

FORMULARIO IN-T Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.



SUPERINTENDENCIA DEL MERCADO DE VALORES

INFORME DE ACTUALIZACION TRIMESTRAL

Periodo terminado al 31 de marzo de 2021

Esta información se presenta como fiel cumplimiento a lo estipulado en el Texto Único del Decreto Ley 1 de 8 de julio de 1999 y el Acuerdo No.18-2000 de 11 de octubre de 2000, modificado por el Acuerdo No.8-2018 de 19 de diciembre de 2018.

RAZÓN SOCIAL DEL EMISOR:	Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA)
VALORES REGISTRADOS:	Bonos Corporativos Rotativos U.S.\$300,000,000. Resolución No. SMV-97-19 del 26 de marzo de 2019 (Serie A emitida por U.S.\$75,000,000 el 26 de abril de 2019) Bonos Corporativos U.S.\$500,000,000. Resolución No. SMV-144-19 del 23 de abril de 2019.
NÚMEROS DE TELÉFONO Y FAX DEL EMISOR:	501-3800/Fax: 501-3506
DIRECCIÓN DEL EMISOR:	Plaza Sun Tower, Ave. Ricardo J. Alfaro, El Dorado, Tercer Piso
DIRECCION DE CORREO DEL EMISOR:	Investor.relations@etesa.com.pa
NOMBRE DE LA PERSONA DE CONTACTO:	Pablo Castrejon Bloise
FECHA DE ESTE INFORME:	4 de mayo de 2021

I PARTE
DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS
FINANCIEROS Y OPERATIVOS

A. LIQUIDEZ

	<u>31-mar-21</u>	<u>31-dic-20</u>	<u>31-dic-19</u>
<u>Liquidez</u>	<u>(En miles de dólares estadounidenses)</u>		
Efectivo	89,185	91,911	68,553
Capital de Trabajo	104,315	99,582	59,486
Índice de Liquidez (Activos Corrientes/Pasivos Corrientes)	4.26	3.56	1.83

Al periodo terminado el 31 de marzo de 2021, el Emisor presenta una disminución de su efectivo de U.S.\$ 2.7 millones versus diciembre de 2020 en su cuenta, su capital de trabajo es positivo y su índice de liquidez es > a 2.4x. Estos índices se ven impactados favorablemente luego de las emisiones de bonos en los mercados locales e internacionales y la subsiguiente cancelación de los compromisos a corto plazo y mediano plazo con Citibank, Caja de Ahorros, CAF, Banco Nacional de Panamá, Banco General realizados en el 2019 y el Banco Centroamericano de Integración Económica en el 2020.

El emisor aún cuenta con diversas facilidades de crédito a corto plazo local e internacional disponibles y que a la fecha no han sido utilizadas, con las cuales, de ser necesario, el Emisor sería capaz de cubrir cualquier desfase temporal de efectivo.

B. RECURSOS DE CAPITAL

	<u>31-mar-21</u>	<u>31-dic-20</u>	<u>31-dic-19</u>
<u>Recursos de Capital</u>	<u>(En miles de dólares estadounidenses)</u>		
Pasivos	627,963	637,519	672,050
Patrimonio	361,688	358,811	345,649
Total de Pasivo + Patrimonio	989,650	996,330	1,017,699
Apalancamiento	1.74	1.78	1.94

Durante el periodo terminado el 31 de marzo de 2021, el patrimonio del Emisor aumento en U.S.\$2.9 millones, producto del aumento en las utilidades no distribuidas del periodo. El apalancamiento se mantiene a un nivel menor a 1.9x

	<u>31-mar-21</u>	<u>31-dic-20</u>	<u>31-dic-19</u>
<u>Deuda</u>	<u>(En miles de dólares estadounidenses)</u>		
Corto Plazo	0	0	25,000
Largo Plazo	<u>568,908</u>	<u>571,090</u>	<u>571,140</u>
Total Deuda	568,908	571,090	596,140
Menos: Efectivo Disponible	<u>89,185</u>	<u>91,911</u>	<u>68,553</u>
Deuda Financiera Neta	479,722	479,179	527,587
EBITDA (Anualizado)	77,869	84,462	94,723
Deuda Financiera Neta/EBITDA	6.16	5.67	5.57

El Emisor mantiene su nivel de endeudamiento a largo plazo, ya que no se han integrado nuevos compromisos financiero, luego de la emisión de bonos. La relación de endeudamiento (Deuda financiera neta) versus flujo de efectivo (EBITDA del último periodo anualizado) se mantiene en una trayectoria descendente, luego de que el efectivo disponible al 31 de marzo de 2021 presente una disminución de U.S.\$2.7 millones, simultaneo al margen de EBITDA que ha sido afectado por la disminución de los ingresos durante este periodo.

C. ANÁLISIS DE RESULTADOS FINANCIEROS Y OPERATIVOS

La siguiente discusión se basa en nuestros estados financieros y debe leerse conjuntamente con los estados financieros y sus notas. Nuestros estados financieros al 31 de marzo de 2021 se han preparado de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") emitidas por la Junta de Normas Internacionales de Contabilidad ("IASB", por sus siglas en inglés).

Nuestros estados financieros se expresan en Balboas (B/.), la unidad monetaria oficial de Panamá. El Balboa es libremente canjeable por el dólar estadounidense uno a uno. Panamá no emite moneda de papel; en su lugar utiliza el dólar de los Estados Unidos como su moneda de curso legal. Para facilitar la consulta, todas las cantidades discutidas en este documento se expresan en dólares estadounidenses (U.S.\$). La moneda legal de los Estados Unidos de América.

Esta sección contiene declaraciones prospectivas que implican riesgos e incertidumbres. Nuestros resultados reales pueden diferir materialmente de los discutidos en las declaraciones prospectivas como resultado de varios factores.

Visión General

Somos una empresa de transmisión de electricidad 100% estatal, con un monopolio legal sobre la transmisión, despacho y control de electricidad, y responsabilidad sobre la planificación de la demanda para la generación de electricidad en la República de Panamá. Nuestros ingresos no dependen de la energía que se transporta a través del sistema (es decir, sin riesgo de volumen), sino que son una función de los activos productivos de la Compañía. Somos una empresa de servicio público de importancia económica y cuenta con una regulación extremadamente sólida y transparente, que afecta directamente a la tarifa de transmisión que cambia cada cuatro años.

De acuerdo con la Ley No 6, la tarifa de transmisión debería ser suficiente para cubrir los gastos de capital, la operación y el mantenimiento, los gastos de administración y amortización. Para el período tarifario actual, los tipos de tasa aplicables (2017-2021) son los siguientes: 7,76% (7,0% sobre la base de una rentabilidad fija, 2,96% sobre la tasa del bono de 30 años del Tesoro de los E.E.U.U. +/- 2,0% como diferencial discrecional) sobre los activos productivos netos, 2,43% sobre el valor de reemplazo de los activos, 0,93% sobre valor de reemplazo de activos y 3,50% sobre activos brutos, cubriendo respectivamente todos los gastos mencionados. El pago de intereses por el servicio de la deuda es el único gasto no cubierto bajo la tarifa. Sin embargo, los gastos por intereses pagados durante los períodos de construcción se capitalizan como valor adicional para un activo respectivo, generando así ingresos arancelarios adicionales para la parte relacionada.

Al 31 de marzo de 2021, nuestra cartera de activos consta de U.S.\$1,024 millones activos totales, con más de 3,000 km de líneas de transmisión que operan a 230kV y más de 300km de líneas de transmisión que operan a 115kV, que en conjunto con subestaciones y otros activos, proveen el servicio público dentro del país y nos permite vender el exceso de energía generada a la región centroamericana.

