



**PROSPECTO DE EMISIÓN DE ACCIONES**

**AES GENER S.A.**

**INSCRIPCIÓN REGISTRO DE VALORES N° 176**

“LA COMISIÓN PARA EL MERCADO FINANCIERO NO SE PRONUNCIA SOBRE LA CALIDAD DE LOS VALORES OFRECIDOS COMO INVERSIÓN. LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE PROSPECTO ES DE RESPONSABILIDAD EXCLUSIVA DEL EMISOR, Y DEL O LOS INTERMEDIARIOS QUE HAN PARTICIPADO EN SU ELABORACIÓN. EL INVERSIONISTA DEBERÁ EVALUAR LA CONVENIENCIA DE LA ADQUISICIÓN DE ESTOS VALORES, TENIENDO PRESENTE QUE EL O LOS ÚNICOS RESPONSABLES DEL PAGO DE LOS DOCUMENTOS SON EL EMISOR Y QUIENES RESULTEN OBLIGADOS A ELLO”.

Santiago, diciembre de 2020

## 1. INFORMACIÓN GENERAL

- 1.1 Intermediarios participantes en la elaboración del prospecto: No hay.
- 1.2 Leyenda de responsabilidad: LA COMISIÓN PARA EL MERCADO FINANCIERO NO SE PRONUNCIA SOBRE LA CALIDAD DE LOS VALORES OFRECIDOS COMO INVERSIÓN. LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE PROSPECTO ES DE RESPONSABILIDAD EXCLUSIVA DEL EMISOR.
- 1.3 Mercado en que serán transadas las acciones: Las acciones se transarán en el mercado general.

## 2. IDENTIFICACIÓN DEL EMISOR Y LA EMISIÓN

- 2.1 R.U.T. : 94.272.000-9
- 2.2 Nombre o Razón Social: : AES Gener S.A. (en adelante, indistintamente, la "Compañía", la "Sociedad", "AES Gener" o el "Emisor").
- 2.3 Domicilio Administrativo : Rosario Norte 532, piso 19
- 2.4 Comuna : Las Condes
- 2.5 Ciudad : Santiago
- 2.6 Código Postal : 7561185
- 2.7 Correo electrónico : [felix.gomez@aes.com](mailto:felix.gomez@aes.com)  
[constanza.lopez@aes.com](mailto:constanza.lopez@aes.com);  
[johnw.wills@aes.com](mailto:johnw.wills@aes.com)
- 2.8 Página Web : <http://www.aesgener.cl>
- 2.9 Región : Metropolitana
- 2.10 Casilla : N.A.
- 2.11 Teléfono : +56 22 686 8900
- 2.12 Fax : N.A.
- 2.13 Número y fecha de la inscripción de la emisión: N° 1.100, de fecha 22 de julio de 2020.

### 3. ACTIVIDADES Y NEGOCIOS DE LA SOCIEDAD

#### 3.1. Historia y actividades y negocios:

##### Historia:

AES Gener S.A. fue constituida por escritura pública del 19 de junio de 1981, otorgada ante el Notario Público de Santiago don Patricio Zaldívar Mackenna. Su razón social era entonces Compañía Chilena de Generación Eléctrica S.A. (Chilectra Generación S.A.). Sus estatutos fueron aprobados por la Superintendencia de Valores y Seguros (hoy Comisión para el Mercado Financiero) por resolución N° 410-S del 17 de julio de 1981, publicada en el Diario Oficial N° 31.023 del 23 de julio del mismo año. La Sociedad está inscrita en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces y Comercio de Santiago a fojas 13.107 N° 7.274 de 1981.

Los orígenes de la Compañía, sin embargo, se remontan a 1889, solo 8 años después de que Thomas Alba Edison inventara la ampolla. Se fundó entonces en Santiago la Chilean Electric Tramway and Light Company, cuyos activos se fusionaron en 1921 con los de la Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica, creada en 1919, para dar origen a la Compañía Chilena de Electricidad (Chilectra). Esta empresa se desarrolló por iniciativa privada, y en 1970 fue nacionalizada, pasando a manos de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO). En junio de 1981 fue reestructurada en una casa matriz, Chilectra S.A., y tres filiales: Chilectra Metropolitana S.A., distribuidora que atendería al Área Metropolitana de Santiago; Chilectra Quinta Región S.A., distribuidora que atendería a Valparaíso y al Valle del Aconcagua; y Chilectra Generación S.A., empresa orientada a la generación de energía eléctrica y propietaria también de los activos de transmisión de la antigua Chilectra. Chilectra Generación S.A. inició su operación comercial independiente el 1° de agosto del año 1981. En 1986, CORFO dio inicio al proceso de privatización de la empresa, el que concluyó en enero de 1988 con el traspaso del 100% de su propiedad al sector privado.

En septiembre de 1989, en junta general extraordinaria de accionistas, se acordó modificar la razón social, adoptando el nombre Chilgener S.A. En ese momento, la Compañía contaba con 579 MW de potencia instalada, distribuida en la Región Metropolitana y la V Región de Valparaíso, en Chile.

En 1992, Chilgener se constituyó en la primera empresa eléctrica chilena en invertir en el exterior, al adquirir una participación en Central Puerto, la primera privatización de la industria eléctrica Argentina. Luego, en 1996, ingresa al mercado colombiano, con la adquisición de la compañía generadora Chivor S.A. ("Chivor"). En 1999, la Compañía compró una participación de 25% de la generadora Itabo, una empresa de generación eléctrica en la República Dominicana.

Motivado fundamentalmente por la conveniencia de contar con un nombre acorde al carácter internacional adquirido por la empresa a través de la expansión de sus operaciones hacia nuevos mercados y negocios, en marzo de 1998, los accionistas de la Compañía acordaron cambiar nuevamente la razón social de la empresa a Gener S.A.

Además de participar en el negocio de la generación de electricidad en Chile, Argentina, Colombia y República Dominicana, la Sociedad había desarrollado actividades tales como la generación de vapor; la extracción y comercialización de carbón; la exploración, extracción y el transporte de gas natural; la exploración y explotación de petróleo; la preparación y comercialización de biocombustible densificado; la prestación de servicios naviero-portuarios; y la prestación de servicios de ingeniería, fundamentalmente en el ámbito eléctrico y sanitario.

En abril de 2000, se inició un proceso tendiente a la búsqueda de un socio o inversionista estratégico, de manera tal que la Compañía pudiera seguir desarrollándose dentro del nuevo contexto de la industria. Esto, teniendo en consideración las restricciones al crecimiento y al desarrollo que imponían a la empresa su menor tamaño y menor capacidad de endeudamiento respecto de sus grandes competidores internacionales.

Al final de este proceso, AES Corporation ("AES Corp"), mediante su filial Inversiones Cachagua SpA., lanzó una Oferta Pública de Adquisición de Acciones (OPA) por un porcentaje controlador de la Compañía. Asimismo, llegó a un acuerdo con la empresa francesa Total Fina Elf, para que esta última comprara los activos eléctricos de Gener en Argentina en caso de que la OPA fuera exitosa, todo ello sujeto a un proceso de due diligence.

El 28 de diciembre de 2000, se efectuó en la Bolsa de Comercio de Santiago un remate de acciones de Gener, en virtud del cual Inversiones Cachagua SpA adquirió el 61,11% del capital accionario de la empresa. Al día siguiente, en Estados Unidos, se efectuó el canje de acciones de AES Corp. por los ADRs de Gener, correspondientes al 34,56% de la propiedad accionaria. Una vez tomado el control de la Compañía, Inversiones Cachagua SpA efectuó una segunda OPA en Chile, en febrero de 2001, mediante la cual adquirió 2,87% adicional de la propiedad, llegando a poseer el 98,54%, que más tarde alcanzó a 98,65% mediante compras menores en bolsa.

Como parte del grupo AES Corp., durante 2001 la Compañía cambió su razón social por AES Gener S.A., y dio inicio a un proceso de venta de activos tendiente a la concentración de la empresa en el negocio de la generación eléctrica, principalmente en Chile. Durante el año 2004, tras la realización de un aumento de capital, la participación de Inversiones Cachagua SpA en la Compañía ascendió a 98,79%.

En el mes de abril de 2006, Inversiones Cachagua SpA vende a terceros el 7,59% de su participación accionaria en AES Gener. Como consecuencia de ello, su participación al 31 de diciembre de 2006 era de 91,19%. Posteriormente durante el presente año AES Corp. vendió a terceros el 0,9% de su participación accionaria, disminuyendo su participación a 90,28%. En mayo de 2007, Inversiones Cachagua SpA vendió el 0,91% y posteriormente, en el mes de octubre, vendió un 10,18% adicional, quedando con una participación de 80,11%. Asimismo, durante ese año, comenzó la primera fase de expansión que considera construir e iniciar la operación comercial de 1.696 MW, con una inversión cercana a 3.000 millones de dólares de los Estados Unidos de América ("US\$").

En junio de 2008, AES Gener concluye el período de opción preferente del proceso de aumento de capital realizado por aproximadamente US\$272 millones. Inversiones Cachagua SpA participó en el proceso, aumentando su participación al cierre del período de opción preferente a 80,16%. Sin embargo, en noviembre de 2008, Inversiones Cachagua SpA vende el 9,55% de AES Gener en bolsa, quedando con una participación de 70,61%. Finalmente, AES Gener realiza un nuevo proceso de aumento de capital cuyo período de opción preferente concluye en febrero de 2009, por aproximadamente US\$246 millones. Inversiones Cachagua SpA participó en el proceso aumentando levemente su participación. Al 31 de diciembre de 2013, la participación de Inversiones Cachagua SpA en AES Gener fue de 70,67%.

Los nuevos activos eficientes de generación a carbón incluyeron: la central Nueva Ventanas (272 MW), perteneciente a la filial Empresa Eléctrica Ventanas S.A. (Eléctrica Ventanas) que inició operaciones en 2010, la central Angamos con dos unidades de 545 MW en total, de la filial Empresa Eléctrica Angamos S.A. (Eléctrica Angamos) que inició operaciones en 2011, la central Ventanas IV de 272 MW, perteneciente a la filial Empresa Eléctrica Campiche S.A. (Eléctrica Campiche) que inició operaciones en 2013 y las centrales Guacolda III y Guacolda IV de 152 MW cada una de la filial Guacolda Energía S.A., en la cual la Compañía posee 50% de la propiedad, que iniciaron operaciones en 2009 y 2010, respectivamente.

Por otra parte, la nueva capacidad de respaldo incorporada durante esta fase de expansión incluyó dos turbinas de diésel, Los Vientos (132 MW) y Santa Lidia (139 MW). Adicionalmente, AES Gener completó la construcción de dos instalaciones de baterías de almacenamiento de energía (BESS por su nombre en inglés) en Chile, BESS Norgener (12 MW) y BESS Angamos (20 MW) en noviembre 2009 y diciembre 2011, respectivamente. A mediados de marzo 2013, con el inicio de operaciones en el Sistema Interconectado Central ("SIC") de la cuarta unidad del complejo Ventanas, Ventanas IV, se concluyó esta primera fase de expansión, lo que permitió que la Compañía continuara siendo un actor clave en la satisfacción de la creciente demanda de energía en Chile.

La segunda fase de expansión comenzó en 2012 con el inicio de construcción de dos proyectos: Tunjita (20 MW) en Colombia y la quinta unidad (152 MW) del complejo Guacolda en el SIC en julio de 2012 y octubre de 2012, respectivamente.

Posteriormente, en el año 2013 comienza la construcción del proyecto termoeléctrico Cochrane, de una capacidad de diseño de 532 MW, en el Sistema Interconectado Norte Grande ("SING"), y se da inicio a la construcción del proyecto hidroeléctrico Alto Maipo, de una capacidad de 531 MW. El inicio de la operación comercial de Ventanas IV en el SIC consolida a AES Gener como un actor clave del mercado, al satisfacer con éxito el crecimiento de la demanda de energía en Chile de 1.256 MW y una inversión cercana a US\$4.000 millones.

En el año 2015 se dio inicio a la operación comercial de la Unidad 5 de Guacolda, de la planta desalinizadora en Angamos y el término de la construcción del proyecto solar Andes.

En el año 2016, AES Gener se consolida como el principal productor de energía eléctrica en Chile, aportando con un 31% de la generación total del país, luego del término de la construcción y entrada en operación comercial de Cochrane (550 MW) y Andes Solar (22 MW). En Colombia entra en operación comercial la central Tunjita (20 MW).

En el año 2018 AES Gener realizó el lanzamiento de su nueva estrategia Greentegra, para convertirse en el principal proveedor de soluciones energéticas en Sudamérica. Como parte de su compromiso con el país de reducir las emisiones de carbono, la Compañía comunicó su decisión de no construir nuevas plantas de carbón, continuar aplicando innovaciones tecnológicas para brindar la flexibilidad que el sistema requiere y avanzar en la incorporación de energía renovable. Además, en mayo se concretó la venta de Sociedad Eléctrica de Santiago SpA a Generadora Metropolitana SpA, y en diciembre se cerró la venta de Compañía Transmisora del Norte Grande S.A. a Chilquinta Transmisión S.A.

Durante 2019, la Compañía agregó 131MW de capacidad renovable en su cartera, 21MW de capacidad solar en Colombia y 110MW de capacidad eólica en Chile y agregó 90MW en 2020, 80MW de capacidad solar en Chile y 10MW de un sistema de baterías para el almacenamiento de energía en centrales hidráulicas de pasada. Asimismo, actualmente está en construcción 1,135MW adicionales de energía renovable en Chile y Colombia, incluyendo centrales hidroeléctricas de pasada, solar, eólica y baterías de almacenamiento y 948MW adicionales en desarrollo que ya se encuentran contratados que iniciarán construcción en el mediano plazo.

Al cierre de 2019, la Sociedad contaba con activos consolidados por US\$8.442 millones y un patrimonio neto de US\$2.547 millones. Sus ingresos durante dicho período alcanzaron los US\$2.411 millones, y registró una utilidad neta antes de impuestos de US\$236 millones.

Con fecha 27 de febrero de 2020 el Directorio de la Compañía aprobó realizar la convocatoria a una Junta Extraordinaria de Accionistas a llevarse a cabo en el mes de marzo con el objetivo de aprobar un Aumento de Capital de US\$ 500 millones. Estos fondos serán utilizados para financiar la construcción de proyectos de energía solar y eólica destinados a abastecer la demanda de contratos de suministro ejecutados con clientes no regulados. La Sociedad, tomando en consideración la situación general del país a raíz del virus COVID-19, y en especial atención a las medidas adoptadas y recomendaciones emitidas por el Ministerio de Salud y el Gobierno, decidió postergar la celebración de la Junta Extraordinaria de Accionistas para día 16 de abril de 2020.

A lo que va del año 2020, AES Gener cuenta con una capacidad instalada de 5.309 MW (incluyendo 62 MW de baterías) en la región junto con una gran cartera de proyectos de energía renovable en desarrollo. Para fines de 2019 AES Gener alcanzó un EBITDA de US\$839 millones y al cierre del tercer trimestre de 2020 la Compañía alcanzó un EBITDA de los últimos doce meses de US\$902 millones. También cuenta con la categoría de Investment Grade por las 3 clasificadoras de riesgo más reconocidas en el mundo: BBB-/Baa3/BBB- Credit ratings (S&P, Moody's y Fitch, respectivamente).

En Chile, AES Gener posee 3.625 MW, compuestos por 3.068 MW de energía termoeléctrica, 271 MW de energía hidroeléctrica, 110 MW de energía eólica y 101 MW de capacidad solar fotovoltaica, 13 MW de biomasa y 62 MW de sistemas de almacenamiento de energía de baterías, plantas de desalinización de agua de mar, líneas de transmisión y gasoductos en Chile. También posee plantas hidroeléctricas en Colombia con una capacidad total de 1.020 MW y una planta solar de 21 MW, además de una planta de ciclo combinado de gas natural en Argentina, con una capacidad instalada de 643 MW.

### **Actividades y negocios:**

AES Gener es una empresa de generación eléctrica diversificada con presencia relevante en tres mercados principales, el Sistema Eléctrico Nacional ("SEN") en Chile, el Sistema Interconectado Nacional ("SIN") en Colombia y el Sistema Argentino de Interconexión ("SADI") en Argentina. A continuación, se explican las principales características y regulaciones en cada país.

La Compañía opera un portafolio de activos de generación hidroeléctrica, eólica, solar, biomasa, gas natural, diésel, carbón, y sistemas de almacenamiento de baterías, con una capacidad instalada total de 5.309 MW en los tres mercados en los que está presente.

La Sociedad es una de las principales empresas generadoras de Chile en términos de capacidad instalada, con 3.625 MW en operación. AES Gener lideró el segmento de generación en el SEN durante el período finalizado al 31 de septiembre de 2020 aportando el 25% de la generación eléctrica bruta en el sistema. La Compañía está acelerando el desarrollo de una porción importante de su cartera de proyectos. Además de los 531 MW en construcción del Proyecto Alto Maipo, AES Gener continúa trabajando en la construcción de 180 MW de su parque solar fotovoltaico Andes Solar IIb, en la región de Antofagasta en Chile, y en la construcción de proyectos de energía eólica por 251 MW, en la Octava Región en Chile.

Adicionalmente, la Compañía es líder en el mercado chileno en almacenamiento de energía con 62 MW en operación. A los sistemas de baterías instalados en las centrales Angamos y Cochrane y en la Subestación Andes, se suma el Embalse Virtual emplazado en la Central Alfalfal con una capacidad de 10 MW. Actualmente, la compañía se encuentra trabajando en la instalación de 112MW adicionales de baterías, asociadas al proyecto Solar Andes IIb en la región de Antofagasta en Chile.

La combinación de distintas tecnologías de generación otorga a AES Gener ventajas competitivas en el mercado eléctrico chileno, al no depender exclusivamente de un determinado recurso natural para la producción de electricidad.

En Colombia, AES Chivor es una de las principales operadoras del SIN con una capacidad hidroeléctrica instalada de 1.020 MW. AES Chivor posee también una planta solar de autogeneración de 21 MW que abastece las operaciones de Ecopetrol en la localidad de Castilla. Actualmente, la Compañía está construyendo 61 MW de una segunda planta solar de autogeneración, San Fernando, que también abastecerá las operaciones de Ecopetrol.

En Argentina, TermoAndes tiene una capacidad instalada de 643MW en su Central de Ciclo Combinado e inyecta su producción de energía en el SADI. A su vez, la subsidiaria InterAndes es propietaria de la única línea internacional de interconexión que une el SEN con el SADI.



CHILE		COLOMBIA		ARGENTINA	
7	Cordillera – 271 MW	16	Chivor – 1,000 MW		
8	Alto Maipo – 531 MW ✕		Tunjita – 20 MW		
1	Norgener – 276 MW			14	Termoandes – 643 MW
2	Cochrane – 550 MW				
3	Angamos – 558 MW				
5	Guacolda – 763 MW				
6	Ventanas – 861 MW				
9	Laguna Verde – 58 MW				
10	Laja – 13 MW				
2	Cochrane – 20 MW				
3	Angamos – 20 MW				
4	Andes – 12 MW				
4	Andes – 113 MW ✕				
7	Virtual Reservoir – 10 MW				
4	Andes Solar – 102 MW	17	Castilla – 21 MW		
	Andes Solar – 180 MW ✕	18	San Fernando – 61 MW ✕		
11	Los Cururos – 110 MW				
12	Los Olmos – 110 MW ✕				
13	Mesamávida – 68 MW ✕				
14	Campo Lindo – 73 MW ✕				
				15	Línea de Transmisión 345 KV Andes - Salta

✕ Proyectos en ejecución o próximos a iniciar construcción

### 3.2. Descripción del sector industrial

AES Gener tiene operaciones en tres mercados independientes: el SEN en Chile, el SIN en Colombia y el SADI en Argentina.

#### 3.2.1. Chile

##### Sistemas eléctricos en Chile

El Sistema Eléctrico Nacional se conformó con la interconexión de los sistemas SIC y SING en noviembre de 2017 a través de un proyecto liderado por Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (“TEN”), propiedad de Engie, y Red Eléctrica de España, a través de una subsidiaria. Los proyectos de TEN consistieron en la línea de transmisión Kapatur - Changos de 220kV y la línea de transmisión Changos - Maintencillo de 500kV. El SEN entró en pleno funcionamiento en mayo de 2019.

La potencia bruta total instalada para el suministro eléctrico en Chile, considerando las centrales de todas las empresas integrantes del SEN, alcanzó al cierre del 2019 a 24.461 MW. De estos, el 28% correspondió a capacidad hidroeléctrica, el 52% a termoeléctrica y 20% a eólica, solar, biomasa, mini hidro y geotérmica.

Durante el 2019, la potencia instalada del sistema creció en 1.196 MW. Del total de la potencia incorporada, 22 MW correspondieron a generación hidroeléctrica, 753 MW a generación térmica, 92 MW a capacidad eólica y 329 MW a solar. Destacaron como los más relevantes: Térmica IEM (377 MW), Térmica Los Guindos U2 (135 MW), Solar Huatacondo (103 MW), Parque Eólico Punta Sierra (83 MW) y Geotérmica Cerro Pabellón (45 MW)

Al 31 de diciembre de 2019, la demanda máxima bruta en el SEN era de 10.788 MW, lo cual considerando la capacidad total del sistema viabiliza una cantidad sustancial de margen de reserva para satisfacer los picos de demanda.

En el mes de mayo del 2019, se produjo la entrada en operación del proyecto de transmisión Cardones-Polpaico 500 kV, lo que permitió liberar la restricción de transmisión que se encontraba presente para las transferencias entre el norte y el sur del país. Luego del término del proyecto, la capacidad de transmisión asciende a 1.700 MVA. Con la entrada en operación de este proyecto, se completó uno de los hitos más relevantes luego de la interconexión materializada a fines del 2017 del SING y el SIC en un único SEN, realizada mediante una línea de transmisión de doble circuito de 500 kV de 600 km de longitud, que va desde Mejillones (en la región de Antofagasta) hasta el sector de Cardones en Copiapó (en la región de Atacama).

Durante el año 2019, la entrada de nueva generación eficiente, la interconexión de los sistemas, la disminución del precio del carbón y la alta disponibilidad de generación térmica, ayudaron a atenuar el alza de los costos marginales del SEN. Ambos efectos produjeron que en 2019 se registrara un costo marginal promedio de 52,0 US\$/MWh en contraste

a los 63,5 US\$/MWh promedio del año 2018 en el nodo Quillota. Mismo efecto se vio en el norte del sistema, donde se tuvo un costo marginal promedio de 45,5 US\$/ MWh en contraste a los 52,9 US\$/MWh promedio del año 2018 en el nodo Crucero.

## El SEN

### Capacidad instalada

La capacidad instalada bruta de AES Gener en el SEN es de 3.485 MW, con una participación de mercado basada en la capacidad instalada neta de 14,2% al 31 de diciembre de 2019. Los principales competidores en este sistema han sido Engie, con una capacidad instalada bruta de 2.204 MW, Enel con una capacidad instalada bruta de 7.162 MW y Colbun con una capacidad instalada bruta de 3.347 MW.

Al 31 de diciembre de 2019, la capacidad instalada bruta en el SEN era de 24.461 MW. La siguiente tabla muestra la capacidad instalada de las principales compañías de generación que operan en el SEN:

Capacidad instalada Bruta en el SEN por Compañía			
Al 31 de diciembre de 2019			
	MW	%	
AES Gener <sup>(1)</sup> .....	3.485	14,2%	
Colbún.....	3.347	13,7%	
Enel.....	7.162	29,3%	
Engie.....	2.204	9,0%	
Otros .....	8.263	33,8%	
<b>Total.....</b>	<b>24.461</b>	<b>100,0%</b>	

Fuente: CNE.

<sup>(1)</sup> No incluye Cochrane y Guacolda, si incluye Angamos y Norgener.

Las siguientes tablas proporcionan la generación bruta de electricidad en el SEN por compañía para los doce meses finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018:

### Generación total en el SEN (bruto) por empresa

	Por el año terminado el 31 de diciembre, 2019		Por el año terminado el 31 de diciembre, 2018	
	GWh	%	GWh	%
	Engie	4.093	5,3%	5.478
Enel	16.630	21,6%	18.958	25,1%
AES Gener <sup>(1)</sup>	11.830	15,3%	12.397	16,4%
BHP Billiton	1.636	2,1%	1.800	2,4%
Cochrane	3.376	4,4%	3.277	4,3%
Otros	39.530	51,3%	33.731	44,6%
<b>Total generación</b>	<b>77.095</b>	<b>100,0%</b>	<b>75.640</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: CNE.

<sup>(1)</sup> No incluye Cochrane y Guacolda, si incluye Angamos y Norgener.

La siguiente tabla resume la generación total bruta de electricidad en el SEN por fuente de energía durante los doce meses finalizados al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

### Generación total en el SEN (bruto) por fuente de energía

	Por el año terminado el 31 de diciembre, 2019		Por el año terminado el 31 de diciembre, 2018	
	GWh	%	GWh	%
	Carbón	26.757	34,7%	29.304
Diesel	291	0,4%	306	0,4%
Gas	14.127	18,3%	11.459	15,2%
Hidroeléctrica	20.793	27,0%	23.464	31,0%
Otros	15.127	19,6%	11.108	14,7%
<b>Total generación</b>	<b>77.095</b>	<b>100,0%</b>	<b>75.641</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: CNE.

## Demanda histórica

Antes de su interconexión, el SIC y el SING tenían tasas de crecimiento históricamente altas para la demanda de electricidad, similares a las tasas de crecimiento del PIB promedio en los últimos 10 años. El escenario macroeconómico que enfrentó la economía chilena no mostró cambios significativos en 2012 y la demanda de electricidad creció un 5,2%. Como la demanda en el SING fue impulsada principalmente por grandes compañías mineras industriales, los aumentos en la demanda se explicaron principalmente por los nuevos proyectos mineros, en lugar del crecimiento orgánico en la demanda residencial. Entre 2011 y 2013, el crecimiento de la demanda se debió principalmente a las mejoras en las condiciones operativas y la puesta en marcha de nuevas instalaciones mineras productivas y en línea con el crecimiento del PIB. Entre 2014 y 2016, el crecimiento de la demanda en el SIC fue menor que en años anteriores, en línea con un menor crecimiento del PIB.

La demanda / venta de energía del SEN en el año 2019 totalizó 71.669,7 GWh entre ventas a clientes regulados y libres, lo cual representa un crecimiento de 0,7% respecto a 2018. En ventas reguladas se registraron 29.489,1 GWh (-5,9% respecto de 2018), correspondiente al 58,8% de la demanda, y en ventas de clientes libres 42.180,6 GWh Libres (+5,9% respecto de 2018), lo que equivale al 41,2% de la demanda. En el siguiente gráfico se ilustra la evolución de ventas anuales del SEN (hasta el año 2017 se ha unificado las ventas de los ex sistemas SIC y SING).



Fuente: CNE.

