



## **“Valoración de Empresa AES Andes”**

**TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE  
MAGISTER EN FINANZAS**

**Alumno: Francisca Pla  
Profesor Guía: Mauricio Jara**

**Santiago, marzo 2022**

## Contenidos

1. Resumen ejecutivo.....	6
2. Metodología.....	7
1.1. Principales métodos de valoración.....	7
1.1.1. Método de flujos de caja descontados.....	7
1.1.2. Método de múltiplos.....	9
1.1.2.1. Múltiplos de ganancias.....	10
1.1.2.2. Múltiplos de valor libro.....	10
1.1.2.3. Múltiplos de ventas.....	10
3. Descripción de la empresa.....	12
3.1.1. Antecedentes del negocio e historia.....	12
3.1.2. Estrategia Greentegra.....	13
3.1.3. Principales accionistas.....	13
3.1.4. Filiales.....	14
3.2.1. Estado actual.....	16
3.2.2. Chile.....	18
3.2.2.1. Regulación y fiscalización.....	18
3.2.2.2. Servicios Complementarios.....	20
3.2.2.3. Energías Renovables.....	20
3.2.2.3.1. Descarbonización.....	21
3.2.2.4. Licitaciones de suministro regulado.....	21
3.2.2.5. Transmisión de energía.....	21
3.2.3. Colombia.....	22
3.2.3.1. Generación.....	22
3.2.3.2. Transmisión.....	23
3.2.3.3. Distribución.....	23
3.2.3.4. Comercialización.....	23
3.2.4. Argentina.....	24
3.2.4.1. Energías renovables.....	25
3.2.4.2. Transmisión.....	25
3.2.4.3. Distribución.....	25
3.2.5. Empresas comparables.....	25
4. Estructura de capital.....	29
4.1. Deuda financiera.....	29
4.2. Patrimonio económico.....	30

4.3.	Valor económico.....	31
4.4.	Estructura de capital histórica y objetivo.....	32
5.	Estimación de costo de capital.....	33
5.1.	Costo de la deuda.....	33
5.2.	Beta de la deuda.....	33
5.3.	Estimación del beta patrimonial.....	33
5.4.	Beta patrimonial sin deuda.....	34
5.5.	Beta patrimonial con estructura de capital objetivo.....	34
5.6.	Costo patrimonial.....	34
5.7.	Costo de capital.....	34
6.	Análisis del negocio.....	36
6.1.	Análisis de crecimiento de la empresa.....	36
6.2.	Análisis de los costos y gastos operacionales de la empresa.....	38
6.3.	Análisis del resultado no operacional de la empresa.....	41
6.4.	Análisis de márgenes de la empresa.....	42
6.5.	Análisis de los activos de la empresa.....	44
6.5.1.	Activos operacionales y no operacionales.....	44
6.5.2.	Capital de trabajo operativo neto.....	46
6.5.3.	Inversiones.....	47
6.6.	Análisis de crecimiento de la industria.....	48
7.	Proyección del estado de resultados.....	50
7.1.	Ingresos operacionales proyectados.....	50
7.1.1.	Chile.....	50
7.1.2.	Colombia.....	51
7.1.3.	Argentina.....	52
7.2.	Costos y gastos operacionales proyectados.....	53
7.3.	Resultado no operacional proyectado.....	53
7.4.	Impuesto corporativo proyectado.....	54
7.5.	Estado de resultados proyectado.....	55
7.5.1.	Supuestos utilizados.....	55
7.6.	Estado de resultados proyectado porcentual.....	56
8.	Proyección de flujos de caja libre.....	57
8.1.	Inversión en reposición.....	57
8.2.	Nuevas inversiones de capital.....	57
8.3.	Inversión o liberación de capital de trabajo operativo neto.....	58

8.4.	Valor terminal .....	58
8.5.	Flujos de caja libre proyectados.....	59
9.	Precio de la acción estimado.....	60
9.1.	Valor presente de los flujos de caja libre .....	60
9.2.	Déficit o exceso de capital de trabajo operativo neto .....	60
9.3.	Activos prescindibles y otros activos.....	60
9.4.	Valorización económica de la empresa .....	61
9.5.	Análisis de sensibilidad.....	61
10.	Conclusiones.....	63
11.	Bibliografía.....	64
12.	Anexo .....	67

## Índice de tablas

Tabla 1 Antecedentes de AES Andes.....	12
Tabla 2 12 Mayores accionistas AES Andes.....	13
Tabla 3 Filiales de Generación Eléctrica, AES Andes.....	14
Tabla 4 Filiales AES Andes de almacenamiento.....	15
Tabla 5 Ingresos y EBITDA de AES Andes.....	15
Tabla 6 Margen bruto por segmento (respecto al costo total).....	16
Tabla 7 Rotación de activos (respecto a los activos fijos netos totales).....	16
Tabla 8 Antecedentes de Colbún S.A.....	26
Tabla 9 Ingresos y EBITDA de Colbún S.A.....	26
Tabla 10 Antecedentes de ENGIE ENERGIA CHILE S.A.....	27
Tabla 11 Ingresos y EBITDA de ENGIE ENERGIA CHILE S.A.....	27
Tabla 12 Antecedentes de ENEL CHILE S.A.....	28
Tabla 13 Ingresos y EBITDA de Enel Chile.....	28
Tabla 14 Deuda Financiera Aes Andes S.A (USD MM).....	29
Tabla 15 Obligaciones con el público (USD MM).....	30
Tabla 16 Pasivos financieros.....	30
Tabla 17 Patrimonio económico Aes Andes S.A.....	31
Tabla 18 Valor económico Aes Andes S.A. (USD MM).....	31
Tabla 19 Estructura de capital Aes Andes S.A.....	32
Tabla 20 Resultados estimación modelo de mercado.....	33
Tabla 21 Ingresos ordinarios por segmento en USD MM.....	36
Tabla 22 Ingresos ordinarios como % del total.....	37
Tabla 23 Variación año a año ingresos ordinarios.....	38
Tabla 24 Costos operacionales en USD MM.....	39
Tabla 25 Costos operacionales como % del total.....	40
Tabla 26 Variación año a año de costos operacionales.....	41
Tabla 27 Variación año a año de costos operacionales.....	41
Tabla 28 Resultados no operacionales AES Andes en USD MM.....	42
Tabla 29 EBITDA AES Andes en USD MM.....	43
Tabla 30 EBITDA por país AES Andes en USD MM.....	43
Tabla 31 Márgenes de AES Gener.....	44
Tabla 32 Margen bruto por país.....	44
Tabla 33 Margen operacional por país.....	44
Tabla 34 Margen EBITDA por país.....	44
Tabla 35 Activos corrientes en USD MM.....	46
Tabla 36 Activos no corrientes en USD MM.....	46
Tabla 37 Activos no corrientes en USD MM.....	47
Tabla 38 Inversiones de AES Andes en USD MM.....	47
Tabla 39 Proyectos de AES Andes Chile.....	48
Tabla 40 Proyectos de AES Andes Colombia.....	48
Tabla 41 Previsión de demanda para Chile (SEN).....	48
Tabla 42 Previsión de demanda para Colombia (SIN).....	49
Tabla 43 . Demanda histórica de Argentina.....	49
Tabla 44 Demanda histórica de Argentina.....	49
Tabla 45 Contratos vigentes por energía.....	50
Tabla 46 Previsión de demanda del SEN en [MWh].....	51

Tabla 47 Proyección ingresos ordinarios de Chile, en USD MM .....	51
Tabla 48 Proyección ingresos ordinarios de Colombia, en USD MM .....	52
Tabla 49 Proyección ingresos ordinarios de Argentina, en USD MM .....	52
Tabla 50 Proyección ingresos por país, en USD MM.....	52
Tabla 51 Proyección costos operacionales por país, en USD MM .....	53
Tabla 52 Proyección de gastos operacionales, en USD MM .....	53
Tabla 53 Proyección de resultados no operacionales, en USD MM.....	54
Tabla 54 Proyección de resultados no operacionales como % de ingresos ordinarios, en USD MM.....	54
Tabla 55 Proyección de resultados, en USD MM .....	55
Tabla 56 Proyección de resultados como % de los ingresos.....	56
Tabla 57 Ratio de compras sobre depreciación y amortización .....	57
Tabla 58 Proyección de inversión en reposición, en USD MM .....	57
Tabla 59 Nuevas Inversiones de capital proyectadas, en USD MM .....	58
Tabla 60 Proyección nuevas inversiones de capital, en USD MM .....	58
Tabla 61 Proyección nuevas inversiones de capital, en USD MM .....	59
Tabla 62 Valor presente de flujo de caja libre, en USD MM.....	60
Tabla 63 Déficit de CTON, en USD MM .....	60
Tabla 64 Activos prescindibles, en USD MM .....	60
Tabla 65 Activos prescindibles y otros activos, en USD MM .....	61
Tabla 66 Activos prescindibles y otros activos, en USD MM .....	61
Tabla 67 Sensibilidad precio de la acción .....	62

## 1. Resumen ejecutivo

Este trabajo tiene por objetivo valorizar la empresa AES Andes al 31 de marzo de 2021. AES Andes, es una compañía de generación de electricidad con operaciones en Chile, Colombia y Argentina, cuyo principal desafío es adaptarse a las exigencias y regulación asociados al cambio climático, que implican una evolución de la empresa al desarrollo sustentable a través de la generación eléctrica con energías renovables.

La valorización de Aes Andes, se realizó con el método de flujos de caja descontados, que implicó el análisis por separado de cada uno de sus segmentos, dadas sus diferencias (geografía, regulación, demanda, entre otros).

El precio de la acción que resulta de esta valorización fue de CLP 134,33, un 10,33% superior al precio real, CLP 121,7, al 31 de marzo de 2021.

## 2. Metodología

### 1.1. Principales métodos de valoración

Los métodos de valoración tienen como objetivo estimar un valor económico para la compañía. La literatura ofrece diversos grupos de métodos de valoración, los cuales se basan en: i) las cuentas del balance de la empresa, ii) las cuentas de resultados de la empresa, iii) en las cuentas del balance y de resultados de la empresa (métodos mixtos), iv) el descuento de flujos y v) la valoración de opciones reales (Fernández, 2012). Por ello, los resultados obtenidos nunca serán exactos ni únicos, y que además dependerán de la situación de la empresa en un determinado momento. Los equipos de analistas comprueban y determinan el valor teórico por acción, es decir, el valor económico de la empresa dividido por el número de acciones emitidas por la sociedad cuyos sus resultados difieren, dado que cada analista o equipo de *research* utilizan distintos supuestos (Damodaran, 2002).

Dentro de los métodos más conocidos y utilizados en la práctica se encuentran el modelo de flujos de caja descontados, múltiplos o comparables y descuento de dividendos (Bancel y Mittoo, 2014; Pinto *et al.*, 2019). En este trabajo se utiliza el modelo de flujos de caja descontados.

#### 1.1.1. Método de flujos de caja descontados

El método de flujos 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 (Fernández, 2000; Maquieira y Espinosa, 2019).

Así, mientras la valoración por FCD es sólo una de las maneras de valorar firmas y unas de las metodologías más utilizadas, siendo el punto de partida para construir cualquier otro método de valoración. Para realizar valoraciones comparativas de manera correcta, debemos entender los fundamentos tras la valoración por FCD. Para aplicar valoración por otro método, 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 método de FCD. Alguien que entienda estos fundamentos estará capacitado para analizar y utilizar otras metodologías (Damodaran, 2002).

En el método de FCD, los flujos de caja libre son modelados sobre un horizonte de tiempo determinado (período explícito de proyección) y luego descontados para reflejar su valor



presente. Además de estos flujos de caja, este valor debe ser determinado para flujos de caja generados más allá del horizonte de proyección, comúnmente llamado “valor terminal” o “perpetuidad” (período implícito de proyección). Entonces, este método será altamente sensible a la tasa de descuento (Fernández, 2000; Damodaran, 2002; Maquieira y Espinosa, 2019; Papelu *et al.*, 2019).

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 (Maquieira y Espinosa, 2019).

En la valoración basada en descuento de flujos se determina una tasa de descuento adecuada para cada tipo de flujo de fondos. La determinación de la tasa de descuento es uno de los puntos más importantes. Se realiza teniendo en cuenta el riesgo, las volatilidades históricas y, en la práctica, muchas veces el descuento mínimo exigido lo marcan los interesados, ya sea compradores o vendedores no dispuestos a invertir o vender por menos de una determinada rentabilidad, etc. En general, cuando hablamos de la determinación de una tasa de descuento para descontar los flujos de la empresa (en su parte operativa), en un contexto de una valoración por el método de FCD, hablamos del costo de capital (tasa de los activos). Esta tasa se calcula frecuentemente como un promedio ponderado entre el costo de la deuda ( $k_b$ ) y la rentabilidad exigida por los accionistas, que se le denomina con frecuencia costo patrimonial ( $k_p$ ). Así, al calcular el costo de capital de esta manera, se le da el nombre de “costo de capital promedio ponderado” (WACC, por sus siglas en inglés). El WACC es la tasa a la que se deben descontar los flujos de caja libre totales para obtener el valor total de una empresa (en su parte operativa), que tenga deuda financiera, y en que los ahorros de impuestos asociados a los intereses del pago de la deuda se incorporen en la tasa de descuento y no en los flujos de caja de la empresa (Fernández, 2000; Damodaran, 2002; Maquieira y Espinosa, 2019; Papelu *et al.*, 2019).

Para valorar la empresa (en su parte operativa) de la forma descrita, se requiere que la empresa tenga una estructura de capital objetivo de largo plazo, si no se cumple esta condición no podría valorarse así (se debería hacer por valor presente ajustado) (Maquieira y Espinosa, 2019).

Al aplicar el método de FCD para valorar la empresa (en su parte operativa), la determinación del valor completo de la empresa implicaría adicionar los activos prescindibles (activos que no son necesarios para la operación de la empresa) y ajustar el exceso o déficit de capital de trabajo que la empresa pudiera tener al momento de la valoración. Por último, la valoración del patrimonio, simplemente se hace restando al valor completo de la empresa, el valor presente de la deuda financiera al momento de la valoración (Maquieira y Espinosa, 2019).

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 (Fernández, 2000).

### **1.1.2. Método de múltiplos**

El enfoque de múltiplo o comparables, determina un valor para la empresa, estableciendo relación entre ratios financieros de una compañía de la misma industria, y el valor de la firma, obteniendo así un valor rápido y aproximado de la empresa (Fernández, 2012; Damodaran, 2002; Maquieira y Espinosa, 2019).

El valor de un activo es comparado con los valores considerados por el mercado como activos similares o comparables. Cabe destacar la gran variación en la valoración de las acciones según el múltiplo que se utilice y las empresas que se tomen como referencia. Para aplicar este método se necesita identificar activos comparables y obtener el valor de mercado de ellos, y convertir estos valores de mercado en valores estandarizados. Esto lleva a obtener múltiplos, comparar el valor estandarizado o el múltiplo aplicado a los activos comparables, controlando por diferencias que podría afectar el múltiplo de la empresa. Tener en cuenta que dos firmas son comparables en la medida que tengan riesgo similar,

tasas de crecimiento parecidas y características similares de flujos de caja (Fernández, 2012; Damodaran, 2002; Maquieira y Espinosa, 2019).

Existen diversos múltiplos que pueden ser utilizados, los cuales pueden ser clasificados principalmente en: múltiplos de ganancia, múltiplos de valor libro y múltiplos de ventas. Algunos ejemplos de múltiplos en cada grupo se detallan a continuación (Maquieira y Espinosa, 2019).

### 1.1.2.1. Múltiplos de ganancias

- Price to Earnings Ratio (PER) = Precio de la acción / Utilidad por acción
- Enterprise Value to EBIT (EV / EBIT) = Valor de la empresa / EBIT
- Enterprise Value to EBITDA (EV / EBITDA) = Valor de la empresa / EBITDA

Donde: “*Precio de la acción*” es el precio que cotiza en la Bolsa de Valores, “*Utilidad de la acción*” es el resultado neto dividido por el total de acciones en circulación, “*Valor de la empresa*” es el patrimonio económico más el valor de mercado de la deuda neta, “*EBIT*” (por sus siglas en inglés) es el resultado operacional, y “*EBITDA*” (por sus siglas en inglés) es el resultado operacional antes de depreciación y amortización.

### 1.1.2.2. Múltiplos de valor libro

- Price to Book Value (PBV) = Patrimonio económico / Valor libro del patrimonio
- Value to Book Ratio (VBR) = Valor de la empresa / Valor libro de los activos

Donde: “*Patrimonio económico*” es el precio de la acción por el número de acciones en circulación, “*Valor libro del patrimonio*” es el valor contable del patrimonio, “*Valor de la empresa*” es el patrimonio económico más el valor de mercado de la deuda, y “*Valor libro de los activos*” es el valor libro del patrimonio más el valor libro de la deuda.

### 1.1.2.3. Múltiplos de ventas

- Price to Sales Ratio (PS) = Patrimonio económico / Ventas por acción
- Enterprise Value to Sales (EVS)= Valor de la empresa / Ventas

Donde: “*Patrimonio económico*” es el precio de la acción por el número de acciones en circulación, “*Ventas por acción*” son las ventas divididas por el total de acciones en circulación, “*Valor de la empresa*” es el patrimonio económico más el valor de mercado de la deuda neta, y “*Ventas*” es el total de ventas.