Durante el periodo terminado el 31 de marzo de 2021, invertimos U.S.\$1.7 millones en activos productivos, principalmente enfocados en proyectos para mejorar la eficiencia de la transmisión. Por lo tanto, hemos mantenido las tarifas de Generación Obligada en un total de U.S.\$ 0.7 millones para el periodo.

Tener un régimen tarifario transparente y regulado nos permite pronosticar de manera más eficiente nuestras necesidades financieras, que históricamente se han utilizado sólo para gastos de capital, ya que todos los demás gastos (como los relacionados con la operación y el mantenimiento ("O&M"), la depreciación y la administración) están cubiertas por componentes arancelarios.

Como la tarifa está impulsada por nuestra base de activos, nuestro mandato es siempre ejecutar nuestro plan de inversión de acuerdo con el plan de expansión aprobado. Este plan se revisa cada año e incluye todos los proyectos de inversión que estamos obligados a ejecutar a corto, medio y largo plazo, con los primeros cuatro años de obligatorio cumplimiento. Una vez que el plan es aprobado por el regulador y los proyectos en el plan entran en operación, los mismos quedan autorizados para ser incluidos como base a la tarifa vigente.

Históricamente, nuestros desafíos están relacionados con asuntos administrativos, como la obligación de cumplir con las leyes y reglamentos del sector público, que otras empresas del sector privado no tienen que cumplir, lo que

limita nuestra capacidad de navegar y reaccionar rápidamente a eventos inesperados. Un desafío particular es el cumplimiento de los requisitos de la ley que rige toda la contratación pública (Ley No 22 de 2006), lo que hace que nuestros esfuerzos de contratación sean más engorrosos que los de nuestros pares. Como resultado, hemos centrado nuestros esfuerzos en el fortalecimiento de nuestro equipo de adquisiciones con profesionales calificados con experiencia en el sector público. Estas mejoras en nuestro equipo de compras nos han permitido ejecutar el presupuesto anual de gastos de capital más alto de los últimos diez años

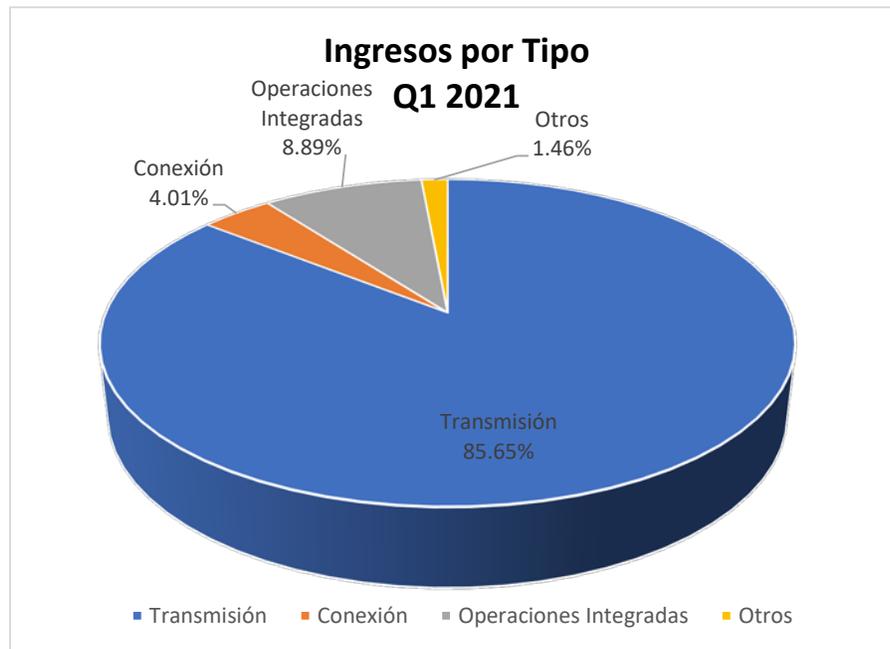
Factores que Afectan Nuestros Resultados Operativos

Ingresos Operativos

Todos nuestros ingresos operativos están regulados por la ASEP y se detallan individualmente en los ingresos máximos permitidos como la tarifa máxima por tipo de fuente que podemos facturar y cobrar a los agentes del mercado durante cada período tarifario de cuatro años. Los ingresos máximos permitidos detallan todos los ingresos máximos proyectados asignados a activos nuevos y activos existentes. El regulador decide en qué medida a cada tipo de activo se les asignará un cargo tarifario específico a los distribuidores y/o generadores. Para que un nuevo activo genere su respectiva tarifa de ingresos, anteriormente tiene que ser aprobado por ASEP en nuestro plan de expansión.

Tenemos tres fuentes principales de ingresos operativos: ingresos por transmisión de electricidad, ingresos por servicios de conexión e ingresos de servicios de operación integrada. Los ingresos no operativos incluyen, pero no se limitan a, los cargos por el uso de la fibra óptica de ETESA en todo el sistema de transmisión y las ventas de activos no productivos. Los ingresos totales no operativos promediaron un 4% durante los últimos tres años como porcentaje de los ingresos totales.

El gráfico de la tabla siguiente muestra los ingresos operativos y no operativos por tipo:



Ingresos de Transmisión

Nuestros servicios de transmisión de electricidad implican la transmisión de electricidad desde generadores de electricidad a los consumidores de la red de transmisión, que son principalmente los tres distribuidores que poseen concesiones para la distribución de electricidad. Estos distribuidores son EDEMET (49% propiedad del Gobierno de Panamá, y una subsidiaria de Naturgy Energy Group (calificada Baa2 por Moody's, BBB por Standard & Poor's y BBB por Fitch Ratings), ENSA (48.25% propiedad del Gobierno de Panamá), una subsidiaria de Empresas Públicas de Medellín (calificado Baa3 por Moody's y BBB por Fitch Ratings) y EDECHI (49% propiedad del Gobierno de Panamá), filial de Naturgy Energy Group.

La distribución de los ingresos recibidos de las distribuidoras por servicios de transmisión para el periodo terminado el 31 de marzo de 2021, y diciembre 2020 y 2019 se describe en la siguiente tabla.

Distribución Ingreso de Transmisión	Para el periodo finalizado		
	Marzo 31, 2021	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S. A (EDEMET)	42%	41%	45%
Elektra Noreste, S.A. (ENSA)	36%	34%	34%
Empresa de Distribución Eléctrica de Chiriquí, S. A. EDECHI)	7%	7%	7%

Fuente: ETESA

Nota: Porcentajes corresponden a porcentajes del total de ingresos.

Nuestro sistema de transmisión se compone de líneas eléctricas de alta tensión, subestaciones, transformadores y otros componentes de transmisión necesarios para transmitir la energía de las empresas de generación a los diferentes puntos de entrega como las empresas de distribución, redes internacionales y consumidores a gran escala (aquellos que tienen consumo superior a 100 Kw por sitio). Al 31 de marzo de 2021, el sistema consta de 2,808.93 km de líneas eléctricas de 230kV y 312.3 km de líneas eléctricas de 115 kV.

