3.249	3.283

Para poder valorizar los ingresos por las ventas a clientes no regulados, se obtuvo el promedio, entre 2013 y junio de 2016, para el cociente entre los ingresos a clientes no regulados y las ventas físicas a clientes no regulados, este arrojó un valor de US\$67,9 por GWh. El mismo procedimiento se utilizó para los precios en el mercado spot.

Tabla 32
Proyección de las ventas de energía física de la empresa en el SIN

Ventas de energía (GWh)	2016	2017	2018	2019	2020
Clientes no regulados	1.005	1.026	1.048	1.072	1.098
Distribuidoras	0	0	0	0	0
Otros Clientes					
Spot	2.907	2.969	3.033	3.101	3.176
Intercompañía	0	0	0	0	0
Total ventas	3.912	3.995	4.081	4.173	4.274

2. Proyección costo de operación

Se proyectaron los ingresos según segmentos operativos declarados por la compañía. La administración de Aes Gener identifica sus segmentos operativos según los mercados en los cuales participa, es decir, en los mercados SIC y SING en Chile, Sistema Argentino de Interconexión (SADI) en Argentina y Sistema Interconectado Nacional (SIN) en Colombia respectivamente.

▪ Proyección costos de operación en el SIC

Para poder valorizar los costos de combustibles, se estimó la matriz de generación en el SIC de la compañía. Se estimó la generación promedio que ha exhibido la compañía en el pasado, para 2019 se incorporó la generación del comienzo de las operaciones de Alto Maipo, sin embargo, la entrada de esta central no incrementa los costos por combustibles, dado que la generación hídrica tiene costos marginales que tienden a cero.

Tabla 33
Proyección de la generación neta por tecnología

Generación neta (GWh)	2016	2017	2018	2019	2020
Hidroeléctrica	1.204	1.204	1.204	3.524	3.524
Carbón	5.524	5.524	5.524	5.524	5.524
Gas Natural licuado	333	333	333	333	333
Diesel	504	504	504	504	504
Biomasa	30	30	30	30	30
Total generación neta	7.594	7.594	7.594	9.914	9.914

En base al estudio publicado semestralmente por la Comisión Nacional de Energía (CNE) para la proyección de los precios de los combustibles a abril de 2016, informe que se realiza el objeto de dar a conocer la proyección de los precios de los combustibles que utiliza la CNE para el cálculo de los precios nudo, denominado "Informe de Proyecciones de Precios de Combustibles 2016-2031. Para la fijación de precios nudo a abril de 2016".

Tabla 34
Estimación de los costos por tecnología de generación

Costo en MUS\$/GWh					
Tecnología	2016	2017	2018	2019	2020
Petróleo WTI	121,6	126,8	126,7	129,3	131,9
Carbón	24,9	25,5	25,6	25,9	26,1
Gas Natural Licuado	38,1	40,9	38,5	40,7	42,3

Para el caso de las compras de energía y potencia se estimó un promedio, entre 2014 y junio de 2016, entre el cociente de costos de compra de energía y potencia y las compras realizadas en el SIC.

Para el caso de los costos de transmisión se estimó una relación entre los costos de transmisión y las ventas realizadas al SIC. De esta manera, para llegar al costo se multiplicaron las ventas físicas al SIC con el costo por GWh calculado.

Para el caso del costo de venta de combustible, se estimó un promedio de los costos de venta de combustible realizadas en el pasado.

En el caso de la depreciación se realizó un ratio entre los costos de depreciación, entre 2013 a 2015, y los ingresos anuales, lo mismo se realizó para estimar otros costos de venta.

Tabla 35
Proyección de los costos de venta para Aes Gener en el SIC

Costos de venta (MUF)	2016	2017	2018	2019	2020
Consumo de combustible	5.401	5.564	5.566	5.650	5.735
Compras de energía y potencia	2.856	3.046	3.240	3.438	3.645
Costos de transmisión	2.269	2.333	2.399	2.864	2.934
Costo de venta de combustible	6.225	6.225	6.225	6.225	6.225
Depreciación y amortización	2.579	2.620	2.688	3.273	3.369
Otros costos de venta	3.255	3.307	3.393	4.131	4.252
Total costos de venta	22.586	23.095	23.511	25.581	26.160

▪ **Proyección de costos de operación en el SING**

Para poder valorizar los costos de combustibles, se estimó la matriz de generación en el SING de la compañía. Se estimó la generación promedio que ha exhibido la compañía en el pasado, además se agregó la generación de la central Cochrane, que es a Carbón. El costo de las tecnologías proyectadas anteriormente, se mantiene para este caso.