La siguiente tabla compara el crecimiento anual de las ventas de energía en Chile con el crecimiento anual del PIB chileno:

Año	Ventas SIC (GWh)		Ventas SING (GWh)		Ventas SEN (GWh)		Ventas (GWh) Total	Crecimiento	PIB
	Distribuidor	Libre	Distribuidor	Libre	Distribuidor	Libre			
2011	30.385,8	13.418,5	12.703,3	1.559,6	-	-	58.067,2	5,9%	6,10%
2012	32.030,6	14.251,0	13.132,1	1.698,7	-	-	61.112,3	5,2%	5,30%
2013	33.510,9	14.266,3	13.591,8	1.821,9	-	-	63.190,9	3,4%	4,00%
2014	34.057,4	14.919,6	13.924,2	1.816,0	-	-	64.717,3	2,4%	1,80%
2015	34.409,5	15.141,9	15.033,0	1.884,0	-	-	66.468,5	2,7%	2,30%
2016	34.563,8	15.892,5	15.059,0	1.901,0	-	-	67.416,4	1,4%	1,70%
2017	-	-	-	-	33.718,1	34.549,9	68.268,0	1,3%	1,20%
2018	-	-	-	-	31.341,6	39.837,8	71.179,4	4,3%	3,90%
2019	-	-	-	-	29.489,1	42.180,6	71.669,7	0,7%	1,10%

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y Banco Central de Chile (BCCh)

Notas: (1) datos al 31 de diciembre de cada año.

(2) datos de Ventas de Energía de cada año en GWh.

En relación a la demanda máxima, para los doce meses terminados el 31 de diciembre de 2019, el SEN alcanzó una demanda máxima de 10.793 MW, en comparación con una demanda máxima de 10.626 MW para los doce meses terminados el 31 de diciembre de 2018, lo cual representa un aumento del 1,5%.

## Producción y operación del sistema

El despacho de las plantas de generación en el SEN es independiente de la capacidad específica contratada de cada planta. El despacho es coordinado de manera centralizada por el Coordinador Eléctrico basado en el "orden de mérito", que se determina por orden de costo variable ascendente, incluidos los costos de combustible y no combustible.

Por ejemplo, si un generador tiene un PPA con una compañía minera y su planta está fuera de servicio o solo puede generar a un costo que está por encima del punto de corte establecido por el Coordinador Eléctrico, dicho generador tendrá que comprar su energía en el mercado spot a un costo marginal para cumplir con sus obligaciones contractuales. Por el contrario, un generador que tenga una capacidad rentable disponible incluso después de cumplir con sus obligaciones de PPA podrá vender su energía en el mercado spot al costo marginal que prevalece en este momento. Sujeto a las disposiciones establecidas en RM 39 y DS 130, según las cuales las plantas que operan a su nivel mínimo técnico no establecen el costo marginal del sistema, el costo marginal, que es el precio de mercado al contado en cualquier momento, lo establece la unidad que puede proporcionar los siguientes KWh de energía al costo más bajo para minimizar los costos de energía del sistema. Actualmente, todas las plantas de AES Gener cuentan con autorización para despachar energía.

La siguiente tabla muestra el orden de mérito de despacho en el transcurso de un día típico en el SEN. En el anterior SING, no hubo efectos importantes de estacionalidad, ya que casi el 100% de la capacidad instalada es termoeléctrica. Ahora que el SEN está completamente interconectado desde mayo de 2019, se espera que los precios en el antiguo SING comiencen a verse influenciados por las condiciones hidrológicas. Se espera que esta volatilidad de los precios se vea parcialmente compensada por la presencia de plantas termoeléctricas en el antiguo SING que actúan como límites de precios durante condiciones secas. Teniendo en cuenta el programa de mantenimiento y los costos operativos de una planta, se puede estimar con bastante precisión el despacho de dicha planta.

Orden de Mérito Despachos al 31 de diciembre de 2019			
Nombre unidad	Tipo	Costo variable (US\$/MWh)	Despacho promedio (MW)
Planta Solares	Solar	0	1.019,60
Pantallas Eólicas	Eólica	0	552,1
Plantas Hidroeléctricas (de pasada)	Hidroeléctrica (de pasada)	0	0
KELAR-TG12_TG1+TG2+TV1_GNL_INFLEX	Termoeléctrica	0	377,9
MEJILLONES-CTM3_TG1+TV1_GNL_INFLEX	Termoeléctrica	0	172
ATACAMA-1TG1A_TG1A+0.5TV1_GNL_INFLEX	Termoeléctrica	0	109,4
PAM_COGEN	Termoeléctrica	0	24,4
VINALES_BL1_COGEN	Termoeléctrica	0	10
NUEVAALDEA-1_BL1_COGEN	Termoeléctrica	0	7
NUEVAALDEA-3_COGEN	Termoeléctrica	0	30
LAJAEVE-2_COGEN	Termoeléctrica	0	3
CMPCLAJA_BL1_COGEN	Termoeléctrica	0	5
CMPCPACIFICO_BL1_COGEN	Termoeléctrica	0	12
VALDIVIA_BL1_COGEN_EUCA	Termoeléctrica	0	8
VALDIVIA_BL1+BL2_COGEN_EUCA	Termoeléctrica	0	8
CERROPABELLON-G1A_GEO	Termoeléctrica	1,1	18
CERROPABELLON-G2A_GEO	Termoeléctrica	1,1	9
LICANTEN_BL1_COGEN	Termoeléctrica	1,9	2,5
PETROPOWER_PET	Termoeléctrica	3,9	65
LOMALOSCOLORADOS-2_BIOGAS	Termoeléctrica	10,3	14
NUEVAALDEA-1_BL1+BL2_COGEN	Termoeléctrica	11,9	7
SANTAMARTA_COGEN	Termoeléctrica	15	10
VALDIVIA_BL1+BL2+BL3_COGEN_EUCA	Termoeléctrica	18,4	5
VINALES_BL1+BL2_COGEN	Termoeléctrica	21,5	12
ARAUCO_COGEN	Termoeléctrica	23,5	7
ANGAMOS-ANG2_CAR	Termoeléctrica	25,3	281,3
ANGAMOS-ANG1_CAR	Termoeléctrica	25,5	276,9
CELCO_BL1_COGEN	Termoeléctrica	26,6	4,9
GUACOLDA-5_CAR	Termoeléctrica	27	156,2
MEJILLONES-IEM_CAR	Termoeléctrica	28,1	376,6
GUACOLDA-1_CAR	Termoeléctrica	29,3	147
GUACOLDA-2_CAR	Termoeléctrica	29,6	146
HORNITOS-CTH_CAR	Termoeléctrica	29,7	167,6
COCHRANE-CCH1_CAR	Termoeléctrica	30,5	268,5
COCHRANE-CCH2_CAR	Termoeléctrica	30,5	242,3
ANDINA-CTA_CAR	Termoeléctrica	30,9	123
GUACOLDA-4_CAR	Termoeléctrica	31,2	137,2
NEHUENCO-2_TG1+TV1_GN_A	Termoeléctrica	31,3	386,6
GUACOLDA-3_CAR	Termoeléctrica	32,1	118,9
NORGENER-NTO2_CAR	Termoeléctrica	32,5	105,4
SANTAMARIA_CAR	Termoeléctrica	32,8	352,8
NUEVAVENTANAS_CAR	Termoeléctrica	32,9	269,1
NORGENER-NTO1_CAR	Termoeléctrica	33,3	102,8
CAMPICHE_CAR	Termoeléctrica	34,2	121,2
SANISIDRO-2_TG1+TV1_FSTVU_GN_A	Termoeléctrica	34,2	333,9
LAUTARO-1_BL1_COGEN	Termoeléctrica	35,4	21,5
Hidroeléctrica (represa)	Hidroeléctrica (represa)	37	1419,5
LICANTEN_BL1+BL2_COGEN	Termoeléctrica	39	0,1
CHOLGUAN_BL1_COGEN	Termoeléctrica	39,2	4
MASISA_COGEN	Termoeléctrica	45,3	5,3
VENTANAS-2_CAR	Termoeléctrica	48,4	90

Orden de Mérito Despachos al 31 de diciembre de 2019			
Nombre unidad	Tipo	Costo variable (US\$/MWh)	Despacho promedio (MW)
EPACIFICO_COGEN	Termoeléctrica	59,5	16
CELCO_BL1+BL2_COGEN	Termoeléctrica	120,3	0,1
<b>Total despacho promedio (MW)</b>			<b>8.162,6</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico.

### **Demanda proyectada**

Según las proyecciones de demanda preparadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE) a principios de 2019, se espera que la demanda de energía entre 2020 y 2030 aumente a una tasa de crecimiento promedio compuesta de aproximadamente 2,33% por año en el SEN. A continuación, se muestra un resumen del crecimiento de la demanda proyectada, desglosado por el consumo de energía regulado y no regulado esperado:

#### **Demanda de Energía Proyectada 2020-2030**

	Libre		Regulado		Total	
	GWh	Crecimiento	GWh	Crecimiento	GWh	Crecimiento
2020	29.941	1,5%	41.717	-1,1%	71.658	0,0%
2021	30.381	1,5%	42.853	2,7%	73.234	2,2%
2022	30.840	1,5%	44.054	2,8%	74.894	2,3%
2023	31.321	1,6%	45.447	3,2%	76.768	2,5%
2024	32.148	2,6%	46.491	2,3%	78.639	2,4%
2025	32.981	2,6%	47.501	2,2%	80.482	2,3%
2026	33.868	2,7%	48.587	2,3%	82.455	2,5%
2027	34.670	2,4%	49.568	2,0%	84.238	2,2%
2028	35.539	2,5%	50.813	2,5%	86.352	2,5%
2029	36.413	2,5%	52.037	2,4%	88.450	2,4%
2030	37.221	2,2%	53.033	1,9%	90.254	2,0%

Fuente: CNE.

Estas proyecciones están actualmente en revisión por parte de la autoridad debido a la crisis social experimentada desde octubre de 2019 y a la emergencia sanitaria provocada por el COVID-19, las cuales han disminuido las expectativas de crecimiento económico y por ende las proyecciones del PIB, indicador correlacionado estrechamente con la demanda de energía eléctrica.

### **3.2.2. Colombia**

Desde el año 1994 el sector eléctrico en Colombia permite la participación privada en los diferentes negocios de la cadena, en un marco de competencia de mercado para la generación y comercialización de energía eléctrica, y un ambiente regulado para la transmisión y distribución.

Las distintas actividades del sector eléctrico están reguladas por la Ley de Servicios Públicos, Ley N° 142 de 1994, y la Ley Eléctrica, Ley N° 143 de 1994. Asimismo, las actividades del sector eléctrico se encuentran reguladas por los correspondientes reglamentos y normas técnicas expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

#### **Generación**

Desde julio de 1995, cuando iniciaron las operaciones del mercado de energía mayorista, los agentes generadores pueden comercializar su energía en la bolsa de energía y/o mediante contratos. Para el mercado de bolsa los generadores deben, diariamente, ofertar un precio único de venta de energía en el spot y declarar la disponibilidad horaria para cada una de sus unidades de generación. Con esta información, el Operador del Mercado (Centro Nacional de Despacho - CND) selecciona, por orden de mérito (desde el precio de oferta más bajo hasta el más alto), las plantas que deben salir despachadas para cubrir la demanda estimada del día siguiente.

El agente generador define de manera propia las cantidades que asigna al spot y en contratos, de acuerdo con los análisis internos de riesgos, ya que no existe un valor definido por el regulador de energía mínima a contratar por parte de la demanda. Lo anterior va asociado a la necesidad de cubrimiento ante posibles impactos asociados a los fenómenos climáticos de El Niño y La Niña que impactan fuertemente la hidrología y modifican la señal de precios del mercado en el corto plazo.

Teniendo en cuenta que las actividades de generación y transmisión no pueden estar verticalmente integradas, buscando garantizar la libre competencia y el ejercicio de poder de mercado, el operador del mercado realiza dos despachos: i) despacho ideal, que solo considera las ofertas de precio y declaraciones de disponibilidad de las plantas y a

partir del cual se forma el precio spot; y ii) despacho real, que incluye además las restricciones del sistema interconectado nacional y determina la asignación de generación real de las plantas del sistema.

Adicionalmente, existe un mercado para el Control Automático de Generación (AGC) que busca garantizar la estabilidad en la operación del sistema. Para la asignación de este recurso, el CND utiliza las mismas ofertas de precio y declaración de disponibilidad de AGC presentadas por los agentes, asignando el AGC a las plantas con menor precio de oferta y que cuenten con las características técnicas que se requieren para tal actividad.

Por otra parte, el sector de generación del país cuenta con un mecanismo diseñado para garantizar la confiabilidad en épocas de escasez, llamado “cargo por confiabilidad”. Este mecanismo busca remunerar a las plantas de generación por tener disponibilidad de generación en el momento en el que se necesiten, normalmente en épocas del Fenómeno de El Niño o de bajos aportes hidrológicos. Para ello, los generadores compiten por asignación de obligaciones de energía en firme (OEF) que les garantiza una remuneración por cargo por confiabilidad que es asumida por todos los usuarios del país vía tarifa, y en contraprestación, el generador debe tener la disponibilidad de generar en épocas de condiciones críticas como bajas hidrologías, vendiendo dicha energía a un precio máximo conocido como precio de escasez. Adicionalmente al cargo por confiabilidad, Colombia ha definido un segundo esquema de expansión: la Subasta de Contratación de Largo Plazo, enfocada a la promoción de energías renovables no convencionales. Las principales características de este mecanismo son: contratos de largo plazo de 15 años, bajo régimen de ofertas, con postergación de inicio de suministro hasta por 2 años. La primera subasta bajo este mecanismo se realizó en el mes de octubre de 2019, siendo adjudicados 9 proyectos, por un total de 1.298 MW, de los cuales 255 MW pertenecen a AES Colombia.

### ***Transmisión***

La planificación de la expansión del Sistema de Transmisión Nacional (STN) se encuentra a cargo del Gobierno a través de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Ésta define anualmente un plan de expansión que tiene un horizonte de diez años y realiza convocatorias públicas para la construcción, operación y mantenimiento de la nueva infraestructura de transmisión necesaria en el país.

Durante el año 2019, mediante Resolución CREG 098 de 2019, se aprobó un mecanismo para incorporar sistemas de almacenamiento de energía con baterías en el sistema interconectado nacional, con el objetivo de disminuir o anular congestiones de transmisión locales. El mecanismo consiste en hacer calificar dichos sistemas de almacenamiento como parte de los activos de transmisión del país y su forma de expansión y remuneración es la misma.

La remuneración de los agentes transmisores y de los agentes con activos de almacenamiento es realizada por todos los usuarios del país vía tarifa regulada, de acuerdo con la metodología definida por la CREG para ello.

### ***Distribución***

El mercado de distribución está organizado como monopolios regionales, en donde el operador de red realiza la planeación de la expansión, operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica. Normalmente el operador de red de un área es también el mayor comercializador de energía en la zona, atendiendo usuarios finales regulados y no regulados.

El operador de red cuenta con ingresos regulados y debe cumplir con criterios de calidad de servicio (duración, frecuencia de interrupciones y calidad de la potencia) definidos por la CREG. Los agentes distribuidores pueden ejercer a la vez el rol de comercializadores.

### ***Comercialización***

La comercialización la pueden realizar agentes distribuidores-comercializadores o agentes comercializadores puros, que son aquellos que solo se dedican a la intermediación de energía y cuyo requisito principal es estar inscritos en el mercado y contar con una capacidad de respaldo de operaciones del mercado (CROM) suficiente, que les permita realizar transacciones sin exponer a los demás agentes del mercado a un default.

En el mercado existen dos tipos de clientes: no regulados y regulados. Las condiciones para ser considerado cliente no regulados son tener una capacidad mínima instalada de 100 kW o tener un consumo mínimo de 55.000 kWh-mes; de lo contrario se considera cliente regulado. Los clientes no regulados pueden realizar negociaciones libremente con las empresas generadoras, distribuidoras o comercializadoras y los precios se pactan libremente.

El consumo de los clientes regulados puede ser abastecido por empresas comercializadoras o distribuidoras y su energía se debe adquirir por medio de licitaciones públicas en las que los agentes ganadores establecen contratos bilaterales que normalmente van de uno a cinco años de duración y que deben ser registrados ante el administrador del mercado para su seguimiento. Las licitaciones públicas son abiertas a todos los agentes, y la asignación se hace siempre a mínimo costo y el convocante especifica los demás requisitos relacionados, como son forma de pago y garantías que se deben cumplir para poder participar.

### 3.2.3. Argentina

El Marco Regulatorio argentino para el sector eléctrico fue establecido de acuerdo a la Ley N° 15.336 de 1960 y a la Ley N° 24.065 de 1992, que en su conjunto conforman la Ley Eléctrica Argentina y cuyas actividades se encuentran divididas principalmente en tres segmentos: generación, transmisión y distribución. Bajo la Ley Eléctrica de Argentina, el gobierno federal creó el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) con cuatro tipos de participantes: generadoras, transmisoras, distribuidoras y grandes clientes, estos últimos pueden comprar y vender electricidad.

En Argentina, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (En adelante "CAMMESA") es responsable de la coordinación del despacho, la administración de las transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM") y el cálculo de los precios spot. Los participantes del mercado son accionistas de CAMMESA con el 80% del capital social y el Estado Nacional participa con el 20% restante. El principal objetivo de CAMMESA es asegurar que la demanda de electricidad sea suministrada a un mínimo costo. Debido a cambios recientes en la regulación, los 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.

El cargo de Director Titular de las Acciones del Estado Nacional y la Presidencia del Directorio de CAMMESA es delegado en el titular de la Secretaría de Energía.

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad o ENRE es el encargado de regular las actividades de servicio público en el sector eléctrico y de la imposición de decisiones jurisdiccionales. El Ministerio de Desarrollo Productivo, a través de la Secretaría de Energía, es el principal responsable de la implementación de la Ley Eléctrica en Argentina. Mediante sus principales tareas, dicha secretaría regula el despacho y actividades del sistema en el MEM y otorga concesiones o autorizaciones de cada actividad en el sector eléctrico. La Secretaría de Energía es también responsable de establecer políticas en la industria de gas natural y petróleo, el cual impacta directamente a los generadores termoeléctricos y al sector eléctrico en general.

En Argentina las actividades de generación, distribución y demás desarrollos generales de energía eléctrica se realizan a través del Sistema Argentino de Interconexión o SADI, principal red de transporte de energía eléctrica, que cubre todo el territorio nacional.

El sector de generación está organizado sobre una base competitiva, en los cuales generadores independientes venden la energía en el mercado spot. El suministro de energía es altamente dependiente de los combustibles fósiles, principalmente gas natural.

Desde 2004, la disponibilidad de combustible se ha convertido en una materia importante en el SADI debido a la reducción en la producción de gas natural en el país. Con el objeto de reemplazar la producción de gas natural, el gobierno argentino ha incrementado el volumen de GNL, Gas Oil y Fuel Oil importados, cuyas importaciones ocurren mayormente durante la temporada de invierno (entre mayo y agosto).

Los clientes regulados y clientes industriales en el SADI están definidos como Grandes Usuarios dentro del Mercado Eléctrico y responden a tres categorías bien definidas por su nivel de consumo: Grandes Usuarios Mayores (GUMA), con potencia mayor a 1 MW y consumos de energía mayor a 4.380 MWh/Año; Grandes Usuarios Menores (GUME), con potencia entre 30 kW y 2 MW; y Grandes Usuarios Particulares (GUPA), con potencia entre 30 kW y 100 KW.

Los precios de los contratos con clientes industriales son negociados en acuerdos bilaterales directos, denominados en dólares de los Estados Unidos de América, e incluyen pagos por energía y potencia.

A finales de 2006 fue publicada la Resolución S.E. 1281/06 que crea el programa de Energía Plus, estableciendo un nuevo servicio de suministro que puede ser abastecido por generadores, cogeneradores o generación propia, los cuales no fueron miembros del MEM a la fecha de publicación de la resolución, o cuya capacidad o unidades de generación no estuvieron conectadas al sistema en esa fecha. El propósito del programa fue apoyar el incremento en la demanda de grandes clientes con consumo igual o superior a 300 kW. La ejecución del programa de Energía Plus requiere de un contrato de suministro entre las partes y el acuerdo de un precio, el que debe considerar los costos involucrados y un margen de ganancia. Estos contratos y los costos involucrados deben ser aprobados por el Ministerio de Planificación Federal, Inversiones y Servicios Públicos, y el margen de ganancia debe ser determinado por la Secretaría de Energía.

Los contratos bajo el programa Energía Plus son de corto plazo, habitualmente con un plazo de expiración de hasta 18 meses. Como estos contratos cubren el exceso de demanda de clientes industriales, el factor de utilización de la capacidad instalada es habitualmente bajo. Además, estos contratos son suministrados con contratos de respaldos firmados con otros generadores para vender la energía contratada no utilizada, lo que tiene como resultado un mayor factor de carga.

En marzo de 2013, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 95/2013, la cual afecta la remuneración de los generadores que venden su energía al mercado spot. Esta resolución convirtió al mercado eléctrico argentino en un esquema de compensación de "costo medio", incrementando las ventas de generadores. TermoAndes no era considerada por esta resolución.

En mayo de 2014, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 529/2014, la cual presenta una actualización de los precios de la anterior Resolución 95/2013 en función del aumento de costos e incorpora ajustes para algunos conceptos, como por ejemplo un nuevo cargo con el objeto de financiar los mantenimientos mayores y un cargo diferencial para la utilización de biodiésel como combustible.

El 10 de julio de 2015, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 482/2015 ("Resolución 482") que actualiza en forma retroactiva los precios de la Resolución 529/2014 desde el 1° de febrero de 2015. Esta resolución incluye la energía de TermoAndes no comprometida en contratos de Energía Plus, de esta forma la energía y potencia vendida al spot se remuneran de acuerdo con los siguientes conceptos:

- Costos Variables O&M: el precio de este cargo se fija por tipo de tecnología y por MW instalados, y se remunera en función de la energía generada.
- Margen Generador: el precio de este cargo se fija por tipo de tecnología y por MW instalados, y se remunera en función de la energía generada.
- Margen Fideicomiso: el precio de este cargo se fija por tipo de tecnología y por MW instalados. Se remunera en función de la energía generada y es retenido por CAMMESA para ser reintegrado al generador cuando éste presente un proyecto de infraestructura a ser construido con estos fondos.
- Mantenimientos no recurrentes: el precio de este cargo se fija por tipo de tecnología y por MW instalados. Se remunera en función de la energía generada. Este cargo también es retenido por CAMMESA y es reintegrado al generador para remunerar sus mantenimientos mayores previa aprobación por parte de la Secretaría de Energía Eléctrica (S.E.E).
- "Recursos para las inversiones del FONINMEM 2015 hasta 2018": se crea con el fin de invertir en nuevas plantas de generación. Este cargo se remunera en función de la energía generada.
- Costos Fijos: el precio de este cargo se fija por tipo de tecnología y por MW instalados. Se remunera en función de la potencia puesta a disposición, no comprometida en contratos. El precio de este cargo se ve afectado en el caso de que el generador no cumpla con una disponibilidad objetivo, fijado por CAMMESA.

El 30 de marzo de 2016 la Secretaría de Energía Eléctrica emitió la Resolución S.E.E. N° 22/2016, que actualiza en forma retroactiva a febrero de 2016 los precios publicados en la Resolución 482, sin introducir cambios en la metodología de pago ni en las centrales alcanzadas.

El 2 de febrero de 2017 se publicó la Resolución N° 19/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica, que reemplaza la Resolución N° 22/2016, estableciendo nuevos lineamientos para la remuneración de las centrales de generación existentes. La Resolución define una remuneración mínima de potencia por tecnología y escala. Adicionalmente, para las unidades térmicas se establece la posibilidad de ofrecer compromisos de disponibilidad con una remuneración diferencial igual para todas las tecnologías. El generador térmico podrá declarar en cada período de verano el valor de potencia firme a comprometer por cada unidad durante el lapso de tres años, pudiendo discriminar por período verano e invierno (se podrán hacer ajustes en el mismo período). Existe también un precio máximo que será dado en base a ofertas que realizarán los generadores y que deberán ser adjudicadas por CAMMESA, de acuerdo con las necesidades que defina para el sistema ante situaciones críticas.

Esta Resolución también introduce el concepto de la energía operada en el sistema, entendida como la energización de la potencia rotante. Así, por ejemplo, para una Central operando en un momento determinado debajo de su potencia por requerimiento del organismo de despacho, la energía operada será la equivalente a la potencia de la máquina y no la efectivamente despachada.

La Resolución a su vez establece que las remuneraciones se encuentran denominadas en dólares estadounidenses y que se convertirán a pesos al tipo de cambio publicado por el Banco Central de la República Argentina correspondiente al último día hábil de cada mes. Los plazos de vencimiento de las transacciones económicas continuarán siendo aquellos establecidos en los procedimientos de CAMMESA.

Con fecha 26 de julio de 2017 la Secretaría de Energía estableció que, en lo concerniente al pago de la transacción económica, se deberán ajustar los montos del documento comercial emitido, a través de las notas de crédito y/o débito que pudieran corresponder, considerando el tipo de cambio informado por el Banco Central de la República Argentina el día anterior a la fecha de vencimiento. Estos criterios fueron aplicados a partir de la transacción comercial de noviembre de 2017.

El 28 de febrero de 2019 la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico emitió la Resolución SRRYME N° 1/2019 que modifica desde el 1° de marzo de 2019 los precios publicados en la Resolución S.E. 19/2017, sin introducir cambios en la metodología de pago ni en las centrales alcanzadas. Esta modificación fue definida como una medida transitoria en los considerandos de la Resolución SRRYME N° 1/19.

En febrero 2020 se publicó la Resolución 31/2020 que modifica el esquema de precios establecidos por la anterior Resolución 1/2019. La remuneración de las compañías de generación se establece en pesos argentinos y es ajustada mensualmente por la inflación. Además, se establecieron reducciones en los precios de capacidad y se introdujo un pago de energía adicional en aquellas 50 horas por mes de máxima demanda térmica en verano / invierno y 25 horas de máxima demanda térmica en otoño / primavera, aplicadas a la energía generada por las plantas térmicas y la energía operada por plantas hidroeléctricas.

Posteriormente, el día 08 de abril de 2020, mediante Nota NO-2020-24910606-APN-SE#MDP, la Secretaría de Energía dependiente del Ministerio de Desarrollo Productivo, instruye a CAMMESA a posponer hasta nueva decisión, la aplicación del Anexo VI – Actualización de los valores establecidos en Pesos Argentinos, de la Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 31/2020.

### ***Energías renovables***

En octubre de 2015 se aprueba la Ley de Energías Renovables (Ley N° 27.191) la cual busca un marco exitoso para desarrollar estas tecnologías. Esta ley modifica la Ley N° 26.190 de 2006 y establece un objetivo del 8% de energía renovable para finales de 2017 y 20% para 2025 (con objetivos intermedios entre ambos años).

La legislación anterior sobre energía renovable solo estableció un objetivo del 8%, que debía cumplirse a finales de 2016. Por lo tanto, la nueva legislación extiende el plazo para cumplir dicho objetivo en un año. La ley no define ningún desglose particular de objetivos por tipo de energía renovable.

Las fuentes de energía renovable que están definidas en la ley son energía 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.

La ley también introduce exenciones del impuesto de importación para activos de capital y equipos para proyectos de energía renovable. Estos beneficios solo se aplicarán hasta el 31 de diciembre de 2017. Los proyectos desarrollados hasta 2017 y entre 2018 y 2025 también pueden beneficiarse de diferentes beneficios fiscales, como el reembolso anticipado del Impuesto al Valor Agregado ("IVA").