Operamos en un entorno altamente regulado. El marco regulatorio panameño incluye a dos participantes principales, la ASEP y la SNE. ASEP es un organismo autónomo del Gobierno panameño encargado de supervisar, regular y organizar el suministro de servicios públicos en todo Panamá. ASEP regula las empresas privadas y gubernamentales que proporcionan servicios de agua potable, alcantarillado, telecomunicaciones, electricidad, radio, televisión y gas natural. La SNE es una agencia dentro del poder ejecutivo, reportando directamente a la Oficina del Presidente. El SNE tiene la tarea, entre otras cosas, de garantizar el suministro de energía en todo Panamá, promover el uso eficiente de la energía, promover fuentes renovables de energía y mitigar el cambio climático.

Los ingresos de transmisión se determinan dentro de los ingresos máximos permitidos cada cuatro años, y se cobran y se recaudan de todos los agentes del mercado eléctrico (generadores, distribuidores y grandes clientes). Los ingresos de transmisión están regulados por ASEP a través del Reglamento de Transmisión cuyos principales objetivos son, entre otros:

- Establecer el tipo de instalaciones que forman parte de la ST y el SIN, así como definir los criterios para clasificar dichas instalaciones como parte del ST principal o del sistema de conexión.
- Establecer los criterios y fórmulas para el cálculo de tarifas que determina los ingresos máximos permitidos y la tarifa pagada por todos los usuarios de la Red de Transmisión.

Los Cargos por el Uso del Sistema Principal de Transmisión ("CUSPT") reflejan los costos asignados a cada usuario para el uso del SIN, con el nivel de confiabilidad requerido en las reglas de acuerdo con la evaluación el período arancelario.

El CUSPT se aplicará de acuerdo a diez zonas arancelarias diferentes, establecidas en el reglamento de transmisión. Estos cargos resultantes en Balboas por MWh se aplican una vez que el mes ha terminado, a la energía real despachada por los generadores y a la energía real comprada por la demanda, según corresponda.

Todos los gastos se facturan al final de cada mes de acuerdo con las normas establecidas en el artículo 190 del Reglamento de transmisión. Estos cargos son publicados por ETESA en su sitio web.

El regulador generalmente aprueba nuestros ajustes tarifarios anuales durante el segundo semestre de nuestro año fiscal. Una vez que recibimos dicha aprobación, implementamos la tarifa actualizada en nuestros sistemas durante el mes de septiembre y los servicios de transmisión facturados a nuestros clientes a partir de entonces en una cantidad ajustada que nos permite aplicar la nueva tarifa retroactivamente con respecto a los anteriores períodos facturados. Debido a que nuestras facturas se emiten aproximadamente 45 días después del final de cada mes calendario, normalmente experimentamos un aumento en los ingresos durante la segunda mitad del año, con la mayor parte del aumento concentrado en nuestro cuarto trimestre fiscal.

Factores que afectan los niveles de ingresos de transmisión

Los principales factores que afectan los niveles de ingresos de transmisión de un período a otro período incluyen la revisión y el ajuste de nuestro principal regulador de nuestros ingresos máximos permitidos y la tarifa aplicable. La revisión del regulador correspondiente al período tarifario 2017-2021 fue aprobada el 20 de abril de 2018 y tiene una validez retroactiva desde el 1 de julio de 2017 hasta el 30 de septiembre de 2021. Aunque en julio de 2017 debería haberse aprobado una nueva tarifa, ese retraso no afectó a nuestro programa de gastos de capital ni a los resultados financieros. La revisión tardía se debió a una actualización de la reglamentación que evitará que esas situaciones se produzcan en el futuro. Retrasos en la construcción de nuestros nuevos activos de transmisión de energía con el fin de satisfacer la capacidad de generación y la demanda del SIN y evitar las tarifas de Generación Obligada.

Ingresos de Servicios de Operaciones Integradas

Los servicios de operación integrados son los proporcionados por nuestras divisiones CND e Hidromet. Los ingresos recibidos en relación con los servicios de operación integrada se basan en una tarifa diferente a la utilizada para los servicios de transmisión y conexión. La tarifa está destinada a cubrir los costos de administración y operación de estos servicios, pero no pretende proporcionar ninguna rentabilidad para ETESA.

El CND es una agencia de ETESA, que coordina las operaciones y transacciones que tienen lugar entre los participantes del mercado mayorista de electricidad. El CND tiene autonomía operativa e independencia, al tiempo que reporta al Gerente General de ETESA. La electricidad panameña se vende a través de dos tipos de mercados: el primero es el mercado contractual en el que la electricidad se vende a través de acuerdos de compra de energía con distribuidores que se venden a través de subastas y el segundo es a grandes consumidores de energía no regulada u otros generadores por medio de acuerdos privados. Además, la electricidad también se vende a través de un mercado spot.

Hidromet es una división de ETESA, encargada de operar y mantener la red de observación meteorológica e hidrológica, que permite obtener la información, procesarla y ponerla a disposición de todos los sectores, para obtener un desarrollo sostenible de los recursos naturales en Panamá. También ayuda a garantizar la seguridad y protección de las vidas humanas, el medio ambiente, el desarrollo organizado de la agricultura, los recursos hídricos, la energía eléctrica, los recursos marinos, la navegación aérea y marítima, el transporte terrestre, la construcción, la industria, la salud, las actividades recreativas, el turismo y la caracterización climática e hidrológica de las regiones del país

Ingresos CND – Ingresos Contractuales de Transmisión (Sistemas Adicionales)

Los costos de inversión y operación del CND derivan del Cargo por el Servicio de Operación Integrada ("SOI") aprobado por ASEP en cada período tarifario y se incluyen en los cánones cobrados por ETESA. El presente Régimen Tarifario va de julio de 2017 a septiembre de 2021.

Para lo que corresponde al plan de operación, ASEP determina las Empresas Internacionales Comparables con una gestión administrativa eficiente y, por lo tanto, fija los gastos de operación del CND, incluido el número de personal y el salario medio, para asistir a la Operación del Sistema Interconectado Nacional y Gestionar el Mercado Mayorista de Electricidad.

En relación con el plan de inversiones, el CND propone a ASEP las inversiones que el CND considera necesarias para la eficiencia operativa durante los cinco años siguientes, sobre la base de: i) un estudio que justifique la inversión con la indicación de la fecha de compra y operación, ii) los costos estimados y su justificación a través de una comparación con los costos de mercado ('benchmarking') y (iii) una estimación de los beneficios que se obtendrán y riesgos que se mitigarán como resultado de la incorporación de la Inversión. La inversión debe estar asociada a uno o más procesos realizados por el CND.

Anualmente, el CND debe entregar a ASEP un informe sobre el estado de ejecución de la operación aprobada y el plan de inversión. Si la ejecución por parte de la CND es inferior a lo aprobado por ASEP, ASEP procede a descontar el importe de déficit de los ingresos del CND para el año tarifario siguiente. Dentro de este examen anual, si la CND considera que es necesario reconsiderar un proyecto de inversión (ya sea incluir uno nuevo o eliminar una parte del mismo), puede presentar dicha propuesta a La ASEP, que en última instancia decidirá si acepta dicha propuesta. Esto también es aplicable al plan de gastos operativos aprobado.

Servicios de Hidromet

Otros ingresos incluyen los ingresos que recibimos de la prestación de servicios de hidrometeorología e hidrología a nivel nacional en la República de Panamá. Como tal, somos responsables de establecer contacto según los servicios meteorológicos nacionales de los países vecinos y coordinar las notificaciones de fenómenos meteorológicos extremos con el Sistema Nacional de Protección Civil.