Por último, destacar que no todos los múltiplos son apropiados para todos los sectores, por ejemplo: i) el *Price to Book Value* es más apropiado para valorar bancos y empresas del sector del papel y celulosa, ii) el *Enterprise Value to EBITDA* se utiliza frecuentemente en los sectores de producción de alimentos y bebidas alcohólicas, iii) el *Price to Earnings Ratio* se utiliza en los sectores de *utilities* y gas y petróleo, y iv) el *Price to Sales Ratio* es más útil en los sectores de transporte terrestre y fabricantes de autos (Fernández, 2012).

## 3. Descripción de la empresa

### 3.1.1. Antecedentes del negocio e historia

AES Andes es una compañía de generación de electricidad que opera en Chile, Colombia y Argentina, con una participación de mercado (en base a generación) de 25%, 5% y 3% respectivamente, y capacidad total de 5196 MW.

En Chile AES Andes proporciona energía eléctrica a través del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), siendo la segunda empresa más importante del país en términos de generación y capacidad instalada, con 3.512 MW en operación al cierre del 2020. En Colombia, la compañía es una de las principales operadoras del Sistema Interconectado Nacional (SIN), contando con una capacidad instalada de 1041 MW. En Argentina, a través de su filial Termoandes, con una capacidad instalada de 643 MW, realiza ventas al Sistema Argentino de Interconexión (SADI)

AES Andes es una sociedad anónima abierta, constituida por escritura pública de fecha 19 de junio de 1981, su razón social era entonces Compañía Chilena de Generación Eléctrica S.A. (Chilectra Generación S.A.). En 1989 culmina su proceso de privatización y cambia de nombre a Chilegener. Posteriormente en 1998 la compañía cambia de nombre a Gener, producto de la internacionalización. Durante el 2000 AES adquiere el control de la compañía y cambia de nombre a AES Andes.

**Tabla 1 Antecedentes de AES Andes**

Tipo de información	Descripción
Ticker o Nemo-técnico	AESGENER
Clase de acción	Comunes
Derechos de cada	Comunes
Mercado donde transa sus acciones	Bolsa de comercio de Santiago Bolsa electrónica de Chile
Descripción de la empresa ( <i>profile</i> )	AES Andes es una compañía de generación de electricidad. En Chile, con 3.440 MW es la 2da generadora con participación de mercado de 22%. En Colombia posee 1.000 MW y en Argentina 643 MW. Desde 2007, se han incorporado 10 proyectos por 1.694 MW. Actualmente cuenta con un atractivo portfollio de proyectos en construcción que agregarán 1.235 MW en el período 2015- 2018. AES Andes es controlada en 71% por AES Corp.
Rubros y países donde opera	Compañía de generación de electricidad ( <i>utilities</i> ), opera en: <ul style="list-style-type: none"> <li>Sistema Interconectado Central (SIC) y Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), Chile.</li> <li>Sistema Interconectado Nacional (SIN), Colombia.</li> <li>Sistema Argentino de Interconexión (SADI), Argentina.</li> </ul>
Clasificación de riesgo	BBB- S&P

Fuente: Bolsa de Comercio de Santiago, 2021.

Las acciones de Aes Andes se transan en dos bolsas de valores Chilenas, la bolsa de comercio de Santiago y la bolsa electrónica de Chile. La empresa es parte del índice DJSI Chile (Dow Jones Sustainability Index) y MILA. En la tabla 1 se detallan los antecedentes de mercado de las acciones de AES Andes (AES Gener, 2020).

### 3.1.2. Estrategia Greentegra

El 2018 AES Andes definió su estrategia hacia la sostenibilidad, llamada Greentegra. El objetivo de Greentegra es alcanzar para el 2024 que dos tercios del EBITDA de la compañía provengan de fuentes de energías renovables, que involucren la descarbonización gradual y así la reducción de la generación de CO<sub>2</sub> en un 44%. Por otro lado, a través de la optimización de su nivel de Deuda Neta sobre EBITDA (en menos de 3,5 veces) con una sólida estrategia de financiamiento y eficiente gestión de deuda se espera fortalecer el Grado de inversión para el 2024 (AES Gener, 2020).

### 3.1.3. Principales accionistas

AES Corporation ejerce el control de AES Andes a través de su filial Inversiones Cachagua SpA que tiene como última modificación accionaria importante, una venta en bolsa de un 4% de AES Andes en noviembre del 2015. En la tabla 2 se presentan los mayores 12 accionistas y su % de propiedad de AES Andes.

**Tabla 2 12 Mayores accionistas AES Andes**

Nombre	% de propiedad
INVERSIONES CACHAGUA SPA	66,98%
LARRAIN VIAL S.A. CORREDORA DE BOLSA	3,91%
BANCO DE CHILE POR CUENTA DE STATE STREET	3,06%
BANCHILE CORREDORES DE BOLSA S.A.	2,91%
BOLSA DE COMERCIO STGO BOLSA DE VALORES	1,92%
BANCO SANTANDER - JP MORGAN	1,80%
CIA. DE SEG VIDA CONS NAC DE SEGUROS S.A.	1,04%
FONDO DE PENSIONES HABITAT C	1,00%
FONDO DE PENSIONES HABITAT A	0,95%
CONSORCIO CORREDORES DE BOLSA S.A.	0,93%
BTG PACTUAL CHILE S.A. CORREDORES DE BOLSA	0,89%
BCI CORREDOR DE BOLSA S.A.	0,86%

Fuente: Comisión para el mercado financiero, 2021.

### 3.1.4. Filiales

Las filiales de Aes Andes son parte de los diferentes activos de la empresa, que son principalmente 5 y se explican a continuación:

**Activos de generación:** con 14 filiales distribuidas en Chile, Colombia y Argentina con capacidad total de 5134 MW. Las fuentes de generación eléctrica son: Carbón 55,8%, Hidroeléctrica 24,8%, Gas/Diesel (dual) 12,4%, Solar (2,4%), Eólica 2,1%, Baterías 1,2%, Diesel 1,1% y Biomasa 0,2%. En la tabla 3 se presentan las filiales de acuerdo a su país, tipo de generación y MW generados.

**Tabla 3 Filiales de Generación Eléctrica, AES Andes**

País	Tipo de generación eléctrica	Filiales	MW
Chile	Carbón	AES Gener S.A. Nueva Tocopilla	282
		Empresa Eléctrica Cochrane SpA	550
		Empresa Eléctrica Angamos SpA	558
		Empresa Eléctrica Guacolda SpA	764
		AES Gener S.A. Ventanas	208
		Empresa Eléctrica Ventanas SpA	539
	Solar	AES Gener S.A. Andes Solar	102
Eólica	Parque Eólico Los Cururos SpA	110	
Diésel	AES Gener S.A. Laguna Verde	58	
Hidro	AES Fener S.A. Centrales Hidro	267	
Biomasa	AES Gener S-A. Laja	13	
Argentina	Gas Natural	TermoAndes S.A.	643
	Línea internacional de transmisión	Inter Andes S.A.	410 KM
Colombia	Hidro	AES Chivor & Cia S.C.A. E.S.P.	1020
	Solar	Parque Solar Castilla	21
<b>Total</b>			<b>5135</b>

Fuente: Memoria 2020 AES Gener

**Activos de almacenamiento:** consiste en un sistema de almacenamiento de baterías de litio, sus filiales y capacidad se detallan en la tabla 4.

**Tabla 4 Filiales AES Andes de almacenamiento**

País	Filial	Capacidad
Chile	Andes BESS	12 M - 15 min
	Angamos BESS	20 M - 15 min
	Cochrane BESS	20 M - 15 min
	Virtual Reservoir	10 M - 5 hr
	Total	62 MW

Fuente: Memoria 2020 AES Gener

**Activos de transmisión:** con un total de líneas de transmisión y subestaciones en Chile y Argentina de 1083 kms de líneas de transmisión.

**Activos de transporte de gas:** AES Andes participa en el transporte de gas natural, a través de Gasoducto GasAndes S.A. y Gasocinducto GasAndes Argentina S.A.

**Activos de desalación de agua:** AES Andes cuenta con una unidad de desalación de osmosis inversa de 56 l/s (en Central Angamos), cuatro unidades desaladoras TVC de 30 l/s cada una (dos en Central Angamos y dos en Central Cochrane) y cuatro unidades desmineralizadoras EDI de 7 l/s cada una (dos en Central Angamos y dos en Central Cochrane). El proceso se enfoca en maximizar el uso de infraestructura eléctrica autorizada y operativa como una nueva línea de negocio basada en la comercialización de agua de uso industrial (AES Gener, 2020).

Al analizar por país, AES Andes para el año 2020, obtuvo un EBITDA de USD 1045MM con ingresos de USD 2507MM, en la tabla 5 se presenta su descomposición por segmento, donde es posible notar que Chile representa la mayor parte del EBITDA con 85,24%, le sigue Colombia que representa 11,04% y luego Argentina con un 3,7%.

**Tabla 5 Ingresos y EBITDA de AES Andes**

Países y rubros donde opera	Ingresos (en MM USD)		EBITDA (en MM USD)	
		%		%
Para el año 2020				
Chile	2.076	82,78%	891	85,24%
Argentina	77	3,07%	39	3,72%
Colombia	356	14,22%	115	11,04%
<b>Total</b>	<b>2.507</b>	<b>100,00%</b>	<b>1.045</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: Análisis Razonado AES Gener 2020.

Considerando que los segmentos más relevantes son los de generación y transmisión, en la tabla 6 se presenta el margen bruto por país y segmento (respecto a los costos totales de AES Andes), donde se puede ver que Chile cuenta con el mayor margen bruto y dentro del país, el mercado de generación. Por otro lado, en la tabla 7, se presenta la rotación de



activos por país y segmento (respecto a los activos fijos netos de AES Andes), donde Chile y el segmento de generación cuentan con los mayores ratios.

**Tabla 6 Margen bruto por segmento (respecto al costo total)**

Segmento	dic-17	dic-18	dic-19	dic-20	mar-21
<b>Chile</b>	455%	1106%	658%	307%	236%
Generación	1035%	-1200%	5567%	425%	281%
Transmisión	-7%	-5%	-7%	-9%	-11%
Otros	-13%	-14%	-11%	-10%	-9%
<b>Colombia</b>	173%	179%	201%	296%	181%
Generación	-25%	-28%	-41%	-32%	-33%
Otros	-1%	-1%	-1%	-1%	0%
<b>Argentina</b>	-10%	-8%	-8%	-6%	-5%
Generación	-10%	-8%	-8%	-6%	-5%
Otros	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: Estados Financieros Aes Gener 2017-2021. Elaboración propia.

**Tabla 7 Rotación de activos (respecto a los activos fijos netos totales)**

Segmento	dic-17	dic-18	dic-19	dic-20	mar-21
<b>Chile</b>	30,74%	32,07%	26,05%	31,10%	6,62%
Generación	26,54%	26,93%	22,49%	27,40%	5,77%
Transmisión	1,47%	1,48%	1,36%	1,78%	0,34%
Otros	2,72%	3,66%	2,19%	1,91%	0,51%
<b>Colombia</b>	5,08%	6,61%	6,70%	5,34%	1,10%
Generación	4,79%	6,39%	6,47%	5,06%	1,04%
Otros	0,28%	0,22%	0,23%	0,28%	0,06%
<b>Argentina</b>	2,16%	2,26%	1,58%	1,15%	0,33%
Generación	2,16%	2,26%	1,58%	1,15%	0,32%
Otros	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%

Fuente: Estados Financieros Aes Gener 2017-2021. Elaboración propia.

## 3.2. Descripción de la industria

### 3.2.1. Estado actual

La crisis social en Chile, iniciada en 2019 y posteriormente la pandemia mundial de Covid-19 han generado incertidumbre y desafíos en el mercado del sector eléctrico. Sin embargo, el sector eléctrico es más resiliente que otras industrias, de acuerdo a Feller Rate.

Algunos factores que protegen a las empresas de electricidad ante los escenarios adversos, mencionado anteriormente, son que la demanda base y esencial de energía son un insumo para el desarrollo de la economía, por otro lado, el carácter de infraestructura crítica y grado de predictibilidad son propios del sector eléctrico. Todo esto respaldado por un marco

regulatorio favorable, buena calidad crediticia de las empresas y la necesidad de asegurar la continuidad operacional del suministro en una industria que está directamente afectada por el funcionamiento de la generación, transmisión y distribución (Feller Rate, 2020).

Pese a las características que protegen a la industria de energía eléctrica, mencionadas anteriormente, existen riesgos que se intensifican. Posterior a la crisis social y en medio de la pandemia, los efectos de un contexto económico debilitado y medidas por parte del gobierno impactan a la industria, a través de las siguientes formas:

- Reducción de la demanda: debido a paralización de actividades y proyectos y contracción económica, clientes industriales y comerciales han disminuido la demanda. Mientras que la demanda residencial, ha caído levemente debido al aumento del teletrabajo. Por otro lado, una menor demanda proyectada, puede influir en el retraso de proceso de licitación eléctrica.
- Congelamiento tarifario: para clientes finales regulados, se congelaron tarifas del en pesos hasta fines del 2027, manteniendo los niveles vigentes al primer semestre del 2019, lo que afecta tanto al sector generación y transmisión. En transmisión, se estableció que la Comisión Nacional de Energía fijará cargos únicos por uso de la transmisión semestral que regían al primer trimestre del 2019 (a partir del 2020, hasta que se publiquen valores definitivos. Por el lado de distribución, una ley corta aprobada a fines del 2019, se establecen menores tarifas, por la entrada en vigor del nuevo Valor Agregado de Distribución (con límite inferior de rentabilidad de 6% y límite superior de 8% después de impuestos.
- Incobrabilidad: durante agosto de 2020 se aprobó en el congreso una ley que prohíbe a empresas distribuidoras cortar el suministro por mora en el pago 9 meses posterior a la publicación de la ley. Posterior a eso, se debe pagar deudas en 12 cuotas mensuales. La ley establece al tipo de cliente a la que aplica, en general usuarios más vulnerables. Esto afecta a las distribuidoras eléctricas (excluyendo cooperativas), generando menor recaudación transitoria, impactando en incobrabilidad y flujos de efectivo.
- Deterioro de contrapartes: ante el debilitamiento económico general, la calidad crediticia de las contrapartes puede decaer lo que afecta directamente el riesgo de empresas eléctricas.
- Retrasos en proyectos y dificultades en operación: dadas las restricciones en aforos, desplazamiento, tanto las operaciones como el desarrollo de proyectos pueden

verse retrasados o presentar dificultades en su ejecución. También existe el riesgo de problemas en el suministro de combustibles, afectando a empresas generadoras con mayor exposición a energía termoeléctrica. A pesar de que durante el 2020, por la caída de precios internacionales de diésel, carbón y gas natural hubo un efecto positivo en la estructura de costos de las compañías.

Existen otros factores, que impactan con mayor intensidad a pequeñas empresas el sector eléctrico, con menor calidad crediticia y posiciones financieras más débiles. Bajo el contexto socioeconómico explicado, estas empresas enfrentan dificultades para acceder a facilidades financieras para ayudar a su liquidez, que sumados a menores flujos operacionales, puede generar incumplimientos financieros (Feller Rate, 2020).

## **3.2.2. Chile**

### **3.2.2.1. Regulación y fiscalización**

En Chile, entidades estatales desempeñan un rol regulador y fiscalizador de acuerdo con la Constitución y la legislación vigente. Estas entidades se congregan en el Ministerio de Energía y en el Ministerio del Medio Ambiente y cuentan con organismos para las distintas áreas del sector energético:

- Comisión Nacional de Energía (CNE): tiene por objetivo generar condiciones para el desarrollo seguro, sostenible, diversificado y de precios eficientes de los mercados energéticos chilenos (Comisión Nacional de Energía, 2021).
- Coordinador Independiente del SEN: encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que operen interconectadas entre sí (Coordinador Eléctrico Nacional, 2021).
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC): fiscaliza seguridad y calidad de productos y servicios en los sistemas de electricidad y combustibles (Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 2021).
- Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental: contribuye al desarrollo sustentable, la preservación y conservación de los recursos naturales (Servicio de evaluación ambiental, 2021).
- Superintendencia del Medio Ambiente: cumple un rol fiscalizador y de sanción sobre los instrumentos de gestión ambiental vigentes en el país (Ley 19.300): Resoluciones de Calificación (RCA), Normas de Emisión, Normas de Calidad y

Planes de Prevención y/o de Descontaminación Ambiental, entre otros (Superintendencia del Medio Ambiente, 2021).

- Tribunales Ambientales: resolver las controversias medioambientales de su competencia y otros asuntos que la ley someta a su conocimiento (Tribunal Ambiental, 2021).
- Dirección General de Aguas (DGA): Gestiona, verifica y difunde la información hídrica del país, con el propósito de contribuir a una mayor competitividad del mercado y el resguardo de la certeza jurídica e hídrica para el desarrollo sustentable del país (Ministerio de Obras Públicas, 2021).