Para calcular el resto de los costos detallados, se estimó la misma metodología que para el caso del SIC.

Tabla 36
Proyección de la generación neta por tecnología

Generación neta (GWh)	2016	2017	2018	2019	2020
Hidroeléctrica					
Carbón	8.445	8.445	8.445	8.445	8.445

Gas Natural licuado	513	513	513	513	513
Diésel					
Biomasa					
Total generación neta	8.958	8.958	8.958	8.958	8.958

Tabla 37
Proyección de los costos de venta para Aes Gener en el SING

Costos de venta (MUF)	2016	2017	2018	2019	2020
Consumo de combustible	5.847	5.995	6.001	6.079	6.158
Compras de energía y potencia	3.978	4.807	5.640	6.439	7.260
Costos de transmisión	207	214	222	229	236
Costo de venta de combustible	217	217	217	217	217
Depreciación y amortización	3.157	3.208	3.298	3.409	3.551
Otros costos de venta	3.498	3.554	3.654	3.777	3.935
Total costos de venta	16.905	17.995	19.032	20.149	21.357

▪ Proyección de costos de operación en el SIN

La generación en este segmento de negocios se basa en la energía hidroeléctrica. Cabe señalar, como se dijo anteriormente, que se agregó la generación de la nueva central Tunjita.

Para el caso de las compras de energía y potencia se estimaron las compras al SIN (dado el balance energético estimado por la compañía para cada año de proyección) y se multiplicó por el costo de compra por GWh, que corresponde al promedio de la división costo de energía y potencia, y las compras físicas realizadas al SIN, comprendido entre los años 2013 y junio 2016.

En el caso de la depreciación se realizó un ratio entre los costos de depreciación, entre 2013 a 2015, y los ingresos anuales, lo mismo se realizó para estimar otros costos de venta.

Tabla 38
Proyección de la generación neta por tecnología

Generación neta (GWh)	2016	2017	2018	2019	2020
Hidroeléctrica	4.073	4.113	4.113	4.113	4.113
Carbón					
Gas Natural licuado					
Diesel					
Biomasa					
Total generación neta	4.073	4.113	4.113	4.113	4.113

Tabla 39
Proyección de los costos de venta para Aes Gener en el SIN

Costos de venta (MUF)	2016	2017	2018	2019	2020
Consumo de combustible	0	0	0	0	0

Compras de energía y potencia	6.614	7.552	8.483	9.048	9.595
Costos de transmisión	0	0	0	0	0
Costo de venta de combustible	0	0	0	0	0
Depreciación y amortización	366	389	409	420	432
Otros costos de venta	1.060	1.128	1.184	1.218	1.251
Total costos de venta	8.040	9.069	10.076	10.687	11.278

- **Proyección costos de operación en el SADI**

Dado que la compañía sólo genera en este segmento a través de central a gas, se estimó un precio promedio entre los costos de combustibles y la generación a gas licuado, entre los años 2012 y junio 2016. Ese valor arrojó un costo promedio para la generación a gas de MUS\$ 18,2 por GWh.

Para los costos de transmisión se establece como costo el ratio entre los costos de transmisión y la venta de energía. Mientras que para los costos de depreciación se realizó un ratio entre los costos de depreciación, entre 2013 a 2015, y los ingresos anuales, lo mismo se realizó para estimar otros costos de venta.