Hidromet es responsable de procesar y analizar toda la información generada en la red de estaciones meteorológicas del país, con el fin de planificar, coordinar y proyectar la investigación de meteorología nacional, así como la investigación relacionada con el inventario, calidad y uso de los recursos hídricos del país mediante la preparación de pronósticos hidrológicos que contribuyan al funcionamiento a largo y corto plazo de los embalses que atienden a las centrales hidroeléctricas del país.

Hidromet también es responsable de la construcción, mantenimiento y operación de la red nacional de estaciones meteorológicas e hidrológicas. Estas estaciones son responsables de realizar mediciones de los niveles de superficie y aguas subterráneas, operar la telemetría nacional del sistema de variables hidrológicas y medir los caudales y sedimentos de los ríos nacionales.

Los costos de inversión y operación del Departamento de Hidrometeorología se satisfacen del SOI aprobado por ASEP en cada período tarifario y se incluyen en los cánones recaudados por ETESA. El presente Régimen Tarifario va de julio de 2017 a septiembre de 2021.

Ingresos por Servicio de Conexión

Los cargos de conexión que cobramos a nuestros clientes están determinados por los costos de los activos que son necesarios para cumplir con el nivel de confiabilidad requerido por las regulaciones locales con el fin de conectar a cada cliente al sistema de transmisión principal, cuando dichos activos no son propiedad del usuario.

Estos cargos se calculan sobre la base de los diferentes tipos de activos de conexión, puestos en operación por ETESA y serán pagados por los usuarios, de acuerdo con el equipo típico utilizado y forma parte de la misma tarifa aprobada por ASEP para los servicios de transmisión en cada período tarifario. Sin embargo, al determinar el importe a pagar a ETESA, incluidos como componentes, se incluyen el cargo de activo de conexión calculado y los costos de inversión y salario en relación con la prestación única de los activos de conexión (a diferencia de la totalidad del ST). Estos ingresos generados por la tarifa no están destinados a proporcionarnos beneficios, sino más bien a cubrir principalmente el costo de operación y mantenimiento de los activos utilizados con respecto a los servicios de conexión.

Gastos por Naturaleza

Nuestros gastos por naturaleza se detallan en la Nota 29 de nuestros estados financieros interinos incluidos en otra parte de este documento. Nuestros gastos de operación se subdividen en costos de transmisión de energía, costos de conexión, costos de operación integrados, gastos generales y administrativos, depreciación y amortización, amortización de servidumbres.

Costos de Transmisión de Energía

Los costos de transmisión de energía consisten, entre otras cosas, en salarios y beneficios de empleados a tiempo completo asignados a la división de transmisión, gastos de Generación Obligada, costos de reparación y mantenimiento, servicios operativos, materiales y suministros y disposiciones para litigios.

Costos de Conexión

Los costos de conexión consisten, entre otras cosas, en salarios y beneficios de empleados a tiempo completo asignados a la división de conexión y otros gastos generales exclusivamente asociados a este servicio.

Costos de Operación Integrada

Los costos de Operación Integrada consisten, entre otras cosas, en salarios y beneficios de empleados a tiempo completo asignados a la CDN y al Hidromet, costos de reparación y mantenimiento, servicios operativos, materiales y suministros, y servicios comerciales y financieros.

Gastos Generales y Administrativos

Los gastos generales y administrativos consisten en gastos generales que no están directamente relacionados con nuestras operaciones. El principal factor que afecta a los gastos administrativos son los costos de mano de obra, que son impulsados principalmente por el número de empleados y la inflación y los contratistas.

Gasto de Depreciación y Amortización

Los gastos de depreciación y amortización incluyen la depreciación de la propiedad, planta y equipo que comprende la Red de Transmisión de ETESA, incluidas las líneas de transmisión y otros equipos

Amortización de Derechos de Servidumbre

La amortización del gasto de derecho de servidumbre incluye la amortización del derecho de servidumbre donde residen las principales líneas de transmisión.

Costos Financieros, neto

Costos financieros, neto incluye gastos por intereses e ingresos por intereses de nuestra deuda a largo plazo, préstamos de partes relacionadas y emisiones de bonos.

Impuestos sobre la Renta

Nuestro gravamen por impuesto sobre la renta consiste en el impuesto sobre la renta corriente estimado y el impuesto sobre la renta diferido para el período relevante.

Resultados de las Operaciones para el periodo terminado el 31 de marzo de 2021, 2020 y 2019

Resultados de las operaciones para el periodo terminado el 31 de marzo de 2021, en comparación con los periodos terminados el 31 de marzo de 2020 y 2019.

La siguiente tabla muestra nuestros resultados operativos para los periodos terminados el 31 de marzo de 2021, 2020 y 2019 (en miles de dólares estadounidenses):

	<u>2021</u>	<u>% de ingreso total</u>	<u>2020</u>	<u>% de ingreso total</u>	<u>2019</u>	<u>% de ingreso total</u>
	(En miles de dólares estadounidenses)					
Ingresos de actividades ordinarias						
Transmisión de energía	26,295	88.8%	30,896	85.9%	27,279	79.0%
Conexión	1,081	3.6%	1,038	2.9%	1,473	4.3%
Operación integrada	2,041	6.9%	3,274	9.1%	3,102	9.0%
Total de ingresos de actividades ordinarias	29,416	99.3%	35,208	97.8%	31,853	92.3%
Otros ingresos	202	0.7%	779	2.2%	2,663	7.7%
Ingresos Totales	29,618	100.0%	35,987	100.0%	34,516	100.0%
Costo de transmisión de energía ⁽¹⁾	-4,233	14.3%	-4,472	12.4%	-3,446	10.0%
Costo de Conexión	-25	0.1%	-41	0.1%	-44	0.1%
Costo de operación integrada	-1,690	5.7%	-1,538	4.3%	-1,426	4.1%
Pérdida por deterioro de deudores comerciales	0	0.0%	0	0.0%	-197	0.6%
Depreciación y amortización	-7,348	24.8%	-7,174	19.9%	-6,829	19.8%
Amortización de derecho de servidumbres	-871	2.9%	-825	2.3%	-670	1.9%
Gastos generales y administrativos	-2,451	8.3%	-2,229	6.2%	-2,907	8.4%
Resultados de las actividades de operación	13,000	43.9%	19,709	54.8%	18,997	55.0%
Costos financieros, neto	-7,089	23.9%	-7,352	20.4%	-5,953	17.2%
Participación en la ganancia de inversión en asociadas	7	0.0%	0	0.0%	1,055	3.1%
Participación en la pérdida de inversión en negocio conjunto	-132	0.4%	0	0.0%	23	0.1%
Utilidad antes de impuesto sobre la renta	5,787	19.5%	12,357	34.3%	14,122	40.9%
Impuesto sobre la renta						
Corriente	-1,233	4.2%	-3,191	8.9%	-3,750	10.9%
Diferido	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%
Total impuesto sobre la renta	-1,233	(4.2%)	-3,191	8.9%	-3,750	(10.9%)
Utilidad después de impuestos	4,554	15.4%	9,166	25.5%	10,373	30.1%
Movimiento neto en saldo de cuentas de diferimiento de actividades reguladas	-1,677	(5.7%)	-1,696	(4.7%)	-1,623	(4.7%)
Utilidad neta después del movimiento en saldo de cuentas de diferimiento de actividades reguladas	2,877	9.7%	7,469	20.8%	8,750	25.4%

(1) Incluye gastos relacionados con los gastos de Generación Obligada por U.S.\$ 745, U.S.\$ 634 y U.S.\$ 607 para los periodos terminados el 31 de marzo de 2021, 2020 y 2019, respectivamente. Véase la nota 29 de los estados financieros