La legislación chilena, principalmente a través de la Ley General de Servicios Eléctricos, DFL N° 1 de 1982 del Ministerio de Minería regula las actividades del sector eléctrico:

*Artículo 1°.- La producción, el transporte, la distribución, el régimen de concesiones y tarifas de la energía eléctrica y las funciones del Estado relacionadas con estas materias se regirán por la presente ley (Ley General de Servicios Eléctricos, 1982).*

Modificaciones posteriores al DFL N° 1 de 1982, entre las que se encuentran: Ley N° 19.940 del 2004, Ley N° 20.018/2005, no implicaron cambios relevantes en el sistema eléctrico chileno.

El 2016 se publicó la Ley N° 20.936, conocida como Ley de Transmisión que establece un nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y la crea de un organismo coordinador independiente del Sistema eléctrico Nacional. (Ley N° 20.936, 2019). Resultado de esta modificación, cambió el texto de la Ley General de Servicios Eléctricos que actualmente está comprendido en el DFL N° 4/20.018 del año 2006 del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción.

La Ley de Transmisión establece volumen, precio y condiciones para la venta de energía y potencia, de acuerdo con el tipo de cliente:

- Clientes libres: se refiere a aquellos que pueden negociar valores y condiciones del suministro eléctrico con las empresas generadoras. Son consumidores con potencia conectada mayor a 5MW y aquellos con potencia conectada entre 500kW y 5MW que hayan optado por modalidad de precio libre, por al menos 4 años.
- Clientes regulados: son aquellos usuarios finales, cuya potencia conectada es inferior a 5.000kW donde se identifica un mercado de monopolio natural, por lo que están afectos a regulación de precios (Comisión Nacional de Energía, 2021). Para

que empresas distribuidoras suministren energía a clientes regulados, las distribuidoras deben desarrollar licitaciones públicas para asignar contratos de suministros.

### **3.2.2.2. Servicios Complementarios**

El Reglamento de Servicios Complementarios (SCCC), publicado el 2019 referida al Artículo 72°- 7 de la Ley General de Servicios Eléctricos, establece un sistema de licitaciones y/o subastas para adjudicar la prestación de dichos servicios vigente desde el 1 de enero del 2020. Posteriormente se aprobó la normativa técnica al nuevo reglamento de SCCC, que establece que el organismo Coordinador Eléctrico Nacional tiene responsabilidad debe definir los SSCC que requiera el sistema y los coordinados deben poner a disposición del CEN los equipo y recursos que requieran para ello, además de generar informes anuales de SSCC acorde a la resolución del CNE, donde defina los mecanismos de implementación. Los mecanismos de implementación y remuneración son:

- Licitaciones con posibilidad de definición de precio techo y opción de reserva.
- Subastas para requerimientos de cortísimo plazo pudiendo establecer la comisión un precio techo.
- Prestación por asignación directa de responsabilidad a una empresa coordinada, cuando las licitaciones o subastas sean declaradas desiertas o cuando no existan condiciones de mercado competitivas suficientes para realizarlas.

El Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional establece:

- Condiciones operacionales del sistema.
- Tratamiento de sistemas de almacenamiento de energía
- Programación de la operación de corto, mediano y largo plazo.
- Transferencias económicas y costos marginales.
- Monitoreo de la cadena de pagos.
- Auditorías y desempeño del sistema.

### **3.2.2.3. Energías Renovables**

La Ley N°20.257, promulgada el 2008 requiere que un porcentaje de los contratos de suministro de los generadores sea de fuentes renovables (geotérmica, eólica, solar,

biomasa, mareomotriz, mini hidro y cogeneración), a partir del 2007, aumentando gradualmente, comenzando con un 5% (entre 2010 y 2015) hasta alcanzar un máximo de 10% en el 2024. Luego el 2013, se promulga la Ley N° 20.698, que aumenta el porcentaje requerido de fuentes renovables al doble, llegando al 20% al año 2025.

Decreto Supremo N° 13 del Ministerio de Medio Ambiente vigente desde 2011, regula para centrales termoeléctricas, el nivel de emisiones a la atmósfera de material particulado, dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y mercurio.

La ley N° 20.780 promulgada el 2014, establece un nuevo impuesto que grava las emisiones al aire de material particulado, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y CO<sub>2</sub>, que producen turbinas o calderas con potencia igual o superior a 50 MW. Este impuesto quedó fijado en cinco dólares por tonelada de CO<sub>2</sub> emitido (AES Gener, 2020).

### **3.2.2.3.1. Descarbonización**

En junio del 2019, las principales empresas del sector eléctrico en Chile y el Ministerio de Energía, firmaron un acuerdo de descarbonización, que consiste en la desconexión y cese de operaciones de unidades de carbón de manera gradual. El acuerdo se materializó el 2020 en la publicación del Decreto Supremo N°42 del 2020, que permite retirar del despacho habitual de energía las centrales que se acogen al “Estado Operativo en Reserva Energética” (ERE), estando disponibles en situaciones de afectación sistémica (con aviso previo de 60 días) (Decreto 42, 2020). Durante el 2020, por parte de AES Andes se acogió la central Ventanas 1, mientras que unidad Ventanas 2 se encuentra en revisión (AES Gener, 2020).

### **3.2.2.4. Licitaciones de suministro regulado**

la Ley N° 20.805 establece que la CNE es responsable de elaborar bases de licitación de suministro eléctrico para clientes regulados y las empresas distribuidoras cumplirán con los aspectos administrativos del proceso.

### **3.2.2.5. Transmisión de energía**

La ley asegura el derecho a recuperar los costos de capital, operación, mantenimiento y administración a los propietarios de redes de transmisión de alta tensión. Además, divide la red de transmisión en nacional y dedicado, para los cuales el valor de sus instalaciones son determinados por la CNE.

La determinación de las obras que se desarrollarán es a través de la interacción de mercado, considerando las opiniones del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico (CISEN) y de la CNE. Las obras se asignan por licitaciones abiertas convocadas por la CISEN, a menor canon.

Respecto a los precios pagados por los usuarios finales, la Ley de Transmisión establece que serán realizados de cargos únicos calculados semestralmente por la CNE. Además, la Ley crea al Coordinador Independiente del SEN en reemplazo de los, reemplazando y modifica la estructura anterior e independiza las empresas de generación y transmisión (Ley N° 20.936,2016).

### **3.2.3. Colombia**

Las distintas actividades del sector eléctrico son reguladas por la Ley de Servicios Públicos (Ley N° 142 de 1994) y la Ley Eléctrica (Ley N° 143 de 1994), además de estar reguladas por los correspondientes reglamentos y normas técnicas de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

#### **3.2.3.1. Generación**

Los agentes generadores pueden comercializar su energía a través de dos formas, a través de mercado de bolsa y contratos. En el mercado de bolsa los generadores deben ofertar diariamente un precio único de venta de energía en el spot y declarar la disponibilidad horaria para cada unidad de generación, con esta información el operador del Centro Nacional de Despacho (CND) decide la planta que va a cubrir la demanda del día siguiente. Esta decisión es en base al precio más bajo, pero no existe un precio definido de energía mínima a contratar, por lo que la empresa generadora defina cantidades que asigna a los contratos, considerando análisis internos de riesgos, que, a su vez se asocian a necesidades de cobertura ante fenómenos climáticos de El Niño y La Niña.

Existe un cargo por confiabilidad en el sector de generación, que es remunerado a las plantas que cuenten con generación en épocas de escasez de agua. Las empresas generadoras compiten por el cargo de confiabilidad (asumida vía tarifa por los usuarios), asegurando disponibilidad de generación en situaciones de bajas hidrológicas, vendiendo la energía a un precio máximo (o precio de escasez). Se espera que este cargo por confiabilidad sea revisado por el regulador durante el 2021.

### **3.2.3.2. Transmisión**

El Gobierno de Colombia, a través de la Planeación Minero Energético, se encarga de la planificación del Sistema de Transmisión Nacional (STN). A través de la Resolución CREG 098, el 2019, se aprobó un mecanismo para incorporar sistemas de almacenamiento de energía con baterías con el objetivo de disminuir las congestiones de transmisión locales. El mecanismo califica estos sistemas como parte de los activos de transmisión del país, su forma de expansión y remuneración (realizada por usuarios vía tarifa regulada, de acuerdo con la metodología establecida por la CREG.

### **3.2.3.3. Distribución**

El operador de red es el encargado de planear expansión, operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica del mercado de distribución, que está organizado en monopolios regionales. Además, el operador de red de un área suele ser el principal comercializador de energía en la zona que satisface a clientes finales (regulados y no regulados), cuenta con ingresos regulados y debe cumplir criterios de calidad de servicio establecidos por la CREG.

### **3.2.3.4. Comercialización**

La comercialización puede ser realizada por agentes distribuidores comercializadores o agentes comercializadores puros. Los agentes comercializadores puros se dedican a la intermediación de la energía y tienen como requisitos estar inscritos en el mercado y contar con la capacidad de respaldo de operaciones que sea suficiente para efectuar transacciones sin exponer a los demás agentes del mercado a un default.

Existen dos tipos de clientes:

Cliente no regulado: deben cumplir con tener una capacidad mínima instalada de 100 kW o un consumo mínimo de 55.000 kWh-mes y pueden negociar y acordar precios libremente con empresas generadoras, distribuidoras o comercializadoras.

Cientes regulados, no alcanzan la capacidad mínima instalada de clientes no regulados y su consumo debe ser abastecido por empresas comercializadoras o distribuidoras y su energía se debe adquirir por medio de licitaciones públicas.



## 3.2.4. Argentina

la Ley Eléctrica Argentina divide sus actividades en generación, transmisión y distribución. Bajo esta ley se crea el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) con cuatro tipos de participantes: generadoras, transmisoras, distribuidoras y grandes clientes.

El organismo responsable de la coordinación del despacho, administración de las transacciones en el MEM y cálculo de precios spot es CAMMESA, cuyo objetivo más importante es que la demanda de electricidad sea suministrada a costo mínimo. Por otro lado, combustibles son suministrados a los generadores a través de CAMMESA y las unidades son despachadas considerando el consumo calorífico, precio y disponibilidad de combustible para cada generador.

La implementación de Ley Eléctrica en Argentina es responsabilidad del Ministerio de Desarrollo Productivo, quien regula el despacho y actividades del sistema en el MEM y otorga concesiones de actividades del sector eléctrico, también establece políticas para la industria de petróleo y gas natural que impactan directamente al sector eléctrico.

El SADI es la principal red de transporte de energía eléctrica y todas las actividades de energía eléctrica se realizan a través de él. Debido a que el suministro de energía depende en gran medida de combustibles fósiles, la reducción en la producción de gas natural en Argentina, desde el 2004 se ha convertido en un tema relevante para el SADI y el gobierno ha aumentado las importaciones de GNL, gas oil y fuel oil.

El SADI define a los clientes regulados e industriales en tres categorías:

- Grandes usuarios mayores (GUMA), con potencia mayor a 1MW y consumo de energía superior a 4.380 MWh/año.
- Grandes usuarios menores (GUME), con potencia entre 30 KW y 2 MW.
- Grandes usuarios Particulares (GUPA) con potencia entre 30 KW y 100 KW.

Los clientes industriales negocian sus contratos de precios en acuerdos bilaterales directos, incluyendo pagos por energía y potencia.

En el 2016 se establece el programa de Energía Plus, como un programa que apoyó el aumento en la demanda de grandes clientes con consumo mayor o igual a 300 kW, ya que incluye un servicio de suministro que puede ser abastecido por generadores, cogeneradores o generación propia que no eran miembros del MEM o cuya capacidad no estaban conectadas al sistema a al 2016.

### **3.2.4.1. Energías renovables**

Aprobada el 2015, tiene por objetivo incrementar gradualmente el uso de energía renovable (eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, hidráulica hasta 50 MW, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles), alcanzando un 20% para el 2025.

La Ley también asigna beneficios fiscales a proyectos desarrollados entre el 2018 y 2025 y creó el Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables, que apoya el financiamiento de proyectos renovables.

El desarrollo de nueva generación de energía renovable se realiza a través de licitaciones reguladas y organizadas por el regulador con CAMMESA en nombre de la demanda.

Durante el 2019 se efectuó “MiniRen”, para fomentar el desarrollo de energías renovables en sectores no tradicionales y a nivel regional. Se adjudicaron 259 MW, distribuidos en: pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (7,4 MW), proyectos de biomasa (26,3 MW), proyectos solares (96,8 MW) y en proyectos eólicos (128,7 MW).

### **3.2.4.2. Transmisión**

La transmisión es un servicio público y es suministrado por concesiones otorgadas por el gobierno federal a varias compañías. Para sistemas de transmisión de interconexión internacional, también se requieren concesiones otorgadas por la Secretaría de Energía. La forma de remuneración de estas concesiones es a través de cobro de peajes por sus servicios.

### **3.2.4.3. Distribución**

La distribución es un servicio público conferido a través de concesiones a diversas compañías, que deben cumplir con hacer disponible la electricidad a los usuarios. Estas compañías distribuidoras obtienen la electricidad del MEM en mercados spot y precios regulados por la Secretaría de la energía. Empresas de distribución cuentan con tarifas reguladas y están sujetas a estándares de servicios.

### **3.2.5. Empresas comparables**

En las tablas 8 a 13 se presentan las principales empresas comparables a AES Andes, sus características e ingresos y EBITDA de sus principales países/filiales donde opera.

**Tabla 8 Antecedentes de Colbún S.A.**

Tipo de información	Descripción
Ticker o Nemetécnico	COLBUN
Clase de acción	Comunes
Derechos de cada	Comunes
Mercado donde transa sus acciones	Bolsa de comercio de Santiago
Descripción de la empresa ( <i>profile</i> )	Empresa de generación y comercialización de energía eléctrica en Chile y en Perú. Tiene una capacidad de 3.282 MW (49% hídrica y 51% térmica en base a gas natural, carbón y diesel) que aporta al Sistema Interconectado Central (SIC) en Chile a través de 24 centrales de generación, siendo la segunda generadora más grande de dicho sistema. Adicionalmente, Colbún tiene una capacidad instalada de 565 MW en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en Perú, a través de la central térmica de ciclo combinado Fenix Power Perú. Su base de activos también incluye 941 km de líneas de transmisión y 30 subestaciones. La Compañía es controlada por el Grupo Matte, principalmente a través de su filial Minera Valparaíso, que posee el 35% de la propiedad.
Rubros y países donde opera	Empresa de generación de energía ( <i>utilities</i> ) y su comercialización, opera en: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Chile, Sistema Interconectado Central (SIC)</li> <li>• Perú, Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)</li> </ul>
Regulación	Superintendencia de electricidad y combustibles (SEC) comisión nacional de energía (CNE)
Clasificación de riesgo	BBB S&P Baa2 Moody's
Principales accionistas	MINERA VALPARAISO S.A. 35,17% FORESTAL COMINCO S.A. 14,00% ANTARCHILE S.A. 9,58% BANCO DE CHILE POR CUENTA DE STATE STREET 2,94% BANCO SANTANDER - JP MORGAN 1,71%

Fuente: Bolsa de Comercio de Santiago, 2021.

**Tabla 9 Ingresos y EBITDA de Colbún S.A.**

Países y rubros donde opera	Ingresos (en UDS MM)	%	EBITDA (en USD MM)	%
Para el año 2020				
Chile	1.214	88,40%	617	90,46%
Generación	1.134	82,56%	551	80,66%
Transmisión	80	5,84%	67	9,80%
Perú	159	11,60%	65	9,54%
<b>Total</b>	<b>1.374</b>	<b>100,00%</b>	<b>683</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: Colbún, 2020.

**Tabla 10 Antecedentes de ENGIE ENERGIA CHILE S.A.**

Tipo de información	Descripción
Ticker o Nemetécnico	ECL
Clase de acción	Comunes
Derechos de cada	Comunes
Mercado donde transa sus acciones	Bolsa de comercio de Santiago
Descripción de la empresa ( <i>profile</i> )	E.CL participa en la generación, transmisión y suministro de electricidad y en el transporte de gas natural en el norte de Chile. E.CL es el cuarto mayor generador de electricidad de Chile y el mayor generador de electricidad en el Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING") con un 53% de la capacidad de generación instalada del SING. E.CL provee electricidad a grandes clientes mineros e industriales y también a EMEL, el único grupo de distribución eléctrica en el SING. E.CL pertenece en un 59,9% a Engie Latam S.A.
Rubros y países donde opera	Empresa de generación de y transmisión de energía eléctrica y de transporte, distribución y comercialización de gas natural (utilities). Opera en <ul style="list-style-type: none"> <li>Chile, Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING")</li> </ul>
Regulación	Superintendencia de electricidad y combustibles (SEC) comisión nacional de energía (CNE)
Clasificación de riesgo	BBB S&P
Principales accionistas	ENGIE LATAM SA 59,99% BANCO SANTANDER POR CUENTA DE INV EXTRANJEROS 3,50% BANCO DE CHILE POR CUENTA DE STATE STREET 2,73% AFP PROVIDA S.A. PARA FDO. PENSION C 1,73% LARRAIN VIAL S A CORREDORA DE BOLSA 1,62%

Fuente: Bolsa de Comercio de Santiago, 2021.

**Tabla 11 Ingresos y EBITDA de ENGIE ENERGIA CHILE S.A.**

Países y rubros donde opera	Ingresos (en MM USD)	%	EBITDA (en MM USD)	%
Para el año 2020				
Chile	1165	100,00%	455	100,00%

Fuente: Engie Energía Chile, 2020.