Tabla 40
Proyección de la generación neta por tecnología

Generación neta (GWh)	2016	2017	2018	2019	2020
Hidroeléctrica	0	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0	0
Gas Natural licuado	4.214	4.214	4.214	4.214	4.214
Diésel	0	0	0	0	0
Biomasa	0	0	0	0	0
Total generación neta	4.214	4.214	4.214	4.214	4.214

Tabla 41
Proyección de los costos de venta para Aes Gener en el SADI

Costos de venta (MUF)	2016	2017	2018	2019	2020
Consumo de combustible	4.073	4.379	4.126	4.357	4.530
Compras de energía y potencia	0	0	0	0	0
Costos de transmisión	10	10	11	11	11
Costo de venta de combustible	0	0	0	0	0
Depreciación y amortización	462	466	470	474	479
Otros costos de venta	380	384	387	391	395
Total costos de venta	4.925	5.239	4.994	5.233	5.415

- **Gastos de administración y venta**

Se estimó que los gastos de administración y venta para la compañía corresponden a cerca de US\$ 3,1 por GWh vendidos en los mercados donde participa. Lo anterior, está dado por la relación de GWh generados

por la compañía y el total de gastos de administración para los últimos tres años para la compañía. Con esto, la relación es de UF 0,08115 por GWh.

3. Proyección resultado no operacional

▪ Otras ganancias pérdidas

Se estimó que esta cuenta responde al promedio exhibido por la compañía entre 2012 y 2015, puesto que es una cuenta que no responde a algún patrón que se pueda identificar, por eso se estima que lo más conservador es estimar un promedio para esta cuenta.

▪ Ingresos financieros

Se estima que esta cuenta se mantiene estable a contar de 2016 en adelante.

▪ Costos financieros

Se estima que esta cuenta se mantiene estable a contar de 2016.

▪ Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas

Dado el comportamiento volátil de esta cuenta se estima que el promedio entre 2012 y 2015 puede reflejar el comportamiento futuro de esta cuenta.

▪ Diferencias de cambio

Dado el comportamiento volátil de esta cuenta se estima que el promedio entre 2012 y 2015 puede reflejar el comportamiento futuro de esta cuenta.

4. Pago de impuestos

Dado que la compañía optó por el impuesto parcialmente integrado, la tasa de impuesto de primera categoría se aumenta gradualmente desde 22,5% en 2015, 24% para el 2016, 25,5% en 2017 y 27% a partir de 2018.

5. Estado de resultado proyectado

Tabla 42
Proyección del estado de resultado

	Real	Proyectado				
	2015	jun-dic 2016	2017	2018	2019	2020
Ingresos (MUF)						
Clientes regulados	11.766	5.249	11.649	12.135	12.698	13.249
Clientes no regulados	28.557	25.627	40.181	41.704	48.919	50.294
Ventas Spot	10.352	6.071	12.481	12.833	13.521	13.986
Otros ingresos ordinarios	8.739	4.046	8.836	8.836	8.836	8.836
Total ingresos	59.414	40.993	73.147	75.508	83.974	86.365
Costos de venta (MUF)						
Consumo de combustible	12.743	9.538	15.938	15.693	16.086	16.423
Compras de energía y potencia	11.653	6.819	15.404	17.362	18.925	20.500
Costos de transmisión	2.397	1.309	2.558	2.631	3.104	3.181
Costo de venta de combustible	5.719	3.056	6.443	6.443	6.443	6.443
Depreciación y amortización	5.242	3.682	6.822	7.030	7.800	8.029
Otros costos de venta	6.855	5.312	8.537	8.808	9.770	10.054
Total costos de venta	44.610	29.717	55.701	57.967	62.126	64.631
Ganancia bruta	14.804	11.276	17.446	17.541	21.848	21.735
Gastos de administración	2.658	1.419	2.828	2.923	3.192	3.278
Total costos de operación	47.268	31.135	58.529	60.890	65.318	67.909
Resultado operacional	12.146	9.858	14.618	14.618	18.657	18.456
Cuentas no operacionales						
Otras ganancias/pérdidas	-404	-74	-149	-149	-149	-149
Ingresos financieros	225	113	225	225	225	225
Costos financieros	-3.767	-1.883	-3.767	-3.767	-3.767	-3.767
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas (neto)	2.039	1.019	2.039	2.039	2.039	2.039
Diferencias de cambio	-440	-220	-440	-440	-440	-440
Total cuentas no operacionales	-2.347	-1.046	-2.092	-2.092	-2.092	-2.092
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	9.799	8.812	12.526	12.525	16.564	16.364
Gasto por impuesto a las ganancias	-3.371	-2.115	-3.194	-3.382	-4.472	-4.418
Ganancia (pérdida)	6.428	6.697	9.332	9.144	12.092	11.946

6. Ajustes al estado de resultado

Como se describía anteriormente, en el apartado de metodología, es necesario, a partir del estado de resultado, obtener el flujo de caja. Para esto es necesario revertir las cuentas del Estado de Resultado que no representan salidas reales de flujo y aislar los efectos tributarios, lo anterior se realiza en función de las proyecciones de la sección previa.