La ley también crea un Fondo para el Desarrollo de Renovables (Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables o "FODER"), con el propósito de otorgar préstamos o instrumentos financieros para ejecutar y financiar proyectos renovables elegibles. Los recursos de FODER provendrán principalmente del Tesoro Nacional, y no serán inferiores al 50% del ahorro anual efectivo de combustibles fósiles derivado del uso de generación renovable y obtenido el año anterior.

En una primera etapa, el desarrollo de nueva generación renovable para cumplir con las obligaciones de la ley se logra mediante licitaciones reguladas organizadas por el regulador con CAMMESA en nombre de la demanda. Este fue el comienzo de los procesos de licitación de Renovar. Para enero de 2018, se han realizado 4 licitaciones: Renovar 1.0 y 1.5 y Renovar 2.0 y 2.5.

La primera licitación Renovar 1.0, en 2016, fue exitosa, tanto en términos de cantidad como de volumen de ofertas, especialmente para la energía eólica y solar, las dos tecnologías principales en la licitación. CAMMESA recibió 6.366 MW en ofertas: El 55% de ellos en eólico y el 44% en solar, resultando un precio promedio adjudicado de 62,7 US\$/MWh. Asimismo, la licitación Renovar 1.5 realizada en octubre de 2016 adjudicó 1.281 MW, a un precio medio de 54 US\$/MWh.

En 2017, se realizó un nuevo proceso de licitación, Renovar 2.0, nuevamente con niveles de ofertas muy exitosos, adjudicando 1.409 MW a un precio medio de 53 US\$/MWh. Esta licitación también tiene una segunda etapa, denominada Renovar 2.5, en la cual se adjudicó 634 MW a un precio medio de 47,5 US\$/MWh.

En 2019, se realizó la tercera ronda de Renovar, llamado "MiniRen", con los objetivos de sumar capital de actores no tradicionales al desarrollo de proyectos renovables, utilizar las capacidades disponibles en las redes de media tensión y fomentar el desarrollo regional.

En tal sentido, la potencia máxima permitida por proyecto fue de 10 MW y la mínima no podía ser inferior a los 0,5 MW, mientras que existieron cupos máximos de 20 MW por provincia, excepto para Buenos Aires donde fue de 60 MW.

Se adjudicaron 259,2 MW, distribuidos en las siguientes tecnologías: 7,4 MW en pequeños aprovechamientos hidroeléctricos; 26,3 MW en proyectos de biomasa; 96,8 MW en proyectos solares; y 128,7 MW en proyectos eólicos.

Paralelamente a los procesos licitatorios Renovar, a través de la Resolución N° 281 E/2017 del Ministerio de Energía y Minería se aprobó el Régimen del Mercado a Térmico de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (MATER) a través del cual se autoriza a las Grandes Demandas que sean Clientes de los Agentes Distribuidores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) o de los Prestadores del Servicio Público de Distribución (GUDIs), en tanto sus demandas de potencia sean iguales o mayores a 300 kW medios demandados, a contratarse individualmente en el Mercado a Término de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables o a autogenerarse la energía de fuentes renovables, de conformidad con lo previsto en el artículo 9° del Anexo II del Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y su modificatorio.

Ante restricciones de transmisión de energía eléctrica, a septiembre 2020 la potencia que participa del MATER y que cuenta con la prioridad de despacho correspondiente para inyectar a la red su energía proveniente de fuente renovables es de 1.101,6 MW, de los cuales 712,4 MW ya se encuentran habilitados comercialmente.

### ***Actividad de transmisión***

En cuanto a la actividad de transmisión, es un servicio público suministrado por varias compañías a las cuales el gobierno federal les ha otorgado concesiones. Actualmente, un concesionario opera y mantiene instalaciones de alto voltaje y ocho concesionarios mantienen y operan instalaciones de alto y mediano voltaje, a las cuales unidades generadoras, sistemas de distribución y grandes clientes están conectados.

Los sistemas de transmisión de interconexión internacional también requieren concesiones otorgadas por la Secretaría de Energía. Las compañías de transmisión están autorizadas para cobrar peajes por sus servicios.

### ***Distribución***

Por su parte, la distribución es un servicio público entregado a compañías mediante concesiones. Las compañías de distribución tienen la obligación de hacer disponible la electricidad a los usuarios finales dentro de un área de concesión, independientemente de donde el cliente tenga un contrato con el distribuidor o directamente con un generador. En consecuencia, estas compañías tienen tarifas reguladas y están sujetas a especificaciones en la calidad de servicio.

Las distribuidoras obtienen la electricidad del MEM a través del mercado spot, a precios de acuerdo con la temporada. Estos precios de temporada, definidos por la Secretaría de Energía, corresponden al tope de los costos de electricidad adquiridos por distribuidores y transferidos a los clientes regulados.

### 3.3. Segmentos de negocios de la Entidad y de sus Subsidiarias

La actividad de generación de AES Gener en Chile se desarrolla fundamentalmente en torno a un único mercado, denominado Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En Colombia, AES Chivor es una de las principales operadoras del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y, adicionalmente, la subsidiaria TermoAndes realiza ventas al Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

#### Mercado Chile

Durante el período finalizado el 30 de septiembre de 2020, las condiciones hidrológicas llevaron a que la generación hidráulica se reduzca un 14% y a que los niveles de los principales embalses del sistema mostraran una disminución respecto al mismo período del año anterior. La disminución en el precio de carbón y el incremento en la generación renovable resultaron en una disminución del 18% de los costos marginales promedio en el centro comparado con igual período de 2019. Por su parte, los costos marginales promedios en el Norte disminuyeron un 29% respecto al período anterior. Al 30 de septiembre de 2020, las empresas del Grupo AES Gener, incluyendo Guacolda, aportaron un 25% de la generación neta en el mercado Chile mientras que en el mismo período del año 2019 habían aportado un 26%. La tabla a continuación muestra las principales variables del mercado Chile al 30 de septiembre de 2020 y 2019.

		Por el período de nueve meses		Por el período de tres meses	
		2020	2019	2020	2019
Variación demanda	(%)	(0,4)%	0,9 %	(2,5)%	1,1 %
Consumo promedio mensual	(GWh)	5.949	5.973	5.875	6.027
Precio Spot Norte	US\$/MWh	40,24	48,83	30,17	46,04
Precio Spot Centro	US\$/MWh	41,82	58,77	30,73	48,42

#### Mercado Colombia

Los precios de bolsa expresados en dólares estadounidenses sufrieron un alza de 29% en el período finalizado el 30 de septiembre de 2020 comparado con igual período del año anterior asociado principalmente a una hidrología menos favorable para el sistema. A septiembre de 2020 los niveles de los embalses del sistema alcanzaron el 77%, superiores al 68% registrado en el mismo período del año 2019.

La tabla a continuación muestra las principales variables del mercado Colombia al 30 de septiembre de 2020 y 2019.

		Por el período de nueve meses		Por el período de tres meses	
		2020	2019	2020	2019
Variación demanda	(%)	(2,5)%	4,2 %	(3,5)%	4,0 %
Consumo promedio mensual	(GWh)	5.813	5.960	5.933	6.151
Precio Spot	US\$/MWh	75,48	64,69	41,74	54,47

#### Mercado Argentina

Con fecha 27 de febrero de 2020 la Secretaría de Energía modificó por medio de la Resolución 31/2020 el esquema de precios de la energía eléctrica comercializada en el marco regulatorio "Energía Base" establecido por la Res. 1/2019. La nueva Resolución entró en vigencia a partir de la transacción económica del mes de febrero de 2020. Entre los principales cambios que introduce se destacan:

- Para todas las tecnologías establece la remuneración de los generadores en pesos argentinos, la que se ajustará por inflación mensualmente, con un índice combinado basado 60% en el IPC y 40% en el IPIM. Con fecha 8 de abril de 2020, la Secretaría de Energía perteneciente al Ministerio de Desarrollo Productivo del Poder Ejecutivo Nacional ha instruido mediante una Nota a CAMMESA, posponer hasta nueva decisión la aplicación del Anexo VI de la Resolución 31/2020, referido al factor de actualización transaccional que está previsto por la mencionada resolución para actualizar los valores determinados en pesos argentinos.
- Para los generadores térmicos estableció una reducción de los precios de potencia garantizada ofrecida de 14% en períodos de verano e invierno y de 18% en el resto de los meses calculada sobre los valores en dólares aplicando una tasa de cambio de 60 pesos por dólar.
- Se incorporó una nueva remuneración por la energía efectivamente entregada en las horas de máximo requerimiento térmico principalmente en los meses de invierno y verano.

La tabla a continuación muestra las principales variables del mercado Argentina al 30 de septiembre de 2020 y 2019:

		Por el período de nueve meses		Por el período de tres meses	
		2020	2019	2020	2019
Variación demanda	(%)	(1,0)%	(5,3)%	(2,2)%	(1,3)%
Consumo promedio mensual	(GWh)	10.649	10.756	10.983	11.226

### 3.4. Factores de Riesgo:

#### 3.4.1. General

Todas las operaciones e inversiones de la Compañía están ubicadas en América del Sur. Con mercados ubicados en Chile, Colombia y Argentina. En consecuencia, los ingresos consolidados se ven afectados por el desempeño general de la economía sudamericana en su conjunto y, en particular, por las economías de los tres países en los que opera la Sociedad. Si las tendencias económicas locales, regionales o mundiales afectan negativamente a las economías de cualquiera de los países en los que la Sociedad tiene inversiones u operaciones, la situación financiera y los resultados de sus operaciones podrían verse afectados negativamente.

##### 3.4.1.1. La disminución en el precio del cobre y otros commodities

Aproximadamente el 65% de la energía contratada de la Compañía en Chile al 30 de septiembre de 2020 estaba relacionada con contratos con clientes de minería de cobre, cuya situación financiera depende en gran medida del precio del cobre en el mercado internacional. Históricamente, los precios del cobre han estado sujetos a grandes fluctuaciones y se ven afectados por numerosos factores fuera del control de los clientes de la Sociedad, incluidas las condiciones económicas y políticas internacionales, los niveles de oferta y demanda, la disponibilidad y el costo de los sustitutos, los niveles de inventario mantenidos por los productores y terceros, y las acciones de los participantes en los mercados de commodities. En menor medida, los precios del cobre también están sujetos a los efectos de los costos de inventario y los tipos de cambio. Además, el precio de mercado del cobre ha ocasionalmente experimentado cambios rápidos a corto plazo.

Una disminución sostenida en los precios del cobre o una reducción prolongada en la demanda de cobre podrían tener un impacto adverso en los ingresos y resultados financieros de los clientes de la Sociedad, quienes podrían verse obligados a reducir o suspender ciertas operaciones de minería y procesamiento, lo que tendría un efecto material adverso en su demanda de electricidad y su capacidad para cumplir con sus obligaciones financieras bajo los PPA de la Sociedad y de sus filiales.

##### 3.4.1.2. Las operaciones de la Sociedad están sujetas a una extensa legislación y normativa gubernamentales.

La Sociedad y sus coligadas están sujetas a una extensa regulación en varios aspectos de sus negocios. También están sujetas a normativas ambientales, que, entre otros temas, requieren realizar evaluaciones de impacto ambiental de proyectos futuros y obtener permisos regulatorios. Al igual que con cualquier compañía regulada, no podemos asegurarle que las leyes o normativas en los países donde realizamos operaciones o inversiones no cambiarán o no se interpretarán de manera tal que puedan afectarnos negativamente o que las autoridades gubernamentales otorguen una aprobación ambiental solicitada.

##### 3.4.1.3. Una parte sustancial de las operaciones de la Sociedad se realizan a través de filiales y de la participación en otras sociedades mediante capital.

Una parte sustancial de las operaciones de la Sociedad se realiza a través de filiales y coligadas. En general, los créditos de los acreedores, las garantías y los créditos de los accionistas preferidos de una filial o coligada tendrán prioridad con respecto a sus activos y ganancias sobre los créditos de los acreedores de su empresa matriz u otros accionistas, excepto en la medida en que los créditos de los acreedores de la empresa matriz estén garantizados por la filial o coligada. Asimismo, en ciertas circunstancias, la capacidad de cada una de las filiales y coligadas para pagar dividendos puede verse restringida, entre otras cosas, por su capacidad para generar flujos de efectivo de las operaciones, las leyes de la jurisdicción de su constitución y los contratos de financiamiento de los que sean parte.

##### 3.4.1.4. Una parte importante de los ingresos proviene de contratos de suministro de energía a largo plazo, y no es posible asegurar la renovación estos contratos o su renovación en términos favorables.

Para el período de doce meses que finalizó el 30 de septiembre de 2020, de los ingresos de energía y potencia por contrato, el 83%, 15% y 2% provenían de contratos en Chile, Colombia y Argentina, respectivamente. En Chile, los contratos de la Sociedad son a largo plazo, actualmente con un plazo promedio de 10 años. En Colombia, los contratos son típicamente por períodos de uno a tres años (aunque recientemente se han celebrado dos PPA por períodos de 15

años y se espera que esa tendencia continúe). En Argentina, actualmente existen contratos por hasta uno o dos años. Dichos contratos se suscriben a los precios de mercado vigentes en el momento de su celebración y generalmente incluyen mecanismos de indexación para ajustar el precio en función de la fluctuación en ciertas variables especificadas en cada contrato. En Chile, las fórmulas de indexación ajustan los precios principalmente en función del IPC de los Estados Unidos de América y el precio del carbón, y en Colombia, la indexación de precios está vinculada al IPP colombiano. No es posible asegurar que la Compañía podrá renovar esos contratos al vencimiento o que la renovación será a precios y condiciones tan favorables como los precios originales.

#### 3.4.1.5. Aumento en el precio o interrupción en el suministro de combustible.

Tanto las plantas termoeléctricas de la Sociedad como las de sus coligadas queman carbón, gas natural y diésel, y el costo del combustible representa una parte significativa de los costos variables de la Compañía. Los costos de combustible, principalmente del carbón, representaron el 23% y 27% de los costos totales de ventas de los 12 meses terminados el 30 de septiembre de 2020 y el año finalizado el 31 de diciembre de 2019, respectivamente. El carbón se compra tanto de manera local como internacional como combustible primario para varias de las plantas de la Sociedad, incluida la de la filial, Guacolda. Las plantas de respaldo utilizan combustibles derivados del petróleo. Las instalaciones a base de carbón son instalaciones eficientes y, como tales, la Compañía contrata una parte significativa de su producción a largo plazo. En Argentina, TermoAndes vende tanto al mercado spot como a clientes del programa energía plus bajo contratos.

La Sociedad está ubicada lejos de las principales fuentes internacionales de carbón y cualquier interrupción en el suministro, el transporte y la descarga de carbón podría afectar la capacidad de cumplir con sus obligaciones en virtud de los contratos con los clientes y, en consecuencia, afectar el desempeño financiero. La Sociedad es dueña de algunas instalaciones portuarias, aunque, depende del desempeño de terceros para la descarga de carbón. Aunque los contratos de servicios portuarios contienen cláusulas de protección, el incumplimiento en la prestación de estos servicios podría afectar negativamente el negocio de la Sociedad. La falta de renovación, los retrasos en la renovación o la ausencia absoluta de renovación de los contratos de servicios portuarios podrían afectar negativamente las operaciones comerciales y los resultados financieros.

Los suministros de carbón se compran a distribuidores locales e internacionales a través de contratos a corto y mediano plazo que especifican el volumen requerido. La incapacidad de los proveedores para cumplir con los contratos podría afectar negativamente el negocio de la Sociedad. Aunque no se cuenta con un único proveedor de carbón ni un grupo de proveedores relacionados, si una parte significativa de los proveedores sufre interrupciones en la producción o no puede cumplir con sus obligaciones en virtud de los contratos de suministro actuales o futuros, es posible que la Sociedad se vea obligada a pagar precios más altos por el mismo combustible para cumplir con las obligaciones contractuales o para realizar compras en el mercado spot. Del mismo modo, una interrupción prolongada en el suministro de carbón o diésel a las plantas termoeléctricas afectaría negativamente los resultados de las operaciones y la condición financiera de la Compañía.

La mayoría de los contratos de suministro de energía a largo plazo con clientes incluyen mecanismos de indexación que ajustan los precios en función de las fluctuaciones en el precio del carbón de acuerdo con los índices y períodos de ajuste especificados en cada contrato a fin de alinear los contratos de venta de energía con los costos de la Sociedad. Sin embargo, las variaciones de costos, incluidas aquellas relacionadas con los precios más altos del carbón, darían lugar a costos operativos más altos y podrían afectar negativamente las operaciones, al menos hasta que los costos más altos del carbón se reflejen adecuadamente en los precios de la electricidad en el próximo ajuste de precios según se define en el contrato pertinente. Según los PPA actuales celebrados con empresas distribuidoras en Chile, los precios se indexan cada seis meses utilizando las variables seleccionadas por los generadores en el proceso de licitación y, si una variación en un factor de indexación seleccionado resultara en un cambio de más del 10.0% en el precio del contrato, los precios regulados se ajustarían inmediatamente. Los contratos no regulados contienen mecanismos de indexación negociados bilateralmente por las partes que en la mayoría de los casos resultan en ajustes mensuales de precios.

#### 3.4.1.6. El cumplimiento de las normativas ambientales puede requerir gastos significativos que podrían afectar negativamente la capacidad de expandir el negocio y los resultados de operaciones.

Las operaciones de la Sociedad están reguladas por una amplia gama de requisitos ambientales en los países en los que opera. Se han realizado y se continuarán realizando gastos para continuar cumpliendo con las leyes ambientales. El incumplimiento de los requisitos ambientales puede resultar en multas o sanciones civiles o penales, reclamos por daños ambientales, obligaciones de remediación, la revocación de autorizaciones ambientales o el cierre temporal o permanente de las instalaciones. En Chile, en junio de 2011, entró en vigencia una nueva norma sobre estándares de emisiones a la atmósfera para centrales termoeléctricas. Esta norma establece límites estrictos por hora sobre las emisiones de partículas y gases producidos por la combustión de combustibles sólidos y líquidos, incluido el carbón. Para las plantas existentes, incluidas las que estaban en construcción en ese momento, los nuevos límites para las emisiones de partículas entraron en vigencia en diciembre de 2013, mientras que los nuevos límites para las emisiones de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y mercurio entraron en vigencia en junio de 2016, a excepción de aquellas plantas ubicadas en lugares saturados o zonas latentes (declaradas como tales en junio de 2011) donde estos límites de emisión entraron en vigencia en junio de 2015.

La Sociedad y sus filiales realizaron las inversiones necesarias para cumplir con las nuevas normas. Sin embargo, aunque actualmente se estima que no necesitarán realizar inversiones adicionales significativas en el futuro cercano con respecto a estas normas, no es posible ofrecer garantía alguna de que no habrá normas adicionales (que requieran inversiones adicionales) en el futuro.

Algunos de los PPA incluyen cláusulas de transferencia con respecto a los costos de capital, operación o cumplimiento que se originaron en ciertos cambios en la ley y, en particular, en la ley ambiental. Los cambios futuros en las leyes ambientales o en la interpretación de esas leyes, incluidos los requisitos nuevos o más estrictos relacionados con el ruido, el aire, los desechos peligrosos y las emisiones de aguas residuales, y las nuevas reglamentaciones o acuerdos relacionados con el clima o los impuestos ecológicos (según se definen a continuación), podrían ocasionar que el negocio se viera sometido al riesgo de mayores costos, o en el peor de los casos, el cierre temporal o permanente de las instalaciones, como resultado de estos cambios y podría tener un efecto material adverso en el negocio, los resultados de la operaciones y situación financiera de la Compañía.

El Ministerio del Medio Ambiente está facultado bajo la ley chilena para declarar áreas como "zonas latentes" o "zonas saturadas" si consideran que estas áreas están en riesgo (en el caso de las zonas latentes) o de hecho afectadas (en el caso de las zonas saturadas) por la contaminación excesiva del aire y el agua. El efecto práctico de cualquiera de las declaraciones es que el Ministerio del Medio Ambiente debe promulgar un "Plan de Prevención y/o Descontaminación Atmosférica" o "PPDA" para limitar los aumentos en las emisiones al aire de las industrias en tales zonas y en ciertas circunstancias, exigir reducciones en las emisiones al aire. Esto, a su vez, puede requerir nuevas inversiones o resultar en un aumento en los costos asociados con la operación de las instalaciones existentes o evitar el desarrollo de nuevas instalaciones en las zonas.

Varias de las áreas industriales en las que se encuentran las plantas termoeléctricas de la Sociedad en Chile incluyen zonas latentes y saturadas y/o planes de prevención o descontaminación, con respecto a ciertas emisiones de partículas y dióxido de azufre, entre otros, como el área de Puchuncaví, donde se ubican las instalaciones de carbón. Además, en los últimos años, el Ministerio del Medio Ambiente de Chile dictó decretos declarando ciertas áreas, como Puchuncaví, Tocopilla y Huasco, como zonas latentes y saturadas con respecto a ciertas otras emisiones de partículas. En particular, el 2 de mayo de 2019, el Ministerio del Medio Ambiente de Chile estableció un nuevo estándar de calidad del aire ambiente para SO<sub>2</sub> estipulando que las instalaciones ubicadas en áreas determinadas como zonas saturadas podrían enfrentar límites o restricciones de SO<sub>2</sub> más estrictos basados en los Planes de Descontaminación que se desarrollarán potencialmente en el futuro. Aunque no prevemos que se impondrán restricciones adicionales a corto plazo, no es posible descartarlo.

Además, el 30 de marzo de 2019, el Ministerio del Medio Ambiente emitió el Plan de Descontaminación final relacionado con PM, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> para ciertas áreas, incluido Puchuncaví, que afecta la operación del complejo Ventanas. Este Plan incluye límites de emisión más estrictos asociados con las actividades de generación y auxiliares, con vigencia inmediata. El cumplimiento de este Plan de Descontaminación requerirá inversiones de capital para cumplir con los límites de emisión, compensados en parte por el reconocimiento de las inversiones realizadas en años anteriores, con inversiones futuras totales previstas de aproximadamente US\$5-6 millones en control de polvo fugitivo. En el futuro, es posible que se solicite a la Sociedad realizar inversiones adicionales para cumplir con este Plan de Descontaminación y cualquier otro Plan de Descontaminación al que pueda estar sujeta. Cualquier inversión adicional como resultado de ello, o futuras normativas ambientales, podría tener un efecto material adverso en el negocio, los resultados de operaciones y situación financiera de la Sociedad.

Además, las normativas ambientales chilenas se han vuelto cada vez más estrictas en los últimos años, especialmente en relación con la aprobación de nuevos proyectos, así como con el cumplimiento de los requisitos legales y de permisos existentes y es probable que esta tendencia continúe en el futuro cercano. Los nuevos requisitos ambientales o los cambios en la aplicación, interpretación o cumplimiento de los requisitos existentes podrían generar un aumento sustancial de los costos de capital, operativos o de cumplimiento, y podrían imponer condiciones que restrinjan o limiten las operaciones. Además, los cambios en las normativas ambientales que pueden restringir el uso de carbón o aumentar los costos de usar el carbón como fuente de combustible, podrían afectar negativamente los ingresos y, por lo tanto, podrían tener un efecto adverso en la situación financiera y los resultados de operaciones. Estos cambios regulatorios ambientales podrían limitar la disponibilidad de fondos para otros fines, lo que podría afectar negativamente al negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Sociedad.

#### 3.4.1.7. Desastres naturales, como terremotos, tsunamis o inundaciones.

Los desastres naturales pueden dañar las instalaciones de generación, afectando negativamente la capacidad de generación y aumentando el costo de producción. Si se presentan tales dificultades operativas, es posible que se le solicite a la Sociedad comprar energía en el mercado spot o celebrar contratos de suministro adicionales para cumplir con las obligaciones contractuales que podrían afectar negativamente la situación financiera y los resultados de la operación. No es posible asegurar que los desastres naturales no afectarán negativamente a las instalaciones de la Sociedad en el futuro.

Chile y Argentina están ubicados en áreas sísmicas que exponen las instalaciones a terremotos. Chile se encuentra en la reunión de las placas tectónicas de Nazca y América del Sur, una de las regiones sísmicas más activas del mundo. Chile se ha visto afectado negativamente por poderosos terremotos en el pasado, incluido un terremoto de magnitud 8.0 que golpeó el centro de Chile en marzo de 1985, un terremoto de magnitud 7.7 que golpeó a Tocopilla en noviembre de 2007, un terremoto de magnitud 8.8 que golpeó el centro de Chile en febrero de 2010, seguido por un tsunami, un terremoto de magnitud 8.2 con un epicentro frente a la costa de Iquique en abril de 2014 y un terremoto de magnitud 8.4 que golpeó a Coquimbo, en el norte de Chile, en septiembre de 2015. Si bien se aplican estrictos códigos de obra civil y construcción y aunque el complejo, oficinas e instalaciones no se han visto afectados por terremotos o tsunamis recientes, no es posible asegurar que los eventos sísmicos u otros desastres naturales no dañarán las instalaciones, lo que podría tener un efecto significativo en el negocio, los resultados de operaciones y la situación financiera de la Sociedad. Además, en Chile tuvo lugar un deslizamiento de lodo en 1987 durante la construcción de la planta hidroeléctrica Alfalfal. El flujo de lodo dañó la planta hidroeléctrica Maitenes existente y los trabajos de construcción en curso, causando un retraso de 12 meses en la finalización de la planta.

En mayo de 2004, los niveles de entrada de agua extremadamente altos desencadenaron una avalancha de lodo y limo en la planta de Chivor en Colombia, que dañó principalmente una de las ocho unidades generadoras de una de las dos sub-instalaciones de la Sociedad. Esta unidad dañada y las otras tres unidades en esa sub-instalación se clausuraron. La Sociedad se vio obligada a desaguar uno de los túneles de conducción para realizar los trabajos de mantenimiento necesarios para que estas cuatro unidades generadoras volvieran a estar en servicio. Como resultado, todas las unidades generadoras se apagaron simultáneamente durante un total de 18 días. Durante ese período, la Compañía se vio obligada a comprar energía en el mercado spot y a participar en contratos de corto plazo con otras empresas generadoras para cumplir con sus obligaciones contractuales. En abril de 2012, hubo un aumento significativo en los niveles de agua del río Lengupá, donde se descargan las aguas de la turbina debido a las fuertes lluvias en el área donde se encuentra la planta de Chivor. Esta lluvia generó un aumento en el nivel del agua del canal de descarga que inundó el sótano de la central eléctrica y provocó un corte de energía de 49 horas en siete de las ocho unidades.

La Sociedad mantiene seguros contra riesgos para sus activos de generación que incluye cobertura contra terremotos por daños físicos e interrupciones comerciales relacionadas. Sin embargo, no es posible asegurar que la cobertura del seguro sería suficiente para cubrir todas las pérdidas o que seguirá estando disponible en el futuro.

#### 3.4.1.8. Factores fuera del control de la Sociedad pueden aumentar el costo o retrasar la construcción o el comienzo de la operación de sus nuevas instalaciones o la expansión de las instalaciones existentes.