Resultados de 2021 en comparación con 2020

	<u>2021</u>	<u>2020</u>	<u>Δ 2021 vs.</u> <u>2020</u>	<u>Δ % 2021</u> <u>vs. 2020</u>
(En miles de dólares estadounidenses)				
Ingresos de actividades ordinarias				
Transmisión de energía	26,295	30,896	-4,601	(15%)
Conexión	1,081	1,038	43	4%
Operación integrada	2,041	3,274	-1,233	(38%)
Total de ingresos de actividades ordinarias	29,416	35,208	-5,792	(16%)
Otros ingresos	201.98	779	-577	(74%)
Ingresos Totales	29,618	35,987	-6,369	(18%)
Costo de transmisión de energía ⁽¹⁾	-4,233	-3,920	-313	8%
Costo de Conexión	-25,053	-41	16	(39%)
Costo de operación integrada	-1,690	-1,538	-152	10%
Pérdida por deterioro de deudores comerciales	0	0	0	0%
Depreciación y amortización	-7,348	-7,726	378	(5%)
Amortización de derecho de servidumbres	-872	-825	-46	6%
Gastos generales y administrativos	-2,451	-2,229	-222	10%
Resultados de las actividades de operación	13,000	19,708	-6,708	(34%)
Costos financieros, neto	-7,089	-7,352	263	(4%)
Participación en la ganancia de inversión en asociadas	7,152	0	7	0%
Participación en la pérdida de inversión en negocio conjunto	-131,518	0	-132	0%
Utilidad antes de impuesto sobre la renta	5,787	12,356	-6,569	(53%)
Impuesto sobre la renta				
Corriente	-1,233	-3,191	1,958	(61%)
Diferido	0	0	0	0%
Total impuesto sobre la renta	-1,233	-3,191	1,958	(61%)
Utilidad después de impuestos	4,554	9,165	-4,611	(50%)
Movimiento neto en saldo de cuentas de diferimiento de actividades reguladas	-1,677	-1,696	19	(1%)
Utilidad neta después del movimiento en saldo de cuentas de diferimiento de actividades reguladas	2,877	7,469	-4,592	(61%)

⁽¹⁾ Incluye gastos relacionados con los gastos de Generación Obligada de U.S.\$ 745 y U.S.\$ 634 para los periodos terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020, respectivamente. Véase la nota 29 de los estados financieros.

Los ingresos totales de las operaciones del periodo finalizado el 31 de marzo de 2021, disminuyeron en un 18% o U.S.\$ 6.3 millones, debido principalmente a los ingresos de Operación Integrada no percibidos en un 38% y los de Transmisión de Energía en un 15%, en comparación con el periodo terminado el 31 de marzo de 2020. Esta disminución de los ingresos se debió principalmente a la aprobación de medidas transitorias por la reducción de la recaudación de ingresos de los participantes del mercado por la COVID-19, para los meses de marzo, abril, mayo y junio de 2020, Resolución del 21 de mayo del 2020 por la ASEP, aunado al retraso en la entrada de los activos productivos o tarifarios.

La siguiente tabla muestra un desglose de nuestro costo de transmisión de energía para los periodos terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020:

	<u>2021</u>	<u>2020</u>	<u>Δ 2021 vs. 2020</u>	<u>Δ % 2021 vs. 2020</u>
<u>Costo de Transmisión de energía</u>	(En miles de dólares estadounidenses, exceptuando porcentajes)			
Gastos de personal	1655	1593	63	4%
Generación obligada (1)	746	635	111	18%
Reparación y mantenimiento	43	36	7	21%
Servicios comerciales y financieros	29	419	-390	-93%
Servicios no personales	657	592	65	11%
Materiales y suministros	144	164	-20	-12%
Alquileres	180	213	-33	-16%
Servicios básicos	217	170	46	27%
Viáticos y transporte	134	71	63	89%
Combustible y lubricantes	42	28	15	53%
Provisión pasivos litigios	0	0	0	0%
Impuestos, tasas de regulación y fiscalización	0	0	0	0%
Otros	386	0	386	0%
Total Costo de transmisión de energía	<u>4,233</u>	<u>3,920</u>	313	8%

Durante el periodo terminado el 31 de marzo de 2021, el 25% de nuestros costos y gastos de operación correspondieron a los costos de transmisión de energía, siendo el 13% de los gastos generales y administrativos, dentro de los costos de transmisión de energía, el gasto de generación obligada el 4% de nuestros costos totales.

El costo de transmisión de energía aumentó en un 8%, o U.S.\$ 0.313 millones, en el 2021 en comparación con el 2020. Luego de la entrada en operación de la Cuarta Línea de Transmisión, ha sido evidente la estabilización de los costos de transmisión. Aun así, vemos aumentos importantes en los costos como Servicios no personales, Reparación y Mantenimiento, Servicios básicos y un incremento en los viáticos y transporte. Estas variaciones son resultado del enfoque en un mayor mantenimiento en los equipos de transmisión y producto de los múltiples factores generados por el huracán ETA en Panamá.

La siguiente tabla muestra un desglose de nuestros gastos generales y administrativos para los periodos terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020.

	<u>2021</u>	<u>2020</u>	<u>Δ 2021 vs. 2020</u>	<u>Δ % 2021 vs. 2020</u>
<u>Gastos generales y administrativos</u>	(En miles de dólares estadounidenses, exceptuando porcentajes)			
Gasto de personal	1,312	1,142	170	15%
Reparaciones y mantenimiento	33	52	-19	-37%
Servicios comerciales y financieros	121	276	-155	-56%
Servicios no personales	86	50	36	72%
Materiales y suministros	36	39	-4	-9%
Alquileres	366	170	196	115%
Servicios básicos	11	100	-89	-89%
Viáticos y transporte	28	32	-4	-12%
Combustible y lubricantes	-6	24	-31	-126%
Impuestos, tasas de regulación y fiscalización	287	323	-36	-11%
Organismos internacionales	9	13	-4	-33%
Provisión por retiro	0	0	0	0%
Provisión pasivos litigios	0	0	0	0%
Otros	169	7	162	2466%
Total Gastos generales y administrativos	<u>2,451</u>	<u>2,229</u>	222	10%

Los gastos generales y administrativos aumentaron un 10% en el periodo terminado el 31 de marzo de 2021 en comparación con el mismo periodo de 2020. Este aumento se debe al incremento de los gastos de personal (15%), gastos de servicios no personales (72%), alquileres (115%) y otros gastos.

La amortización por derecho de vía o servidumbre aumentó un 6% en el periodo terminado el 31 de marzo de 2021

Los gastos financieros disminuyeron en 4% en el periodo terminado el 31 de marzo de 2021 en comparación con el mismo periodo de 2020, debido a que no se han adquirido nuevos financiamientos.

Los gastos del impuesto sobre la renta disminuyeron 61% en el periodo terminado el 31 de marzo de 2021 en comparación con 2020 debido al menor beneficio operativo durante el periodo.