Tabla 43
Ajuste al estado de resultado

MUF	Real	Proyectado					Perpetuidad
	2015	jun-dic 2016	2017	2018	2019	2020	2021
Ganancia (pérdida)	6.428	6.697	9.332	9.144	12.092	11.946	11.946
Ajustes							
Depreciación y amortización de activo fijo (+)	5.242	3.682	6.822	7.030	7.800	8.029	8.029
Otros ingresos, por función después de impuestos (-)							
Otros gastos, por función después de impuestos (+)							
Otras ganancias (pérdidas) después de impuestos (-)	313	56	111	109	109	109	109
Ingresos financieros después de impuestos (-)	-174	-86	-168	-164	-164	-164	-164
Costos financieros después de impuestos (+)	2.919	1.431	2.806	2.750	2.750	2.750	2.750
Participación en las ganancias (pérdidas) asociadas después de impuestos (-)	-1.580	-775	-1.519	-1.488	-1.488	-1.488	-1488
Diferencia de cambio (-/+)	440	220	440	440	440	440	440
Resultado por unidades de reajuste (-/+)							
Flujo de caja bruto	13.588	11.226	17.825	17.820	21.538	21.621	21.621

7. Estimación de la inversión de reposición

Para estimar los flujos futuros originados de la inversión en reposición de activos, se utilizará la información histórica publicada por la compañía. De esta manera, se obtiene de las inversiones en mantenimiento asumiendo como supuesto que la inversión por reposición está directamente relacionada con la depreciación del ejercicio, de la siguiente manera.

Tabla 44
Relación entre inversión en mantenimiento y depreciación

Inversiones	2012	2013	2014	2015
MUS\$				
Construcción	286.000	336.000	656.000	866.000
Mantenimiento	55.000	82.000	127.000	109.000
Ambiental	78.000	114.000	47.000	27.000
Total	419.000	532.000	830.000	1.002.000

	2012	2013	2014	2015	
Depreciación	214.019	225.800	223.788	206.377	Promedio
Inversión en mantenimiento/depreciación	25,7%	36,3%	56,8%	52,8%	42,9%

De esta manera, la inversión en reposición estimada para los años proyectados corresponde a los valores en UF que siguen:

Tabla 45
Proyección inversiones en reposición

MUF	Proyectado				
	jun-dic 2016	2017	2018	2019	2020
Inversiones en reposición	1.579	2.926	3.016	3.346	3.444

8. Estimación nuevas inversiones

El principal desembolso por inversión de los próximos años, corresponde a las etapas por realizar de la central de pasada Alto Maipo, que inyectará energía al SIC.

La inversión total destinada para esta central es de US\$ 2.053 millones. Durante 2014 se desembolsaron US\$ 405 millones, mientras que, en 2015, US\$ 745 millones, según informaciones de la compañía.

Según información entregada por la compañía, se estima que la central entre en operaciones en 2019, con ello la inversión a realizar en 2016, 2017 y 2018 serían por US\$ 301 millones para cada año.

Tabla 46
Proyección inversión en Alto Maipo

	MUS\$	MUF
Inversión total Alto Maipo	2.053.000	52.146
Realizada	1.150.000	29.210
Por realizar	903.000	222.936

9. Inversión en capital de trabajo

Para determinar el capital de trabajo de la compañía se determinó como la diferencia entre activos corrientes que no devengan intereses y pasivos corrientes que cumplen con la misma condición (CTON).