La ejecución exitosa y el comienzo de la operación de los proyectos de inversión que la Sociedad está desarrollando o construyendo depende de numerosos factores externos, que incluyen (i) demoras en la obtención de aprobaciones regulatorias, incluidos los permisos ambientales; (ii) fallos judiciales contra aprobaciones gubernamentales ya otorgadas, como permisos ambientales; (iii) escasez o aumento en el precio del equipo reflejado a través de órdenes de cambio, materiales o mano de obra; (iv) el incumplimiento de los contratistas para completar o poner en servicio las instalaciones o instalaciones auxiliares en la fecha acordada; (v) oposición de grupos políticos, ambientales y étnicos locales y/o internacionales; (vi) huelgas; (vii) cambios adversos en el entorno político y regulatorio; (viii) condiciones climáticas adversas; (ix) malas condiciones geológicas; y (x) desastres naturales, accidentes u otros eventos imprevistos.

En Chile, la oposición pública a los proyectos de desarrollo y los de los competidores de la Compañía ha ido creciendo en los últimos años en forma de protestas y campañas publicitarias contra la construcción y cuestionamientos legales a los permisos otorgados para los proyectos. Además, se han organizado protestas y campañas publicitarias por parte de agencias no gubernamentales locales y ambientales contra el proyecto hidroeléctrico Alto Maipo de 531MW de alto flujo que está en construcción. No es posible asegurar que la oposición pública o las demoras en los proyectos no afectarán negativamente su desarrollo y, en consecuencia, el negocio, situación financiera y resultados de las operaciones de la Sociedad. Cualquiera de estos factores puede aumentar el costo de los proyectos o causar demoras en la finalización o cancelación de las inversiones de capital, ocasionando efectos adversos en el negocio, resultados de las operaciones y situación financiera de la Sociedad.

#### 3.4.1.9. Litigios y arbitrajes en contra de la Sociedad o de sus compañías relacionadas.

Tanto la Sociedad como sus compañías relacionadas venden electricidad por contrato a varias compañías de distribución, clientes industriales y mineros y compañías de generación eléctrica, entre otros. Además, celebran otros contratos habituales en el curso ordinario de los negocios. La interpretación y el cumplimiento de ciertas disposiciones de los contratos existentes o adicionales pueden dar lugar a disputas entre la Sociedad, sus clientes o terceros, relacionados con impuestos ecológicos, daños ambientales y peajes de transmisión, entre otros asuntos. Además, la Sociedad y su filial Alto Maipo están actualmente involucrados en una serie de arbitrajes derivados de la demora en la construcción de dicho proyecto. No es posible asegurar que cualquier reclamo, demanda u otro procedimiento legal que surja de dichos contratos o de demoras en la construcción, ya sea que se presenten contra o sean iniciados por la Sociedad o sus compañías relacionadas, no afectarán negativamente los resultados de sus operaciones o situación financiera.

3.4.1.10. Los mayores requisitos del gobierno de Chile con respecto al uso de ERNC pueden conducir a una mayor competencia, una mayor volatilidad en los precios spot y un deterioro acelerado de las plantas termoeléctricas.

A medida que el gobierno de Chile aumenta sus requisitos con respecto al uso de ERNC, se espera que nuevos participantes en el sector de energía renovable ingresen al SEN. El marco regulatorio actual apunta a un requisito de generación de energía de ERNC del 20% para 2025. Si nuevos participantes ingresan al SEN, la Sociedad podría experimentar una presión a la baja en los precios incluida la presión de sus clientes para renegociar los PPA, lo que podría tener un efecto material adverso en sus márgenes de beneficio y que afectaría negativamente su negocio, situación financiera y resultados de operaciones. Además, es probable que las ERNC conduzcan a precios spot muy bajos en ciertos momentos del día y a precios muy altos en otros momentos, particularmente de noche. Esto puede crear inestabilidad en la cadena de pagos.

Además, la integración de las ERNC en el SING, principalmente las plantas de energía solar, a partir de 2014, impuso una serie de desafíos técnicos. Por ejemplo, las plantas termoeléctricas flexibles deben aumentar y disminuir su factor de carga para funcionar de noche para proporcionar energía constante, consistente y eficiente al SING (ahora parte del SEN). Este requisito y otros cambios dinámicos tienen el riesgo de acelerar el deterioro de las centrales termoeléctricas, incluido los complejos de la Compañía, lo que podría provocar fallas operativas o mayores costos de mantenimiento debido al despacho variable.

3.4.1.11. El riesgo de fallas mecánicas o eléctricas o accidentes.

Si bien se realizan mantenimientos y mejoras operativas con regularidad para garantizar la disponibilidad comercial de las plantas de generación, las fallas o accidentes mecánicos o eléctricos pueden ocasionar períodos de indisponibilidad comercial. Períodos significativos de falta de disponibilidad de las plantas de la Sociedad requerirían cumplir con sus obligaciones contractuales utilizando su generación de respaldo más costosa o comprando energía en el mercado spot, lo que podría generar costos más altos que afectarían negativamente sus resultados de operaciones y situación financiera. Además, una falla en una de las unidades de la Sociedad o en otra compañía generadora de electricidad podría afectar la operación del resto de la red, lo que provocaría pérdidas por interrupción del negocio y multas. Aunque la Compañía contrata pólizas de seguro para el caso de una interrupción en su negocio, no es posible asegurar que la cobertura de seguro sea suficiente.

3.4.1.12. Es posible que las pólizas de seguro de la Sociedad no cubran por completo los daños o que no pueda obtenerse un seguro contra ciertos riesgos.

La Sociedad mantiene pólizas de seguro destinadas a mitigar sus pérdidas debido a los riesgos habituales. Estas cubren sus activos contra pérdidas por daños físicos, pérdida de ingresos y también responsabilidad de terceros. Sin embargo, no es posible asegurar que el alcance de los daños sufridos en el caso de un desastre natural o evento catastrófico no exceda los límites de la póliza de cobertura de seguro. La Sociedad mantiene una cobertura total contra daños físicos por pérdidas ocasionadas por, entre otras, terremotos, incendios, explosiones, inundaciones, tormentas de viento, huelgas, disturbios, fallas mecánicas e interrupciones comerciales.

Es posible que el nivel de seguro no sea suficiente para cubrir completamente todas las pérdidas que puedan surgir en el transcurso del negocio o que el seguro que cubre los diversos riesgos no continúe estando disponible en el futuro. Además, puede no ser posible obtener un seguro en términos comparables en el futuro.

3.4.1.13. La capacidad de la Sociedad para refinanciar sus líneas de crédito podría verse afectada negativamente por variaciones en sus calificaciones crediticias internacionales y locales y por otras razones.

Los vencimientos de deuda de la Sociedad, así como los de las filiales, en los próximos años incluyen US\$113,2 millones en 2021, US\$102,1 millones en 2022 y US\$142,6 millones en 2023. La capacidad de la Compañía para refinanciar su endeudamiento, en términos favorables o en su totalidad, podría verse afectada negativamente por variaciones en sus calificaciones crediticias internacionales y locales y por las condiciones predominantes en los mercados de capital y financieros sobre las cuales no tiene control. Si no es posible refinanciar su endeudamiento, o encontrar fuentes alternativas de financiamiento, es posible que la Sociedad tenga que restringir o reducir sus actividades o planes comerciales, lo que podría tener un efecto adverso importante en su negocio, los resultados de operaciones y situación financiera.

3.4.1.14. Un incumplimiento, por parte de la Sociedad o cualquiera de sus filiales, podría resultar en que toda o una parte de su deuda pendiente se torne exigible y pagadera en forma inmediata.

Algunos de los contratos de financiamiento de la Sociedad y sus filiales contienen cláusulas de vencimiento anticipado cruzado e incumplimiento cruzado. Según estas disposiciones, el incumplimiento o el vencimiento anticipado de un contrato de deuda puede resultar en el incumplimiento y el vencimiento inmediato de otros contratos de deuda (independientemente de si se cumple con los términos de esos otros contratos de deuda), otorgando a los prestamistas en virtud de esos otros contratos de deuda el derecho de acelerar el vencimiento de las obligaciones adeudadas en virtud de

esos otros contratos de deuda. En consecuencia, el incumplimiento, ya sea por parte de la Sociedad o por cualquiera de sus filiales, podría resultar en que toda o una parte de su deuda pendiente se torne exigible y pagadera en forma inmediata.

#### 3.4.1.15. Dificultades en el cobro de las cuentas por cobrar.

Las dificultades para cobrar los pagos por suministro de electricidad de los clientes o del mercado spot pueden afectar negativamente los resultados de operaciones y el flujo de fondos. En el primer trimestre de 2011, el SIC (ahora parte del SEN) experimentó una sequía y las bajas condiciones hidrológicas causadas por esta resultaron en pérdidas financieras significativas para Campanario Generación S.A., una de las empresas generadoras del sistema. Como resultado, esa empresa generadora fue declarada en quiebra. En el procedimiento de quiebra, la Sociedad y su coligada presentaron prueba de que la deuda pendiente de dicha empresa generadora era de US\$ 3.0 millones, más los intereses aplicables, de los cuales se recuperaron US\$ 1.4 millones.

En Colombia, han existido dificultades para cobrar pagos de algunos de los clientes de la Sociedad en el pasado. En respuesta, en 2004, se desarrolló un análisis de crédito interno que, en algunos casos, requiere la obtención de garantías de potenciales clientes, tales como cartas de crédito o condiciones de prepago antes de la celebración de los contratos. En 2005, y posteriormente en 2010, durante períodos de condiciones climáticas extremadamente secas y altos precios en el mercado spot, se experimentaron problemas de cobranza en Colombia relacionados con las ventas de energía realizadas en el mercado spot que fueron adquiridas por dos comerciantes diferentes. Los operadores no pagaron los saldos pendientes de US\$0,8 millones y US\$1,3 millones y, como resultado, la Sociedad registró una pérdida de ambos montos en 2005 y 2010, respectivamente. En ambos casos, se suspendió la participación de estos operadores en la bolsa o el mercado spot y se presentaron acciones contra los operadores para intentar recuperar la deuda pendiente y esas acciones se encuentran en trámite. Como resultado del riesgo evidenciado ante la falla en las cobranzas asociadas al mercado spot del año 2010, el regulador creó un mecanismo llamado “Capacidad de Respaldo de Operaciones de Mercado – CROM”, que evalúa un patrimonio transaccional con el cual se soportan las operaciones en el mercado y que no puede ser excedido. Luego de la implementación de dicho mecanismo no se han presentado problemas de cobranza en el mercado spot con excepción a la intervención por parte del gobierno de una compañía distribuidora-comercializadora, Electricaribe. Como participante en el mercado spot colombiano, que es administrado por un administrador del mercado, las operaciones de la Sociedad en Colombia están expuestas a este riesgo. El regulador del mercado ha implementado y aplicado normas para participar en el mercado spot, reduciendo tanto la exposición como la posibilidad de incumplimientos futuros. En estas reglamentaciones se incluye una norma que establece que los participantes del mercado spot deben proporcionar una de las siguientes garantías para participar en el mercado: (i) depositar boletas de garantía bancaria o cartas de crédito, o (ii) realizar pagos anticipados mensuales que se ajustan semanalmente. Además, el regulador del mercado ha propuesto una resolución que prevé una prueba de índice de solvencia que mide la proporcionalidad entre las transacciones de mercado del agente y su patrimonio. Esta medida busca garantizar que los agentes puedan dar cuenta de los riesgos derivados de sus operaciones de mercado y reducir los riesgos sistémicos.

#### 3.4.1.16. Los negocios y planes de expansión de la Sociedad requieren gastos de capital significativos

La Sociedad está comprometida con la excelencia integral operativa para la generación sostenible que requiere, entre otras cosas, el mantenimiento continuo y mejoras operativas junto con mejoras ambientales e inversiones en sus plantas existentes. Además, planea continuar creciendo en la construcción de plantas de nueva generación en los mercados en los que opera. Se planea financiar los gastos de capital con efectivo generado internamente por sus operaciones combinadas, si es necesario, con el producto de la deuda, ofertas de capital en los mercados de capital nacionales e internacionales. Además, si es necesario, puede vender posiciones de capital en ciertas filiales. En Alto Maipo, al 30 de septiembre 2020, la Sociedad ha realizado aportes de capital por US\$25 millones, del total de los US\$200 millones comprometidos, que será financiado por ella una vez que el préstamo para el proyecto haya sido pagado en su totalidad. El financiamiento para la inversión total esperada para este proyecto ya se ha organizado a través de una línea de crédito para el financiamiento de proyectos con bancos locales e internacionales y el proyecto fue reestructurado recientemente para responder a los retrasos en la construcción. Sin embargo, no es posible asegurar que se obtendrán fondos suficientes de fuentes internas o externas para financiar los requerimientos de gastos de capital en el futuro o en caso de sobrecostos en los proyectos actuales. La imposibilidad de la Sociedad de generar flujos de efectivo suficientes de las operaciones u obtener financiamiento a costos y términos aceptables podría afectar negativamente u ocasionar demoras en su plan de expansión.

#### 3.4.1.17. Cambios en el Código Laboral chileno

El 8 de marzo de 2017, un grupo de representantes en el Congreso de Chile presentó una enmienda propuesta al Código Laboral, con el objeto de modificar las normas de ese código para reducir la jornada laboral máxima de 45 a 40 horas. El 2 de septiembre de 2019, la comisión de trabajo de la cámara de diputados aprobó la enmienda propuesta, pero aún está pendiente de nuevas aprobaciones antes de que se promulgue. La administración actual del presidente Sebastián Piñera ha presentado una alternativa a esa propuesta de ley que todavía está sujeta a discusión y que también puede tener el efecto de reducir las horas máximas en un día de trabajo. Si bien el resultado y el impacto de estas

propuestas son inciertas, la promulgación de dichas propuestas puede tener un impacto en los costos laborales de la Sociedad en el futuro.

#### 3.4.1.18. Los intereses del accionista controlador de la Sociedad pueden entrar en conflicto con sus intereses como accionista.

Actualmente la Compañía es controlada por Inversiones Cachagua SpA, una filial de The AES Corporation, que es titular de una participación del 66.7% en la empresa. El controlador está en condiciones de influir en la administración y determinar el resultado de sustancialmente todos los asuntos que se decidan por el voto mayoritario de los accionistas, incluida la elección de una mayoría de los miembros del directorio, determinando la cantidad de dividendos distribuidos por la Sociedad (sujeto al mínimo requerido por la ley), adoptando ciertas enmiendas a sus estatutos, haciendo cumplir o renunciando a sus derechos bajo los contratos, arrendamientos y acuerdos contractuales existentes y celebrando ciertos contratos con entidades afiliadas, sujetos a la ley chilena.

#### 3.4.1.19. Fluctuaciones cambiarias.

Al 30 de septiembre de 2020, sobre una base consolidada, el 97% de la deuda consolidada de la Sociedad estaba denominada en dólares de los Estados Unidos de América ("Dólares") y el 84% de sus ingresos para el ejercicio finalizado el 30 de septiembre de 2020 estaba denominado en la misma moneda. El peso chileno, el peso colombiano y el peso argentino han estado sujetos a fluctuaciones significativas en el pasado y pueden estar sujetos a fluctuaciones significativas en el futuro.

En Chile, una parte importante de la deuda consolidada se ha denominado en Dólares y una parte sustancial de los ingresos en Chile está vinculada a Dólares. Sin embargo, en general, la Sociedad ha estado y seguirá estando expuesta a las fluctuaciones del peso chileno frente al Dólar debido a los retrasos de tiempo y otras limitaciones en la indexación de los precios de los contratos chilenos respecto del Dólar. En Colombia, los ingresos y el costo de ventas de AES Chivor se denominan principalmente en pesos colombianos, con excepción del cargo por confiabilidad y el servicio de AGC. Por lo tanto, una devaluación del peso colombiano respecto del Dólar puede afectar negativamente la situación financiera y los resultados de las operaciones. En Argentina, las ventas al mercado spot de TermoAndes están denominadas en pesos argentinos, a partir de la Resolución 31/2020 y las ventas por contrato bajo el programa energía plus están denominadas en Dólares, pero se pagan en pesos argentinos. Del mismo modo, la mayoría de los costos de ventas de TermoAndes están denominados en Dólares, pero se pagan en pesos argentinos. Por lo tanto, una devaluación del peso argentino frente al Dólar podría tener un efecto negativo en la situación financiera y los resultados de las operaciones de TermoAndes, debido a su participación tanto en el mercado spot como en el mercado de energía plus. Dado que el Dólar es la moneda funcional de la Sociedad a los efectos de la presentación de informes de acuerdo con las NIFF, los resultados financieros de acuerdo con las NIFF no se ven afectados por las fluctuaciones cambiarias, con excepción de las partidas de activos, pasivos y costos expresados en pesos chilenos, colombianos, argentinos y otras monedas no denominadas en Dólares como las cuentas por cobrar de IVA, sueldos y salarios, honorarios de consultores, aranceles de importación y pagos locales a contratistas de relacionados con los costos de construcción del proyecto, entre otros. En consecuencia, una apreciación del peso chileno, colombiano, argentino u otras monedas no denominadas en Dólares tendría un efecto negativo en la estructura de costos.

#### 3.4.1.20. La inflación y las medidas gubernamentales para frenar la inflación.

Chile, Colombia y Argentina han experimentado altos niveles de inflación en el pasado de acuerdo con las estadísticas publicadas por el Fondo Monetario Internacional (el "FMI"). En Chile, el IPC chileno aumentó un 3.00%, 2.56% y 2.27%, en 2019, 2018 y 2017, respectivamente. En Colombia, el IPC aumentó un 3.80%, 3.18% y 4.091%, en 2019, 2018 y 2017, respectivamente. En Argentina, según la información pública de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, el IPC aumentó un 50.60%, 45.46% y 26.13%, en 2018, 2017 y 2016, respectivamente. Aunque las tasas de inflación fueron relativamente bajas en Chile y Colombia en los últimos años, no es posible asegurar que esta tendencia continúe. Las medidas tomadas por los gobiernos de estos países para controlar la inflación podrían restringir la disponibilidad de crédito e impedir el crecimiento económico. Los períodos de mayor inflación también pueden desacelerar la tasa de crecimiento de estas economías, lo que podría conducir a una menor demanda de generación y menores ventas. También es probable que la inflación aumente algunos de los costos y gastos de la Sociedad, y es posible que no pueda trasladar esos aumentos a sus clientes, lo que podría tener un efecto adverso importante en la Sociedad.

#### 3.4.1.21. La Sociedad está sujeta a una serie de leyes, cuyas violaciones pueden resultar en la imposición de multas y daños a la reputación; es posible que su gestión de riesgos y controles internos no tengan éxito en la prevención o detección de todas las violaciones a la ley o las políticas empresariales.

Además de las normativas ambientales y de la industria eléctrica, el negocio de la Compañía está sujeto a un número significativo de leyes, normas y reglamentos, incluidos aquellos relacionados con la competencia y anti-monopolio, anti-soborno y anti-corrupción, salud, seguridad y medio ambiente, trabajo y empleo e impuestos. Está sujeta a periódicas investigaciones y procedimientos por parte de las autoridades por presuntas infracciones a estas leyes. Estos procedimientos pueden dar lugar a multas u otras formas de responsabilidad y podrían tener un efecto material adverso en la reputación, negocio, situación financiera y resultados de operaciones de la Sociedad.

Es posible que los procesos de cumplimiento y sistemas de control interno existentes no sean suficientes para prevenir o detectar todas las prácticas inapropiadas, fraudes o violaciones de la ley por parte de empleados, funcionarios u otras personas. Es posible que en el futuro se descubran casos en los que no se ha cumplido con las leyes y normativas aplicables o los controles internos. Si tales filiales, empleados u otras personas se involucran en prácticas comerciales fraudulentas, corruptas u otras prácticas comerciales injustas o violan las leyes, regulaciones o controles internos aplicables, la Sociedad podría estar sujeta a una o más acciones de cumplimiento o ser declarada culpable de haber violado de otra manera esas leyes, que pueden resultar en penalidades, multas y sanciones y, a su vez, ver afectada de manera negativa su reputación, negocio, situación financiera y resultados de operaciones.

#### 3.4.1.22. Un ataque cibernético podría afectar negativamente a la Sociedad.

Los riesgos de seguridad de la información generalmente han aumentado en los últimos años como resultado de la proliferación de nuevas tecnologías y la mayor sofisticación y actividades de los ataques cibernéticos, así como el aumento de las conexiones de equipos y sistemas a Internet. En caso de un ciberataque, podrían verse interrumpidas las operaciones comerciales de la Sociedad, sufrir pérdidas e incurrir en costos de respuesta, y estar sujeta a litigios y daños a su reputación. Un ataque cibernético podría afectar negativamente el negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Sociedad.

#### 3.4.1.23. El negocio de la Sociedad enfrenta riesgos por la promoción de los esfuerzos de descarbonización tanto a escala global como nacional y por el cambio relacionado en la demanda fuera de la energía generada convencionalmente. Además, las posibles acciones legislativas y normativas que aborden el cambio climático y los problemas ambientales podrían impactar significativamente en su industria y negocio.

La descarbonización se refiere a la transición del sector energético hacia una menor emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). En la Conferencia Mundial sobre el Clima en París, Francia, celebrada a fines de 2015, los participantes suscribieron el primer tratado global de protección climática que promete de manera vinculante un llamado límite de dos grados (la reducción del calentamiento global en menos dos grados centígrados) en comparación con el nivel de pre-industrialización) según el derecho internacional, y obliga a los signatarios a lograr la neutralidad de los gases de efecto invernadero en la segunda mitad del siglo. El acuerdo alcanzado en París también podría tener un impacto significativo en el desarrollo de los mercados mundiales de electricidad y gas y genera la expectativa de que los países individualmente puedan adoptar requisitos de protección climática cada vez más estrictos. De acuerdo con los objetivos establecidos en la Conferencia Mundial del Clima en París, las emisiones de gases de efecto invernadero deberían reducirse globalmente de un 40% a 70% para 2050, en comparación con los niveles de 2010. En particular, esto requiere una transición de las fuentes de energía basadas en combustibles fósiles a la generación de energía renovable.

De conformidad con el Acuerdo de París, las contribuciones previstas y determinadas a nivel nacional (INDC- por su sigla en inglés: *Intended Nationally Determined Contributions*) de Chile tienen los siguientes objetivos: (i) reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> por unidad de PIB en un 30% por debajo de sus niveles de 2007 para 2030, considerando el crecimiento económico futuro que le permite implementar medidas adecuadas para alcanzar este compromiso, y (ii) sujeto al apoyo internacional, aumentar este objetivo de reducción entre 35 % y 45% por debajo de los niveles de 2007 para 2030. Además, la Asociación de Generadoras (de la que formamos parte) firmó un acuerdo con el gobierno para detener el desarrollo de centrales eléctricas de carbón y obtener el 70% de la generación nacional de electricidad a partir de energías renovables para 2050. El Acuerdo de París fue aprobado en Chile mediante el Decreto Supremo No. 30, publicado en el Boletín Oficial el 23 de mayo de 2017, y ha estado en vigencia desde el 12 de marzo de 2017. El 25 de mayo de 2018, la ex ministra de energía, Susana Jiménez, publicó la "Ruta Energética, liderando la modernización con sello ciudadano", que establece directivas públicas sobre el desarrollo futuro de la industria eléctrica chilena. Esta agenda incluye cambios en el marco de regulación eléctrica de Chile que pueden alterar las condiciones bajo las cuales la Sociedad desarrolla actualmente su negocio. El 4 de junio de 2019 AES Gener firmó un contrato con el Ministerio de Energía de Chile para la desconexión y el cese de operaciones de sus unidades de carbón más antiguas, Ventanas I y Ventanas II (con una capacidad total de 328 MW) que serán colocadas en el nuevo Estado Operativo de Reserva Estratégica ("ERE") una vez implementado por la CNE. El hecho de ser colocadas en el ERE implica que servirán como respaldo por un período máximo de cinco años antes de desconectarse completamente del sistema. Se espera que Ventanas I ingrese al ERE a más tardar el 1 de noviembre de 2022 mientras que Ventanas II ingresará al ERE el 1 de mayo de 2024.

El cumplimiento de los cambios legales y normativos relacionados con el cambio climático, incluidos los resultantes de la implementación de tratados internacionales o leyes nacionales mencionadas anteriormente, puede, en el futuro, aumentar los costos de la Compañía asociados con (i) la operación y el mantenimiento de sus instalaciones; (ii) la instalación de nuevos controles de emisiones en sus instalaciones; y (iii) la administración y gestión de programas de emisiones de gases de efecto invernadero. Las oportunidades de generación de ingresos y crecimiento estratégico también pueden verse negativamente afectadas.

Además, una mayor regulación de los gases de efecto invernadero puede crear mayores incentivos para el uso de fuentes de energía alternativas que no es posible garantizar que la Sociedad los pueda aprovechar.

#### 3.4.1.24. Riesgos por cambio tecnológico en el mercado energético

El mercado energético está sujeto a cambios tecnológicos de largo alcance, tanto en la generación como en la demanda de energía. Por ejemplo, con respecto a la generación de energía, el desarrollo de dispositivos de almacenamiento de energía (almacenamiento de baterías en el rango de megavatios) o de instalaciones para el almacenamiento temporal de energía a través de la conversión a gas (llamada "tecnología de energía a gas") y los aumentos en el suministro de energía debido a nuevas aplicaciones tecnológicas como el *fracking* o la digitalización de las redes de generación y distribución podrían potencialmente afectar el negocio de la Sociedad.

Las nuevas tecnologías para aumentar la eficiencia energética y mejorar el aislamiento térmico para la generación directa de energía a nivel del consumidor o que mejoran la realimentación (por ejemplo, mediante el uso del almacenamiento de energía para la generación renovable) pueden, por el lado de la demanda, conducir a cambios estructurales en el mercado a favor de fuentes de energía con bajas o nulas emisiones de dióxido de carbono o a favor de la generación descentralizada de energía, por ejemplo, a través de plantas de energía a pequeña escala dentro o cerca de áreas residenciales o instalaciones industriales que podrían afectar la generación centralizada de la Sociedad.

Si el negocio no puede reaccionar a los cambios causados por tales nuevos desarrollos tecnológicos y los cambios asociados en la estructura del mercado, la Sociedad podría sufrir un efecto material adverso en su negocio, situación financiera y resultados de operaciones.

#### 3.4.2. Factores de riesgo relacionados con las operaciones en Chile.

##### 3.4.2.1. Las condiciones políticas y económicas chilenas e internacionales afectan directa e indirectamente el negocio de la Sociedad.

El negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Compañía dependen, en gran medida, de las condiciones económicas predominantes en Chile. Aunque la economía chilena demostró ser resistente durante la última crisis financiera internacional, es más pequeña que las economías de otros países sudamericanos. Además, las condiciones económicas en Chile dependen sustancialmente de las exportaciones de materias primas, como el cobre, que dependen de los precios internacionales de los productos básicos. A medida que los precios de los productos básicos bajan, las exportaciones de cobre disminuyen, lo que disminuye la demanda de generación de los clientes mineros, lo que a su vez puede afectar negativamente las ventas y resultados de operaciones. En particular, algunas de las filiales dependen de la industria minera y, en particular, de la industria del cobre para sus ventas de electricidad.

El gobierno de Chile ha modificado y tiene la capacidad de modificar políticas monetarias, fiscales, tributarias y de otro tipo para influir en la economía chilena. La Sociedad no tiene control sobre las políticas gubernamentales y no es posible predecir cómo esas políticas o intervención gubernamental afectarán la economía chilena o, directa e indirectamente, el negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Sociedad.