**Tabla 12 Antecedentes de ENEL CHILE S.A.**

Tipo de información	Descripción
Ticker o Nemo-técnico	ENELCHILE
Clase de acción	Comunes
Derechos de cada	Comunes
Mercado donde transa sus acciones	Bolsa de comercio de Santiago
Descripción de la empresa ( <i>profile</i> )	Enel Chile tiene operaciones en los segmentos de generación, transmisión, distribución y otros negocios relacionados a la transformación y extensión del mercado eléctrico. La empresa es parte de de Enel SpA (le pertenece en un 64%), una Compañía eléctrica multinacional y un actor integrado líder en los mercados mundiales de energía, gas y energías renovables. Cuenta con una capacidad instalada bruta de 7.200 MW de generación a lo largo de todo el país y distribuimos energía a más de 2,0 millones de clientes en la Región Metropolitana.
Rubros y países donde opera	Empresa de generación, transmisión, distribución y otros negocios relacionados a la transformación y extensión del mercado eléctrico (utilities). Opera en <ul style="list-style-type: none"> <li>Chile, Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING")</li> </ul>
Regulación	Superintendencia de electricidad y combustibles (SEC) comisión nacional de energía (CNE)
Clasificación de riesgo	BBB S&P Baa2 Moody's
Principales accionistas	ENEL SPA 64,10% CITIBANK N.A. SEGUN CIRCULAR 1375 S.V.S. 4,69% BANCO DE CHILE POR CUENTA DE TERCEROS NO RESIDENTES 3,93% BANCO SANTANDER POR CUENTA DE INV EXTRANJEROS 3,61% BANCO DE CHILE POR CUENTA DE STATE STREET 3,06%

Fuente: Enel Chile, 2021.

**Tabla 13 Ingresos y EBITDA de Enel Chile.**

Países y rubros donde opera	Ingresos (en MM USD)	%	EBITDA (en MM USD)	%
Para el año 2020				
Chile	2.764.309	100,00%	947.693	100,00%
Generación	1.494.150	54,05%	789.221	83,28%
Distribución	1.270.159	45,95%	158.472	16,72%
<b>Total</b>	<b>2.764.309</b>	<b>100,00%</b>	<b>947.693</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: Enel Chile, 2020.

## 4. Estructura de capital

### 4.1. Deuda financiera

En la tabla 14 se presenta la deuda financiera de Aes Andes, descompuesta de acuerdo con su clasificación corriente y no corriente, ambas se componen de préstamos que devengan intereses, derivados de cobertura y derivados no cobertura. La deuda no corriente se encuentra en torno a los 3500 MM USD los últimos años y destaca un aumento considerable para el 2018 (2367 MM USD), respecto al año anterior (2782 MM USD). La mayor proporción de deuda no corriente corresponde a préstamos que devengan intereses, que luego de alcanzar los 3711 MM USD el 2017, decaen levemente, quedando en torno a 3550 MM USD para el 2020 y 2021.

Respecto a la deuda corriente, se observa una disminución, pasando de 1052 MM USD a 317 MM USD del 2017 al 2018 y manteniéndose en torno a los 200 MM USD el resto de los períodos. El mayor componente de la deuda corriente son préstamos que devengan intereses, que al igual que el total de deuda corriente, va en disminución.

**Tabla 14 Deuda Financiera Aes Andes S.A (USD MM)**

	dic-17	dic-18	dic-19	dic-20	mar-21
<i>Total corriente</i>	1.052	317	265	186	188
Préstamos que devengan intereses	902	297	219	126	149
Derivados de cobertura	9	20	42	46	33
Derivados no cobertura	141	0	4	14	5
<i>Total no corriente</i>	2.782	3.267	3.903	3.758	3.719
Préstamos que devengan intereses	2.777	3.136	3.711	3.555	3.561
Derivados de cobertura	2	131	184	195	155
Derivados no cobertura	3	-	8	8	3
<b>Total</b>	3.834	3.584	4.168	3.944	3.907

Fuente: Estados Financieros Aes Gener 2017-021. Elaboración propia.

En la tabla 15 se presentan las obligaciones con el público por empresa deudora, serie, moneda, a tasa carátula y vencimientos al 31 de marzo de 2021. En esta se puede observar que el bono a más largo plazo es USD 550M Junior Notes due 2079 y USD 450M Senior Notes due 2079, que fueron emitidos el 2019 y tienen clasificación BB.

**Tabla 15 Obligaciones con el público (USD MM)**

Nombre	País	Identificación del instrumento	Serie	Moneda	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Plazo final	Corriente (MM)	No corriente (MM)
AES Andes	Chile	UF\$ 4.4 M Senior Notes due 2028	SERIE N	U.F.	7,92%	7,34%	12-1-2028	19	112
AES Andes	Chile	US\$ 550 M Junior Notes due 2079	Bonos USD	US\$	7,13%	7,27%	26-3-2079	9	541
AES Andes	Chile	US\$ 409 M Senior Notes due 2025	Bonos USD	US\$	5,22%	5,00%	14-7-2025	1	117
AES Andes	Chile	US\$ 450 M Senior Notes due 2079	Bonos USD	US\$	6,47%	6,35%	7-10-2079	14	443
AES Andes	Chile	UF\$ 1.0 M Senior Notes due 2024	SERIE B	U.F.	8,04%	7,50%	15-10-2024	3	28
Angamos	Chile	US\$ 600 M Senior Secured Notes 2029	Bonos USD	US\$	5,23%	4,88%	25-5-2029	10	65
Cochrane	Chile	Bono 144A/Res S	Bonos USD	US\$	6,80%	5,50%	14-5-2027	57	324
Cochrane	Chile	Bono Local Serie "A" \$485 2034	Bonos USD	US\$	6,90%	6,27%	14-11-2034	12	467

Fuente: Estados Financieros Consolidados Intermedios - Marzo 2021

Al analizar los pasivos financieros de acuerdo con el segmento geográfico, en la tabla 16, es posible notar que más del 96% provienen de Chile, cada año, mientras que Colombia representa un 4% y Argentina 0%.

**Tabla 16 Pasivos financieros**

Pasivos financieros	2017	2018	2019	2020	2021
Chile	3.699	3.483	4.078	3.837	3.809
Colombia	135	101	91	107	98
Argentina	0	0	0	0	0

Fuente: Estados Financieros Aes Gener 2017-021. Elaboración propia.

## 4.2. Patrimonio económico

El patrimonio económico de Aes Andes se obtiene multiplicando el número de acciones por el precio de la acción al cierre de cada año. Como se puede ver en la tabla 16, entre 2017 y 2020 se observa una reducción del patrimonio económico, explicado por la caída del precio de la acción. Sin embargo, para Marzo del 2021, hay un incremento en el patrimonio

económico dado por un aumento en el número de acciones y leve aumento del precio de la acción (respecto de Diciembre 2020).

A pesar de que la evolución de los precios presentados en la tabla 17 parece tener pocas variaciones, cabe destacar que a lo largo de los años analizados los precios tienen altas fluctuaciones.

**Tabla 17 Patrimonio económico Aes Andes S.A.**

	dic-17	dic-18	dic-19	dic-20	mar-21
Número de acciones	8.400.318.891	8.400.318.891	8.400.318.891	8.400.318.891	10.376.645.776
Precio de la acción (USD)	0,198	0,180	0,165	0,161	0,164
<b>Total (USD MM)</b>	1.664	1.513	1.388	1.350	1.703

Fuente: Estados Financieros Aes Gener 2017-2021. Elaboración propia.

### 4.3. Valor económico

Entre el 2017 y 2021, la deuda financiera de Aes Andes, se encuentra alrededor de los USD 3900 MM, destacando el 2018 por alcanzar el menor nivel (USD 3584MM) y el 2019 por alcanzar su mayor nivel (USD 4168MM). El nivel alcanzado el 2019 se explica por la emisión del bono 144 A/Reg S por USD 550MM, cuyos fondos parcialmente se ocupan en prepagar el bono subordinado 144 A/Reg S USD 450MM. También se emite el llamado bono verde, por USD 450MM.

El patrimonio económico de Aes Andes, se mueve en torno a los USD 1500MM, alcanzando sus menores niveles el 2019 y 2020 con un patrimonio económico de USD 1350MM aproximadamente, que se explica por menor precio de la acción esos años. Por otro lado, en marzo 2021 se alcanza el mayor nivel de patrimonio económico (USD 1703MM), explicado por mayor número de acciones suscritas y pagadas.

El valor económico de la empresa se explica directamente por los niveles de deuda financiera y patrimonio económico explicados anteriormente y se mueve en torno a los USD 5400MM, destacando el mayor nivel el 2019 con USD 5557MM.

El detalle de deuda financiera, patrimonio económico y valor económico se puede ver en la tabla 18.

**Tabla 18 Valor económico Aes Andes S.A. (USD MM)**

	dic-17	dic-18	dic-19	dic-20	mar-21
Valor deuda financiera (B)	3.834	3.584	4.168	3.944	3.907
Patrimonio económico (P)	1.664	1.513	1.388	1.350	1.703
<b>Valor económico (V)</b>	5.498	5.097	5.557	5.294	5.610

Fuente: Estados Financieros Aes Gener 2017-2021. Elaboración propia.



## 4.4. Estructura de capital histórica y objetivo

En la tabla 19 se presentan para los años 2017 al 2021, los siguientes ratios: endeudamiento de la empresa (B/V), razón patrimonio a valor de la empresa (P/V) y deuda sobre patrimonio (B/P). Además, se muestran los ratios promedio entre 2017 y 2021, 2019 y 2021 y la estructura de capital objetivo propuesta, que se definió entre los años 2018 al 2020. La propuesta de estructura de capital se justifica, en que incorpora fechas en que se puso en marcha el proyecto Greentegra, que a pesar de que contempla períodos entre 2018 y 2024, desafíos asociados hacia una generación sostenibles, cobran cada vez más relevancia y por lo tanto requerirán niveles de inversión semejantes.

**Tabla 19 Estructura de capital Aes Andes S.A.**

Ratios	dic-17	dic-18	dic-19	dic-20	mar-21	E. C. Promedio 2017-2021	E.C. Promedio 2019-2021	E.C. Objetivo Promedio 2018-2020
B/V	69,74%	70,32%	75,01%	74,50%	69,64%	71,84%	73,05%	73,28%
P/V	30,26%	29,68%	24,99%	25,50%	30,36%	28,16%	26,95%	26,72%
B/P	230,43%	236,92%	300,22%	292,18%	229,40%	257,83%	273,93%	276,44%

Fuente: Estados Financieros Aes Gener 2017-2021. Elaboración propia.

## 5. Estimación de costo de capital

### 5.1. Costo de la deuda

Se utiliza el bono US\$ 450 M Senior Notes due 2079, emitido en octubre del 2019, que tiene un YTM de 6,35%.

### 5.2. Beta de la deuda

Se calcula el beta de la deuda ( $\beta_d$ ) a través de Capital Asset Pricing Model (CAPM)

$$Kb = rf_{chile} + PRM \times \beta_d$$

Donde:

$$rf_{chile} = rf_{USA} + PR_{RiesgoPaís_{chile}}$$

$$rf_{chile} = 2,43\%$$

$rf_{USA} = 2,43\%$  Tasa del Tesoro a 30 de Estados Unidos al 31 de marzo del 2021.

$PR_{RiesgoPaís_{chile}} = 0,64\%$

$Kb = 6,35\%$  Costo de la deuda.

$PRM = 5,19\%$  Premio por riesgo de Chile (promedio del 1 de enero del 2021 y 1 de julio del 2021).

Reemplazando los valores, se obtiene:

$$\beta_d = 0,63$$

### 5.3. Estimación del beta patrimonial

Se estima el beta patrimonial de la empresa a través del modelo de mercado

$$R_{t,j} = \alpha + \beta * R_{t,m} + \varepsilon_{t,i}$$

utilizando los retornos de al cierre semanales de la acción de AES Andes y del IGPA entre el 1 de abril del 2019 y el 31 de marzo del 2021.

En la tabla 20 se presentan los resultados obtenidos de la estimación. Se obtiene el beta de la acción  $\beta = 0,949$ , con un p-value de 0,00%, por lo que los resultados son significativos.

La presencia bursátil es del 100% con un total de 105 observaciones.

**Tabla 20 Resultados estimación modelo de mercado.**

Beta de la acción	<b>0,949</b>
P-value	0,00%
Nº observaciones	105
R <sup>2</sup>	0,891
Presencia bursátil	100%

Fuente:Elaboración propia.

## 5.4. Beta patrimonial sin deuda

Se calcula el beta patrimonial sin deuda ( $\beta_p^{s/d}$ ) utilizando la siguiente fórmula:

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

Donde:

$\beta_p^{\frac{c}{d}} = 0,949$  obtenido en la estimación anterior.

$t_c = 27\%$  es la tasa de impuestos corporativos en histórica en Chile, ya que como se presenta en la tabla 16, más del 96% de los pasivos financieros se originan en el segmento de Chile y el beneficio tributario se captura principalmente en este país.

$\frac{B}{P} = 273,93\%$  es la estructura de capital promedio histórica, de acuerdo a la tabla 16.

El beta patrimonial sin deuda  $\beta_p^{s/d}$  calculado es igual a 0,739.

## 5.5. Beta patrimonial con estructura de capital objetivo

Se calcula el beta patrimonial con estructura de capital objetivo ( $\beta_p^{c/d}$ ) utilizando la siguiente fórmula:

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

Donde:

$\frac{B}{P} = 276,44\%$  es la estructura de capital objetivo, de acuerdo a la tabla 16.

El beta patrimonial con estructura de capital objetivo  $\beta_p^{c/d}$  es igual 0,951.

## 5.6. Costo patrimonial

Se calcula el costo patrimonial ( $K_p$ ) utilizando la siguiente fórmula:

$$K_p = K_p + \beta_p^{c/d} * PRM$$

Donde se obtiene  $K_p$  igual a 7,36%.

## 5.7. Costo de capital

Se calcula el costo de capital promedio ponderado ( $K_0$ ) utilizando la siguiente fórmula:

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

$\frac{P}{V} = 26,72\%$  es la razón patrimonio a valor de empresa (en función de la estructura de capital objetivo).

$\frac{B}{V} = 73,28\%$  es la razón de endeudamiento de la empresa (en función de la estructura de capital objetivo).

El costo de capital promedio ponderado  $K_0$  es igual a 5,39%.

## 6. Análisis del negocio

### 6.1. Análisis de crecimiento de la empresa

Los ingresos de AES Andes se conforman por: clientes regulados, clientes no regulados, ventas spot, ingresos de transmisión, otros ingresos ordinarios y contratos, de acuerdo a cada país, Chile, Colombia y Argentina.

AES Andes presenta un total de ingresos en torno a USD 2500MM aproximadamente al final de cada año en revisión, con leves variaciones, como se puede ver en la tabla 21.

**Tabla 21 Ingresos ordinarios por segmento en USD MM.**

Ingresos ordinarios	dic-17	dic-18	dic-19	dic-20	mar-20	mar-21
<b>Chile</b>	<b>1.974</b>	<b>2.076</b>	<b>1.832</b>	<b>2.076</b>	<b>447</b>	<b>613</b>
Clientes regulados	517	422	350	338	91	82
Clientes no regulados	992	1.192	1.117	1.361	257	412
Ventas Spot	195	128	115	131	41	53
Ingresos por transmisión	95	96	96	119	23	35
Otros ingresos ordinarios	175	237	154	128	34	30
<b>Colombia</b>	<b>326</b>	<b>428</b>	<b>472</b>	<b>356</b>	<b>74</b>	<b>87</b>
Contratos	249	321	262	261	45	51
Ventas Spot	59	92	194	77	25	36
Otros ingresos ordinarios	18	14	16	18	4	0
<b>Argentina</b>	<b>139</b>	<b>146</b>	<b>111</b>	<b>77</b>	<b>22</b>	<b>17</b>
Contratos	76	73	62	37	11	9
Ventas Spot	63	73	50	40	11	8
Otros ingresos ordinarios					0	0
<b>Total ingresos ordinarios</b>	<b>2.439</b>	<b>2.650</b>	<b>2.415</b>	<b>2.509</b>	<b>543</b>	<b>717</b>

Fuente: Análisis razonado Aes Gener 2017-2021. Elaboración propia.

La tabla 22 muestra los ingresos de cada segmento como porcentaje del total de cada año, donde es posible notar que los ingresos de Chile representan en torno al 80%, Colombia 15% y Argentina 4%.

**Tabla 22 Ingresos ordinarios como % del total.**

Ingresos ordinarios	dic-17	dic-18	dic-19	dic-20	mar-20	mar-21
<b>Chile</b>	81%	78%	76%	83%	82%	85%
Clientes regulados	21%	16%	14%	13%	17%	11%
Clientes no regulados	41%	45%	46%	54%	47%	57%
Ventas Spot	8%	5%	5%	5%	8%	7%
Ingresos por transmisión	4%	4%	4%	5%	4%	5%
Otros ingresos ordinarios	7%	9%	6%	5%	6%	4%
<b>Colombia</b>	13%	16%	20%	14%	14%	12%
Contratos	10%	12%	11%	10%	8%	7%
Ventas Spot	2%	3%	8%	3%	5%	5%
Otros ingresos ordinarios	1%	1%	1%	1%	1%	0%
<b>Argentina</b>	6%	6%	5%	3%	4%	2%
Contratos	3%	3%	3%	1%	2%	1%
Ventas Spot	3%	3%	2%	2%	2%	1%
Otros ingresos ordinarios	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Total ingresos ordinarios</b>	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Análisis razonado Aes Gener 2017-2021. Elaboración propia.