De esta forma en el pasado, las necesidades de capital de trabajo como porcentaje de los ingresos se han comportado de la siguiente manera:

Tabla 47
Necesidades de capital de trabajo como porcentaje de los ingresos

En MUF	2012	2013	2014	2015	jun-16	Promedio
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	6.568	7.505	9.476	10.043	10.151	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	184	38	89	366	388	
Inventarios	1.906	2.471	2.878	3.403	3.087	
Cuentas comerciales y otras cuentas corrientes por pagar	5.352	8.439	12.207	7.994	8.158	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	358	394	696	509	1.019	
CTON	2.948	1.181	-459	5.309	4.450	
Ingresos	53.713	56.940	63.430	64.794	63.747	
CTON como % de las ventas	5,5%	2,1%	-0,7%	8,2%	7,0%	5,7%

Posteriormente, para determinar las proyecciones de capital de trabajo se utilizó el promedio de CTON como porcentaje de los ingresos proyectados para el periodo solicitado. Los resultados obtenidos se muestran como sigue:

Tabla 48
Proyecciones para el capital de trabajo

MUF	Proyectado					Perpetuidad
	jun-dic 2016	2017	2018	2019	2020	2021
Aumentos (disminuciones) de capital de trabajo	2.330	4.158	4.292	4.773	4.909	0

10. Activos prescindibles

Los activos prescindibles corresponden a aquellos activos que no forman parte principal del negocio de la compañía, al cierre de junio de 2016, se pueden distinguir los siguientes activos prescindibles.

Tabla 49
Activos prescindibles

MUF		
Activos corrientes		jun-16
Efectivo y equivalentes al efectivo		11.660
Otros activos financieros corrientes		503
Otros activos no financieros, corrientes		448
Activos por impuestos corrientes, netos		1.256
Activos no corrientes		
Otros activos financieros no corrientes		283
Otros activos no financieros no corrientes		823
Plusvalía		186
Activos por impuestos diferidos, netos		3.150
Total activos prescindibles		18.309

11. Flujo de caja libre

Tabla 50
Flujo de caja libre

MUF	Real	Proyectado					Perpetuidad
	2015	jun-dic 2016	2017	2018	2019	2020	2021
Ganancia (pérdida)	6.428	6.697	9.332	9.144	12.092	11.946	11.946
Ajustes							
Depreciación y amortización de activo fijo (+)	5.242	3.682	6.822	7.030	7.800	8.029	8.029
Otros ingresos, por función después de impuestos (-)							
Otros gastos, por función después de impuestos (+)							
Otras ganancias (pérdidas) después de impuestos (-)	313	56	111	109	109	109	109
Ingresos financieros después de impuestos (-)	-174	-86	-168	-164	-164	-164	-164
Costos financieros después de impuestos (+)	2.919	1.431	2.806	2.750	2.750	2.750	2.750
Participación en las ganancias (pérdidas) asociadas después de impuestos (-)	-1.580	-775	-1.519	-1.488	-1.488	-1.488	-1.488
Diferencia de cambio (-/+)	440	220	440	440	440	440	440
Resultado por unidades de reajuste (-/+)							
Flujo de caja bruto	13.588	11.226	17.825	17.820	21.538	21.621	21.621
Inversiones en reposición (-)		-1.579	-2.926	-3.016	-3.346	-3.444	-8.029
Inversión en capital físico (-)		-3.823	-7.645	-7.645			
Aumentos (disminuciones) de capital de trabajo (-)		-2.330	-4.158	-4.292	-4.773	-4.909	0
Flujo de caja libre		3.494	3.095	2.867	13.419	13.268	13.592

v. Valorización de la empresa

1. Valoración de los activos operacionales

Una vez obtenido el flujo de caja libre es posible valorar los activos operacionales de la compañía. Como tasa de descuento se utiliza el costo de capital calculado para Aes Gener, el cual corresponde a 6,44%.

Además, se obtuvo el valor terminal en 2021 para poder contar con el flujo a perpetuidad de la compañía. Este flujo se descontó a la misma tasa de costo de capital y no considera crecimiento.

Tabla 51
Valor de los activos operacionales de Aes Gener a junio de 2016

MUF	Real	Proyectado					Perpetuidad
	2015	jun-dic 2016	2017	2018	2019	2020	2021
Flujo de caja libre		3.494	3.095	2.867	13.419	13.268	13.592
Flujo de caja valor terminal						211.172	
Flujo de caja libre más valor terminal		3.494	3.095	2.867	13.419	224.440	
Valor activos operacionales al 31/12/2016		183.152					
Valor activos operacionales al 30/06/2016		188.955					

2. Valorización económica para el precio de la acción

El valor de los activos operacionales de Aes Gener al 30 de junio de 2016 es de UF 188,96 millones, sumado los activos prescindibles y el exceso de capital de trabajo, el total de los activos alcanza a UF 208,96 millones.