Además, estamos expuestos a la volatilidad económica y política en los Estados Unidos de América y los países latinoamericanos. Debido a la importancia de las exportaciones de cobre y la actividad minera general para el crecimiento económico de Chile, la guerra comercial entre China - EE. UU. u otros acontecimientos pueden reducir los precios del cobre y afectar negativamente a la economía chilena. Además, los cambios en las condiciones sociales, políticas, normativas y económicas o en las leyes y políticas que rigen el comercio exterior, la manufactura, el desarrollo y la inversión en Brasil, Estados Unidos, Asia y Europa, entre otras naciones y regiones, así como las crisis e incertidumbres políticas en otros países latinoamericanos, podrían afectar negativamente el crecimiento económico en Chile y los países vecinos, y en consecuencia pueden tener un efecto adverso en el negocio de la Sociedad.

##### 3.4.2.2. La Sociedad depende de las condiciones hidrológicas en Chile.

Los activos hidroeléctricos de la Sociedad en Chile representan actualmente el 8% de su capacidad instalada bruta en Chile y se espera que aumente al 20.5% con la finalización del proyecto Alto Maipo en 2021. Las operaciones hidroeléctricas se llevan a cabo de conformidad con los derechos de agua existentes en Chile. Las centrales hidroeléctricas de AES Gener tienen una capacidad instalada de 271MW distribuidos en cuatro centrales de pasada.

Debido a que el 8% de la capacidad instalada actual y el 20.5% de la capacidad instalada futura en Chile es hidroeléctrica de régimen fluyente, la Sociedad depende de las condiciones hidrológicas predominantes en la región andina y del impacto en la temporada de deshielo. Además, las condiciones hidrológicas adversas pueden aumentar debido al impacto del cambio climático. Las condiciones hidrológicas influyen en gran medida en el despacho de su planta y los precios spot en el SEN en el que vende su generación de electricidad no contratada en Chile. En consecuencia, las condiciones hidrológicas adversas podrían tener un impacto material adverso en el negocio, resultados de operaciones y situación financiera de la Sociedad.

#### 3.4.2.3. Las restricciones en los sistemas de transmisión podrían afectar los precios contractuales y las de energía de la Sociedad.

Las instalaciones de generación de la Sociedad están conectadas a la red eléctrica principal chilena, el SEN. Suministra esta energía a sus clientes utilizando líneas de transmisión existentes que por ley tienen una política de acceso abierto. En consecuencia, puede enviar energía a una subestación y los clientes pueden retirar dicha energía en otra subestación más cercana a sus instalaciones. También depende de los servicios prestados por terceros que poseen o controlan las líneas de transmisión y las subestaciones que la Sociedad utiliza para proporcionar energía. En el caso de que haya restricciones de transmisión debido a condiciones técnicas o de diseño, la capacidad de suministrar energía a sus clientes podría ser limitada y podría afectar materialmente la condición comercial y financiera de la Sociedad.

Además, la Sociedad y sus competidores están conectados a la misma red eléctrica, el SEN, que tiene una capacidad limitada de transporte y, por lo tanto, en ciertas circunstancias, puede alcanzar su límite de capacidad. La adición de nueva capacidad renovable al sistema, por la Sociedad o por terceros, puede tener un impacto adverso en la operación del sistema de transmisión, como resultado de la congestión. A medida que los nuevos generadores se conectan, o los generadores existentes aumentan sus salidas y despachan más electricidad a la misma red, el despacho de las plantas podría verse afectado, lo que obligaría a la Sociedad a comprar energía en otra parte del sistema para cumplir con los requisitos de los contratos. Si la infraestructura de transmisión de energía en el SEN es inadecuada, la recuperación de los costos mayoristas y la generación de ganancias puede ser limitada.

#### 3.4.2.4. Las autoridades reguladoras pueden imponer multas como resultado de fallas en el suministro de energía.

La Sociedad puede estar sujeta a multas regulatorias en Chile por incumplimiento de las normativas actuales, incluido si el sistema que experimenta un apagón y/o una demora en el restablecimiento de la energía después de un apagón. Todas las compañías de electricidad que participan en el SEN pueden estar sujetas a estas multas si el apagón del sistema es ocasionado por un error operativo de cualquier generador o del operador del sistema de transmisión, incluidas las fallas relacionadas con la coordinación de las tareas de los participantes del sistema. Una compañía de generación de energía también puede estar obligada a hacer pagos compensatorios a los clientes regulados afectados por cortes de electricidad o a los clientes no regulados.

El Ministerio de Energía puede dictar un decreto de racionamiento cuando el sistema eléctrico se enfrenta o se espera que se enfrente a un déficit de generación como consecuencia de una avería prolongada de las unidades de generación, o como consecuencia de una sequía o de una demanda inusualmente elevada. Si se promulga un decreto de racionamiento, se pueden imponer multas a las compañías de generación que no cumplan con las medidas ordenadas en el decreto. Además, si la Sociedad se ve obligada a comprar energía en el mercado spot durante los períodos en que está vigente un decreto de racionamiento, esas compras se valorarán al costo de falla del sistema. Los costos de falla del sistema son los costos promedio incurridos por los usuarios finales para proporcionar un kWh por sus propios medios y son previsiblemente mucho más altos que los costos de producción.

#### 3.4.2.5. Si Argentina aumenta la liberalización de las exportaciones de gas natural a Chile, los resultados de operación y condición financiera de la Sociedad podrían verse afectados negativamente.

Argentina comenzó a restringir gradualmente las exportaciones de gas natural en 2004 y finalmente las suspendió en 2007. En relación con esto, las exportaciones a Chile fueron restringidas y las compañías generadoras de energía chilenas se vieron obligadas a sustituir el gas natural con otros combustibles. Durante septiembre de 2018, Argentina comenzó a liberar las exportaciones de gas natural a Chile. Si el volumen de estas importaciones aumenta en el futuro, estas empresas generadoras de energía pueden volver a utilizar el gas natural como combustible primario, lo que podría ofrecer una opción de energía más barata a las empresas industriales y mineras chilenas, incluidos los clientes actuales de la Sociedad. Si esta situación se materializara cuando venzan sus PPA, en la medida en que no sea posible negociar nuevos PPA en términos similares, las ventas de energía y capacidad podrían disminuir y los resultados de las operaciones y situación financiera podría verse negativamente afectada.

#### 3.4.2.6. Modificaciones al sistema tributario chileno.

El 29 de septiembre de 2014, la Ley No. 20.780 (modificada por la Ley No. 20.899, la "Reforma Fiscal") se publicó en el Diario Oficial e introdujo cambios significativos en el sistema tributario chileno y fortaleció los poderes del Servicio de Impuestos Internos ("SII") para controlar y prevenir la evasión fiscal. La Reforma Fiscal introdujo cambios en el sistema de impuestos corporativos al permitir la coexistencia de dos regímenes fiscales alternativos: (i) el régimen parcialmente integrado; o (ii) el régimen de renta atribuida. Como una sociedad anónima abierta el régimen aplicable es el régimen parcialmente integrado, que implica una tasa impositiva corporativa del 27% a partir de 2018 en adelante.

En agosto de 2018, se presentó un proyecto de ley para la "modernización tributaria" en el Congreso chileno, el cual, luego de cambios sustanciales en el Congreso, fue promulgado y publicado el 24 de febrero de 2020. Dicha norma, la Ley 21.210, simplifica los registros tributarios que deben mantener los contribuyentes, moderniza la definición de gastos tributarios aceptados, de manera de incorporar desembolsos realizados durante el transcurso ordinario de los negocios

que son parte de su funcionamiento, pero que no están directamente asociados a su actividad productiva. Adicionalmente la nueva ley incluye modificaciones a la normativa sobre impuestos a las emisiones contaminantes, que expande la base de tributación a todas las organizaciones cuyas que individualmente o en conjunto, produzcan 100 toneladas o más de material particulado por año, o 25.000 toneladas o más de CO<sub>2</sub>, ya no solo limitándola a calderas o fuentes de emisión en particular. Otra modificación relevante es la posibilidad de implementar programas de compensación de emisiones, a partir de 2023, reduciendo con ello el cálculo de emisiones sobre el cual se calcula el pago del impuesto, sin embargo, dichos programas, sus características e instrucciones están pendientes de ser emitidos por la autoridad pertinente. Junto con ello, la ley incorporó una sobretasa a las contribuciones de bienes raíces, para aquellos contribuyentes cuyos inmuebles combinadamente excedan las 670 Unidades Tributarias Anuales ("UTA") de avalúo, según el avalúo al 31 de diciembre del año anterior, de acuerdo a los siguientes tramos: 1/ 670 UTA -1.175 UTA: 0,075%; 2/ 1.175-1.510: 0,15%; 3/ 1.510- en adelante: 0,275%. Otro cambio incorporado por la nueva ley es un impuesto en beneficio de un fondo regional, equivalente al 1% del costo para proyectos de inversión por más de USD 10 millones, que deban someterse a la calificación de impacto ambiental. Se aplica sobre el monto que excede los USD 10 millones, y se devengará el primer ejercicio con ingresos operacionales, pagaderos en un período de 5 años, en beneficio de la región en la que se construirá el proyecto. Dicho gravamen es aplicable solo a proyectos con procesos de evaluación ambiental iniciados a partir del 24 de febrero de 2020.

#### 3.4.2.7. Se promulgó nueva Reforma Tributaria que modificó la normativa respecto a Impuestos Ecológicos o Impuestos a las Emisiones.

Actualmente, el Impuesto Ecológico aplicable a las emisiones de dióxido de carbono es de aproximadamente US\$5,00 por tonelada emitida, mientras que el Impuesto ecológico sobre óxidos de nitrógeno, dióxido de azufre y partículas es de aproximadamente US\$0,10 por tonelada emitida, multiplicado por una fórmula predeterminada que considera el factor de dispersión del contaminador, el costo social per cápita del contaminador y la población de la comuna. El Impuesto Ecológico se implementó y comenzó a devengarse sobre las emisiones en 2017 y los pagos iniciales del Impuesto Ecológico se realizaron en abril de 2018 por la suma neta de US\$49,7 millones.

De conformidad con los PPA de la Sociedad, se puede trasladar a los clientes algunos de los mayores costos resultantes de ciertos cambios en las leyes, sin embargo, es posible que no sea factible trasladar todos los mayores costos de estos Impuestos Ecológicos específicos a sus clientes en virtud de las cláusulas de cambios en las leyes en los PPA. La imposibilidad de trasladar todos estos Impuestos Ecológicos a algunos de los actuales o futuros clientes podrá afectar de manera negativa a el negocio, situación financiera y los resultados de las operaciones de la Sociedad. Eléctrica Angamos y Eléctrica Cochrane se encuentran actualmente en proceso de arbitraje con algunos de sus clientes contratados por el traspaso de Impuestos Ecológicos. No es posible asegurar que Eléctrica Angamos o Eléctrica Cochrane tendrán éxito en estos procedimientos de arbitraje.

Asimismo, no es posible garantizar que los Impuestos Ecológicos no se aumentarán en el futuro o que la Compañía podrá continuar trasladando todos esos mayores costos bajo sus PPA, lo que podría tener un efecto material adverso en su negocio, situación financiera y resultados de operaciones.

Además de lo señalado en el numeral anterior, la ley 21.210 especifica los mecanismos para la notificación de la evaluación fiscal, los medios de impugnación disponibles para el contribuyente y los efectos que las modificaciones ordenadas por la autoridad ambiental tendrán en la emisión de una nueva evaluación de impuestos por parte del servicio de impuestos internos.

#### 3.4.2.8. Normativas y políticas ambientales recientemente propuestas pueden conducir a cambios significativos en la industria, particularmente con respecto a asuntos ambientales y el uso futuro del carbón.

El 31 de julio de 2018, el gobierno de Chile propuso una legislación para modificar el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) para (i) aumentar el estándar técnico de los procesos de evaluación ambiental al reducir las intervenciones políticas, (ii) promover la participación ciudadana en los procesos de toma de decisiones, (iii) abogar por un mayor y equitativo acceso a la justicia ambiental, y (iv) resolver una serie de cuestiones que se han debatido en los tribunales ambientales, especialmente en relación con las acciones ambientales judiciales. Además, el 22 de enero de 2019, el gobierno de Chile presentó otro proyecto de ley al congreso, que busca procesar judicialmente los delitos ambientales al sancionar a las empresas que causan daños ambientales significativos. Esta legislación propuesta aún está bajo consideración por el congreso y, a la fecha de este prospecto, no es posible anticipar el impacto que tendrá en el negocio, de aprobarse.

Además, el anterior gobierno de Chile indicó una política de apoyo a las fuentes de energía renovables y la reducción de la dependencia del carbón. En relación con esta política, la agenda del anterior gobierno de Chile exigía que al menos el 70% de la generación nacional de electricidad proviniese de fuentes de energía renovables para 2050, lo que indica que los requisitos para las fuentes de energía renovable pueden aumentar. El marco regulatorio actual apunta a un requisito de generación de energía de ERNC del 20% para 2025. Si bien el anterior gobierno eligió no participar en la Alianza Contra el Carbón en el pasado, una alianza de gobiernos, empresas y otros socios que están trabajando para eliminar rápidamente la energía tradicional del carbón, demostró su intención de pasar del carbón a las tecnologías de generación de energía renovable. El ex gobierno de Chile y las empresas asociadas de la Asociación de Generadores de

Chile, AES Gener, Colbun SA, Enel, y Engie Energía Chile S.A., una filial del Grupo Engie ("Engie") celebraron, el 4 de junio del 2019, un acuerdo no vinculante por el cual acordaron (i) no iniciar ni apoyar el desarrollo de nuevas centrales eléctricas de carbón que no tengan sistemas de captura y almacenamiento de carbono u otras tecnologías equivalentes, y (ii) establecer un grupo de trabajo para analizar el cese gradual de las centrales eléctricas de carbón que no tienen sistemas de captura y almacenamiento de carbono u otras tecnologías equivalentes.

Asimismo, luego del trabajo realizado como resultado de lo estipulado en ii) del compromiso mencionado, con fecha 4 de junio del año 2019 se alcanzó un acuerdo público-privado voluntario de desconexión y cese de operación de un conjunto de centrales a carbón entre el Gobierno de Chile y cuatro empresas generadoras del sector. El acuerdo establece que las centrales que retiren su operación podrán entrar a un nuevo estado operativo denominado "Estado Operativo de Reserva Estratégica" (ERE), cuyo objetivo es dar garantías de seguridad al Sistema Eléctrico Nacional. El acuerdo materializará la salida de aproximadamente 1000 MW de centrales a carbón entre 2019-2024, esto con la condición de que entren en pleno efecto las modificaciones regulatorias descritas en dichos acuerdos. El primer trimestre del año en curso, el Ministerio de Energía cerró la etapa de Consulta Pública del reglamento que incluye dichas modificaciones regulatorias, y se espera que este reglamento ingrese a Contraloría General de la República a fines del segundo trimestre del año en curso, para su aprobación definitiva.

No es posible ofrecer garantías de que el gobierno de Chile no aprobará normativas adicionales que afecten la capacidad de operar con una planta a carbón o que el carbón continuará siendo la principal fuente de generación de electricidad en Chile.

#### 3.4.2.9. El gobierno de Chile podría incautar o expropiar los activos de la Sociedad en determinadas circunstancias

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 19 No. 24 de la Constitución, el gobierno de Chile puede expropiar de los activos de la Sociedad, en caso de que dicha acción sea necesaria para proteger los intereses públicos. De acuerdo con el decreto ley No. 2.186 de 1978, las facultades de expropiación pueden ejercerse a través de un proceso administrativo de expropiación, cuyo resultado puede ser apelado ante un tribunal civil. En el caso de expropiación, la Sociedad tendría derecho a una indemnización por los activos expropiados. Sin embargo, la indemnización puede ser inferior al precio por el cual el activo expropiado podría venderse en una venta en el mercado libre o el valor del activo como parte de un negocio en curso.

#### 3.4.2.10. Demandas judiciales o ciertas disposiciones de terminación anticipada bajo los PPA.

Durante el transcurso ordinario de las operaciones, la Sociedad celebra contratos con sus clientes mineros y corporativos y otros terceros en relación con la venta de electricidad en virtud de los PPA. La interpretación y el cumplimiento de ciertas cláusulas de los contratos existentes o adicionales pueden dar lugar a disputas con sus clientes mineros o terceros y no es posible asegurar que cualquier reclamo, demanda u otro procedimiento legal que surja de dichos contratos no afecte adversamente los resultados de operaciones o la situación financiera.

Además de eso, la Sociedad vende la energía eléctrica que genera principalmente a grandes compañías mineras a través de PPA a largo plazo y, en menor grado, a compañías de generación de energía en el mercado spot. Aunque los PPA a largo plazo proporcionan una fuente muy estable de flujo de fondos recurrente con plazos que van de 12 a 23 años e incluyen ciertas disposiciones de "traslado" que permiten trasladar la mayoría de los costos de generación a los clientes y, en algunos casos, también contienen cláusulas de terminación anticipada con la obligación del comprador de indemnizar al proveedor mediante el pago en efectivo del valor presente neto de todos o casi todos los pagos fijos (ajustados por el IPC) bajo dichos PPA o bien continuar pagando todos o casi todos los cargos fijos pagaderos bajo los PPA durante el plazo original de los PPA con el cliente teniendo derecho, en ciertos casos, a recibir el precio spot de la energía contratada no entregada al cliente. Por ejemplo, el 9 de agosto de 2019, Minera Escondida Limitada y Minera Spence S.A. informaron a Eléctrica Angamos su intención de terminar sus respectivos PPA dentro de los 24 meses siguientes. Bajo tales PPA, Eléctrica Angamos debe proponer un factor de descuento a Minera Escondida Limitada y Minera Spence S.A. para que decidan si pagan el valor presente neto de ciertos cargos fijos, continúan haciendo pagos de ciertos cargos fijos a lo largo del plazo original de los PPA, o revocan la notificación de terminación. Cualquier terminación de este tipo podría afectar negativamente los resultados de operaciones y la situación financiera ya que dichos PPA representan el 14% de la capacidad total de la empresa al 30 de septiembre de 2020 si no es posible celebrar un PPA sustancialmente similar. Los proyectos de ley que reforman el esquema normativo actual que gobierna el segmento de distribución podrían afectar negativamente el negocio, situación financiera y resultados de las operaciones de la Sociedad. Es importante señalar que, con fecha 7 de agosto de 2020, la subsidiaria Angamos llegó a un acuerdo con las filiales de BHP, Minera Escondida y Minera Spence, para dar término anticipado a los Contratos de Energía vigentes. Según este acuerdo, los PPAs terminarán en agosto de 2021. Como consecuencia de los Acuerdos, Angamos percibió fondos por US\$720 millones, los cuales serán reconocidos en el resultado de la sociedad durante el período restante de vigencia del contrato.

#### 3.4.2.11. Modificaciones Regulatorias al Segmento de Distribución

Con fecha 21 de diciembre de 2019, el Ministerio de Energía promulgó la Ley Corta de Distribución Ley 21.194, mediante la cual se rebajó la tasa de rentabilidad del segmento a un 6% después de impuesto. Actualmente el Ministerio prepara el Proyecto de Ley Larga de Distribución, donde se abordaría la creación de la figura del Comercializador y el límite inferior para migrar al segmento de clientes libres del sistema, tema que debe ser abordado considerando los contratos regulados ya adjudicados en las últimas licitaciones de largo plazo que prevén suministrar energía hasta el año 2040. A la fecha de este prospecto, la Sociedad no opera en el segmento de distribución eléctrica en Chile, pero no es posible estar seguros del efecto que estas leyes pueden tener en su negocio. Sin embargo, si no es posible reaccionar a los cambios causados por tales nuevos desarrollos tecnológicos y los cambios asociados en la estructura del mercado, se puede sufrir un efecto material adverso en su negocio, situación financiera y resultados de las operaciones.

#### 3.4.2.12. Congelamiento de Precios en Tarifas Reguladas

El día 2 de noviembre de 2019, se publicó en el Diario Oficial la Ley 21.185, con vigencia inmediata. La ley crea un mecanismo de estabilización de precios de la energía eléctrica para los contratos de clientes regulados, con referencia el decreto tarifario 20T, correspondiente a las tarifas del primer semestre 2019. De esta manera, el aumento de los precios futuros para estos clientes será asumido temporalmente por los generadores que suministran dichos contratos, quienes financiarán un monto máximo de 1.350 MMUSD. En el futuro, en tanto los precios regulados disminuyan, lo que se espera ocurra con la entrada de nuevos contratos desde el año 2021, la diferencia entre la tarifa fija y la evolución del precio del contrato se utilizará para saldar los pagos pendientes a suministradores. Con fecha 5 de marzo de 2020, mediante Resolución Exenta N°72 de la Comisión Nacional de Energía, se publicó el reglamento de la Ley, reglamento que establece las disposiciones técnicas para la implementación de la misma. Se prevé que el fondo de estabilización se agote en una fecha anterior a la inicialmente presupuestada con lo que se vislumbra una nueva discusión legislativa en torno al tema.

#### 3.4.2.13. Estrategia de Flexibilidad del Sistema Eléctrico Nacional

Durante noviembre 2019 el Ministerio de Energía presentó la Estrategia de Flexibilidad. Este proceso busca definir un plan de trabajo regulatorio para el corto y mediano plazo relativo a la flexibilidad operacional del sistema para la mayor penetración de energías renovables. La estrategia considera el desarrollo de tres ejes de trabajo los que son: (i) perfeccionamiento del diseño de mercado para el desarrollo de un sistema flexible; (ii) la revisión del marco regulatorio para sistemas de almacenamiento, (iii) y medidas asociadas a la operación flexible del sistema. La agenda del proceso contempla una discusión normativa que se extendería desde enero 2020 hasta mayo 2022. En este contexto, no es posible ofrecer garantías de que el gobierno de Chile no aprobará normativas adicionales que modifiquen el actual mecanismo de remuneración de la Capacidad.

#### 3.4.2.14. Iniciativas parlamentarias y gubernamentales en ayuda para el suministro de servicios básicos para la ciudadanía en contexto COVID-19

Con fecha 18 de marzo de 2020 el Gobierno de Chile declaró estado de excepción constitucional de catástrofe, mediante Decreto N°104. En este contexto, durante el mes de marzo de 2020, se presentaron diversas mociones parlamentarias en el Congreso de la República de Chile, para suspender el corte de suministro de servicios básicos – electricidad, agua y telecomunicaciones- durante la crisis sanitaria, y prorrogar el pago de las cuentas.

El 19 de marzo de 2020, el Presidente de la República anunció una serie de medidas extraordinarias de alivio económico destinadas a proteger la salud, los salarios y el empleo a la luz del brote de COVID-19 y su impacto en la economía mundial (el "Plan Coronavirus"), que están sujetas a la aprobación del Congreso. Se prevé que el costo total del Plan contra el Coronavirus será de 11.750 millones de dólares de los Estados Unidos de América e incluye las siguientes medidas: i) un aumento del 2% en los gastos de salud pública; ii) una garantía del pago de los salarios (que será de cargo del Fondo de Cesantía Solidario) a los empleados que, debido a la emergencia de COVID-19, deban permanecer en sus hogares y no puedan trabajar a distancia; iii) la discusión inmediata en el Congreso de una ley de protección del empleo (la "Ley de Protección del Desempleo"), que prevé la reducción de la jornada laboral y la utilización de los fondos del Fondo de Cesantía Solidario para compensar las reducciones salariales correspondientes; iv) subsidios por un monto de 130 millones de dólares de los Estados Unidos de América, que se otorgarán a aproximadamente 2 millones de empleados del sector informal; v) la creación de un fondo solidario de 100 millones de dólares de los Estados Unidos de América para atender las emergencias sociales derivadas de la disminución de las ventas de las microempresas; vi) la suspensión durante tres meses de la obligación de realizar pagos provisionales mensuales (PPM) del impuesto sobre la renta de las sociedades; vii) el aplazamiento por tres meses del pago del IVA por parte de las empresas con ventas mensuales inferiores a UF 350.000 (11,8 millones de dólares de los Estados Unidos de América al 19 de marzo de 2020); viii) un aplazamiento hasta julio de 2020 del pago del impuesto sobre la renta de 2019 por parte de las pequeñas y medianas empresas; ix) un aplazamiento del pago de los aportes de los trabajadores por parte de las empresas con ventas mensuales inferiores a UF 350.000 o por parte de personas físicas con propiedades valoradas en menos de 133 millones de dólares de los Estados Unidos de América; x) una reducción al 0% de la tasa del impuesto de timbres y estampillas por un período de seis meses; xi) medidas de alivio para los pagos atrasados de impuestos, incluidas facilidades flexibles de reembolso y una suspensión temporal de los cobros; xii) un derecho a deducir los costos

empresariales asociados a COVID-19; xiii) el pago en efectivo de todas las facturas pendientes emitidas al gobierno chileno y que estén pendientes de pago y el pago de todas las facturas emitidas al gobierno chileno en el futuro dentro de un plazo de 30 días; y xiv) un aporte de capital de 500 millones de dólares de los Estados Unidos de América al BancoEstado para ampliar sus operaciones de préstamo. El 22 de marzo de 2020, el gobierno de Chile impuso un toque de queda nocturno para reducir el número de infecciones por COVID-19.

Por su parte, el 27 de marzo de 2020, el Ministerio de Energía llegó a un acuerdo con las empresas distribuidoras para conceder determinados beneficios y facilidades a los consumidores regulados con respecto al pago de las facturas de energía, durante la vigencia del Estado de Emergencia. El acuerdo alcanzado entre el Ministerio de Energía y las empresas distribuidoras incluye: a) La suspensión de la desconexión del servicio de energía eléctrica debido al atraso en el pago de las facturas de energía. b) Todas las cantidades impagadas generadas durante el Estado de Emergencia serán prorrateadas en las facturas de energía para los siguientes 12 meses, a partir de la finalización del Estado de Emergencia, sin la imposición de ninguna multa ni intereses. c) Los consumidores regulados con facturas de electricidad impagadas por un importe inferior a UF 10 (aproximadamente 330 dólares de los Estados Unidos de América) antes de la declaración del estado de excepción, podrán prorratear sus deudas en las facturas de electricidad de los 12 meses siguientes, a partir del final del estado de excepción. Se espera que estas medidas beneficien al 40% de los consumidores regulados más vulnerables, según la base de datos del registro social de hogares. Asimismo, para reclamar este beneficio, los consumidores regulados deben solicitarlo ante la Compañía de Distribución correspondiente.

### **3.4.3. Factores de riesgo relacionados con las operaciones en Colombia.**

#### **3.4.3.1 La situación financiera y los resultados de las operaciones de la Sociedad dependen de las condiciones económicas y políticas que prevalecen en Colombia.**

La Sociedad genera una porción significativa de sus ganancias operativas consolidadas e ingresos operativos consolidados en Colombia. Para el período finalizado el 31 de diciembre de 2019 y para los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, las operaciones en Colombia representaron el 35%, 33%, 29% y 29%, respectivamente, de la utilidad bruta consolidada. Como resultado, las condiciones económicas en Colombia tienen un impacto significativo en los resultados de las operaciones y situación financiera.