Al observar la variación año a año, en la tabla 23, es posible notar que para el 2018 y 2020 hay un aumento de los ingresos ordinarios respecto a los años anteriores, de 8,66% y 3,89% respectivamente, mientras que para el 2019 hay una variación de -8,86% respecto al año anterior, que se explica principalmente por el descenso de ingresos en Argentina y Chile. Al analizar por país destaca el descenso en ingresos que experimenta Colombia el 2020, respecto al año anterior, explicado principalmente en las ventas spot, y en Argentina se presenta una reducción en los ingresos a partir del 2019, explicado principalmente por la disminución de contratos y ventas spot. Para el caso de Chile, destaca el aumento en ingresos ordinarios para el 2020 (13,29%) explicado principalmente por el aumento en Clientes no regulados. En cuanto a la variación que se experimenta entre marzo del 2020 y marzo del 2021, hay un aumento de 32,09%, explicado en mayor parte por el aumento en los ingresos de Chile (37,09%), a través de Clientes no regulados, ventas spot e ingresos por transmisión, luego por Colombia que tuvo un aumento de 17,82% en sus ingresos, mientras que Argentina tuvo variación negativa en su ingreso (-21,01%).

**Tabla 23 Variación año a año ingresos ordinarios.**

Variación año a año	2018	2019	2020	2021
<b>Chile</b>	<b>5,16%</b>	<b>-11,74%</b>	<b>13,29%</b>	<b>37,09%</b>
Clientes regulados	-18,31%	-17,24%	-3,45%	-9,56%
Clientes no regulados	20,13%	-6,28%	21,82%	60,12%
Ventas Spot	-34,13%	-10,20%	13,23%	29,34%
Ingresos por transmisión	1,20%	0,04%	24,16%	52,78%
Otros ingresos ordinarios	35,61%	-34,95%	-17,23%	-13,45%
<b>Colombia</b>	<b>31,20%</b>	<b>10,27%</b>	<b>-24,40%</b>	<b>17,82%</b>
Contratos	29,01%	-18,48%	-0,35%	12,76%
Ventas Spot	56,89%	109,84%	-60,17%	46,19%
Otros ingresos ordinarios	-21,87%	13,85%	14,24%	-99,51%
<b>Argentina</b>	<b>5,52%</b>	<b>-23,90%</b>	<b>-30,91%</b>	<b>-21,01%</b>
Contratos	-3,55%	-15,29%	-40,19%	-17,15%
Ventas Spot	16,41%	-32,47%	-19,33%	-24,11%
Otros ingresos ordinarios				-47,37%
<b>Total ingresos ordinarios</b>	<b>8,66%</b>	<b>-8,86%</b>	<b>3,89%</b>	<b>32,09%</b>

Fuente: Análisis razonado Aes Gener 2017-2021. Elaboración propia.

## 6.2. Análisis de los costos y gastos operacionales de la empresa

Aes Andes, ha experimentado un descenso gradual de sus costos operacionales a partir del 2018, como se puede ver en la tabla 24. Lo anterior se explica principalmente por el descenso en costos de Chile seguido por Argentina.

**Tabla 24 Costos operacionales en USD MM**

<b>Costos operacionales</b>	<b>dic-17</b>	<b>dic-18</b>	<b>dic-19</b>	<b>dic-20</b>	<b>mar-20</b>	<b>mar-21</b>
<b>Chile</b>	<b>-1.539</b>	<b>-1.627</b>	<b>-1.256</b>	<b>-1.120</b>	<b>-332</b>	<b>-287</b>
Consumo de combustible	-524	-579	-455	-344	-97	-96
Compras de energía y potencia	-211	-235	-233	-236	-57	-64
Costos de transmisión	-97	-102	-107	-123	-25	-38
Costo de venta de combustible	-151	-193	-128	-107	-28	-26
Depreciación y amortización	-240	-226	-231	-216	-59	-55
Otros costos de venta	-316	-292	-101	-94	-66	-8
<b>Colombia</b>	<b>-150</b>	<b>-188</b>	<b>-236</b>	<b>-236</b>	<b>-72</b>	<b>-39</b>
Compras de energía y potencia	-87	-122	-170	-178	-60	-31
Depreciación y amortización	-12	-12	-11	-10	-3	-6
Otros costos de venta	-50	-55	-55	-49	-9	-3
<b>Argentina</b>	<b>-87</b>	<b>-72</b>	<b>-62</b>	<b>-42</b>	<b>-10</b>	<b>-27</b>
Consumo de combustible	-86	-70	-23	-13	-1	0
Compras de energía y potencia	-1	-2	-16	-7	-3	-4
Costos de transmisión	-1	0	-23	-22	-6	-5
Depreciación y amortización	-29	-30	-16	-14	-4	-4
Otros costos de venta	-17	-17	-78	-56	-14	-14
<b>Total costos operacionales</b>	<b>-1.776</b>	<b>-1.888</b>	<b>-1.554</b>	<b>-1.399</b>	<b>-413</b>	<b>-353</b>

Fuente: Análisis razonado Aes Gener 2017-2021. Elaboración propia.

Al analizar cada componente de costos como porcentaje del total, de acuerdo a la tabla 25, es posible notar que Chile representa en torno al 80% de los costos totales, seguido por Colombia con un 13% aproximadamente y luego Argentina con un 4%.



**Tabla 25 Costos operacionales como % del total**

Costos operacionales	dic-17	dic-18	dic-19	dic-20	mar-20	mar-21
<b>Chile</b>	<b>86,67%</b>	<b>86,19%</b>	<b>80,82%</b>	<b>80,08%</b>	<b>80,33%</b>	<b>81,22%</b>
Consumo de combustible	29,54%	30,68%	29,28%	24,58%	23,50%	27,21%
Compras de energía y potencia	11,87%	12,45%	15,03%	16,90%	13,82%	18,10%
Costos de transmisión	5,46%	5,40%	6,87%	8,80%	6,06%	10,87%
Costo de venta de combustible	8,49%	10,21%	8,26%	7,62%	6,87%	7,25%
Depreciación y amortización	13,54%	11,96%	14,90%	15,43%	14,18%	15,53%
Otros costos de venta	17,78%	15,48%	6,48%	6,75%	15,92%	2,26%
<b>Colombia</b>	<b>8,42%</b>	<b>9,98%</b>	<b>15,21%</b>	<b>16,88%</b>	<b>17,35%</b>	<b>11,08%</b>
Compras de energía y potencia	4,92%	6,44%	10,97%	12,72%	14,60%	8,76%
Depreciación y amortización	0,67%	0,62%	0,71%	0,70%	0,62%	1,59%
Otros costos de venta	2,83%	2,92%	3,54%	3,47%	2,13%	0,74%
<b>Argentina</b>	<b>4,91%</b>	<b>3,83%</b>	<b>3,96%</b>	<b>3,04%</b>	<b>2,32%</b>	<b>7,70%</b>
Consumo de combustible	4,83%	3,73%	1,47%	0,96%	0,14%	0,00%
Compras de energía y potencia	0,03%	0,11%	1,01%	0,47%	0,78%	1,20%
Costos de transmisión	0,05%	-0,01%	1,48%	1,60%	1,40%	1,45%
Depreciación y amortización	1,64%	1,57%	1,05%	0,99%	1,05%	1,20%
Otros costos de venta	0,94%	0,90%	5,01%	4,02%	3,37%	3,85%
<b>Total costos operacionales</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: Análisis razonado Aes Gener 2017-2021. Elaboración propia.

En la tabla 26 y 27, se presenta la variación año a año de los costos operacionales y gastos operacionales de AES Andes, respectivamente, donde se observan variaciones negativas en costos para los años 2019, 2020 y 2021, que se explica principalmente por la reducción de costos en Chile (Costos de ventas de combustibles y consumo de combustibles), para los tres años mencionados. Colombia redujo significativamente sus costos el 2021 (compras de energía y potencia) y Argentina el 2020 (compras de energía y potencia y consumo de combustible).

**Tabla 26 Variación año a año de costos operacionales**

Variación año a año	2018	2019	2020	2021
<b>Chile</b>	<b>5,75%</b>	<b>-22,84%</b>	<b>-10,81%</b>	<b>-13,56%</b>
Consumo de combustible	10,48%	-21,47%	-24,45%	-0,98%
Compras de energía y potencia	11,61%	-0,70%	1,22%	12,00%
Costos de transmisión	5,16%	4,73%	15,30%	53,41%
Costo de venta de combustible	27,86%	-33,41%	-16,95%	-9,76%
Depreciación y amortización	-6,03%	2,46%	-6,79%	-6,34%
Otros costos de venta	-7,40%	-65,53%	-6,22%	-87,86%
<b>Colombia</b>	<b>26,01%</b>	<b>25,45%</b>	<b>-0,11%</b>	<b>-45,39%</b>
Compras de energía y potencia	39,19%	40,23%	4,39%	-48,69%
Depreciación y amortización	-1,39%	-6,40%	-11,63%	118,40%
Otros costos de venta	9,64%	-0,32%	-11,74%	-70,50%
<b>Argentina</b>	<b>-16,99%</b>	<b>-14,90%</b>	<b>-31,05%</b>	<b>184,11%</b>
Consumo de combustible	-17,73%	-67,63%	-41,06%	-100,00%
Compras de energía y potencia	251,83%	679,09%	-57,98%	31,93%
Costos de transmisión	-117,70%	14470,00%	-2,66%	-11,40%
Depreciación y amortización	1,44%	-44,98%	-15,13%	-2,87%
Otros costos de venta	2,17%	358,90%	-27,72%	-2,36%
<b>Total costos operacionales</b>	<b>6,34%</b>	<b>-17,71%</b>	<b>-9,99%</b>	<b>-14,50%</b>

Fuente: Análisis razonado Aes Gener 2017-2021. Elaboración propia.

**Tabla 27 Variación año a año de costos operacionales**

Gastos operacionales	dic-17	dic-18	dic-19	dic-20	mar-21
Gastos de Personal productivo	-	63	58	61	16
Depreciación y Amortización	282	267	265	248	63

Fuente: Análisis razonado Aes Gener 2017-2021. Elaboración propia.

### 6.3. Análisis del resultado no operacional de la empresa

Los resultados no operacionales de AES Andes se presentan en la tabla 28 y se componen de otras ganancias, ingresos financieros, costos financieros, participación en las ganancias de asociadas, diferencia de cambio y resultado por unidad de reajuste.

**Tabla 28 Resultados no operacionales AES Andes en USD MM**

Resultados no operacionales	dic-17	dic-18	dic-19	dic-20	mar-21
Otras Ganancias (Pérdidas)	-44	255	-60	-848	-2
Ingresos financieros	8	5	10	8	4
Costos financieros	-177	-116	-140	-122	-25
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas	24	-183	-126	-80	-
Diferencia de cambio	-5	-17	-12	-31	8
Resultado por unidad de reajuste	0	0	0	0	-3

Fuente: Análisis razonado Aes Gener 2017-2021. Elaboración propia.

Al observar la evolución año a año de los resultados no operacionales, destaca el aumento en otras pérdidas el 2020 y se explica principalmente por la terminación de contratos de suministros MEL y Spence y también, se registró deterioro de las plantas Ventanas I, Ventanas II y Angamos, como resultado de la intención de retiro anticipado, como parte de la estrategia de descarbonización. Por otro lado, la reestructuración y prepago de deudas compensaron parcialmente con menores pérdidas asociadas.

Otro punto a destacar, es la reducción en participación en las pérdidas de asociadas, para el 2020, que se explica principalmente por menores pérdidas por deterioro de Propiedad, Planta y Equipos, específicamente en la filial Guacolda (AES Gener, 2021). También se observa una variación negativa en las diferencias de cambio en 2020, que proviene de las operaciones de Chile, asociado a pérdidas en instrumentos derivados.

#### 6.4. Análisis de márgenes de la empresa

En la tabla 29 se presenta el EBITDA de AES Andes, donde es posible notar una evolución positiva del margen bruto, excepto por el año 2019, donde hubo una reducción de los ingresos de actividades ordinarias, que se explica principalmente por la disminución en los volúmenes de ventas en el segmento de contratos en Chile y a la desconsolidación de las operaciones de ESSA y CTNG producto de su venta. El 2020 hay un incremento del margen bruto, explicado por el reconocimiento parcial de la terminación de los contratos de las subsidiarias de BHP con Angamos y a mayores volúmenes de venta en mercados regulado y no regulado y menores costos de combustibles, en Chile. Por otro lado, el margen operacional tiene una evolución estable en los años revisados, sin embargo, destaca un aumento para el año 2020, que se debe principalmente al mayor margen bruto explicado anteriormente.

La ganancia neta de los períodos analizados es en promedio USD 110MM, de esto es posible destacar el 2018 con USD 305MM, que se explica por el incremento en otras

ganancias. Por otro lado, el 2020 se observan pérdidas de USD 252MM, explicadas por otras pérdidas de USD 848MM, asociadas al deterioro del valor de Propiedad Planta y Equipos de las centrales Ventanas 1, Ventanas 2, Laguna Verde y Angamos, por la intención de acelerar su desconexión y a la terminación de contratos de suministro con MEL y Spence.

**Tabla 29 EBITDA AES Andes en USD MM**

Estado de Resultados	dic-17	dic-18	dic-19	dic-20	mar-21
Ingresos de actividades ordinarias	2.437	2.647	2.412	2.507	717
Costo de ventas	-1.819	-1.932	-1.743	-1.581	-417
<b>Ganancia bruta</b>	<b>617</b>	<b>715</b>	<b>668</b>	<b>926</b>	<b>300</b>
Otros ingresos, por función	0	5	3	2	0
Gastos de administración	-109	-104	-101	-125	-23
Otros gastos, por función	-2	-3	-6	-11	-2
Otras ganancias (pérdidas)	-44	225	-60	-848	-2
Ingresos financieros	8	5	10	8	4
Costos financieros	-177	-116	-140	-122	-25
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas	24	-183	-126	-80	0
Diferencias de cambio	-5	-17	-12	-31	8
Resultado por unidades de reajuste	-	-	0	-2	-3
<b>Ganancia (Pérdida) antes de impuestos</b>	<b>313</b>	<b>528</b>	<b>237</b>	<b>-282</b>	<b>257</b>
Impuestos a las ganancias	-115	-223	-112	31	-76
<b>Ganancia (Pérdida) neta del período</b>	<b>198</b>	<b>305</b>	<b>124</b>	<b>-252</b>	<b>181</b>

Fuente: Análisis razonado Aes Gener 2017-2021. Elaboración propia.

Respecto al EBITDA, es posible notar una evolución estable, a pesar de que el 2020 destaca por alcanzar un mayor EBITDA que los años previos. Al analizar por país, en la tabla 30, se observa que este aumento se explica principalmente por Chile.

**Tabla 30 EBITDA por país AES Andes en USD MM**

EBITDA	dic-17	dic-18	dic-19	dic-20	mar-21
Chile	591	591	550	891	293
Colombia	174	241	233	115	39
Argentina	29	55	57	39	8
<b>EBITDA Total</b>	<b>793</b>	<b>887</b>	<b>839</b>	<b>1.045</b>	<b>340</b>

Fuente: Análisis razonado Aes Gener 2017-2021. Elaboración propia.

En la tabla 31 se muestran los márgenes de la empresa, donde se puede ver que hay un aumento desde el 2020 desde el 2020. De acuerdo con las tablas 32, 33 y 34 se puede explicar que este aumento proviene de un aumento de los márgenes del segmento de Chile, que se da principalmente por el aumento en ingresos por contratos no regulados. Dado que

no hay un aumento significativo en el volumen de ventas de contratos no regulados para el 2020, se puede explicar por un aumento de precio de esos contratos.

**Tabla 31 Márgenes de AES Gener**

Márgenes	dic-17	dic-18	dic-19	dic-20	mar-21
Margen operacional	20,85%	23,08%	23,51%	31,95%	38,63%
Margen bruto	25,32%	27,01%	27,69%	36,94%	41,84%
Margen EBITDA	32,54%	33,51%	34,78%	41,68%	47,42%
Margen neto	16,04%	14,73%	18,74%	32,83%	27,75%

Fuente: Análisis razonado Aes Gener 2017-2021. Elaboración propia.

**Tabla 32 Margen bruto por país**

Margen bruto respecto al total de ventas	dic-17	dic-18	dic-19	dic-20	mar-21
Chile	28%	17%	24%	38%	45%
Colombia	8%	9%	10%	5%	7%
Argentina	1%	3%	2%	1%	-1%

Fuente: Análisis razonado Aes Gener 2017-2021. Elaboración propia.