La deuda financiera de la compañía es de UF 103,8 millones. Descontando este valor del total de activos, se tiene que el patrimonio económico de la compañía es de UF 105,12 millones. Así, dado el número de acciones en que está dividida la compañía, igual a 8.400 millones, el precio por acción alcanzado es de \$325,83, un 0,7% superior al precio de la acción al 30 de junio de 2016.

Precio de la acción estimado para Aes Gener

	MUF	En miles de pesos
Valorización Aes Gener		
Valor activos operacionales	188.955	4.920.034.509
Activos prescindibles	18.309	476.733.202
Exceso (déficit) de Capital de Trabajo	1.693	44.088.025
Total activos	208.957	5.440.855.735
Deuda financiera	103.840	2.703.805.543
Patrimonio económico	105.117	2.737.050.192
Número de acciones	8.400.318.891	8.400.318.891
	UF	Pesos
Precio por acción	0,0125	325,83
Precio acción al 30 de junio de 2016		323,72

VI. Conclusiones

Se observa que la valorización estimada del precio de la acción de Aes Gener al 30 de junio de 2016, utilizando el método de flujos de caja descontados a la tasa de costo de capital, es de \$325,83 por acción. Este valor es un 0,7% superior al precio de mercado exhibido por la acción al 30 de junio de 2016.

Sin embargo, la industria en la que está inserta la compañía a través por cambios estructurales durante los meses posteriores a la fecha de corte en que se estimó el valor de la acción antes presentado.

El 17 de agosto de 2016, se dieron a conocer los resultados de la Licitación 2015/01 llevada a cabo por la Comisión Nacional de Energía (CNE) la que permitirá abastecer el consumo de eléctrico durante 20 años del 30% de los clientes regulados en el SIC y SING a contar del año 2021. Dada la magnitud de la energía licitada, 12.500 GWh, esta licitación corresponde a la más grande realizada en la última década.

El precio promedio de las ofertas que se adjudicaron la licitación fue de US\$ 47,55 por MWh, siendo este un valor históricamente bajo, y que responde a las medidas llevadas a cabo por el Gobierno para bajar los costos de la energía.

Así, el precio promedio de la licitación de largo plazo modificó el escenario de costos marginales en el spot para las generadoras en el país, como también las futuras negociaciones con clientes libres. A continuación se exhibe el cambio en las proyecciones de los costos marginales en el SIC:

Fecha proyección	junio-16	septiembre-16
Año	US\$/MWh	US\$/MWh
2016	63,1	57,4
2017	51,6	38,8
2018	40,0	34,3
2019	39,0	35,3
2020	40,0	42,1
Fuente	System	CEN (Coordinador Eléctrico Nacional)

Mientras que a continuación se muestran las proyecciones de los costos marginales en el SING:

Fecha proyección	junio-16	septiembre-16
Año	US\$/MWh	US\$/MWh
2016	52,6	52,6
2017	50,2	38,8
2018	52,1	34,3
2019	61,3	35,3
2020	62,8	42,1
Fuente	CDEC-SING	CEN (Coordinador Eléctrico Nacional)

Por otra parte, la compañía comunicó a través de un hecho esencial, enviado el 17 de agosto de 2016, que el proyecto hidroeléctrico Alto Maipo ha experimentado ciertas dificultades en la ejecución de sus obras, que se tradujeron en sobrecostos que llegan al 22% del presupuesto original del proyecto, de esta forma, el costo del proyecto pasaría de US\$ 2.053 millones a US\$ 2.513 millones.

Con todo lo anterior, si por el método de flujo de caja estima, nuevamente, el valor de la compañía con el efecto post licitación y el correspondiente sobrecosto anunciado para Alto Maipo, se pudo llegar a que el precio por acción es de \$258,71. Valorización que está en línea con el precio de las transacciones de la acción una vez que el mercado toma conocimiento de estos dos hechos relevantes, tal como se ve en el grafico a continuación.

Ilustración 10
Evolución del precio de la acción de Aes Gener y los resultados de la valorización previo y posterior a la licitación y sobrecosto de Alto Maipo
(Pesos por acción)