Resultados de 2020 en comparación con 2019

	<u>2020</u>	<u>2019</u>	<u>Δ 2020 vs.</u> <u>2019</u>	<u>Δ % 2020</u> <u>vs. 2019</u>
(En miles de dólares estadounidenses)				
Ingresos de actividades ordinarias				
Transmisión de energía	30,896	27,279	3,617	13%
Conexión	1,038	1,473	(435)	(30%)
Operación integrada	3,274	3,102	173	6%
Total de ingresos de actividades ordinarias	35,208	31,853	3,355	11%
Otros ingresos	779	2,663	(1,884)	(71%)
Ingresos Totales	35,986	34,516	1,470	4%
Costo de transmisión de energía ⁽¹⁾	-3,920	-3,446	(475)	14%
Costo de Conexión	-41	-44	3	(8%)
Costo de operación integrada	-1,538	-1,426	(112)	8%
Pérdida por deterioro de deudores comerciales	0	-197	197	100%
Depreciación y amortización	-7,726	-6,829	(896)	13%
Amortización de derecho de servidumbres	-825	-670	(154)	23%
Gastos generales y administrativos	-2,229	-2,907	678	(23%)
Resultados de las actividades de operación	19,708	18,997	711	4%
Costos financieros, neto	-7,352	-5,953	(1,400)	24%
Participación en la ganancia de inversión en asociadas	0	1,055	(1,055)	100%
Participación en la pérdida de inversión en negocio conjunto	0	23	(23)	100%
Utilidad antes de impuesto sobre la renta	12,356	14,122	(1,766)	(13%)
Impuesto sobre la renta				
Corriente	-3,191	-3,750	559	(15%)
Diferido	0	0	0	0%
Total impuesto sobre la renta	-3,191	-3,750	559	(15%)
Utilidad después de impuestos	9,165	10,373	(1,208)	(12%)
Movimiento neto en saldo de cuentas de diferimiento de actividades reguladas	-1,696	-1,623	-73	5%
Utilidad neta después del movimiento en saldo de cuentas de diferimiento de actividades reguladas	7,469	8,750	-1,281	(15%)

⁽¹⁾ Incluye gastos relacionados con los gastos de Generación Obligada de U.S.\$ 643 y U.S.\$ 607 para los periodos terminados el 31 de marzo de 2019 y 2018, respectivamente. Véase la nota 29 de los estados financieros.

Los ingresos totales de las operaciones del periodo finalizado el 31 de marzo de 2020, aumentaron un 4% o U.S.\$ 1.4 millones, debido principalmente a los mayores ingresos de transmisión por 13%, en comparación con el periodo terminado el 31 de marzo de 2019. Este aumento de los ingresos por transmisión se debió principalmente a ingresos adicionales por un importe de U.S.\$ 3.6 millones, como consecuencia del efecto del la entrada en operación comercial de nuevos activos productivos durante el 2019. Este aumento se complementó con un incremento del 6% en los ingresos por servicios de operaciones integradas en el periodo terminado el 31 de marzo de 2020 en comparación con el mismo período de 2019. El incremento de los servicios de operaciones integradas se debió en parte a los ajustes de los pagos reglamentarios que recibimos en relación con esos servicios, como consecuencia del incremento de los costos que experimentamos en la prestación de servicios de operación integradas y servicios de conexión.

La siguiente tabla muestra un desglose de nuestro costo de transmisión de energía para los periodos terminados el 31 de marzo de 2020 y 2019:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>	<u>Δ 2020 vs. 2019</u>	<u>Δ % 2020 vs. 2019</u>
<u>Costo de Transmisión de energía</u>	(En miles de dólares estadounidenses, exceptuando porcentajes)			
Gasto de personal	1,593	1,527	66	4%
Reparación y mantenimiento	36	39	(3)	(8%)
Costo por daños causados (2)	0	0	0	0%
Servicios comerciales y financieros	419	184	235	128%
Servicios no personales	592	493	99	20%
Materiales y suministros	164	112	52	47%
Alquileres	213	118	95	80%
Servicios básicos	170	204	(34)	(17%)
Viáticos y transportes	71	80	(9)	(12%)
Combustible y lubricantes	28	58	(31)	(53%)
Provisión de pasivos por litigios	0	0	0	0%
Impuestos, tasas de regulación y fiscalización	0	0	0	0%
Generación obligada	635	607	27	4%
Otros gastos	<u>0</u>	<u>23</u>	(23)	(100%)
Total, Costo de transmisión de energía	<u>3,920</u>	<u>3,446</u>	475	14%

Durante el periodo terminado el 31 de marzo de 2020, el 24% de nuestros costos y gastos de operación correspondieron a los costos de transmisión de energía, el 14% de los gastos generales y administrativos, dentro de los costos de transmisión de energía, el gasto de generación obligatoria ha bajado al 4% de nuestros costos totales.

El costo de transmisión de energía aumentó en un 14%, o U.S.\$ 0.48 millones, en el 2020 en comparación con el 2019. Luego de la entrada en operación de la Cuarta Línea de Transmisión, evidenciamos como se estabilizan nuestros costos de transmisión. Aun así, vemos aumentos importantes a los costos de Servicios comerciales, Servicios no personales y alquileres resultado de un enfoque en mayor mantenimiento a los equipos de transmisión.

La siguiente tabla muestra un desglose de nuestros gastos generales y administrativos para los periodos terminados el 31 de marzo de 2020 y 2019

	<u>2019</u>	<u>2018</u>	<u>Δ 2019 vs. 2018</u>	<u>Δ % 2019 vs. 2018</u>
<u>Gastos generales y administrativos</u>	(En miles de dólares estadounidenses, exceptuando porcentajes)			
Gasto de Personal	1,142	1,265	(123)	(10%)
Reparación y mantenimiento	52	12	40	332%
Servicios comerciales y financieros	276	222	54	24%
Servicios no personales	50	306	(256)	(84%)
Materiales y suministros	39	8	32	422%
Alquileres	170	159	12	7%
Servicios básicos	100	150	(50)	(34%)
Viáticos y transporte	32	48	(16)	(34%)
Combustible y lubricantes	24	5	19	368%
Impuestos, tasas de regulación y fiscalización	323	713	(390)	(55%)
Organizaciones internacionales	13	19	(6)	(31%)
Provisión por litigios	0	0	0	0%
Provisión por la obsolescencia de inventario	0	0	0	0%
Provisión por retiro voluntario	0	0	0	0%
Otros gastos	<u>7</u>	<u>0</u>	7	0%
Total Gastos generales y administrativos	<u>2,229</u>	<u>2,907</u>	(678)	(23%)

Durante el periodo terminado el 31 de marzo de 2020, el 24% de nuestros costos y gastos de operación correspondieron a los costos de transmisión de energía, el 14% de los gastos generales y administrativos, dentro de los costos de transmisión de energía, el gasto de generación obligatoria ha bajado al 4% de nuestros costos totales.

El costo de transmisión de energía aumentó en un 14%, o U.S.\$ 0.48 millones, en el 2020 en comparación con el 2019. Luego de la entrada en operación de la Curte Línea de Transmisión, evidenciamos como se estabilizan nuestros costos de transmisión. Aun así, vemos aumentos importantes a los costos de Servicios comerciales, Servicios no personales y alquileres resultado de un enfoque en mayor mantenimiento a los equipos de trasmisión.

Liquidez y Recursos de Capital

Financiamos la mayoría de nuestras necesidades de liquidez a través del efectivo generado por operaciones y financiamientos de deuda. La siguiente tabla muestra nuestros flujos de efectivo para los periodos indicados.

	<u>2021</u>	<u>2020</u>	<u>2019</u>
	(En miles de dólares estadounidenses)		
Efectivo neto provisto por (utilizado en) las actividades de operación	-5,293	62,690	13,692
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión	890	-22,906	-90,326
Efectivo neto provisto por las actividades de financiamiento	0	-26,121	102,199

Efectivo neto provisto por (utilizado en) las actividades de operación

El flujo de caja generado para el periodo terminado el 31 de marzo de 2021, las actividades operativas presentan una disminución del 92% en comparación con los U.S.\$ 62.7 millones con respecto al año final de 2020.