**Tabla 33 Margen operacional por país**

Margen op. respecto al total de ventas	dic-17	dic-18	dic-19	dic-20	mar-21
Chile	23,94%	13,54%	20,49%	34,10%	45,41%
Colombia	7,32%	8,63%	9,10%	3,96%	6,71%
Argentina	1,13%	2,65%	1,90%	1,23%	-1,35%

Fuente: Análisis razonado Aes Gener 2017-2021. Elaboración propia

**Tabla 34 Margen EBITDA por país**

Margen EBITDA respecto al total de ventas	dic-17	dic-18	dic-19	dic-20	mar-21
Chile	24,23%	22,30%	22,77%	35,51%	53,95%
Colombia	7,13%	9,09%	9,65%	4,58%	7,18%
Argentina	1,19%	2,08%	2,36%	1,55%	1,47%

Fuente: Análisis razonado Aes Gener 2017-2021. Elaboración propia

## 6.5. Análisis de los activos de la empresa

### 6.5.1. Activos operacionales y no operacionales

Efectivo y efectivo equivalente: caja, saldos en bancos, depósitos a corto plazo y otros efectivo y equivalentes al efectivo, que corresponden a fondos mutuos.

Otros activos financieros: activos de cobertura, activos a valor razonable con cambio en resultado (derivados no designados como cobertura), inversiones en Gasoducto Gasandes S.A. (Argentina) y Gasoducto Gasandes S.A y otras inversiones.

Otros activos no financieros: seguros pagados por anticipado, impuestos por recuperar (de AES Andes, asociados a patentes de derechos de agua), garantías entregadas, pago anticipado compras de energía, pago anticipado otras compras y otros.

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar: son operaciones del giro de la Sociedad y sus subsidiarias.

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas: en general son transacciones propias del giro de la Sociedad y sus subsidiarias, realizadas en base a las normas legales en condiciones de equidad en cuanto a plazo y a precios de mercado.

Inventarios: corresponden a los recursos necesarios para la generación de energía, carbón, petróleo, materiales, carbón en tránsito, materiales importados en tránsito y otros inventarios.

Activos por impuestos: corresponde a la suma de pagos previsionales mensuales, anticipo impuesto renta Colombia, crédito norma Argentina, PPM pagados en exceso y otros menos provisión de impuesto Primera Categoría e impuestos en Norma Argentina.

Inversiones en asociadas: participación que mantuvo la compañía hasta el 30 de febrero de 2021 en Guacolda Energía.

Activos intangibles: activo sin valor monetario identificable sin sustancia física. Corresponde a derechos de agua, programas informáticos y servidumbre.

Propiedad planta y equipos: activos tangibles 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, instalaciones físicas y accesorias, vehículos de motor y equipamiento de tecnología para la información.

Activos por derecho de uso: Contrato por arriendo de oficinas en Torre Santa Maria II y Contrato celebrado con Hidroeléctrica el Paso SpA (consistente en la compra de toda la energía generada por su planta de generación).

En las tablas 35 y 36 se presentan activos corrientes y no corrientes, respectivamente, clasificados de acuerdo a si tienen naturaleza operacional o no operacional, de acuerdo a la descripción realizada anteriormente.

**Tabla 35 Activos corrientes en USD MM**

Activos	Al 31 de Marzo de 2021	Operacional	No operacional
<b>Activos corrientes</b>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	564		X
Otros activos financieros	4		X
Otros activos no financieros	41		X
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	450	X	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	20	X	
Inventarios	153	X	
Activos por impuestos	15		X
<b>Total Activos Corrientes</b>	<b>1.246</b>		

Fuente: Estados Financieros AES Gener 2017-2021. Elaboración propia.

**Tabla 36 Activos no corrientes en USD MM**

Activos	Al 31 de Marzo de 2021	Operacional	No operacional
<b>Activos no corrientes</b>			
Otros activos financieros	16		X
Otros activos no financieros	40		X
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	43	X	
Inversiones en asociadas	0	X	
Activos intangibles	115	X	
Propiedades, plantas y equipos	6.753	X	
Activos por derechos de uso	52	X	
Activos por impuestos diferidos	181		X
<b>Total Activos No Corrientes</b>	<b>7.199</b>		

Fuente: Estados Financieros AES Gener 2017-2021. Elaboración propia.

## 6.5.2. Capital de trabajo operativo neto

El capital de trabajo operativo neto (CTON) se obtiene de la diferencia de activos operacionales corrientes y pasivos operacionales corrientes. En la tabla 37 se presentan los componentes del CTON y el ratio CTON, que se obtiene de la siguiente fórmula:

$$R_{CTON} = \frac{CTON}{Ingresos\ operacionales}$$

En la tabla 33 es posible notar, que el CTON va en descenso entre 2017 y 2019, explicado por el aumento de cuentas comerciales y otras cuentas por pagar y cuentas por pagar a entidades relacionadas. El RCTON muestra la misma evolución que el CTON, ya que los ingresos operacionales se mantienen relativamente estables.

**Tabla 37 Activos no corrientes en USD MM**

	dic-17	dic-18	dic-19	dic-20	mar-21*
<i>Activos operacionales corrientes</i>					
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	445	436	428	493	450
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	10	29	30	22	20
Inventarios	155	186	145	138	153
<i>Pasivos operacionales corrientes</i>					
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	15	2	323	366	374
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	0	165	96	39	36
<b>CTON</b>	<b>595</b>	<b>484</b>	<b>184</b>	<b>248</b>	<b>213</b>
Ingresos operacionales	2.437	2.647	2.412	2.507	2.682
RCTON en %	24,41%	18,29%	7,63%	9,90%	7,92%

\*Información últimos 12 meses.

Fuente: Estados Financieros AES Gener 2017-2021. Elaboración propia.

### 6.5.3. Inversiones

El análisis histórico de las inversiones en propiedad planta de equipo tiene una evolución estable, como se puede ver en la tabla 38, mientras que los activo intangibles se incrementan para el 2020 y 2021.

**Tabla 38 Inversiones de AES Andes en USD MM**

	dic-17	dic-18	dic-19	dic-20	mar-21*
Compras en propiedad, planta y equipos	-497	-565	-503	-564	-554
Compras de activos intangibles	-1	0	-	-6	-6
Total inversiones	-498	-565	-503	-570	-560
Ingresos operacionales	2.437	2.647	2.412	2.507	2.682
%inversión sobre los ingresos	-20,42%	-21,35%	-20,84%	-22,72%	-20,86%
Depreciación y amortización	278	264	265	248	244
% dep. y amor. sobre inversiones	-55,97%	-46,67%	-52,83%	-43,52%	-43,53%

\*Información últimos 12 meses. Fuente: Estados Financieros AES Gener 2017-2021. Elaboración propia.

Durante el 2020 AES Andes anunció inversiones para el financiamiento de su crecimiento en energías renovables por casi USD 3.000 millones, que impulsa la transformación de su portafolio con la incorporación de proyectos solares, eólicos y baterías por más de 2.300 MW en Chile y Colombia al 2023 (AES Gener, 2020). En las tablas 39 y 40 se muestran los proyectos en desarrollo en Chile y Colombia respectivamente, mostrando su grado de avance y fecha de entrada en operación.



**Tabla 39 Proyectos de AES Andes Chile**

Proyecto	Ubicación	Tecnología	Capacidad Instalada	Grado de Avance	Entrada en Operación
Alto Maipo	San José del Maipo	Hidroeléctrica	531 MW	97%	2021
Los Olmos	Mulchén	Eólica	110 MW	65%	2021
Mesamávida	Los Ángeles	Eólica	68 MW	35%	2021
Andes solar IIb	Antofagasta	Solar	180 MW	18%	2022
		Baterías	112 MW-5hr		
Campo Lindo	Los Ángeles	Eólica	73 MW	7%	2022

Fuente: Memoria AES Gener 2020. Elaboración propia.

**Tabla 40 Proyectos de AES Andes Colombia**

Proyecto	Ubicación	Tecnología	Capacidad Instalada	Grado de Avance	Entrada en Operación
San Fernando	Castilla La Nueva	Solar	59 MW	53%	2021

Fuente: Memoria AES Gener 2020. Elaboración propia.

## 6.6. Análisis de crecimiento de la industria

La Comisión Nacional de Energía proyecta para el SEN en Chile, un crecimiento de la demanda por energía entre 2,46% y 5,20% para los próximos años. En la tabla 41 se presenta la previsión de demanda por año según el tipo de cliente, donde es posible notar, que la mayor proporción de la demanda y la mayor tasa de crecimiento (especialmente para el 2022) se da en clientes libres suministrados por empresas de generación.

**Tabla 41 Previsión de demanda para Chile (SEN)**

Año/[MWh]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Clientes regulados a nivel de subestación primaria	27.557.643	28.434.914	28.345.529	28.680.341	29.410.613	30.164.730	31.046.753
Clientes libres suministrados por empresas de generación	32.206.242	33.814.448	37.228.520	39.072.967	41.559.636	42.056.722	44.180.973
Clientes libres suministrados por empresas de distribución	11.489.179	11.691.438	12.212.892	12.824.884	13.363.254	14.189.655	14.316.969
Total	71.253.063	73.940.799	77.786.941	80.578.193	84.333.503	86.411.107	89.544.695
Tasa Crecimiento		3,77%	5,20%	3,59%	4,66%	2,46%	3,63%

Fuente: CNE, 2020. Elaboración propia.

En la tabla 42 se presenta la provisión de la demanda para Colombia, donde se esperan aumentos mayores al 2% a partir del 2023.

**Tabla 42 Previsión de demanda para Colombia (SIN)**

	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Demanda Energía Eléctrica SIN (GWh-año)	71.678	73.092	74.638	76.379	78.155	79.983
Tasa Crecimiento	1,78%	1,97%	2,12%	2,33%	2,33%	2,34%

Fuente: UPME, 2020. Elaboración propia.

Para el caso de Argentina, el año 2020 la demanda de energía eléctrica bajó respecto al 2019 en un 1.3% aproximadamente. La demanda se vio afectada por las medidas de aislamiento social preventivo y obligatorio desde el 20 de marzo y a lo largo de todo el año. Como se puede ver en la tabla 43, la demanda Residencial aumentó mientras que la demanda de tipo Consumos Intermedios y la Gran Demanda decreció.

**Tabla 43 . Demanda histórica de Argentina**

Año/[GWh]	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Residenciales	55.424	57.004	55.907	57.017	55.531	60.001
Consumos Intermedios	37.351	38.985	38.367	38.229	37.026	35.098
Gran Demanda	39.334	37.122	38.256	37.764	36.390	32.207
Total	132.109	133.111	132.530	133.010	128.947	127.306
Tasa Crecimiento		0,76%	-0,44%	0,36%	-3,05%	-1,27%

Fuente: CAMMESA, 2020. Elaboración propia.

La proyección de la demanda en Argentina, se calcula considerando una tasa de crecimiento de un 3,4% anual acumulado, de acuerdo a “Escenarios energéticos 2030” realizado por el Ministerio de Energía y Minería de Argentina, que se presenta en la tabla 44.

**Tabla 44 Demanda histórica de Argentina**

Año/[GWh]	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Total	131.634	136.110	140.738	145.523	150.471	155.587
Tasa Crecimiento	3,40%	3,40%	3,40%	3,40%	3,40%	3,40%

Fuente: CAMMESA, 2020. Elaboración propia.

## 7. Proyección del estado de resultados

### 7.1. Ingresos operacionales proyectados

Previo a la proyección, se limpian los ingresos operacionales de situaciones no recurrentes:

- No deben ser incluidos los ingresos de ESSA y CTNG. Al haber sucedido las ventas de los activos subyacentes en 2018.
- En diciembre 2018 hay ingreso extraordinario por término anticipado del contrato de Polpaico.
- Se deben descontar ingresos provenientes de Guacolda, ya que durante el 2021 Aes Andes concretó la venta de su participación.

#### 7.1.1. Chile

Para la proyección de ingresos ordinarios, específicamente para aquellos provenientes de contratos regulados y libres, en primer lugar, se estima el precio pagado cada año entre el 2017 y 2021 (se dividen ingresos de contratos regulados y no regulados por las ventas, en MWh de cada año), con esto se calcula el precio promedio, que es de 105 USD/MWh y 120 USD/MWh, para contratos regulados y no regulados respectivamente. Los precios estimados se utilizan para calcular los ingresos provenientes de los contratos vigentes por energía que se muestran en la tabla 45, donde es posible notar, que los contratos regulados van en descenso y caducan el 2025, mientras que los contratos libres se mantienen relativamente estables.

**Tabla 45 Contratos vigentes por energía**

MWh	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Regulado	5.237.660	4.928.500	4.028.500	1.318.500	-	-
Libre	6.432.442	6.375.927	6.481.652	5.866.652	5.866.652	5.866.652

Fuente: CNE, 2020. Elaboración propia.

Los ingresos provenientes de contratos nuevos se estiman aplicando la tasa de crecimiento de la previsión de demanda del SEN sobre los contratos vigentes, según su tipo, y estos se multiplican por el precio promedio obtenido anteriormente. En la tabla 46, se presenta la previsión de la demanda del SEN de acuerdo al tipo de contrato, que tiene una tasa de crecimiento promedio de 3,89%.

**Tabla 46 Previsión de demanda del SEN en [MWh]**

Año/[MWh]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Clientes regulados a nivel de subestación primaria	27.557.643	28.434.914	28.345.529	28.680.341	29.410.613	30.164.730	31.046.753
Clientes libres suministrados por empresas de generación	32.206.242	33.814.448	37.228.520	39.072.967	41.559.636	42.056.722	44.180.973
Clientes libres suministrados por empresas de distribución	11.489.179	11.691.438	12.212.892	12.824.884	13.363.254	14.189.655	14.316.969
Total	71.253.063	73.940.799	77.786.941	80.578.193	84.333.503	86.411.107	89.544.695
Tasa Crecimiento		3,77%	5,20%	3,59%	4,66%	2,46%	3,63%

Fuente: CNE, 2020. Elaboración propia.

Para la proyección de ingresos provenientes de contratos spot, se considera la proyección de costos marginales en base a los escenarios energéticos de la planificación energética de largo plazo, del Ministerio de Energía que, bajo un escenario balanceado, establece un precio para los próximos 5 años, en torno a 48 USD/MWh. Para el volumen de ventas se considera el promedio entre 2017 y 2020.

Los ingresos por transmisión se estiman empleando la tasa de crecimiento promedio entre el 2017 y 2020, que es de 8,46%, considerando como año base el 2020.

Para la proyección de ingresos ordinarios se utiliza el promedio de ingresos entre el 2017 y 2020, que es de USD 174MM.

En la tabla 47 se presentan los ingresos ordinarios proyectados para Chile.

**Tabla 47 Proyección ingresos ordinarios de Chile, en USD MM**

Proyección Ingresos ordinarios	dic-21	dic-22	dic-23	dic-24	dic-25	dic-26
<b>Chile</b>	1.790	1.781	1.679	1.337	1.172	1.214
Clientes regulados	570	518	430	143	-	-
Clientes no regulados	811	843	817	750	713	740
Ventas Spot	106	106	106	106	106	106
Ingresos por transmisión	129	140	152	165	179	194
Otros ingresos ordinarios	174	174	174	174	174	174

Fuente: Elaboración propia

## 7.1.2. Colombia

Para la proyección de ingresos provenientes de contratos y ventas spot, en primer lugar se estiman los precios entre 2017 y 2021, de la misma forma que en el caso de Chile, y se calcula el precio promedio de 63 USD/MWh y 47 USD/MWh para contratos y ventas spot

respectivamente. El volumen de ventas proyectado se estima empleando la tasa de crecimiento de la previsión de la demanda del UPME.

Para el caso de los ingresos ordinarios, se utiliza el promedio de estos entre el 2017 y 2021.

En la tabla 48 se presentan los ingresos ordinarios proyectados para Colombia.

**Tabla 48 Proyección ingresos ordinarios de Colombia, en USD MM**

Proyección Ingresos ordinarios	dic-21	dic-22	dic-23	dic-24	dic-25	dic-26
<b>Colombia</b>	<b>368</b>	<b>372</b>	<b>377</b>	<b>383</b>	<b>388</b>	<b>394</b>
Contratos regulados	251	255	258	262	266	270
Venta spot	100	101	102	104	105	107
Otros ingresos ordinarios	17	17	17	17	17	17

Fuente: Elaboración propia

### 7.1.3. Argentina

Para la proyección de ingresos provenientes de contratos y ventas spot, en primer lugar se estiman los precios entre 2017 y 2021, de la misma forma que en los casos anteriores, y se calcula el precio promedio de 70 USD/MWh y 17 USD/MWh para contratos y ventas spot respectivamente. El volumen de ventas proyectado se estima empleando la tasa de crecimiento definido anteriormente entre el 2016 y 2020, que es de 3,4%.

Para el caso de los ingresos ordinarios, se utiliza el promedio de estos entre el 2017 y 2021.

En la tabla 49 se presentan los ingresos ordinarios proyectados para Argentina.

**Tabla 49 Proyección ingresos ordinarios de Argentina, en USD MM**

Proyección Ingresos ordinarios	dic-21	dic-22	dic-23	dic-24	dic-25	dic-26
<b>Argentina</b>	<b>105</b>	<b>107</b>	<b>109</b>	<b>111</b>	<b>113</b>	<b>115</b>
Contratos	44	45	46	47	48	48
Spot	61	62	63	64	65	66
Otros ingresos ordinarios	0	0	0	0	0	0

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 50 se presenta el resumen de los ingresos de AES Andes por país.