Según las cifras y proyecciones del FMI la economía colombiana creció un 3,3% en 2019, y se proyecta que arrojará un decrecimiento del 7,0% del PIB para 2020 y un crecimiento de 4,8% del PIB para 2021. Debido a la volatilidad en el entorno económico mundial actual, no se pueden garantizar los resultados reales para 2020 y en los años sucesivos.

Una disminución significativa en el crecimiento económico de la economía mundial o de cualquiera de los principales socios comerciales de Colombia, como los Estados Unidos de América, Venezuela o la Unión Europea, o el deterioro de las relaciones comerciales podría tener un impacto material adverso en el PIB de Colombia y afectar negativamente el crecimiento económico del país.

La filial colombiana, AES Chivor, es una sociedad en comandita por acciones registrada como una empresa de servicios públicos de conformidad con las leyes de Colombia. La mayoría de los activos e ingresos de AES Chivor están ubicados o son devengados en Colombia y están denominados en pesos colombianos. Los activos e ingresos de AES Chivor están sujetos a incertidumbres políticas, económicas y de otro tipo, que incluyen la expropiación, nacionalización y renegociación o anulación de contratos existentes, restricciones de cambio de divisas y fluctuaciones monetarias internacionales. En consecuencia, la situación financiera y los resultados de las operaciones dependen de las condiciones económicas y políticas que prevalecen en Colombia. No es posible asegurar que cualquier crisis, como las descritas anteriormente, o eventos similares no afectarán negativamente la economía de Colombia y, en consecuencia, las operaciones de la Sociedad en Colombia.

#### **3.4.3.2. La Sociedad depende de las condiciones hidrológicas en Colombia.**

El principal activo de la Sociedad en Colombia consiste en la instalación hidroeléctrica basada en la presa AES Chivor de 1.000 MW que se encuentra en la región centro este de Boyacá, a unos 160 km al noreste de Bogotá.

Debido a su ubicación geográfica en Colombia, la hidrología de la cuenca consiste en una temporada de lluvias de mayo a noviembre durante la cual su depósito se llena, y una estación seca de diciembre a abril, durante la cual la tasa de generación de energía excede la tasa de entrada de agua y su depósito está drenado. Este ciclo hidrológico difiere del de la región andina en donde se encuentran la mayoría de los competidores hidroeléctricos, que consta de dos estaciones lluviosas y dos estaciones secas. Debido a que la gran mayoría de la capacidad instalada de la Sociedad en Colombia es hidroeléctrica, depende de las condiciones hidrológicas predominantes en la región geográfica en la que opera. Además, los ciclos hidrológicos pueden verse alterados positiva o negativamente por las condiciones climáticas derivadas del cambio climático. Como resultado de estas condiciones, las estaciones secas pueden intensificarse y las lluvias pueden retrasarse. Las condiciones hidrológicas influyen en gran medida en la generación y los precios spot a los que se vende la generación de electricidad no contratada en Colombia. Las ventas físicas son típicamente más bajas durante las

condiciones hidrológicas adversas como resultado de la reducida capacidad de generación hidroeléctrica. En consecuencia, las condiciones hidrológicas adversas podrían tener un impacto material adverso en el negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Sociedad.

#### 3.4.3.3. Tensiones políticas entre Colombia y algunos de sus países vecinos.

Las relaciones diplomáticas entre Colombia y algunos de sus países vecinos, en particular Ecuador y Venezuela, han sido tensas en el pasado. Estas tensiones políticas aumentaron por los argumentos expuestos por el gobierno colombiano de que los países vecinos estaban apoyando a los grupos guerrilleros, así como por los reclamos realizados por Venezuela que afirman que el ejército colombiano ha entrado en su territorio mientras persigue a los miembros de las FARC (Fuerzas Armadas Revolucionarias de Colombia). Si bien las relaciones con estos países se han mantenido estables, no puede garantizarse que puedan volver a realizarse acusaciones similares que puedan dar lugar a nuevas y mayores tensiones con los vecinos de Colombia como se hizo en el pasado y que no tengan un impacto negativo en la economía y el país de Colombia.

#### 3.4.3.4. La industria eléctrica colombiana se ha visto afectada negativamente por los ataques de la guerrilla en el pasado.

Las organizaciones guerrilleras han estado activas durante mucho tiempo en Colombia. En muchas regiones remotas del país que tradicionalmente carecían de una presencia gubernamental efectiva, la guerrilla ha ejercido influencia sobre la población local. En los últimos años, las organizaciones guerrilleras han realizado actos de terrorismo para llamar la atención sobre sus causas. A pesar de los esfuerzos del gobierno colombiano para abordar la situación, Colombia continúa siendo afectada por la fricción social y la violencia relacionada con la actividad guerrillera en algunas regiones, particularmente en el suroeste y el noreste del país. En el pasado, las acciones de la guerrilla que han afectado al sector energético han sido principalmente ataques a torres de energía que, en ciertos casos, han ocasionado cortes de energía regionales a corto plazo y/o restricciones de transmisión que aumentaron el costo de la energía para los usuarios finales.

El 30 de noviembre de 2016, el Congreso colombiano aprobó un acuerdo de paz entre el gobierno colombiano y las FARC. Actualmente, el gobierno colombiano está en proceso de integrar gradualmente a los miembros de las FARC en la vida civil.

Por otro lado, el Ejército de Liberación Nacional, o ELN, un grupo guerrillero, ha incrementado sus acciones contra las fuerzas de seguridad colombianas y la infraestructura crítica de la nación en los últimos meses, lo que creemos es un intento de mostrar su presencia e influencia en algunas regiones y presionar las negociaciones de paz en curso que comenzaron formalmente en febrero de 2016. En febrero de 2017, comenzó la fase de diálogo público en Quito, Ecuador. Estos diálogos fueron interrumpidos como resultado de los ataques terroristas llevados a cabo por el ELN desde el 9 de enero de 2018, cuando terminó el alto el fuego bilateral. El gobierno colombiano decidió reanudar el diálogo en abril de 2018, debido a la suspensión de las acciones terroristas del ELN durante el período electoral en marzo de 2018. Se espera que los ataques contra la infraestructura crítica continúen hasta que se pueda acordar un nuevo alto el fuego bilateral. Además, el gobierno del presidente Duque suspendió las negociaciones de paz con el ELN en enero de 2019 como resultado de un ataque con coche bomba que provocó la muerte de 22 cadetes militares. Esto puede conducir a un aumento de la actividad guerrillera contra el sector energético, así como contra la población militar y civil.

A pesar del progreso realizado con las FARC y las negociaciones ahora estancadas con el ELN, algunos grupos guerrilleros pueden continuar sus actividades ilegales y terroristas, lo que resulta en un deterioro de la seguridad nacional de Colombia. En agosto de 2019, un ex alto comandante de las FARC prometió un regreso al conflicto y la confrontación con el gobierno colombiano y emitió un nuevo llamado a las armas. Este anuncio se produjo casi tres años después de que los rebeldes firmaron un acuerdo de paz para desarmarse. El comandante, conocido por el alias Iván Márquez, argumentó en un vídeo que él y otros ex comandantes del grupo volverían a luchar debido a presuntas violaciones del acuerdo de paz por parte del gobierno.

Los funcionarios del gobierno colombiano, incluido el comisionado de paz del presidente Duque, minimizan el anuncio de Márquez, alegando que representa solo una pequeña fracción de los ex rebeldes y que los objetivos principales del grupo son continuar desarrollando negocios ilegales como parte de una red de narcóticos y evadir los cargos por tráfico de drogas tanto en el país como en los Estados Unidos. Aunque las instalaciones colombianas de la Sociedad nunca han estado sujetas a ataques de ningún grupo guerrillero, no es posible asegurar que tales ataques no ocurrirán en el futuro. El incremento en la actividad de las FARC o del narcotráfico en las regiones donde opera la Sociedad podría tener un efecto material adverso en sus resultados de operaciones y situación financiera.

#### 3.4.3.5. Cambios o interpretación de las regulaciones tributarias.

Las nuevas leyes y reglamentaciones tributarias, y las incertidumbres en la interpretación de las políticas tributarias existentes y futuras plantea riesgos para la Sociedad. El 28 de diciembre de 2018, el Congreso colombiano promulgó una reforma tributaria integral que incluye cambios importantes a la ley tributaria colombiana. Los aspectos más destacados de la reforma fiscal incluyen:

- La reducción de la tasa general del impuesto sobre la renta corporativa al 32% para 2020, 31% para 2021 y 30% para 2022 en adelante;
- La reducción de la tasa impositiva presunta mínima al 3% para 2019, 1.5% para 2020 y 0% para 2021 en adelante;
- Las normas de infra-capitalización se aplicarán solo a las transacciones de deuda con partes relacionadas (locales y transfronterizas), y deben observar una relación deuda-capital de 2:1;
- Las transferencias indirectas de activos colombianos (incluidas las acciones) ahora están sujetas a impuestos para fines fiscales colombianos, con ciertas excepciones. La entidad local cuyas acciones se transfieren indirectamente y el vendedor no residente deben ser responsables conjuntamente con respecto al impuesto adeudado;
- La creación de un nuevo 'Régimen de Empresa  *Holding*' que, si se cumplen ciertos requisitos, proporciona beneficios de exención de participación para los dividendos pagados hacia y desde Colombia, así como una exención para las ganancias de capital sobre la disposición de las acciones de la empresa  *holding* colombiana (cuando no hay actividades colombianas) y sus filiales;
- La creación de un régimen fiscal preferencial para grandes contribuyentes que cumplan ciertos requisitos de creación de empleo e inversión. El régimen fiscal especial proporciona una reducción de la tasa del impuesto a las ganancias corporativas al 27% y una exención tanto del impuesto sobre dividendos como del impuesto sobre el patrimonio reintroducido;
- La tasa general de retención del impuesto sobre la renta en los pagos transfronterizos aumentó al 20% (del 15%);
- La tasa de retención del impuesto sobre la renta en los pagos transfronterizos relacionados con los servicios administrativos aumentó al 33% (del 15%);
- Las sucursales y los establecimientos permanentes ahora están sujetos a impuestos sobre las rentas atribuibles nacionales y extranjeras;
- El precio mínimo en la venta de bienes y servicios se incrementa al 85% del valor justo de mercado en la fecha de la transacción (frente al 75%);
- El impuesto sobre dividendos ahora se aplica a distribuciones a entidades nacionales y establecimientos permanentes (anteriormente solo se aplicaba a distribuciones transfronterizas); la tasa se incrementa a 7.5% (de 5%);
- El "Impuesto sobre el Patrimonio" se reintroduce para 2019 hasta 2021. El evento desencadenante es mantener un patrimonio neto de más de cinco mil millones de pesos colombianos (aproximadamente US\$1.5 millones) al 1 de enero de 2019. La tasa impositiva es del 1%; la base imponible debería ser el patrimonio neto del contribuyente al 1 de enero;
- La introducción de un impuesto único aplicable a los contribuyentes que se presenten a revelar activos no declarados o pasivos no respaldados a partir del 1 de enero de 2019. La tasa impositiva es del 13% y se aplica sobre la base impositiva (para los activos no declarados) o el costo impositivo (para los pasivos no respaldados);
- Un nuevo crédito fiscal está disponible para el 50% del impuesto industrial y comercial (un impuesto municipal sobre los ingresos brutos) y el 50% del impuesto bancario;
- Un nuevo crédito fiscal está disponible para el 100% del IVA pagado en relación con la compra y/o importación de "activos fijos productivos tangibles", así como para el IVA pagado en relación con la construcción de esos activos;
- Los impuestos y gravámenes, distintos del impuesto sobre la renta y el patrimonio, son totalmente deducibles para fines del impuesto sobre la renta (anteriormente, solo unos pocos eran deducibles); y
- La introducción de una sanción penal por cometer fraude y evasión fiscal (aplicable bajo ciertas condiciones y umbrales específicos).

No es posible ofrecer ninguna certeza sobre el impacto de esta reforma, la cual podría tener un efecto adverso importante en el negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Sociedad en Colombia. Varios juicios que desafían la constitucionalidad de la ley de reforma tributaria están actualmente en trámite y su resultado es incierto.

Asimismo, las autoridades y los tribunales fiscales pueden interpretar las normativas fiscales de manera diferente a la Sociedad, lo que podría dar lugar a litigios fiscales y a costos y sanciones asociados. Cualquier cambio en la ley

tributaria o interpretación de las leyes existentes podría tener un efecto adverso en los resultados de las operaciones y situación financiera.

#### 3.4.3.6. Misión de Transformación Energética.

En Colombia el Ministerio de Minas y Energía ha dado inicio a la Misión de Transformación Energética la cual que busca definir una hoja de ruta para la modernización del marco institucional y regulatorio que facilite la transformación energética caracterizada por la incorporación masiva de energía renovable al sistema. La Misión revisa en forma crítica el estado actual, y analiza reformas mediante la incorporación de nuevos agentes, tecnologías y esquemas transaccionales en los mercados de energía.

La Misión de Transformación tiene cinco focos principales, de los cuales el Foco I: Competencia, Participación y Estructura del Mercado y el Foco V: Institucional y Regulatorio, son relevantes para el mercado que atiende AES. En estos focos, las materias de interés específico que se están analizando: (i) la migración de un esquema uni-nodal a precios multi-nodales con componentes de energía, pérdidas y congestiones; (ii) una modificación del esquema del Cargo por Confiabilidad, el actual mecanismo de pago de capacidad del sistema; y (iii) la creación de un Panel de Expertos para resolución de conflictos entre agentes. Los documentos finales fueron presentados a comienzos de año y hace falta una armonización de todas las propuestas incluidas en ellos para definir la hoja de ruta definitiva.

### 3.4.4. Factores de riesgo relacionados con las operaciones en Argentina.

#### 3.4.4.1. Las condiciones económicas y políticas de Argentina pueden tener un impacto directo en el negocio de la Sociedad.

Algunas de las operaciones, propiedades y clientes se encuentran en Argentina y, como resultado, el negocio de la Sociedad depende en cierta medida de las condiciones económicas que prevalecen en dicho país. Los cambios en las condiciones económicas, políticas y regulatorias en Argentina y las medidas tomadas por el gobierno argentino han tenido y se espera que continúen teniendo un impacto la Sociedad.

La economía argentina ha experimentado una volatilidad significativa en las últimas décadas, caracterizada por períodos de crecimiento bajo o negativo, altos niveles de inflación y devaluación de la moneda, y puede experimentar una mayor volatilidad en el futuro.

En consecuencia, los negocios y operaciones de la Sociedad podrían verse afectados en el futuro en diversos grados por acontecimientos económicos y políticos y otros eventos significativos que afectan la economía argentina, como la inflación; controles de precios; controles de cambio de divisas; fluctuaciones en los tipos de cambio y tasas de interés de divisas; políticas gubernamentales sobre gastos e inversiones, aumentos de impuestos nacionales, provinciales o municipales y otras iniciativas que aumentan la participación del gobierno en la actividad económica; disturbios civiles y preocupaciones en el ámbito de la seguridad local. La economía argentina continúa siendo vulnerable. Es posible que el gobierno argentino actual o futuro adopte medidas similares o que los desarrollos económicos, sociales y políticos en Argentina, puedan tener un efecto adverso material en la economía argentina y, a su vez, afectar negativamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Sociedad.

#### 3.4.4.2. Las normativas tributarias de Argentina son susceptibles a tener interpretaciones diferentes y cambiantes, así como a modificaciones futuras.

Las autoridades federales, provinciales y otras autoridades locales argentinas han interpretado algunas normativas tributarias de manera diferente a las empresas privadas y también han cambiado sus interpretaciones e implementado nuevos regímenes tributarios a través del tiempo. Algunos de estos cambios pueden resultar en aumentos en los pagos de impuestos, lo que podría afectar negativamente la rentabilidad de la industria y aumentar los precios de la generación de energía, restringir la capacidad de hacer negocios y hacer que los resultados financieros se vean afectados. No es posible asegurar que la Sociedad podrá mantener sus flujos de fondos y rentabilidad proyectados luego de cualquier aumento en los impuestos argentinos, debido a cambios en las leyes fiscales o su interpretación.

#### 3.4.4.3. El régimen legal y la economía de Argentina son susceptibles a cambios que podrían afectar negativamente las operaciones de la planta de TermoAndes.

La economía argentina ha experimentado una volatilidad significativa en las últimas décadas, caracterizada por períodos de crecimiento bajo o negativo, altos y variables niveles de inflación. Argentina todavía experimenta altos niveles de pobreza y desempleo que generan tensiones sociales y políticas que podrían crear inestabilidad política y económica. Los activos y los ingresos de TermoAndes están sujetos a incertidumbres políticas, económicas y de otro tipo, incluida la expropiación, la nacionalización y la renegociación o la anulación de los contratos existentes, las restricciones de cambio de divisas y las fluctuaciones monetarias internacionales. En consecuencia, la situación financiera y los resultados de las operaciones de TermoAndes dependen significativamente de las condiciones macroeconómicas y políticas que

prevalecen en Argentina y no es posible asegurar que los desarrollos futuros en la economía argentina no afectarán material y adversamente el negocio, situación financiera o los resultados de las operaciones de la Sociedad.

#### 3.4.4.4. El gobierno argentino ha intervenido en el sector eléctrico en el pasado y es probable que continúe haciéndolo.

Para abordar la crisis económica argentina de 2001-2002, el Congreso argentino promulgó la ley de emergencia pública y otras normativas, que introdujeron una serie de cambios importantes en el marco regulatorio aplicable al sector eléctrico. Esos cambios incluyeron la conversión a pesos argentinos y el congelamiento de las tarifas, la cancelación de los mecanismos de ajuste de inflación y la introducción de un complejo sistema de precios en el mercado eléctrico mayorista (Mercado Eléctrico Mayorista o "MEM"), que afectó materialmente a los generadores, transportadores y distribuidores y generó sustanciales diferencias de precios dentro del mercado.

El gobierno argentino ha intervenido anteriormente en este sector, incluido el otorgamiento de aumentos de margen temporales, el establecimiento de precios máximos al contado para transferencias entre generadores, la propuesta de un nuevo régimen de tarifas sociales para los residentes de las zonas afectadas por la pobreza, la creación de cargos específicos para recaudar fondos que se transfieren a fondos fiduciarios administrados por el gobierno que financian inversiones en infraestructura de distribución, generación y transmisión y la obligación de realizar inversiones para la construcción de nuevas plantas de generación y expansión de redes de transmisión y distribución existentes.

En marzo de 2013, el secretario de energía emitió la resolución número 95/2013 que afectaba la remuneración de las compañías generadoras de electricidad cuyos precios de venta se habían congelado desde 2003. Esta resolución convirtió el mercado eléctrico argentino en un sistema de peaje en el que los precios estaban destinados a cubrir los costos de producción de los generadores y prohibió la posibilidad de que partes privadas suscriban nuevos PPA. Los únicos contratos privados permitidos son (i) aquellos bajo el programa energía plus, que permite la contratación mediante plantas térmicas instaladas después de 2006; y (ii) aquellos bajo la resolución no. 281/2017, que permite que las ERNC suscriban PPA. Además, en mayo de 2014, el secretario de energía emitió la resolución No. 529/2014, que actualizó los precios establecidos en la resolución No. 95/2013, y realizó nuevas actualizaciones en 2015 y 2016 con la resolución no. 482/2015 y la resolución no. 22/2016, respectivamente. La resolución No. 19/2017 se emitió en 2017, que modificó la resolución No. 22/2016 al establecer precios en dólares estadounidenses, eliminar la parte de las cuentas por cobrar de las ventas y establecer un nuevo mecanismo para pagar los costos fijos. Por último, el 28 de febrero de 2019, el Secretario de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico de Argentina emitió la resolución No. 1/2019, que, a partir del 1 de marzo de 2019, actualizó y bajó los precios establecidos en la resolución No. 19/2017. Bajo el nuevo marco regulatorio, los precios fijos y variables continúan en dólares estadounidenses, pero se estableció un nuevo mecanismo para los precios fijos, según el cual esos precios se establecen de acuerdo con el factor de uso de cada unidad térmica.

En febrero de 2020 se publicó la Resolución 31/2020 que modifica el esquema de precios establecidos por la anterior Resolución 1/2019. La remuneración de las compañías de generación se establece en pesos argentinos y es ajustada mensualmente por la inflación. Además, se establecieron reducciones en los precios de capacidad y se introdujo un pago de energía adicional por 50 horas por mes de demanda térmica máxima en verano / invierno y 25 horas de demanda térmica máxima en otoño / primavera, aplicadas a la energía generada por las plantas térmicas y la energía operada por plantas hidroeléctricas.

No es posible asegurar que otras medidas que pueda adoptar el gobierno argentino no tendrán un efecto material adverso en el negocio, situación financiera y resultados de las operaciones de la Sociedad, o que el gobierno argentino no adoptará una legislación de emergencia en el futuro similar a la ley de emergencia pública u otras resoluciones similares que pueden aumentar aún más las obligaciones regulatorias, incluido el aumento de impuestos, las modificaciones desfavorables a las estructuras tarifarias y otras obligaciones regulatorias, cuyo cumplimiento aumentaría los costos y tendría un impacto negativo directo en la situación financiera y resultados de operaciones de la Sociedad.

#### 3.4.4.5. Las nuevas medidas que fomentan los proyectos de generación de energía renovable pueden afectar las ventas de la Sociedad bajo el programa energía plus.

El 15 de octubre de 2015, el Ministerio de Energía de Argentina promulgó la ley No. 27.191 que exige que, a través de aumentos graduales año tras año, a fines de 2025, las ERNC cubran el 20% de la demanda total de energía doméstica. La nueva ley también proporciona incentivos fiscales y de otro tipo a los nuevos proyectos de ERNC.

Según la nueva ley, los clientes tienen tres opciones diferentes para elegir a fin de poder cumplir con el objetivo de energía renovable: (i) PPA con generadores renovables, (ii) autogeneración renovable, o (iii) compra de energía renovable de CAMMESA. En el caso (i), los clientes pueden decidir si desean aplicar ese nuevo contrato a la porción de la energía provista por CAMMESA o a la energía contratada bajo el programa energía plus. En consecuencia, el riesgo de renegociación o pérdida de parte de estos contratos si los clientes decidieran reemplazar los PPA de energía plus con PPA renovables podría aumentar en los próximos años. No es posible garantizar que la implementación de esta ley y la regulación relacionada no afecten las ventas de la Sociedad, particularmente las ventas bajo el régimen de energía plus, lo que, a su vez, podría afectar negativamente los resultados de operación y situación financiera.

3.4.4.6. Los controles cambiarios, las restricciones de transferencia, las restricciones impuestas por el FMI y otras políticas del gobierno argentino pueden limitar la disponibilidad de crédito internacional y local o afectar negativamente el negocio de la Sociedad.

En el pasado, la administración de Cristina Fernández aumentó su intervención directa en la economía argentina, mediante la implementación de medidas de expropiación y nacionalización, controles de precios y medidas para controlar directa o indirectamente el acceso de las empresas privadas y los individuos al comercio exterior y a los mercados de divisas, como restringir su libre acceso e imponer la obligación de repatriar y vender en el mercado cambiario local todos los ingresos en divisas obtenidos de las exportaciones. Estas normativas impidieron o limitaron a la Compañía para compensar el riesgo derivado de la exposición al Dólar.

Luego de la elección del presidente Mauricio Macri, se eliminó una porción significativa de las restricciones cambiarias mediante la revocación parcial de ciertas regulaciones vigentes y se tomaron varias medidas que tuvieron el efecto positivo de levantar la mayoría de los controles cambiarios en la Argentina. Sin embargo, el 1 de septiembre de 2019, el gobierno argentino emitió el decreto ejecutivo no. 609/2019, que restableció ciertas restricciones cambiarias, la mayoría de las cuales habían sido derogadas progresivamente desde 2015. Si bien estas medidas están destinadas a ser provisorias, no podemos garantizar que se levantarán, que se podría acceder a los mercados de divisas o que estas medidas no causarían fluctuaciones en el valor del peso argentino. Además, en el futuro, el gobierno argentino podría introducir controles de cambio adicionales, imponer restricciones a las transferencias al exterior, imponer restricciones al movimiento de capital o tomar otras medidas en respuesta a la fuga de capitales o una depreciación significativa del peso argentino, lo que podría limitar las capacidades de la Sociedad para acceder a los mercados internacionales de capital. El levantamiento de ciertos controles cambiarios y otros desarrollos económicos, sociales y políticos futuros en Argentina, sobre los cuales la Sociedad no tiene control, pueden afectar negativamente su negocio, los resultados de las operaciones, la situación financiera, el valor de sus títulos y acciones y su capacidad para cumplir con sus obligaciones financieras.

Además, el 7 de junio de 2018, el gobierno argentino y el FMI llegaron a un acuerdo respecto de un contrato de préstamo contingente por un término de tres años por la suma de US\$50 mil millones y ciertos compromisos para reducir los gastos públicos. De conformidad con este contrato, el FMI impuso requisitos específicos al gobierno argentino, incluidos objetivos de inflación. Si Argentina no alcanzara estos objetivos, el FMI podría rescindir su contrato de financiación y declarar a Argentina en cesación de pagos. Esto podría limitar la disponibilidad de crédito internacional y local para Argentina y las empresas argentinas y, por lo tanto, podría afectar negativamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Sociedad.

#### 4. ANTECEDENTES FINANCIEROS

Las cifras han sido expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América, que es la moneda funcional y de presentación de la Sociedad y todas sus subsidiarias. Los antecedentes financieros de AES Gener se encuentran disponibles en el sitio de Internet de la Comisión para el Mercado Financiero.