Esta diferencia se debe principalmente a los ingresos operativos del periodo, la reducción en U.S.\$ 20 millones en cuentas por cobrar y el incremento en las cuentas por pagar.

Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión

Nuestros gastos de capital (incluyendo adiciones de propiedades, plantas y equipos más adelantos en efectivo) fueron de U.S.\$ 0.890 millones para el período terminado el 31 de marzo de 2021.

Desarrollo de Proyectos y Obligaciones Contractuales Financieras

El siguiente cuadro establece ciertas obligaciones contractuales al 31 de marzo de 2021:

	A marzo 31, 2021 Pagos por periodo		
	Total	Corto Plazo	Largo Plazo
	(En miles de dólares estadounidenses)		
Líneas de Crédito ⁽¹⁾	-	-	-
Bonos Internacionales ⁽²⁾	500,000	-	500,000
Bonos Locales ⁽³⁾	75,000	-	75,000
Subtotal	575,000	-	575,000
Otros compromisos ⁽⁴⁾	8,706	8,706	-
Total	583,706	8,706	575,000

(1) Las líneas de crédito incluyen las Facilidades de Crédito entre ETESA como Prestatario.

(2) Bono emitido bajo la regla 144A, Regulación S en el mercado internacional a un plazo de 30 años amortizable a partir del año 16 y una tasa fija de 5.125%.

(3) Bono emitido en el mercado panameño, pagadero al vencimiento, a un plazo de 7 años y una tasa fija de 3.85%.

(4) Otros compromisos incluyen el pago de nuestras cuentas por pagar, incluidas las obligaciones en virtud de nuestros contratos de gastos de capital existentes. Estos compromisos están supeditados a ciertos progresos en la construcción de proyectos.

Gastos de Capital

Propiedad, planta y equipo

Los gastos de capital de propiedad, planta y equipo (que incluye adiciones de propiedades, plantas y equipos más adelantos en efectivo a terceros) fueron de U.S.\$ 5.5 millones para el periodo terminado el 31 de marzo de 2021.

Inversiones en empresas relacionadas

Tenemos la siguiente participación de capital en otras empresas. Poseemos 6,500 acciones en Empresa Propietaria de la Red (EPR) con un valor nominal de U.S.\$ 1,000 cada una, lo que representa una participación del 11.11%, adquirida en septiembre de 2011.

También poseemos 300 acciones en la Red Centroamericana de Comunicaciones (REDCA) con un valor nominal de U.S.\$ 1,000 cada una, lo que representa una participación del 11.11%, adquirida en octubre de 2012.

Por último, poseemos 8,187 acciones en Interconexión Eléctrica Colombia Panamá (IECP), con un valor nominal de U.S.\$1,000 cada una, lo que representa una participación del 50%, adquirida en febrero de 2010.

Gastos Futuros de Capital

Proyectamos gastos de capital durante los próximos diez años con un promedio de 108,9 millones de dólares EE.UU. al año. Se espera que nuestros requisitos de capital se financien con una combinación de recursos internos y deuda de terceros.

Política de Dividendos

Sólo hemos pagado dividendos en dos de los últimos 10 años: U.S.\$ 5.8 millones en 2010 y U.S.\$ 2.3 millones en 2015. En cambio, hemos invertido la mayor parte de nuestras ganancias netas anuales en el desarrollo de la expansión y la eficiencia de nuestras líneas de transmisión, lo que nos proporciona una tarifa más competitiva en el marco del régimen tarifario.

Divulgación del Riesgo de Mercado

Debido a que tenemos principalmente activos fijos y de larga duración, nuestra política es aumentar el financiamiento predominantemente con vencimientos a largo plazo y a tasas fijas.

Riesgo de las Tasas de Interés

Los cambios significativos en los valores razonables y los flujos de efectivo futuros de instrumentos financieros que pueden atribuirse directamente a los riesgos de las tasas de interés incluyen cambios en los ingresos netos de los instrumentos financieros cuyos flujos de efectivo se determinan en referencia a la flotación de las tasas de interés y cambios en el valor de los instrumentos financieros con flujos de efectivo fijos.

Nuestros activos son principalmente activos tangibles fijos y de larga duración. En consecuencia, los pasivos financieros que se utilizan para financiar dichos activos consisten principalmente en pasivos a largo plazo a tasas fijas. Esta deuda se registra en el balance a un costo amortizado.

El objetivo de la gestión del riesgo de las tasas de interés es lograr una estructura de deuda equilibrada, disminuir el impacto en los costos debidos a las variaciones de las tasas de interés y reducir la volatilidad en el estado de resultados.

La siguiente tabla compara nuestras deudas y muestra que la mayoría de la deuda al 31 de marzo de 2021 está a una tasa variable. Por lo tanto, las variaciones en las tasas de inflación podrían afectar potencialmente nuestros gastos financieros.

Deuda	Moneda o índice	Tasa de Interés	Tipo de Tasa	Importe en Moneda Original (En miles de dólares estadounidenses)	
				Marzo 31, 2021	Diciembre 31, 2020
Bono a 30 años	U.S.\$	5.13%	Fija ⁽¹⁾	500,000	500,000
Bono a 7 años	U.S.\$	3.85%	Fija ⁽²⁾	75,000	75,000
BCIE, Línea de Crédito	U.S.\$	2.74%	Flotante ⁽³⁾	-	-

(1) La tasa de la facilidad de crédito es fija hasta su vencimiento

(2) La tasa de la facilidad de crédito es fija hasta su vencimiento

(3) La tasa flotante de la facilidad de crédito corresponde a 6-meses LIBOR más un margen de 1.75%

No estamos expuestos materialmente al riesgo de cambios en las tasas de interés del mercado. Sin embargo, los aumentos de la inflación podrían afectar el costo de la deuda de ETESA y, por lo tanto, nuestros gastos financieros. Este impacto se compensa en cierta medida con el mecanismo de indexación de nuestros ingresos, que también se ajusta para la inflación mediante fórmulas de indexación.

Riesgo de Cambio de Divisas

Mantenemos nuestros libros y registros financieros y publicamos nuestros estados financieros en Balboas. Desde poco después de la independencia de la República de Panamá de Colombia en 1903, la República de Panamá, a través de un acuerdo monetario con los Estados Unidos de América, ejecutado el 20 de septiembre de 1904, ha establecido el dólar estadounidense como su moneda de curso legal. El Balboa, la unidad monetaria de la República de Panamá, está a la par y de libre cambio con el dólar estadounidense. La República de Panamá no emite moneda en papel y en su lugar utiliza el dólar estadounidense como moneda de curso legal. El uso del dólar estadounidense como moneda de curso legal y moneda del país también está expresamente reconocido por el Código Fiscal de la República de Panamá. Todos los montos establecidos en este documento se muestran en dólares estadounidenses, pero como se señaló anteriormente, son equivalentes a Balboas

Riesgo de Liquidez

Riesgo asociado a nuestra gestión

Corremos el riesgo de no poder satisfacer nuestras necesidades de efectivo, o no poder hacer un pago de deuda al vencimiento. Además, es posible que no podamos liquidar los activos de manera oportuna a un precio razonable.