**Tabla 50 Proyección ingresos por país, en USD MM**

Proyección Ingresos ordinarios	dic-21	dic-22	dic-23	dic-24	dic-25	dic-26
Chile	1.790	1.781	1.679	1.337	1.172	1.214
Colombia	368	372	377	383	388	394
Argentina	105	107	109	111	113	115
<b>Total ingresos ordinarios</b>	<b>2.263</b>	<b>2.261</b>	<b>2.165</b>	<b>1.830</b>	<b>1.673</b>	<b>1.722</b>

Fuente: Elaboración propia

## 7.2. Costos y gastos operacionales proyectados

Para la proyección de costos se utiliza el promedio de cada ítem sobre los ingresos, entre 2017 y 2021 y luego se aplica a los ingresos ordinarios proyectados, señalados en el punto anterior. En la tabla 51 se presentan los ingresos proyectados entre diciembre del 2021 a diciembre del 2026.

**Tabla 51 Proyección costos operacionales por país, en USD MM**

<b>Costos Operacionales proyectados</b>	<b>dic-21</b>	<b>dic-22</b>	<b>dic-23</b>	<b>dic-24</b>	<b>dic-25</b>	<b>dic-26</b>
<b>Chile</b>	<b>-1027</b>	<b>-1026</b>	<b>-982</b>	<b>-830</b>	<b>-759</b>	<b>-781</b>
Consumo de combustible	-412	-411	-394	-333	-304	-313
Compras de energía y potencia	-216	-216	-206	-175	-160	-164
Costos de transmisión	-105	-104	-100	-85	-77	-80
Costo de venta de combustible	-122	-122	-117	-99	-90	-93
Otros costos de venta	-173	-172	-165	-140	-128	-131
<b>Colombia</b>	<b>-185</b>	<b>-185</b>	<b>-177</b>	<b>-150</b>	<b>-137</b>	<b>-141</b>
Compras de energía y potencia	-146	-145	-139	-118	-108	-111
Otros costos de venta	-40	-40	-38	-32	-30	-30
<b>Argentina</b>	<b>-96</b>	<b>-96</b>	<b>-91</b>	<b>-77</b>	<b>-71</b>	<b>-73</b>
Consumo de combustible	-30	-30	-28	-24	-22	-23
Compras de energía y potencia	-8	-8	-8	-7	-6	-6
Costos de transmisión	-14	-14	-14	-11	-10	-11
Otros costos de venta	-43	-43	-41	-35	-32	-33
<b>Total costos operacionales</b>	<b>-1308</b>	<b>-1307</b>	<b>-1251</b>	<b>-1058</b>	<b>-967</b>	<b>-995</b>

Fuente: Elaboración propia

Para la proyección de gastos de personal productivo y depreciación y amortización, se realiza el mismo proceso hecho para la proyección de costos operacionales y el resultado se presenta en la tabla 52.

**Tabla 52 Proyección de gastos operacionales, en USD MM**

<b>Gastos operacionales proyectados</b>	<b>dic-21</b>	<b>dic-22</b>	<b>dic-23</b>	<b>dic-24</b>	<b>dic-25</b>	<b>dic-26</b>
<b>Gastos de Personal productivo</b>	<b>-55</b>	<b>-55</b>	<b>-53</b>	<b>-44</b>	<b>-41</b>	<b>-42</b>
<b>Depreciación y Amortización</b>	<b>-232</b>	<b>-231</b>	<b>-222</b>	<b>-187</b>	<b>-171</b>	<b>-176</b>

Fuente: Elaboración propia

## 7.3. Resultado no operacional proyectado

Otras ganancias y pérdidas entre el 2017 y 2020 se asocian a terminaciones de contratos, ventas de subsidiarias y a costos de prepago de deuda, por lo que se consideran no recurrentes y se proyecta con valor 0 para los siguientes años. Para el caso de diferencias por tipo de cambio y resultado por unidad de reajuste se emplea la misma metodología para su proyección.

La participación en ganancias (pérdidas) por asociadas, se explica principalmente por las pérdidas en Guacolda, que los últimos años han resultado negativos por deterioro de propiedad, planta y equipos. Dado que Aes Andes vendió su participación en Guacolda el 2021, participación en ganancias por asociadas se proyecta con valor 0 para los próximos años.

Los ingresos y costos financieros presentan una evolución estable, por lo que se mantiene el dato de Diciembre del 2020 como valor proyectado para los siguientes años.

En la tabla 53 se presentan los resultados no operacionales proyectados.

**Tabla 53 Proyección de resultados no operacionales, en USD MM**

Resultados no operacionales proyectados	dic-21	dic-22	dic-23	dic-24	dic-25	dic-26
Otras Ganancias (Pérdidas)	-	-	-	-	-	-
Ingresos financieros	8	8	8	8	8	8
Costos financieros	-122	-122	-122	-122	-122	-122
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas	-	-	-	-	-	-
Diferencia de cambio	-	-	-	-	-	-
Resultado por unidad de reajuste	-	-	-	-	-	-

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 54 se presentan los resultados no operacionales proyectados como porcentaje de los ingresos.

**Tabla 54 Proyección de resultados no operacionales como % de ingresos ordinarios, en USD MM**

Resultados no operacionales proyectados	dic-21	dic-22	dic-23	dic-24	dic-25	dic-26
Otras Ganancias (Pérdidas)	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ingresos financieros	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Costos financieros	-5%	-5%	-6%	-7%	-7%	-7%
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Diferencia de cambio	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Resultado por unidad de reajuste	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: Elaboración propia

## 7.4. Impuesto corporativo proyectado

Se utilizan las tasas de impuesto corporativo vigentes al 2021 para proyectar los impuestos a las ganancias:

- Chile 27%
- Colombia 31%

- Argentina 25%

## 7.5. Estado de resultados proyectado

### 7.5.1. Supuestos utilizados

Para la proyección de resultados, presentados en la tabla 55, se suman ingresos y costos proyectados de cada filial, descontando sus respectivos impuestos. Para otros ingresos por función, otros gastos por función y gastos de administración se asume que no habrá cambios significativos para los próximos años dada su evolución estable, por lo que se toma el promedio entre 2017 y 2020 para su proyección hasta el 2026.

**Tabla 55 Proyección de resultados, en USD MM**

Proyección de resultados	dic-21	dic-22	dic-23	dic-24	dic-25	dic-26
Ingresos de actividades ordinarias	2263	2261	2165	1830	1673	1722
Costo de ventas	-1308	-1307	-1251	-1058	-967	-995
<b>Ganancia bruta</b>	<b>955</b>	<b>954</b>	<b>914</b>	<b>772</b>	<b>706</b>	<b>727</b>
Otros ingresos, por función	3	3	3	3	3	3
Gastos de administración	-110	-110	-110	-110	-110	-110
Otros gastos, por función	-5	-5	-5	-5	-5	-5
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	-	-	-	-
Ingresos financieros	8	8	8	8	8	8
Costos financieros	-122	-122	-122	-122	-122	-122
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas	-	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio	-	-	-	-	-	-
Resultado por unidades de reajuste	-	-	-	-	-	-
<b>Ganancia (Pérdida) antes de impuestos</b>	<b>728</b>	<b>727</b>	<b>687</b>	<b>546</b>	<b>479</b>	<b>500</b>
Impuestos a las ganancias	-178	-177	-167	-129	-112	-117
<b>Ganancia (Pérdida) neta del período</b>	<b>551</b>	<b>550</b>	<b>520</b>	<b>416</b>	<b>367</b>	<b>383</b>

Fuente: Elaboración propia



## 7.6. Estado de resultados proyectado porcentual

En la tabla 56 se presenta la proyección de estados de resultados como % de los ingresos, donde es posible notar que los costos de ventas representan 57,8%.

**Tabla 56 Proyección de resultados como % de los ingresos.**

Proyección de resultados	dic-21	dic-22	dic-23	dic-24	dic-25	dic-26
Ingresos de actividades ordinarias	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Costo de ventas	-57,79%	-57,79%	-57,79%	-57,79%	-57,79%	-57,79%
Ganancia bruta	42,21%	42,21%	42,21%	42,21%	42,21%	42,21%
Otros ingresos, por función	0,11%	0,11%	0,12%	0,14%	0,15%	0,15%
Gastos de administración	-4,85%	-4,85%	-5,07%	-5,99%	-6,56%	-6,37%
Otros gastos, por función	-0,24%	-0,24%	-0,25%	-0,30%	-0,33%	-0,32%
Otras ganancias (pérdidas)	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Ingresos financieros	0,35%	0,35%	0,37%	0,44%	0,48%	0,46%
Costos financieros	-5,40%	-5,41%	-5,64%	-6,68%	-7,31%	-7,09%
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Diferencias de cambio	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Resultado por unidades de reajuste	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Ganancia (Pérdida) antes de impuestos	32,18%	32,17%	31,73%	29,81%	28,65%	29,04%
Impuestos a las ganancias	-7,86%	-7,85%	-7,70%	-7,06%	-6,68%	-6,82%
Ganancia (Pérdida) neta del período	24,33%	24,33%	24,03%	22,75%	21,97%	22,22%

Fuente: Elaboración propia

## 8. Proyección de flujos de caja libre

### 8.1. Inversión en reposición

Dado que no existe información de la inversión en reposición de la empresa, esta se estima bajo el supuesto de que depreciación y amortización es un parámetro para establecer lo mínimo que la compañía debe reponer en propiedad planta y equipo y activos intangibles, para mantener su nivel de flujo de caja libre, dado que la depreciación y amortización, representa la pérdida de valor por el uso en estos activos. Como se puede ver en la tabla 57, la suma de compras en propiedad planta y equipo y compras de activos intangibles es mayor a la depreciación y amortización, se asume que la inversión en reposición es igual a la depreciación y amortización y la diferencia entre compras y depreciación y amortización corresponde a inversión en crecimiento.

**Tabla 57 Ratio de compras sobre depreciación y amortización**

	dic-17	dic-18	dic-19	dic-20	mar-21
Compras en propiedad, planta y equipos	-497	-565	-503	-564	-554
Compras de activos intangibles	-1	0	-	-6	-6
Depreciación y Amortización	282	267	265	248	63
Ratio compras sobre depreciación y amortización	177%	211%	189%	230%	894%

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 58 se presenta la estimación de inversión en reposición en base al supuesto explicado anteriormente.

**Tabla 58 Proyección de inversión en reposición, en USD MM**

	dic 2021*	dic-22	dic-23	dic-24	dic-25	dic-26
Inversión en reposición	169	231	222	187	171	176

\*Desde Marzo 2021

Fuente: Elaboración propia

### 8.2. Nuevas inversiones de capital

En la tabla 32 y 33 se presentaron los proyectos de inversión de Aes Andes con entrada en operación a partir del 2021 y 2022, de acuerdo a su país y grado de avance. Sin embargo, no se presenta el detalle de la inversión para cada año, por lo que las nuevas inversiones en capital se estiman en base a la variación del promedio de la suma de propiedad planta y equipo y activos intangibles sobre los ingresos entre 2017 y 2020 cuyo resultado se presenta en la tabla 59. Como a partir del 2026 se estima que no habrá crecimiento, se asume que la nueva inversión para el 2026 es 0.

**Tabla 59 Nuevas Inversiones de capital proyectadas, en USD MM**

	dic-21	dic-22	dic-23	dic-24	dic-25	dic-26
Propiedad planta y equipo y activos intangibles	472	471	451	382	349	359
Nueva inversión en capital	1	20	70	33	-10	

Fuente: Elaboración propia

### 8.3. Inversión o liberación de capital de trabajo operativo neto

Para proyectar inversión o liberación de capital de trabajo operativo neto, se considera la variación de capital de trabajo operativo neto (CTON) año a año, para calcularla, primero se obtiene el promedio de RCTON entre el 2019 y 2020, ya que resulta ser más representativo, todo esto se puede obtener de la tabla 33. El promedio obtenido es de 8,77% y se aplica sobre los ingresos proyectados para obtener el CTON, luego se calcula su variación año a año, presentado en la tabla 60.

**Tabla 60 Proyección nuevas inversiones de capital, en USD MM**

	dic-21	dic-22	dic-23	dic-24	dic-25	dic-26
CTON	270	270	259	219	200	206
Variación CTON	-22	0	11	40	19	-

Fuente: Elaboración propia

### 8.4. Valor terminal

Para estimar el valor terminal, se tomará el flujo de caja libre del 2026, asumiendo que después de ese año, la empresa no tendrá crecimiento, considerando un escenario conservador, dado que es difícil proyectar lo que va a pasar en cinco años más adelante.

## 8.5. Flujos de caja libre proyectados

En la tabla 61, se suman los ítems de los puntos 8.1 a 8.4 para obtener el flujo de caja libre.

**Tabla 61 Proyección nuevas inversiones de capital, en USD MM**

	dic 2021*	dic-22	dic-23	dic-24	dic-25	dic-26
EBIT después de impuestos	187	387	365	287	250	262
Depreciación y amortización (+)	169	231	222	187	171	176
Inversión en reposición (-)	-169	-231	-222	-187	-171	-176
Nuevas inversiones (-)	404	-20	-70	-33	10	0
Liberación (inversión) en CTON (+/-)	0	11	40	19	-6	0
<b>Flujos de caja libre</b>	<b>591</b>	<b>379</b>	<b>335</b>	<b>273</b>	<b>255</b>	<b>262</b>

Fuente: Elaboración propia

## 9. Precio de la acción estimado

### 9.1. Valor presente de los flujos de caja libre

Para calcular el valor presente de flujos de caja se reúnen los flujos de cada año y se descuenta utilizando el costo de capital obtenido  $K_0 = 5,39\%$ . El flujo del 2026 se trae a valor presente a través de una perpetuidad, ya que se asume que no habrá crecimiento. El valor presente total se presenta en la tabla 62.

**Tabla 62 Valor presente de flujo de caja libre, en USD MM**

	dic 2021*	dic-22	dic-23	dic-24	dic-25	dic-26
Flujo de caja libre proyectado	591	379	335	273	255	262
Valor terminal					4858	
Valor presente FCL	568	346	290	224	3984	
Valor presente total	5413					

Fuente: Elaboración propia

### 9.2. Déficit o exceso de capital de trabajo operativo neto

En la tabla 63 se presenta el déficit en CTON, dado que en marzo del 2021 se requiere CTON para alcanzar el nivel de diciembre del mismo año.

**Tabla 63 Déficit de CTON, en USD MM**

CTON Observado al 31/03/2021	213
CTON Estimado al 31/12/2021	270
Déficit de CTON	-58

Fuente: Elaboración propia

### 9.3. Activos prescindibles y otros activos

Para identificar los activos prescindibles, se analizan los activos no operacionales, presentados en la tabla 29 y se seleccionan aquellos que se pueden vender, se presentan en la tabla 64.

**Tabla 64 Activos prescindibles, en USD MM**

Activos prescindibles	mar-21
Efectivo y equivalentes al efectivo	564
Otros activos financieros (corrientes)	4
Otros activos financieros (no corrientes)	16
Total	584

Fuente: Elaboración propia

Otros activos, corresponden a la diferencia de Propiedad planta y equipo y activos intangibles al 31 de diciembre del 2021 y al 31 de marzo del 2021. Dado que el monto para marzo es mayor que el de diciembre, existe una liberación de propiedad planta y equipo de

USD 480 MM, como se puede ver en la tabla 65 donde se presenta el total de activos prescindibles y otros activos.

**Tabla 65 Activos prescindibles y otros activos, en USD MM**

Activos Prescindibles	584
Otros activos	-76
Total	508

Fuente: Elaboración propia

## 9.4. Valorización económica de la empresa

Recopilando la información estimada, en la tabla 66, se calcula el valor total de activos, del que se descuenta la deuda financiera para obtener el patrimonio económico de la empresa. El patrimonio económico se divide por el número de acciones, con lo que se obtiene el precio estimado de la acción en USD. Se considera un tipo de cambio de 720,00 USD/CLP al 31 de marzo del 2021, con lo que se obtiene un precio estimado de la acción de 135,71 pesos, que es 11,46% mayor al precio real de la acción.

**Tabla 66 Activos prescindibles y otros activos, en USD MM**

<b>31 de marzo 2021</b>	
Valor presente total	5413
Deficit de CTON	-58
Activos prescindibles y otros activos	508
<b>Valor total de activos</b>	<b>5863</b>
Deuda financiera	3.907
Patrimonio económico	1.956
Número de acciones	10.376.645.776
<b>Precio de acción estimada en USD</b>	<b>0,19</b>
Precio de acción estimada en CLP	135,71
Precio de la acción real en CLP	121,76
Diferencia de precios en %	11,46%

Fuente: Elaboración propia

## 9.5. Análisis de sensibilidad

Considerando que el principal componente de los ingresos ordinarios de la empresa, corresponde a clientes no regulados pertenecientes al segmento de Chile (40% de los ingresos totales en promedio) y la dificultad de estimar el verdadero precio de cada uno de estos, ya que poseen fórmulas específicas de indexación, se sensibiliza el precio de contratos de clientes no regulados en  $\pm 1\%$  para determinar su impacto en el precio final de la acción, siendo 120 USD/MWh el precio en el escenario base. Al aumentar el precio de contratos no regulados en 1%, el precio de la acción llega a CLP 143, que es 5% mayor al

precio estimado en el escenario base y 17% superior al precio real de la acción al 31 de marzo de 2021. Al reducir el precio de contratos no regulados en 1%, el precio de la acción llega a CLP 128, que es 5% menor al precio estimado bajo el escenario base y es 6% mayor al precio real de la acción al 31 de marzo del 2021.