##### 4.1. Descripción y análisis:

La siguiente tabla presenta información de los estados financieros de la Sociedad para los períodos finalizados el 30 de septiembre de 2020 y 2019:

	Por el período de nueve meses			Por el período de tres meses		
	2020	2019	2020/2019	2020	2019	2020/2019
Ingresos de actividades ordinarias	1.788.935	1.848.670	(3)%	674.331	626.876	8 %
Costo de ventas	(1.204.377)	(1.359.906)	(11)%	(382.550)	(432.803)	(12)%
<b>Ganancia bruta</b>	<b>584.558</b>	<b>488.764</b>	<b>20 %</b>	<b>291.781</b>	<b>194.073</b>	<b>50 %</b>
Otros ingresos, por función	1.965	2.146	(8)%	31	931	(97)%
Gastos de administración	(90.363)	(72.930)	24 %	(29.542)	(24.422)	21 %
Otros gastos, por función	(5.773)	(1.821)	217 %	(5.013)	(351)	1.328 %
Otras ganancias (pérdidas)	(829.329)	(17.651)	4.598 %	(824.333)	(2.037)	40.368 %
Ingresos financieros	5.362	7.300	(27)%	1.891	2.284	(17)%
Costos financieros	(89.335)	(97.126)	(8)%	(36.330)	(32.298)	12 %
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas	(82.356)	17.583	(568)%	(109.914)	7.622	(1.542)%
Diferencias de cambio	(11.212)	2.867	(491)%	(3.732)	5.273	(171)%
<b>Ganancia (Pérdida) antes de impuestos</b>	<b>(516.483)</b>	<b>329.132</b>	<b>(257)%</b>	<b>(715.161)</b>	<b>151.075</b>	<b>(573)%</b>
Gasto por impuestos a las ganancias	99.729	(101.830)	(198)%	158.069	(51.383)	(408)%
<b>Ganancia (Pérdida) neta del período</b>	<b>(416.754)</b>	<b>227.302</b>	<b>(283)%</b>	<b>(557.092)</b>	<b>99.692</b>	<b>(659)%</b>
<b>Ganancia (Pérdida), atribuible a</b>						
Propietarios de la controladora	(426.805)	215.271	(298)%	(564.523)	97.066	(682)%
Participaciones no controladoras	10.051	12.031	(16)%	7.431	2.626	183 %
<b>Ganancia (Pérdida) neta del período</b>	<b>(416.754)</b>	<b>227.302</b>	<b>(283)%</b>	<b>(557.092)</b>	<b>99.692</b>	<b>(659)%</b>

La siguiente tabla presenta un desglose del resultado antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones ("EBITDA") de la Sociedad para los períodos finalizados el 30 de septiembre de 2020 y 2019:

	Por el período de nueve meses			Por el período de tres meses		
	2020	2019	2020/2019	2020	2019	2020/2019
Ingresos de actividades ordinarias	1.788.935	1.848.670	(3)%	674.331	626.876	8 %
Costo de ventas	(1.204.377)	(1.359.906)	(11)%	(382.550)	(432.803)	(12)%
<b>Margen Bruto</b>	<b>584.558</b>	<b>488.764</b>	<b>20 %</b>	<b>291.780</b>	<b>194.073</b>	<b>50 %</b>
Depreciación y amortización	186.983	198.855	(6)%	53.361	65.164	(18)%
<b>Margen Operacional</b>	<b>771.541</b>	<b>687.619</b>	<b>12 %</b>	<b>345.141</b>	<b>259.237</b>	<b>33 %</b>
Otros ingresos, por función	1.965	2.146	(8)%	31	931	(97)%
Gasto de administración	(90.363)	(72.928)	24 %	(29.600)	(24.422)	21 %
Otros gastos por función	(5.773)	(1.821)	217 %	(5.013)	(351)	1.328 %
Provisión por desmantelamiento	4.700	4.166	13 %	1.659	1.405	18 %
<b>EBITDA</b>	<b>682.070</b>	<b>619.182</b>	<b>10%</b>	<b>312.218</b>	<b>236.800</b>	<b>32%</b>

La tabla a continuación muestra el EBITDA desglosado por segmento al 30 de septiembre de 2020 y 2019:

	Por el período de nueve meses			Por el período de tres meses		
	2020	2019	2020/2019	2020	2019	2020/2019
Chile	573.590	401.052	43 %	248.200	136.302	82 %
Colombia	78.584	175.504	(55)%	54.110	84.966	(36)%
Argentina	29.896	42.626	(30)%	9.908	15.532	(36)%
<b>EBITDA Total</b>	<b>682.070</b>	<b>619.182</b>	<b>10 %</b>	<b>312.218</b>	<b>236.800</b>	<b>32 %</b>

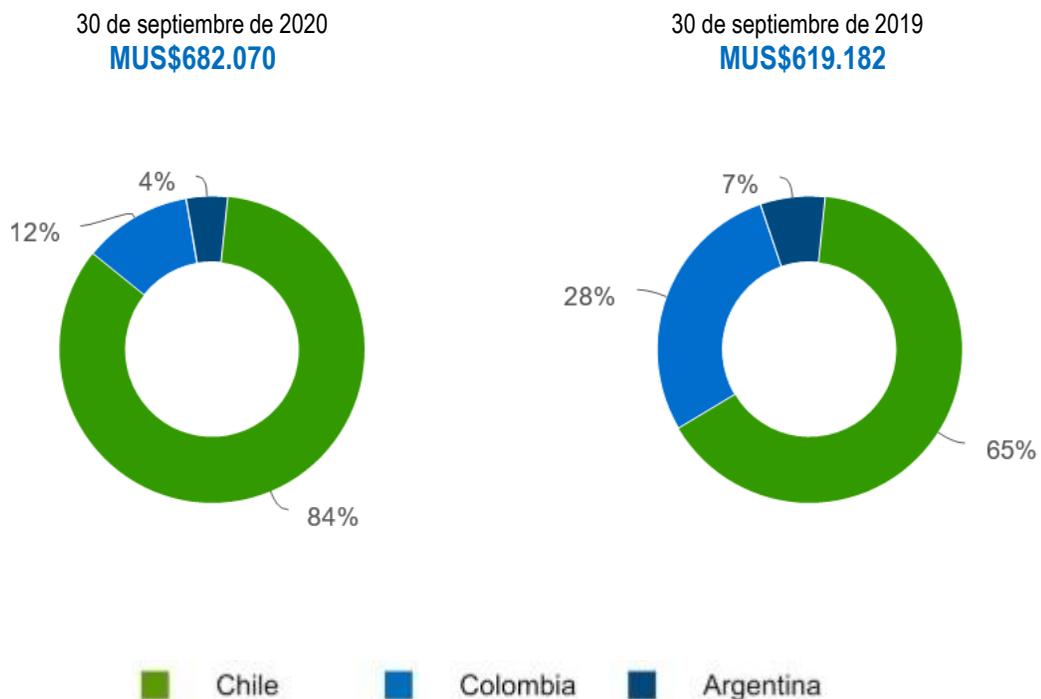
En el período finalizado el 30 de septiembre de 2020, el EBITDA acumulado fue de MUS\$682.070, 10% superior al EBITDA de MUS\$619.182 registrado durante el mismo período de 2019. Esta variación positiva de MUS\$62.888 se explica por:

Un aumento de EBITDA en el mercado chileno de MUS\$172.538 asociado principalmente a (i) a los recuperos de impuestos y al reconocimiento parcial de la terminación de los contratos con las subsidiarias de BHP en Angamos y (ii) a un mayor margen asociado a las ventas por contratos, principalmente debido a menores costos de combustibles y menores costos en las compras de energía.

Un menor EBITDA de nuestras operaciones en Colombia por MUS\$96.920 explicado principalmente por una menor generación (44%) registrada en el período 2020 respecto al mismo período del año anterior, asociada a la ejecución del proyecto de extensión de la vida útil del embalse en el primer trimestre y a una hidrológica más seca, que ocasionaron una disminución significativa en las ventas en el mercado spot.

El EBITDA en Argentina disminuyó en MUS\$12.730 producto principalmente a i) menores precios asociados a la Resolución 31/2020, (ii) a menores ingresos por capacidad asociado a mantenimientos programados ejecutados en 2020 y, (iii) a menores márgenes de contratos producto de una disminución en las cantidades demandadas y la expiración de contratos.

A continuación, se presenta la contribución de los distintos segmentos al EBITDA consolidado de AES Gener para los períodos finalizados el 30 de septiembre de 2020 y 2019:



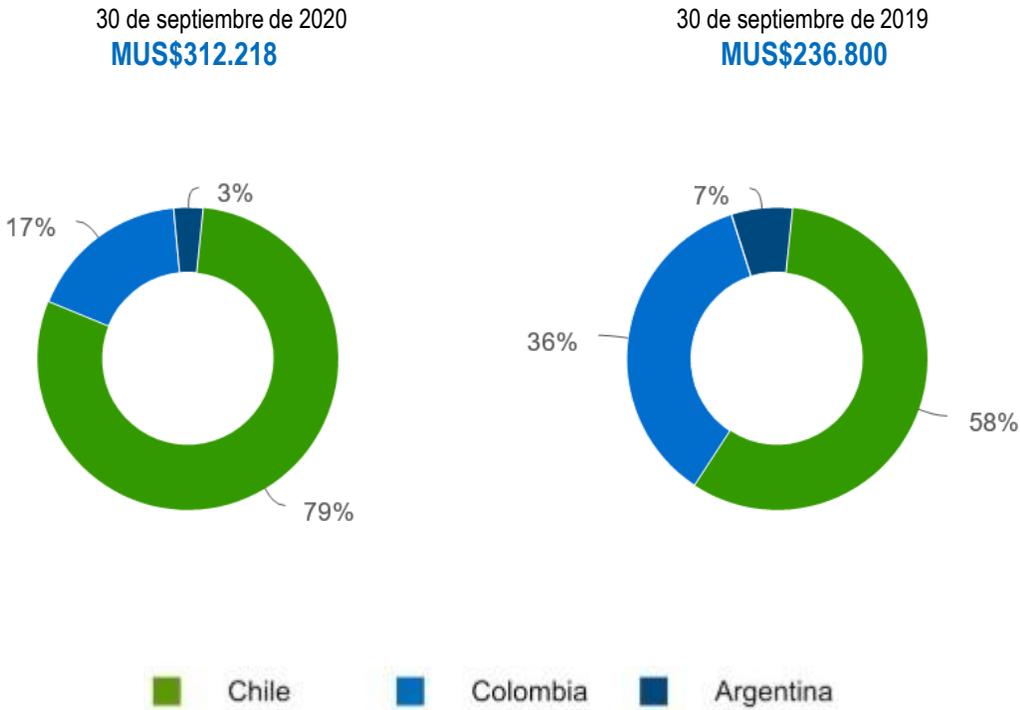
En lo que respecta a los períodos de tres meses finalizados el 30 de septiembre de 2020, el EBITDA acumulado fue de MUS\$312.218, 32% superior al EBITDA de MUS\$236.800 registrado durante el mismo período de 2019. Esta variación positiva de MUS\$75.418 se explica por:

Un aumento de EBITDA en el mercado chileno de MUS\$111.898 asociado principalmente al reconocimiento parcial de terminación de contrato con BHP y al aumento en los márgenes de ventas a clientes contratados explicado por menores costos de combustibles y menores costos en las compras de energía. Estas variaciones positivas fueron compensadas parcialmente por menores ingresos por capacidad.

Un menor EBITDA de nuestras operaciones en Colombia de MUS\$30.856 asociado primariamente a una menor generación producto de una hidrológica más seca, que generó una disminución en las ventas en el mercado spot, sumado a los efectos asociados a la depreciación del peso colombiano. Estos efectos negativos, fueron compensados parcialmente por mayores ventas físicas por contratos.

Un menor EBITDA en Argentina de MUS\$5.624 producto principalmente de menores precios de energía y capacidad asociados a la aplicación de la Resolución 31/2020, además de menores márgenes en las ventas por contratos.

A continuación, se presenta la contribución de los distintos segmentos al EBITDA consolidado de AES Gener por el periodo de tres meses finalizados el 30 de septiembre de 2020 y 2019:



## 4.2. Mercado por País:

### Mercado Chile

#### Acumulado por los períodos de nueve meses finalizados al 30 de septiembre de 2020 y 2019

La siguiente tabla muestra el detalle de la ganancia bruta en Chile por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2020 y 2019:

	Año 2020	Año 2019	2020/2019	2020-2019
<b>Ingresos ordinarios</b>				
Clientes regulados	254.858	275.059	(7)%	(20.201)
Clientes no regulados	931.893	858.402	9 %	73.491
Ventas Spot	98.450	82.646	19 %	15.804
Ingresos por transmisión	83.196	79.231	5 %	3.965
Otros ingresos ordinarios	98.670	114.670	(14)%	(16.000)
<b>Total ingresos ordinarios</b>	<b>1.467.067</b>	<b>1.410.008</b>	<b>4 %</b>	<b>57.059</b>
<b>Costos de venta</b>				
Consumo de combustible	(267.220)	(366.534)	(27)%	99.314
Compras de energía y potencia	(176.774)	(187.042)	(5)%	10.268
Costos de transmisión	(88.230)	(85.706)	3 %	(2.524)
Costo de venta de combustible	(82.822)	(98.841)	(16)%	16.019
Depreciación y amortización	(162.938)	(173.343)	(6)%	10.405
Otros costos de venta	(198.931)	(213.569)	(7)%	14.638
<b>Total costos de venta</b>	<b>(976.915)</b>	<b>(1.125.035)</b>	<b>(13)%</b>	<b>148.120</b>
<b>Total ganancia bruta</b>	<b>490.152</b>	<b>284.973</b>	<b>72%</b>	<b>205.179</b>

Las siguientes tablas muestran la distribución de las ventas y compras físicas de energía y la generación por tipo de combustible en Chile por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2020 y 2019:

GWh	Año 2020	Año 2019	2020/2019	2020-2019
Clientes regulados	2.537	2.508	1 %	29
Clientes no regulados	7.675	7.580	1 %	95
Spot	141	—	100 %	141
Spot - Re-direccionamiento	1.700	1.575	8 %	125
<b>Total ventas de energía</b>	<b>12.053</b>	<b>11.663</b>	<b>3 %</b>	<b>390</b>

Otros Generadores	698	778	(10)%	(80)
Spot	1.319	699	89 %	620
<b>Total compras de energía</b>	<b>2.017</b>	<b>1.477</b>	<b>37 %</b>	<b>540</b>

GWh	Año 2020	Año 2019	2020/2019	2020-2019
Carbón	9.097	9.294	(2)%	(197)
Hidroeléctrica	693	827	(16)%	(134)
Biomasa	7	23	(70)%	(16)
BESS	—	—	(100)%	—
Eólica	152	—	100 %	152
Solar	87	42	107 %	45
<b>Generación Neta</b>	<b>10.036</b>	<b>10.186</b>	<b>(1)%</b>	<b>(150)</b>

La ganancia bruta acumulada en Chile al 30 de septiembre de 2020 aumentó en MUS\$205.179 producto, principalmente de (i) el reconocimiento parcial de los ingresos por la terminación de contratos con MEL y Spence en Angamos y (ii) mayor margen en ventas por contratos explicado por menores costos de combustibles y menores costos en compras de energía.

Las ventas a clientes regulados presentaron una disminución de MUS\$20.201, asociada principalmente al efecto de la baja en los costos de combustibles sobre la indexación de precios de los contratos. Por otra parte, las ventas a clientes no regulados presentaron un aumento de MUS\$73.491, debido principalmente a los efectos del reconocimiento del término anticipado de los contratos con MEL y Spence además del recupero de impuestos a las emisiones. Estos aumentos fueron parcialmente compensados por menores precios de venta asociado al efecto en la disminución en los precios de carbón.

Dentro de otros ingresos ordinarios se incluyen, principalmente, ventas de carbón e ingresos por servicios prestados a empresas relacionadas. La variación negativa de 14% entre ambos periodos es atribuible principalmente a menores ventas de carbón a la asociada Guacolda. Este efecto explica también la variación en los Costos de Venta de Combustibles.

Durante el período finalizado el 30 de septiembre de 2020, los costos de combustibles disminuyeron en MUS\$99.314 en comparación con el mismo período del año anterior. Esta variación se explica, principalmente, por menores precios de este combustible. El precio promedio del carbón consumido en nuestras centrales para el año 2020 se redujo un 20% a 60 US\$/tonelada respecto a lo registrado en el año 2019.

Las compras de energía y potencia en el mercado spot y a otros generadores de Energía Renovable No Convencional (ERNC), disminuyeron con respecto al período anterior debido principalmente a menores precios de compra que permitieron compensar mayores compras físicas de energía en el mercado spot por 620 GWh.

El aumento en los "Otros costos de venta" por MUS\$14.638 se explica principalmente por menores costos por actividades de mantenimiento programadas.

#### Acumulado por los periodos de tres meses finalizados al 30 de septiembre de 2020 y 2019

La siguiente tabla muestra el detalle de la ganancia bruta en Chile por los periodos de tres meses finalizados el 30 de septiembre de 2020 y 2019:

	Año 2020	Año 2019	2020/2019	2020-2019
<b>Ingresos ordinarios</b>				
Clientes regulados	85.319	91.722	(7)%	(6.403)
Clientes no regulados	364.811	271.585	34 %	93.226
Ventas Spot	28.336	29.855	(5)%	(1.519)
Ingresos por transmisión	31.200	31.359	(1)%	(159)
Otros ingresos ordinarios	30.551	34.281	(11)%	(3.730)
<b>Total ingresos ordinarios</b>	<b>540.217</b>	<b>458.802</b>	<b>18 %</b>	<b>81.415</b>
<b>Costos de venta</b>				
Consumo de combustible	(73.308)	(106.305)	(31)%	32.997
Compras de energía y potencia	(66.906)	(64.300)	4 %	(2.606)
Costos de transmisión	(28.931)	(32.071)	(10)%	3.140
Costo de venta de combustible	(30.166)	(30.471)	(1)%	305
Depreciación y amortización	(45.722)	(56.726)	(19)%	11.004
Otros costos de venta	(61.358)	(70.117)	(12)%	8.759
<b>Total costos de venta</b>	<b>(306.391)</b>	<b>(359.990)</b>	<b>(15)%</b>	<b>53.599</b>
<b>Total ganancia bruta</b>	<b>233.826</b>	<b>98.812</b>	<b>137%</b>	<b>135.014</b>

Las siguientes tablas muestran la distribución de las ventas y compras físicas de energía y la generación por tipo de combustible en Chile por los periodos de tres meses finalizados el 30 de septiembre de 2020 y 2019:

GWh	Año 2020	Año 2019	2020/2019	2020-2019
Clientes regulados	827	848	(2)%	(21)
Clientes no regulados	2.560	2.581	(1)%	(21)
Spot	65	—	100 %	65
Spot - Re-direccionamiento	354	652	(46)%	(298)
<b>Total ventas de energía</b>	<b>3.806</b>	<b>4.081</b>	<b>(7)%</b>	<b>(275)</b>

Otros Generadores	333	273	22)%	60
Spot	559	370	51 %	189
<b>Total compras de energía</b>	<b>892</b>	<b>643</b>	<b>39 %</b>	<b>249</b>

<b>GWh</b>	<b>Año 2020</b>	<b>Año 2019</b>	<b>2020/2019</b>	<b>2020-2019</b>
Carbón	2.644	3.249	(19)%	(605)
Hidroeléctrica	152	170	(11)%	(18)
Biomasa	3	4	(25)%	(1)
Eólica	69	—	100 %	69
Solar	46	15	207 %	31
<b>Generación Neta</b>	<b>2.914</b>	<b>3.438</b>	<b>(15)%</b>	<b>(524)</b>

## Mercado Colombia

### Acumulado por los períodos de nueve meses finalizados al 30 de septiembre de 2020 y 2019

La siguiente tabla muestra el detalle de la ganancia bruta en Colombia por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2020 y 2019:

	<b>Año 2020</b>	<b>Año 2019</b>	<b>2020/2019</b>	<b>2020-2019</b>
<b>Ingresos ordinarios</b>				
Contratos	202.797	191.386	6 %	11.411
Ventas Spot	48.749	143.376	(66)%	(94.627)
Otros ingresos ordinarios	12.257	20.718	(41)%	(8.461)
<b>Total ingresos ordinarios</b>	<b>263.803</b>	<b>355.480</b>	<b>(26)%</b>	<b>(91.677)</b>
<b>Costos de venta</b>				
Compras de energía y potencia	(144.823)	(125.499)	15 %	(19.324)
Depreciación y amortización	(7.220)	(8.298)	(13)%	1.078
Otros costos de venta	(31.363)	(42.283)	(26)%	10.920
<b>Total costos de venta</b>	<b>(183.406)</b>	<b>(176.080)</b>	<b>4 %</b>	<b>(7.326)</b>
<b>Total ganancia bruta</b>	<b>80.397</b>	<b>179.400</b>	<b>(55)%</b>	<b>(99.003)</b>

La siguiente tabla muestra la distribución de las ventas y compras físicas de energía y la generación en Colombia por los períodos finalizados al 30 de septiembre de 2020 y 2019:

<b>GWh</b>	<b>Año 2020</b>	<b>Año 2019</b>	<b>2020/2019</b>	<b>2020-2019</b>
Contratos	3.698	3.239	14 %	459
Spot	635	2.352	(73)%	(1.717)
<b>Total ventas de energía</b>	<b>4.333</b>	<b>5.591</b>	<b>(23)%</b>	<b>(1.258)</b>
Spot	1.680	1.605	5 %	75
Otras compras	764	628	22 %	136
<b>Total compras de energía</b>	<b>2.444</b>	<b>2.233</b>	<b>9 %</b>	<b>211</b>
Generación Hidroeléctrica	1.869	3.358	(44)%	(1.489)
Generación Solar	20	—	100 %	20
<b>Generación Neta</b>	<b>1.889</b>	<b>3.358</b>	<b>(44)%</b>	<b>(1.469)</b>

La ganancia bruta acumulada al 30 de septiembre de 2020 en Colombia registró una disminución de un 55% equivalente a MUS\$99.003. Esta variación negativa está asociada principalmente a la menor generación registrada en el período 2020 por los trabajos de extensión de vida útil en el embalse y a una hidrología más seca, lo que ocasionó una disminución en las ventas en el mercado spot, en adición a los impactos negativos provenientes de la depreciación del peso colombiano. Estas variaciones negativas fueron compensadas parcialmente por el efecto positivo de mayores ventas físicas a clientes contratados.

Durante el período de 9 meses terminado al 30 de septiembre de 2020 el peso colombiano experimentó una depreciación de 12% respecto al dólar estadounidense comparado con el mismo período del año anterior. Esta variación

negativa resultó desfavorable para la Compañía en términos de dólares estadounidenses dado que sus resultados se originan en pesos colombianos. Es importante mencionar que AES Gener ejecuta instrumentos de cobertura de tipo de cambio que mitigan este riesgo y que compensaron este efecto negativo.

Las ventas por contratos registraron un aumento de 6% equivalente a MUS\$11.411, explicada principalmente por el incremento en las ventas físicas dentro de este segmento.

En relación a las ventas de energía y potencia al mercado Spot, estas registraron una disminución de MUS\$94.627 asociado principalmente a las menores ventas físicas por 1.717 GWh. Este impacto negativo fue parcialmente compensado por un incremento de 28% en los precios promedio de Bolsa.

Las compras de energía y potencia aumentaron en MUS\$19.324, debido principalmente al incremento en los precios spot mencionado anteriormente, además de mayores volúmenes comprados de 211 GWh.

#### Acumulado por los períodos de tres meses finalizados al 30 de septiembre de 2020 y 2019

La siguiente tabla muestra el detalle de la ganancia bruta en Colombia por los períodos de tres meses finalizados el 30 de septiembre de 2020 y 2019:

	Año 2020	Año 2019	2020/2019	2020-2019
<b>Ingresos ordinarios</b>				
Contratos	96.246	79.058	22 %	17.188
Ventas Spot	12.410	49.352	(75)%	(36.942)
Otros ingresos ordinarios	4.244	10.577	(60)%	(6.333)
<b>Total ingresos ordinarios</b>	<b>112.900</b>	<b>138.987</b>	<b>(19)%</b>	<b>(26.087)</b>
<b>Costos de venta</b>				
Compras de energía y potencia	(45.414)	(32.892)	38 %	(12.522)
Depreciación y amortización	(2.238)	(2.675)	(16)%	437
Otros costos de venta	(12.014)	(17.101)	(30)%	5.087
<b>Total costos de venta</b>	<b>(59.666)</b>	<b>(52.668)</b>	<b>13 %</b>	<b>(6.998)</b>
<b>Total ganancia bruta</b>	<b>53.234</b>	<b>86.319</b>	<b>(38)%</b>	<b>(33.085)</b>

La siguiente tabla muestra la distribución de las ventas y compras físicas de energía y la generación en Colombia por los períodos de tres meses finalizados al 30 de septiembre de 2020 y 2019:

GWh	Año 2020	Año 2019	2020/2019	2020-2019
Contratos	1.762	1.364	29 %	398
Spot	324	1.038	(69)%	(714)
<b>Total ventas de energía</b>	<b>2.086</b>	<b>2.402</b>	<b>(13)%</b>	<b>(316)</b>
Spot	912	581	57 %	331
Otras compras	202	134	51 %	68
<b>Total compras de energía</b>	<b>1.114</b>	<b>715</b>	<b>56 %</b>	<b>399</b>
<b>Generación Hidroeléctrica</b>	<b>964</b>	<b>1.687</b>	<b>(43)%</b>	<b>(723)</b>
<b>Generación Solar</b>	<b>7</b>	<b>—</b>	<b>100 %</b>	<b>7</b>

La ganancia bruta acumulada al 30 de septiembre de 2020 en Colombia registró una disminución de un 38% equivalente a MUS\$33.085. Esta variación negativa está asociada principalmente a la menor generación registrada en el período 2020 producto de una hidrología más seca y al efecto de la depreciación del peso colombiano. Estas variaciones negativas fueron compensadas parcialmente por mayores ventas físicas en las ventas por contrato.

Las ventas por contratos registraron un alza de 22% equivalente a MUS\$17.188, explicada principalmente por un incremento de un 29% en las ventas físicas dentro de este segmento.

En relación a las ventas de energía y potencia al mercado Spot, estas registraron una disminución de MUS\$36.942 asociado principalmente a las menores ventas físicas de 714 GWh a precios más bajos, los cuales pasaron de un promedio de \$55 MWh a \$42 MWh

Las compras de energía y potencia aumentaron en MUS\$12.522, debido principalmente a las mayores compras físicas registradas en el período por 399 GWh, compensadas parcialmente por menores precios de compra.

## Mercado Argentina

### Acumulado por los períodos de nueve meses finalizados al 30 de septiembre de 2020 y 2019

La siguiente tabla muestra el detalle de la ganancia bruta en Argentina por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2020 y 2019:

	Año 2020	Año 2019	2020/2019	2020-2019
<b>Ingresos ordinarios</b>				
Contratos	27.298	47.509	(43)%	(20.211)
Ventas Spot	31.930	37.692	(15)%	(5.762)
<b>Total ingresos ordinarios</b>	<b>59.228</b>	<b>85.201</b>	<b>(30)%</b>	<b>(25.973)</b>
<b>Costos de venta</b>				
Consumo de combustible	(9.638)	(21.902)	(56)%	12.264
Compras de energía y potencia	(5.585)	(9.264)	(100)%	3.679
Depreciación y amortización	(16.826)	(17.214)	(2)%	388
Otros costos de venta	(11.951)	(12.430)	(4)%	479
<b>Total costos de venta</b>	<b>(44.000)</b>	<b>(60.810)</b>	<b>(28)%</b>	<b>16.810</b>
<b>Total ganancia bruta</b>	<b>15.228</b>	<b>24.391</b>	<b>(38)%</b>	<b>(9.163)</b>

La siguiente tabla muestra la distribución de las ventas y compras físicas de energía y la generación en Argentina por los períodos finalizados el 30 de septiembre de 2020 y 2019:

GWh	Año 2020	Año 2019	2020/2019	2020-2019
Contratos	473	675	(30)%	(202)
Spot	2.728	2.649	3 %	79
<b>Total ventas de energía</b>	<b>3.201</b>	<b>3.324</b>	<b>(4)%</b>	<b>(123)</b>
Spot	169	163	4 %	6
<b>Total compras de energía</b>	<b>169</b>	<b>163</b>	<b>4 %</b>	<b>6</b>
<b>Generación térmica</b>	<b>3.032</b>	<b>3.161</b>	<b>(4)%</b>	<b>(129)</b>

La ganancia bruta acumulada al 30 de septiembre de 2020 en Argentina registró una variación negativa de MUS\$9.163 provenientes principalmente de la disminución en los precios de energía y capacidad asociada a los efectos de la aplicación de la Resolución 31/2020 además de menores ingresos por potencia por la ejecución de mantenimientos mayores en 2020 y por menores márgenes en las ventas por contrato.