Para garantizar que somos capaces de responder financieramente tanto a las oportunidades de inversión de capital, como al pago oportuno de nuestras obligaciones, mantenemos tres líneas de crédito rotativas dedicadas para el capital de trabajo por un monto de US\$130 millones. Estas líneas de crédito comprometidas, contratadas en diciembre de 2018, fueron otorgadas por un período de un año por el Banco General, BCIE y Banco Nacional de Panamá.

Estamos expuestos a riesgos asociados con el endeudamiento, incluido el riesgo de refinanciación cuando nuestra deuda vence. Estos riesgos se mitigan mediante el uso de deuda a largo plazo y la estructuración adecuada de los vencimientos a lo largo del tiempo.

La siguiente tabla presenta las amortizaciones de capital y los pagos de intereses estimados correspondientes a nuestros pasivos financieros (deuda), según su fecha de vencimiento, al 31 de marzo de 2021 y diciembre 2020 y 2019.

Vencimiento de la Deuda (principal) <small>(En millones de dólares estadounidenses)</small>	Más de 1 Año	1 a 3 Años	3 a 5 Años	5 a 10 Años	Más de 10 Años	Total
Marzo 31, 2021	28.5	57.0	132.0	128.1	961.3	1,306.9
Diciembre 31, 2020	45.5	57.0	57.0	206.0	986.9	1,352.5
Diciembre 31, 2019	53.8	57.0	57.0	206.0	986.9	1,360.8

Arreglos Fuera de Balance

A la fecha de este documento, no tenemos ningún arreglo fuera de balance material.

Principales Políticas Contables

Las principales políticas contables aplicadas en la preparación de nuestros estados financieros se detallan en la Nota 2 de nuestros estados financieros auditados y nuestros estados financieros intermedios no auditados. Estas políticas se han basado en las Normas NIIF, en efecto desde el inicio de las operaciones y se han aplicado uniformemente durante los períodos presentados.

Estimaciones Contables Críticas

Uso de Estimaciones en la Preparación de los Estados Financieros

En la preparación de los Estados Financieros de ETESA, nuestra dirección hace estimaciones sobre una variedad de asuntos. Algunos de estos asuntos son muy inciertos, y las estimaciones implican juicios basados en la información disponible para nuestra dirección en ese momento. En la discusión a continuación, nuestra dirección ha identificado varios asuntos para los cuales nuestra presentación financiera se vería materialmente afectada si hubiéramos utilizado diferentes estimaciones que razonablemente podrían utilizarse o en el futuro cambiamos nuestras estimaciones en respuesta a cambios que es razonablemente probable que ocurran. Esta discusión aborda únicamente las estimaciones que nuestra dirección considera más importantes en función del grado de incertidumbre y la probabilidad de un impacto material si se hubiera utilizado una estimación diferente. Hay muchas otras áreas en las que se utilizan las estimaciones de la administración sobre asuntos inciertos, pero el efecto razonablemente probable de las estimaciones modificadas o diferentes se considera no importante para nuestra presentación financiera. Consulte las notas de los estados financieros de ETESA para obtener una explicación más detallada de la aplicación de estas y otras políticas contables.

Las siguientes son las políticas contables que nuestra dirección cree que son las más importantes para la presentación de nuestra condición financiera y los resultados de las operaciones y que requieren juicio subjetivo.

Propiedad, Planta y Equipo

Propiedad, planta y equipo incluyen los siguientes artículos: construcción en proceso, terrenos, edificios, plantas y equipos, equipos informáticos, muebles, vehículos de motor y otros bienes, plantas y equipos.

La construcción en proceso incluye mano de obra, materiales, interés y asignación de algunos costos generales y generales. Los gastos de intereses directamente atribuibles a la construcción, tanto de naturaleza específica como genérica, se devengan únicamente durante el período de construcción. También se incluyen en la capitalización de la construcción en proceso los gastos directamente relacionados con el personal y otros gastos de carácter operativo atribuibles al proyecto. Una vez finalizada, la construcción en proceso se transfiere a la clase apropiada de propiedad, planta y equipo una vez finalizado el período de prueba y los activos disponibles para su uso.

La amortización se determina utilizando el método de línea recta teniendo en cuenta sus valores de coste menos residuales durante su vida útil económica estimada. Un cambio en la estimación de vidas útiles podría afectar el nivel de gastos de amortización anuales reconocidos durante el período. Al estimar las vidas útiles y el valor residual esperado, nos basamos principalmente en la experiencia real con activos similares y recomendaciones técnicas de ingenieros y fabricantes. Las estimaciones se revisan anualmente para cualquier cambio. Cuando se retiran los componentes de propiedad amortizables, el coste original y los gastos de desmantelamiento, menos el valor residual, se cargan a la amortización acumulada.

El valor en uso es el valor actual de los flujos de efectivo futuros estimados que se espera que se deriven del uso continuo del activo y de su disposición final.

Contabilidad de Impuestos sobre la Renta

De acuerdo con la ley fiscal panameña, los impuestos sobre la renta se calculan y pagan por persona jurídica. Como parte del proceso de preparación de nuestros estados financieros, estamos obligados a calcular nuestros gastos del impuesto sobre la renta en función de las tasas vigentes en el momento del cálculo (que están sujetas a cambios por la promulgación de una nueva tasa impositiva). Incluimos en nuestros resultados mensuales preliminares el cálculo de impuestos de acuerdo con la ganancia al final del mes y también teniendo en cuenta todas las leyes aplicables (gastos deducibles y otros) al hacer este cálculo.

Las tasas del impuesto sobre la renta utilizadas para calcular los impuestos diferidos son las tasas impositivas que se espera que se apliquen al período en que se realiza el activo o se liquida el pasivo, sobre la base de las tasas impositivas (y las leyes fiscales) que se han promulgado o promulgado sustancialmente al final del período correspondiente. Estas tasas pueden diferir de las tasas impositivas utilizadas para calcular los gastos actuales del impuesto sobre la renta. Un cambio en la tasa del impuesto sobre la renta puede afectar el valor contable de los impuestos diferidos, lo que puede resultar en un impacto en las ganancias.

Deterioro de las Cuentas por Cobrar

A partir del 1 de enero de 2018 ETESA adoptó las disposiciones de la NIIF 9 que incorpora un modelo de pérdida esperada. El modelo de pérdida esperada se basa en la experiencia histórica de la Compañía sobre el incumplimiento de sus clientes y considera elementos de visión a futuro. Los elementos prospectivos se basan en el juicio y consideran la industria en la que operan nuestras contrapartes, así como la condición macroeconómica general de Panamá. Si las condiciones en Panamá o en una industria específica cambian significativamente, nuestras estimaciones de deterioro de los créditos comerciales pueden cambiar significativamente.

II PARTE
ESTADOS FINANCIEROS INTERINOS
CORRESPONDIENTES AL PERIODO TERMINADO EL 31 de marzo de 2021

**III PARTE
ESTADOS FINANCIEROS DEL GARANTE**

NO APLICA

**IV PARTE
CERTIFICACION DEL FIDUCIARIO**

NO APLICA

**V PARTE
DIVULGACION**

De conformidad con los Artículos 2 y 6 del Acuerdo No.18-2000 de 11 de octubre de 2000, modificado por el Acuerdo No.8-2018 de 19 de diciembre de 2018, este informe de actualización trimestral estará disponible a los inversionistas y al público en general para ser consultado libremente en la página de internet de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA) (<https://www.etsa.com.pa/inversores/>) y en la página de la Superintendencia del Mercado de Valores (<http://www.supervalores.gob.pa>)

Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A.

Ing. Pablo Castrejón Bloise
Director de Finanzas