Otra variable relevante en la estimación del precio de la acción es la tasa de descuento, ya que impacta el valor presente de los flujos de caja libre, sobre todo al valor terminal, que corresponde al flujo de caja libre proyectado para el 2026 dividido por la tasa de descuento (perpetuidad). Al aumentar la tasa de descuento en un 1%, el precio de la acción llega a CLP 83, que es 39% menor al precio estimado de la acción y 32% menor al precio real de la acción. Al reducir la tasa de descuento en 1%, el precio de la acción llega a 213, valor 57% mayor al precio estimado de la acción y 75% mayor al precio real de la acción. En la tabla 67 se presenta el detalle de la sensibilidad que muestra los escenarios explicados y además las posibles combinaciones, siendo la combinación de precio de contratos no regulados 120 (base) y tasa de descuento 5,64% (+0,25%) el escenario que genera el precio de la acción más cercano al precio real al 31 de marzo de 2021.

**Tabla 67 Sensibilidad precio de la acción**

		Tasa de descuento								
		4,39%	4,64%	4,89%	5,14%	5,39%	5,64%	5,89%	6,14%	6,39%
Precio contrato no regulado	119	204	182	162	145	<b>128</b>	114	100	88	76
	120	<b>213</b>	<b>191</b>	<b>170</b>	<b>152</b>	<b>136</b>	<b>121</b>	<b>107</b>	<b>94</b>	<b>83</b>
	121	222	199	178	160	<b>143</b>	128	114	101	89

Fuente: Elaboración propia

## 10. Conclusiones

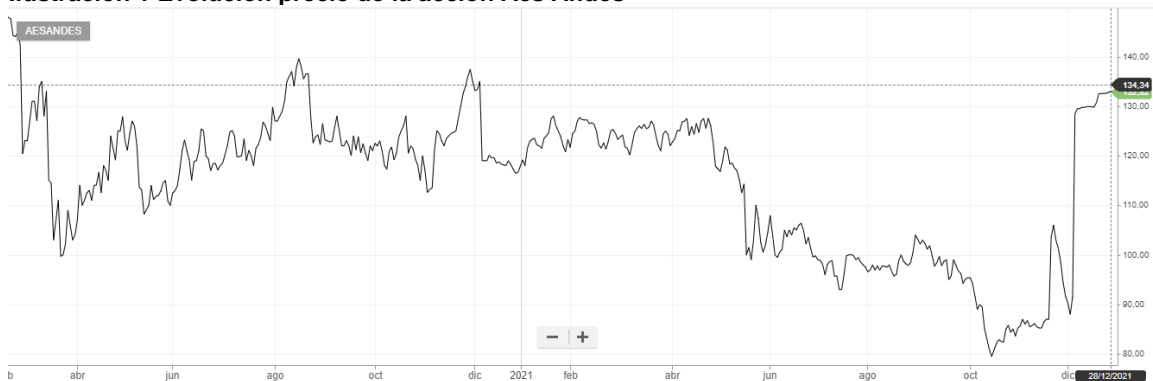
La participación de Aes Andes en segmentos de generación, distribución y transmisión (principalmente), su presencia en Chile, Colombia y Argentina, adicional a las exigencias regulatorias que buscan fomentar el desarrollo sostenible de las empresas, son parte de diversos factores relevantes, para evaluar y estimar la evolución de Aes Andes.

Dentro de los factores relevantes a considerar, la generación de ingresos a través de contratos no regulados, es uno de los mayores determinantes de los ingresos ordinarios de la empresa y también dentro del flujo de caja libre proyectado, por lo que la sensibilización del precio de estos contratos resulta relevante para el análisis.

La tasa de descuento es otra variable que resulta relevante a sensibilizar, ya que con esta se estima el valor presente de los flujos de caja libre proyectado y puede no representar el verdadero riesgo que representa la compañía. De este análisis, es posible notar que variaciones de +0,25% sobre la tasa de descuento genera un precio de la acción prácticamente igual al precio real (121 CLP) al 31 de marzo de 2021.

En el gráfico 1 se presenta la evolución del precio de la acción, donde el precio estimado, de 135,71 pesos, se encuentra sobre el precio real durante el 2021, 121 pesos, y como se vio en el análisis de sensibilización, se puede explicar por una tasa de descuento mayor a la utilizada.

**Ilustración 1 Evolución precio de la acción Aes Andes**



Fuente: Bolsa de Comercio de Santiago.



## 11. Bibliografía

- Aes Gener S.A. (2020). Memoria anual 2020 Aes Gener S.A. Disponible en: [https://www.cmfchile.cl/sitio/aplic/serdoc/ver\\_sgd.php?s567=9094be084fff66bd1be9a898e3a01700VFdwQmVVMVVRVEJOUkVVeFRYcFJIRTISUFQwPQ==&secuencia=0](https://www.cmfchile.cl/sitio/aplic/serdoc/ver_sgd.php?s567=9094be084fff66bd1be9a898e3a01700VFdwQmVVMVVRVEJOUkVVeFRYcFJIRTISUFQwPQ==&secuencia=0)
- Aes Gener S.A. (2020). Análisis razonado 2020 Aes Gener S.A. Disponible en: [https://www.cmfchile.cl/institucional/inc/inf\\_financiera/ifrs/safec\\_ifrs\\_verarchivo.php?auth=&send=&rut=94272000&mm=12&aa=2020&archivo=ar\\_94272000\\_202012\\_c\\_20210224205035.pdf&desc\\_archivo=An%C3%A1lisis%20Razonado&tipo\\_archivo=AR](https://www.cmfchile.cl/institucional/inc/inf_financiera/ifrs/safec_ifrs_verarchivo.php?auth=&send=&rut=94272000&mm=12&aa=2020&archivo=ar_94272000_202012_c_20210224205035.pdf&desc_archivo=An%C3%A1lisis%20Razonado&tipo_archivo=AR)
- Aswath D. (2002). Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset. John Wiley & Sons.
- Bancel, F., y Mittoo, U.R. (2014). The gap between the theory and practice of corporate valuation: Survey of European experts. *Journal of Applied Corporate Finance*, 26(4), 106-117.
- Bolsa de Comercio de Santiago (2021). Resumen instrumento AES Gener S.A.. Disponible en [https://www.bolsadesantiago.com/resumen\\_instrumento/AESGENER](https://www.bolsadesantiago.com/resumen_instrumento/AESGENER)
- Comisión Nacional de Energía (2021). Tarificación. Disponible en: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/cargos-de-transmision/>
- Comisión Nacional de Energía (2021). Quiénes somos. Disponible en: <https://www.cne.cl/quienes-somos/>
- Comisión Nacional de Energía (2020). Anexos Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2020 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos. Disponible en: <https://www.cne.cl/quienes-somos/>
- Comisión para el mercado financiero. (2021). 12 Mayores accionistas AES Gener S.A.. Disponible en: <https://www.cmfchile.cl/institucional/mercados/entidad.php?mercado=V&rut=94272000&grupo=&tipoentidad=RVEMI&row=AAAwy2ACTAAABY%20AAM&vig=VI&control=svs&pestanía=5>
- Colbún (2020). Análisis Razonado de los Estados Financieros Consolidados. Disponible en: [https://www.cmfchile.cl/institucional/inc/inf\\_financiera/ifrs/safec\\_ifrs\\_verarchivo.php?auth=&send=&rut=96505760&mm=12&aa=2020&archivo=ar\\_96505760\\_202012\\_c\\_20210203161652.pdf&desc\\_archivo=An%C3%A1lisis%20Razonado&tipo\\_archivo=AR](https://www.cmfchile.cl/institucional/inc/inf_financiera/ifrs/safec_ifrs_verarchivo.php?auth=&send=&rut=96505760&mm=12&aa=2020&archivo=ar_96505760_202012_c_20210203161652.pdf&desc_archivo=An%C3%A1lisis%20Razonado&tipo_archivo=AR)
- Decreto 42 (2020). MODIFICA DECRETO SUPREMO Nº 62, DE 2006. Tarificación. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1153949>
- Enel (2021). Conoce Enel. Disponible en: <https://www.enel.cl/es/conoce-enel/enel-chile.html>

- Enel Chile (2020). Análisis Razonado Estados Financieros Consolidados. Disponible en: [https://www.cmfchile.cl/institucional/inc/inf\\_financiera/ifrs/safec\\_ifrs\\_verarchivo.php?auth=&send=&rut=76536353&mm=12&aa=2020&archivo=ar\\_76536353\\_202012\\_c\\_20210226205839.pdf&desc\\_archivo=An%C3%A1lisis%20Razonado&tipo\\_archivo=AR](https://www.cmfchile.cl/institucional/inc/inf_financiera/ifrs/safec_ifrs_verarchivo.php?auth=&send=&rut=76536353&mm=12&aa=2020&archivo=ar_76536353_202012_c_20210226205839.pdf&desc_archivo=An%C3%A1lisis%20Razonado&tipo_archivo=AR)
- Engie Energía Chile S.A. (2020). Análisis Razonado de los Estados Financieros Consolidados. Disponible en: [https://www.cmfchile.cl/institucional/inc/inf\\_financiera/ifrs/safec\\_ifrs\\_verarchivo.php?auth=&send=&rut=88006900&mm=12&aa=2020&archivo=ar\\_88006900\\_202012\\_c\\_20210127100100.pdf&desc\\_archivo=An%C3%A1lisis%20Razonado&tipo\\_archivo=AR](https://www.cmfchile.cl/institucional/inc/inf_financiera/ifrs/safec_ifrs_verarchivo.php?auth=&send=&rut=88006900&mm=12&aa=2020&archivo=ar_88006900_202012_c_20210127100100.pdf&desc_archivo=An%C3%A1lisis%20Razonado&tipo_archivo=AR)
- Feller Rate. (2020). IMPACTO DE LA PANDEMIA EN GRANDES EMPRESAS DEL SECTOR ELÉCTRICO LOCAL. Disponible en [https://www.feller-rate.com/general2/articulos/artelectricas2020\\_06.pdf](https://www.feller-rate.com/general2/articulos/artelectricas2020_06.pdf)
- Fernández, P. (2012). Valoración de empresas: cómo medir y gestionar la creación de valor. Gestión 2000.
- Ley General de Servicios Eléctricos (1982). Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=258171>
- Ley N° 20.936 (2016). Ley de Transmisión. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1092695>
- Maquieira C., y Espinosa, C. (2019). Valoración de empresas aplicadas. Editorial Lainu.
- Ministerio de Minería y Energía. (2017). Escenarios energéticos 2030. Disponible en: <https://scripts.minem.gob.ar/octopus/archivos.php?file=7800>
- Ministerio de Obras Públicas (2021). Dirección general de aguas: Misión. Disponible en: <https://dga.mop.gob.cl/acercadeladga/mision/Paginas/default.aspx>
- Palepu, K.G., Healy, P.M., y Peek, E. (2019). Business analysis and valuation: IFRS edition. Cengage learning.
- Pinto, J.E., Robinson, T.R., y Stowe, J.D. (2019). Equity valuation: A survey of professional practice. Review of Financial Economics, 37(2), 219-233.
- Servicio de evaluación Ambiental (2021). Qué hacemos. Disponible en: <https://www.sea.gob.cl/que-hacemos>
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles (2021). Misión. Disponible en: <https://www.sec.cl/area-sec/mision-2/>
- Superintendencia del Medio Ambiente (2021). Qué es la SMA. Disponible en: <https://portal.sma.gob.cl/index.php/que-es-la-sma/>
- Superintendencia del Medio Ambiente (2021). Quienes Somos. Disponible en: <https://www.tribunalambiental.cl/quienes-somos/>

Unidad de Planeación Minero Energética UPME S.A. (2020). Anexo Proyección de Demanda EE GN 2021 - 2035. Disponible en:<https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Proyecciones-de-demanda.aspx>

## 12. Anexo

Tabla 1. Estado de Resultados Aes Andes S.A. en USD MM

Estado de Resultados	dic-17	dic-18	dic-19	dic-20	mar-21
Ingresos de actividades ordinarias	2.437	2.647	2.412	2.507	717
Costo de ventas	-1.819	-1.932	-1.743	-1.581	-417
<b>Ganancia bruta</b>	<b>617</b>	<b>715</b>	<b>668</b>	<b>926</b>	<b>300</b>
Otros ingresos, por función	0	5	3	2	0
Gastos de administración	-109	-104	-101	-125	-23
Otros gastos, por función	-2	-3	-6	-11	-2
Otras ganancias (pérdidas)	-44	225	-60	-848	-2
Ingresos financieros	8	5	10	8	4
Costos financieros	-177	-116	-140	-122	-25
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas	24	-183	-126	-80	0
Diferencias de cambio	-5	-17	-12	-31	8
Resultado por unidades de reajuste	-	-	0	-2	-3
<b>Ganancia (Pérdida) antes de impuestos</b>	<b>313</b>	<b>528</b>	<b>237</b>	<b>-282</b>	<b>257</b>
Impuestos a las ganancias	-115	-223	-112	31	-76
<b>Ganancia (Pérdida) neta del período</b>	<b>198</b>	<b>305</b>	<b>124</b>	<b>-252</b>	<b>181</b>
<b>Ganancia (Pérdida), atribuible a</b>					
Propietarios de la controladora	185	287	116	-271	176
Participaciones no controladoras	14	18	9	20	5
<b>Ganancia (Pérdida) neta del período</b>	<b>198</b>	<b>305</b>	<b>124</b>	<b>-252</b>	<b>181</b>
<b>Ganancia (Pérdida) por acción básica</b>					
Operaciones continuadas	0	0	0	0	0
Operaciones discontinuadas	0	0	0	0	0
<b>Ganancia (Pérdida) por acción básica</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Ganancias (Pérdida) por acción diluidas</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Acción procedente de operaciones continuadas	0	0	0	0	0
Acción procedente de operaciones discontinuadas	0	0	0	0	0
<b>Ganancias (pérdida) diluida por acción</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Fuente: Análisis razonado Aes Gener 2017-2021. Elaboración propia.

**Tabla 2. Estado de Resultados Aes Andes S.A. como % de Ingresos de actividades ordinarias.**

Estado de Resultados	dic-17	dic-18	dic-19	dic-20	mar-21
Ingresos de actividades ordinarias	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Costo de ventas	-74,66%	-72,98%	-72,29%	-63,05%	-58,14%
<b>Ganancia bruta</b>	<b>25,34%</b>	<b>27,02%</b>	<b>27,71%</b>	<b>36,95%</b>	<b>41,86%</b>
Otros ingresos, por función	0,02%	0,18%	0,11%	0,09%	0,02%
Gastos de administración	-4,46%	-3,92%	-4,17%	-5,00%	-3,14%
Otros gastos, por función	-0,09%	-0,11%	-0,24%	-0,43%	-0,33%
Otras ganancias (pérdidas)	-1,81%	8,52%	-2,49%	-33,80%	-0,30%
Ingresos financieros	0,34%	0,19%	0,43%	0,32%	0,50%
Costos financieros	-7,27%	-4,38%	-5,81%	-4,87%	-3,44%
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas	0,97%	-6,89%	-5,22%	-3,18%	0,00%
Diferencias de cambio	-0,19%	-0,65%	-0,49%	-1,24%	1,08%
Resultado por unidades de reajuste	0,00%	0,00%	0,00%	-0,09%	-0,46%
<b>Ganancia (Pérdida) antes de impuestos</b>	<b>12,85%</b>	<b>19,94%</b>	<b>9,82%</b>	<b>-11,26%</b>	<b>35,79%</b>
Impuestos a las ganancias	-4,72%	-8,41%	-4,66%	1,22%	-10,54%
<b>Ganancia (Pérdida) neta del período</b>	<b>8,13%</b>	<b>11,53%</b>	<b>5,16%</b>	<b>-10,04%</b>	<b>25,25%</b>
<b>Ganancia (Pérdida), atribuible a</b>					
Propietarios de la controladora	7,57%	10,84%	4,80%	-10,83%	24,61%
Participaciones no controladoras	0,56%	0,69%	0,36%	0,79%	0,64%
<b>Ganancia (Pérdida) neta del período</b>	<b>8,13%</b>	<b>11,53%</b>	<b>5,16%</b>	<b>-10,04%</b>	<b>25,25%</b>
<b>Ganancia (Pérdida) por acción básica</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>
Operaciones continuadas	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Operaciones discontinuadas	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
<b>Ganancia (Pérdida) por acción básica</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>
<b>Ganancias (Pérdida) por acción diluidas</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>
Acción procedente de operaciones continuadas	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Acción procedente de operaciones discontinuadas	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
<b>Ganancias (pérdida) diluida por acción</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>

Fuente: Análisis razonado Aes Gener 2017-2021. Elaboración propia.