Los ingresos por ventas a clientes por contratos disminuyeron MUS\$20.211 en el período 2020 respecto al mismo período del año anterior asociado principalmente a menores ventas físicas por 202 GWh.

Los ingresos en el mercado spot disminuyeron en MUS\$5.762, principalmente como consecuencia de menores ingresos por potencia asociados al mantenimiento programado de la Turbina de Gas 1 entre abril y mayo de 2020 y a menores precios de energía y potencia por la entrada en vigencia de la Resolución 31/2020.

Los costos de combustibles registraron una disminución de MUS\$12.264 asociada principalmente a menores compras de gas natural. Así mismo las compras de energía durante 2020 disminuyeron en MUS\$3.679.

### Acumulado por los períodos de tres meses finalizados al 30 de septiembre de 2020 y 2019

La siguiente tabla muestra el detalle de la ganancia bruta en Argentina por los períodos finalizados al 30 de septiembre de 2020 y 2019:

	Año 2020	Año 2019	2020/2019	2020-2019
<b>Ingresos ordinarios</b>				
Contratos	9.780	16.395	(40)%	(6.615)
Ventas Spot	11.451	13.389	(14)%	(1.938)
<b>Total ingresos ordinarios</b>	<b>21.231</b>	<b>29.784</b>	<b>(29)%</b>	<b>(8.553)</b>
<b>Costos de venta</b>				
Consumo de combustible	(5.790)	(11.126)	(48)%	5.336
Compras de energía y potencia	(977)	620	(258)%	(1.597)
Depreciación y amortización	(5.401)	(5.763)	(6)%	362
Otros costos de venta	(3.123)	(4.573)	(32)%	1.450
<b>Total costos de venta</b>	<b>(15.291)</b>	<b>(20.842)</b>	<b>(27)%</b>	<b>5.551</b>
<b>Total ganancia bruta</b>	<b>5.940</b>	<b>8.942</b>	<b>(34)%</b>	<b>(3.002)</b>

La siguiente tabla muestra la distribución de las ventas y compras físicas de energía y la generación en Argentina por los períodos finalizados el 30 de septiembre de 2020 y 2019:

GWh	Año 2020	Año 2019	2020/2019	2020-2019
Contratos	152	249	(39)%	(97)
Spot	1.023	970	5 %	53
<b>Total ventas de energía</b>	<b>1.175</b>	<b>1.219</b>	<b>(4)%</b>	<b>(44)</b>
Spot	52	14	271 %	38
<b>Total compras de energía</b>	<b>52</b>	<b>14</b>	<b>271 %</b>	<b>38</b>
<b>Generación térmica</b>	<b>1.123</b>	<b>1.205</b>	<b>(7)%</b>	<b>(82)</b>

La ganancia bruta acumulada al 30 de septiembre de 2020 en Argentina registra una variación negativa de MUS\$3.002 provenientes principalmente de una disminución en los precios de venta de energía y capacidad asociada a la publicación de la Resolución 31/2020, además de menores márgenes en las ventas por contratos.

Los ingresos por ventas a clientes contratados disminuyeron MUS\$6.615 en el tercer trimestre de 2020 respecto al mismo período del año anterior principalmente por menores ventas físicas (97 GWh), así como también a menores precios promedio en este segmento. El precio promedio de venta disminuyó a 57 US\$/MWh, un 15% menor al registrado en el mismo período 2019.

Los ingresos en el mercado spot disminuyeron en MUS\$1.938 debido principalmente a la entrada en vigencia la Resolución 31/2020 que disminuyó los precios de energía y potencia.

Los costos de combustibles registraron una disminución de MUS\$5.336 asociada principalmente a menores compras de gas natural.

### 4.3. Razones financieras:

		2020	2019
<b>Liquidez</b>			
Activos corrientes / Pasivos corrientes	(veces)	0,91	1,23
Razón ácida	(veces)	0,51	0,43
(Activo corriente - Inventarios) / Pasivo corriente	(veces)	0,82	1,04
<b>Endeudamiento</b>			
Pasivo exigible/Patrimonio neto	(veces)	3,07	2,31
Pasivos corrientes/Pasivo exigible	(veces)	0,23	0,13
Pasivos no corrientes/Pasivo exigible	(veces)	0,77	0,87
Pasivo exigible	(millones de dólares)	6.351	5.895
Cobertura gastos financieros	(veces)	(3,60)	2,69
<b>Actividad</b>			
Patrimonio neto	(millones de dólares)	2.069	2.547
Propiedades, planta y equipo. Neto	(millones de dólares)	6.510	7.034
Total activos	(millones de dólares)	8.420	8.443
<b>Rentabilidad</b>			
De los activos <sup>(1)</sup>	(%)	(6,25)	1,37
Del patrimonio <sup>(1)</sup>	(%)	(28,35)	4,73
Rendimiento activos operacionales <sup>(2)</sup>	(%)	11,64	9,41
Utilidad/Acción <sup>(3)</sup>	(Dólares)	(0,06)	0,01
Retorno dividendos <sup>(4)</sup>	(%)	25,14 %	16,30 %

(1) La rentabilidad de los activos y del patrimonio está calculada considerando la utilidad de 12 meses al cierre de cada ejercicio, y el activo y patrimonio a cada fecha.

(2) Los activos operacionales considerados para este índice están registrados en Propiedades, Planta y Equipos.

(3) La utilidad por acción al cierre de cada ejercicio está calculada considerando el número de acciones pagadas a cada fecha.

(4) Considera los dividendos pagados en los últimos doce meses dividido por el precio de mercado de la acción al cierre de cada ejercicio.

## 5. PROPIEDAD Y CONTROL

### 5.1. Controlador:

De acuerdo con lo definido en el Título XV de la Ley N° 18.045, AES Corporation, a través de su filial Inversiones Cachagua SpA, ejerce como controladora indirecta de la Compañía. Al 31 de diciembre de 2019, su participación en AES Gener asciende a un 66,70%, representado por 5.603.012.701 acciones.

La sociedad estadounidense AES Corporation es la controladora indirecta de AES Gener, mediante su participación indirecta de 100% en Inversiones Cachagua SpA. Al término del ejercicio, Inversiones Cachagua SpA registraba una participación mayoritaria del 66,7% en la Sociedad.

Se hace presente que la Sociedad ha tomado conocimiento que su accionista controlador, AES Corporation, a través de su filial Inversiones Cachagua SpA, ha manifestado su intención de ejercer su derecho de suscripción preferente en la parte proporcional que le corresponda en la colocación de acciones.

### 5.2. Accionistas mayoritarios:

Al 30 de septiembre de 2020, las Administradoras de Fondos de Pensiones mantienen una participación conjunta del 11,08% en la Compañía. Por su parte, Banco Itaú por Cuenta de Inversionistas y Banco Santander - JP Morgan mantienen una participación accionaria de un 3,52% y un 1,68%, respectivamente. A continuación, el detalle:

Nombre o Razón Social	N° de Acciones	Porcentaje
BANCO ITAU POR CUENTA DE INVERSIONISTAS	296,041,030	3.52%
FONDO DE PENSIONES HABITAT (A, B,C, D, E)	283,366,706	3.37%
FONDO DE PENSIONES PROVIDA (A, B,C, D, E)	241,703,206	2.88%
FONDO DE PENSIONES CAPITAL (A,B,C, D, E)	178,902,648	2.13%
BANCO SANTANDER - JP MORGAN	141,037,977	1.68%
FONDO DE PENSIONES CUPRUM (A, B,C, D, E)	90,293,772	1.07%
FONDO DE PENSIONES MODELO (A, B,C, D, E)	72,663,830	0.87%
FONDO DE PENSIONES PLANVITAL (A, B,C, D, E)	62,700,810	0.75%
FONDO DE PENSIONES UNO (A, B,C, D, E)	1,205,735	0.01%
<b>Total</b>	<b>1,367,915,714</b>	<b>16.28%</b>

### 5.3. Doce mayores accionistas:

Doce mayores accionistas al 30 de septiembre de 2020:

Nombre o Razón Social	N° de Acciones	Porcentaje
INVERSIONES CACHAGUA SPA	5.603.012.701	66.70%
BANCO ITAU POR CUENTA DE INVERSIONISTAS	296.041.030	3.52%
BANCO DE CHILE POR CUENTA DE TERCEROS CA	228.856.566	2.72%
LARRAIN VIAL S.A. CORREDORA DE BOLSA	199.783.350	2.38%
BANCHILE CORREDORES DE BOLSA S.A.	142.245.250	1.69%
BANCO SANTANDER - JP MORGAN	141.037.977	1.68%
FONDO DE PENSIONES HABITAT C	117.328.113	1.40%
CIA. DE SEG VIDA CONS NAC DE SEGUROS S.A.	115.873.161	1.38%
FONDO DE PENSIONES PROVIDA C	89.852.131	1.07%
FONDO DE PENSIONES HABITAT B	76.626.202	0.91%
BTG PACTUAL CHILE S.A. CORREDORES DE BOLSA	68.665.314	0,82%
FONDO DE PENSIONES PROVIDA B	65.870.664	0,78%

### 5.4. Número total de accionistas:

Al 30 de septiembre de 2020, AES Gener tiene un total de 1.575 accionistas.

## 6. ADMINISTRACIÓN

### 6.1. Directorio:

#### Titulares

	Nombre	C.N.I. N° / Pasaporte
1.	Julián Nebreda Marquez / Presidente	26.908.859-1
2.	Radovan Razmilic Tomicic / Director	6.283.668-7
3.	Gonzalo Parot Palma / Director	6.703.799-5
4.	Daniel Mauricio Fernandez Koprach / Director	7.750.368-4
5.	Gustavo Pimenta / Director	Pasaporte: YC706721
6.	Bernerd Da Santos / Director	Pasaporte: 037105150
7.	Arminio Borjas / Director	Pasaporte: D0259811

#### Suplentes

	Nombre	C.N.I. N° / Pasaporte
1.	Antonio Kovacevic Biskupovic / Director Suplente	6.053.904-9
2.	Luis Hernan Palacios Correa / Director Suplente	6.948.688-6
3.	Leonardo Moreno / Director Suplente	6.662.587-7
4.	Juan Ignacio Rubiolo / Director Suplente	Pasaporte: AAB479862
5.	Madelka Mccalla / Director Suplente	Pasaporte: PA0635589

### 6.2. Comité de directores:

	Nombre	C.N.I. N°
1.	Gonzalo Parot Palma	6.703.799-5
2.	Daniel Mauricio Fernandez Koprach	7.750.368-4
3.	Radovan Razmilic Tomicic	6.283.668-7

### 6.3. Ejecutivos principales

Nombre	Cargo	C.N.I. N°	Profesión	Fecha designación
Ricardo Manuel Falu	Gerente General	21.535.942-5	Contador Público	01/04/2018
Vicente Javier Giorgio	Vicepresidente de Operaciones	23.202.311-2	Ingeniero Electrónico	01/04/2018
Ricardo Roizen Gottlieb	Vicepresidente de Finanzas	13.657.574-0	Ingeniero Comercial	01/05/2018
Emiliano Chaparro	Vicepresidente Comercial	Pasaporte: AAB644464	Ingeniero Industrial	01/10/2020
Jorge Leonardo Amiano Goyarrola	Vicepresidente de Desarrollo	24.309.382-1	Masters in Industrial Engineering	01/04/2018
Maria Paz Cerda Herrerros	Vicepresidenta Asuntos Legales	10.532.920-2	Abogado	01/08/2018
Ricardo Silvarinho	Vicepresidente de Recursos Humanos	48.207.312-3	Abogado	01/09/2018
Jorge Lagos Rodríguez	Vicepresidente de Asuntos Corporativos	10.502.232-8	N/A	25/05/2020

### 6.4. Planes de Incentivo:

El plan de incentivos para los ejecutivos de AES Gener y sus filiales contempla un plan de incentivo anual basado en el cumplimiento de objetivos, desempeño individual y contribución a los resultados de la Sociedad y su grupo empresarial, con el fin de vincular y dirigir los esfuerzos individuales y grupales hacia la estrategia corporativa del negocio. Adicionalmente puede incluir un plan de incentivo de largo plazo mediante el otorgamiento de acciones de The AES Corporation.

## 7. INFORMACIÓN RELATIVA A LAS ACCIONES Y A LOS DERECHOS QUE ELLAS CONFIEREN

### 7.1. Capital y acciones:

- (a) Capital suscrito y pagado: US\$2.052.032.165,40.
- (b) Número de acciones suscritas y pagadas: 8.400.318.891 acciones, de una misma y única serie, sin valor nominal.

7.2. Series de acciones: El capital se divide en acciones ordinarias. No hay series de acciones.

7.3. Relación entre accionistas, acreedores y otros tenedores de valores: No existen contratos, pactos, acuerdos o convenciones que alteren las disposiciones legales y reglamentarias que regulan la relación entre los derechos de los accionistas, acreedores y otros tenedores de valores emitidos o por emitir por la Sociedad. La Sociedad no ha emitido bonos convertibles en acciones.

### 7.4. Clasificación de riesgo:

- (a) Feller-Rate Clasificadora de Riesgo Limitada: Primera Clase Nivel 2(c).
- (b) Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Limitada: 1ª Clase Nivel 2.

## 8. ANTECEDENTES LEGALES DE LA EMISIÓN DE ACCIONES

8.1. Junta de accionistas: El aumento de capital ascendente a US\$500.000.000 representado por 5.000.000.000 acciones, de una misma y única serie, sin valor nominal, fue aprobado por junta extraordinaria de accionistas de fecha 16 de abril de 2020, la que fue reducida a escritura pública con fecha 20 de abril de 2020 en la Notaría de Santiago de don Eduardo Javier Diez Morello, domiciliada en Santiago, calle Luis Thayer Ojeda 359, Providencia. Posteriormente, en junta extraordinaria de accionistas de fecha 1° de octubre de 2020 se acordó prorrogar la delegación efectuada al Directorio de la facultad de fijar el precio final y dar inicio a la colocación de las acciones, por hasta 180 días corridos adicionales contados desde el 13 de octubre de 2020, esto es, hasta el 11 de abril de 2021.

8.2. Publicación e inscripción extracto: El extracto de la escritura antes citada fue inscrito a fojas 28.007, N° 14.096, el 07 de mayo de 2020 en el Registro de Comercio de Santiago, en la ciudad de Santiago; y fue publicado en el Diario Oficial N° 42.652 con fecha 11 de mayo de 2020.

## 9. CARACTERÍSTICAS DE LA EMISIÓN

### 9.1. Emisión:

- (a) Monto máximo de la emisión: Hasta US\$ 500.000.000.
- (b) Número total de acciones a emitir con cargo al aumento de capital: 5.000.000.000 acciones, de una misma y única serie, sin valor nominal. En sesión de directorio de fecha 17 de diciembre de 2020, el Directorio acordó colocar solo la cantidad de 1.980.000.000 acciones.
- (c) Porcentaje esperado acciones a emitir / total acciones post colocación: 37,38%. Lo anterior es el porcentaje esperado que representarán las acciones de primera emisión en relación al total de las acciones suscritas al término de la colocación, calculado como  $(N^{\circ} \text{ de acciones de pago} / (N^{\circ} \text{ acciones suscritas}^1 + N^{\circ} \text{ acciones de pago}))$ .
- (d) Porcentaje esperado dispersión post colocación: 19,12%. Lo anterior es el porcentaje esperado de dispersión que alcanzará la Sociedad una vez terminada la colocación de las citadas 1.980.000.000 acciones, calculado como  $(N^{\circ} \text{ acciones que se colocarán} / (N^{\circ} \text{ acciones suscritas}^2 + N^{\circ} \text{ acciones de pago que se colocarán}))$ .

9.2. Valor nominal acciones: No tienen.

<sup>1</sup> Este número no considera un total de 24.836.382 acciones de propia emisión en manos la Compañía.

<sup>2</sup> Este número no considera un total de 24.836.382 acciones de propia emisión en manos la Compañía.

- 9.3. Precio de colocación:** Las acciones serán ofrecidas al precio de que determine el Directorio en conformidad con la norma contenida en el inciso segundo del artículo 23 del Reglamento de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas. En todo caso, este deberá determinarse tomando en consideración la cantidad que resulte de aplicar al (i) precio promedio ponderado de las transacciones de las acciones de la Sociedad en la Bolsa de Comercio de Santiago ocurridas durante un período de hasta 60 días hábiles bursátiles anteriores a la fecha de inicio del período de opción preferente, (ii) un descuento a ser determinado por el Directorio de la Sociedad, para crear un incentivo especial para concurrir al aumento de capital.
- 9.4. Plazo de colocación y forma de pago:** El plazo de colocación vence el 16 de abril de 2023. El valor de las acciones de pago que se emitan deberá ser enterado al contado en el acto de su suscripción, en pesos, moneda de curso legal, ya sea en efectivo, cheque, vale vista bancario, transferencia electrónica de fondos de disponibilidad inmediata o cualquier otro instrumento o efecto representativo de dinero pagadero a la vista.
- 9.5. Uso de fondos:** Los fondos que se obtengan con esta emisión de acciones se destinarán a financiar la incorporación de 1,6 GW de capacidad eólica, solar y baterías al portafolio de la Compañía como parte de la estrategia Greentegra para acelerar la descarbonización de la matriz energética de Chile y la diversificación del Sistema Eléctrico de Colombia.

## 10. DESCRIPCIÓN DE LA COLOCACIÓN

- 10.1. Número de acciones:** Tal como se indicó en el numeral 9.1.2 precedente, en sesión de directorio de fecha 17 de diciembre de 2020, el Directorio acordó colocar solo la cantidad de 1.980.000.000 acciones de pago de primera emisión. No se contempla colocar acciones en circulación.
- 10.2. Tipo de colocación:** Durante el período de oferta preferente, la colocación de las referidas 1.980.000.000 acciones de pago de primera emisión se hará de manera directa por la Compañía.
- 10.3. Procedimiento:** Las acciones serán ofrecidas en forma preferente y por el plazo de 30 días contados desde la publicación del aviso de opción preferente, a los accionistas que se encuentren inscritos en el Registro de Accionistas a la medianoche del quinto día hábil anterior a la fecha de publicación del aviso de inicio del período de opción preferente, a prorrata de las acciones que posean inscritas a su nombre a dicha fecha. Los accionistas podrán renunciar o ceder su derecho a suscribir las acciones, respecto de todo o parte de ellas, en conformidad a las normas del Reglamento de la Ley sobre Sociedades Anónimas. Si un accionista o cesionario de la opción nada expresare durante el período de opción preferente, se entenderá que renuncia al derecho de suscribir las.

1. Los accionistas con derecho a suscribir acciones o los cesionarios de las opciones, deberán manifestar por escrito a la Sociedad al momento de ejercer su derecho de opción preferente si: (a) suscribirán durante el período de opción preferente un número inferior de acciones del que les corresponda, debiendo en este caso indicar su cantidad; o (b) suscribirán durante el período de opción preferente todas las acciones que les correspondan y si, adicionalmente, suscribirían más acciones de las que les correspondan, en caso que no todos los accionistas o cesionarios ejercieran su derecho de opción por el total, o no pagaren las suscritas, o bien si existieren acciones que tengan su origen en fracciones producidas en el prorrato. En este caso, deberán indicar la cantidad que estarán dispuestos a suscribir en exceso en una segunda vuelta (la "Segunda Vuelta"). Los accionistas que estén en el caso de la letra (b) precedente, participarán por derecho propio en la Segunda Vuelta, a menos que indiquen expresamente lo contrario al momento de ejercer su derecho de opción preferente. Si no indican la cantidad que estarían dispuestos a suscribir en exceso en la Segunda Vuelta, se entenderá que suscribirían, sin limitación, todas las que pudieren corresponderles a prorrata de las acciones que figuren inscritas a nombre de tales interesados en el Registro de Accionistas a la medianoche del quinto día hábil anterior a la fecha de inicio del período de opción preferente.

No obstante lo anterior, las corredoras de bolsa y demás entidades que mantengan acciones por cuenta de terceros, que hayan suscrito acciones durante el período de opción preferente, se entenderá que lo hicieron por todas las que les haya correspondido y tendrán derecho a participar en la Segunda Vuelta, a menos que indiquen expresamente lo contrario al momento de ejercer su derecho de opción preferente. Si no indican la cantidad que estarían dispuestas a suscribir en exceso en la Segunda Vuelta, se entenderá que suscribirían, sin limitación, todas las que pudieren corresponderles;

2. Una vez finalizado el período legal de 30 días de opción preferente, el remanente de acciones no suscritas y pagadas durante dicho período por los accionistas o cesionarios de éstos en el ejercicio de su opción preferente o aquellas cuyos derechos de opción preferente sean renunciados total o parcialmente, y las que tengan su origen en fracciones producidas en el prorrato, podrán ser ofrecidas y colocadas por el Directorio total o parcialmente (a) en una Segunda Vuelta en los términos indicados en el numeral 3 siguiente; o (b) libremente a los accionistas y/o terceros, en las oportunidades y cantidades que el Directorio estime pertinentes, el que está ampliamente facultado para determinar los procedimientos para ello.

A mayor abundamiento, y salvo que el Directorio resuelva otra cosa, las acciones cuyos derechos de opción preferente sean renunciados, total o parcialmente, por los accionistas que tengan derecho a los mismos, podrán ser ofrecidos por el Directorio en los términos antes indicados, desde el momento mismo en que tal renuncia sea comunicada a la Sociedad o sea conocida por la misma, sin necesidad de esperar que finalice el período legal de 30 días de opción preferente. En todo caso, la enajenación de las acciones a terceros no podría ser hecha en valores y condiciones más favorables que los de la oferta preferente a los accionistas con derecho a ella, sin perjuicio de lo dispuesto en el último inciso del artículo 29 del Reglamento de Sociedades Anónimas;

3. En caso que el Directorio acuerde ofrecer y colocar total o parcialmente el remanente de acciones no suscritas y pagadas durante el período legal de 30 días de opción preferente en una Segunda Vuelta, el plazo para suscribir y pagar las acciones sobrantes que sean ofrecidas será de cinco días corridos, el cual les será comunicado por escrito mediante carta enviada al domicilio que el accionista tenga registrado en la Sociedad, con indicación del excedente de acciones que puedan suscribir y pagar; y mediante la publicación de un aviso en el periódico designado por la Sociedad para efectuar publicaciones, que actualmente es el periódico "Pulso", indicando que ya se encuentra a disposición de los accionistas, en las oficinas que la Sociedad indique, la información sobre el saldo de acciones para suscribir y pagar, para que concurran con tal objeto a las oficinas que la Sociedad indique. Si un accionista nada expresare durante la Segunda Vuelta, se entenderá que renuncia al derecho de suscribirlas.

En el evento que existieren dos o más interesados en adquirir dicho sobrante de acciones en la Segunda Vuelta, y éste no alcanzare para cubrir el total requerido, las acciones disponibles deberán distribuirse entre los interesados proporcionalmente, de acuerdo con el número de acciones que figuren inscritas a nombre de tales interesados en el Registro de Accionistas a la medianoche del quinto día hábil anterior a la fecha de inicio del período de opción preferente establecido en el artículo 26 del Reglamento de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas. En el evento que entre dichos interesados participen cesionarios, se considerará, para efectuar la distribución proporcional antes señalada, la prorrata correspondiente de las acciones que el cedente tenía inscritas en el Registro de Accionistas en la fecha indicada en este párrafo.

Si un accionista manifestase su intención de suscribir acciones en una Segunda Vuelta conforme a lo indicado, ello no lo obliga a suscribir las acciones que le correspondan en dicha vuelta; y, en consecuencia, podrá suscribir todo o parte de estas acciones o bien no suscribir parte alguna.

4. Si luego de aplicar los procedimientos anteriores, para una determinada emisión de acciones, quedare algún remanente de acciones no colocadas de dicha emisión, éstas podrán ser ofrecidas libremente a los accionistas y/o terceros, en las oportunidades y cantidades que el Directorio estime pertinentes, el que está ampliamente facultado para determinar los procedimientos para ello. En todo caso, la enajenación de las acciones a terceros no podrá ser hecha en valores y condiciones más favorables que los de la oferta preferente a los accionistas con derecho a ella, sin perjuicio de lo dispuesto en el último inciso del artículo 29 del Reglamento de Sociedades Anónimas;

Se deja constancia, en todo caso, de que el Directorio, de estimarlo necesario, podrá modificar los términos de la colocación en Segunda Vuelta (como se establece en el numeral 2 anterior).

El derecho preferente de suscripción es esencialmente renunciable y transferible dentro del plazo de 30 días señalado precedentemente. La transferencia de las opciones debe hacerse mediante escritura privada firmada por el cedente y el cesionario ante dos testigos mayores de edad o ante corredor de bolsa o ante notario público, o por escritura pública suscrita por el cedente y el cesionario. La cesión sólo producirá efecto respecto de la Sociedad y de terceros una vez que ésta tome conocimiento de la misma, en vista del documento en el que consta la cesión y del respectivo certificado de derecho a la opción, en el caso que este último hubiera sido emitido y retirado de la Sociedad.

La Sociedad pondrá a disposición de los accionistas o cesionarios que lo soliciten, certificados en que consten los derechos preferentes de suscripción que posean. Estos serán emitidos a más tardar el día hábil subsiguiente a aquel en que reciba la respectiva comunicación y podrán ser retirados en las oficinas de SERCOR, sociedad a cargo de la administración de acciones de AES Gener, ubicadas en El Golf N° 140, Las Condes, Santiago, entre las 9:00 y 13:00 horas. Cualquier otro antecedente respecto al procedimiento de transferencia del derecho puede ser consultado directamente a la Sociedad.

**10.4. Plazo de colocación:** De acuerdo a la junta extraordinaria de accionistas de fecha 16 de abril de 2020, el plazo máximo para colocar las acciones vence el 16 de abril de 2023.

**10.5. Porcentaje mínimo de colocación:** La junta extraordinaria de accionistas no fijó un porcentaje mínimo del total de acciones del Emisor a colocar.

**10.6. Procedimiento para acciones no suscritas:** Si quedare algún remanente de acciones no colocadas de dicha emisión, éstas podrán ser ofrecidas libremente a los accionistas y/o terceros, en las oportunidades y cantidades

que el Directorio estime pertinentes, el que está ampliamente facultado para determinar los procedimientos para ello. A mayor abundamiento, y salvo que el Directorio resuelva otra cosa, las acciones cuyos derechos de opción preferente sean renunciados, total o parcialmente, por los accionistas que tengan derecho a los mismos, podrán ser ofrecidos por el Directorio en los términos antes indicados, desde el momento mismo en que tal renuncia sea comunicada a la Sociedad o sea conocida por la misma, sin necesidad de esperar que finalice el período legal de 30 días de opción preferente. En todo caso, la enajenación de las acciones a terceros no podría ser hecha en valores y condiciones más favorables que los de la oferta preferente a los accionistas con derecho a ella, sin perjuicio de lo dispuesto en el último inciso del artículo 29 del Reglamento de Sociedades Anónimas.

Transcurrido el plazo de colocación, el capital quedará reducido a la cantidad efectivamente pagada. Al efecto, la junta de accionistas facultó expresamente al Directorio para abstenerse del cobro de los montos adeudados, en conformidad a lo dispuesto en el inciso tercero del artículo 18 del Reglamento de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas.