

ANÁLISIS FINANCIERO DE CELEC EP

1. INTRODUCCIÓN

El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) está avanzando en la preparación de un préstamo por un monto de US\$125 millones para financiar el Proyecto INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ECUADOR – PERÚ EN 500 KILOVOLTIOS, TRAMO ECUATORIANO. El Prestatario de esta operación es CELEC EP y contará con la Garantía Soberana de la República de Ecuador. Este documento contiene información para analizar la capacidad financiera de CELEC para hacer frente a las amortizaciones de capital e intereses del préstamo, la cual es la base para el estudio que CELEC está preparando para presentar al Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) para solicitar la Garantía Soberana para el préstamo antes mencionado. Dicha documentación deberá ser analizada oportunamente una vez sea completado y aprobado el proceso de obtención de la Garantía Soberana. En ese contexto, se realiza el presente análisis desarrollado con base en las estimaciones y los supuestos elaborados sobre la información proporcionada por CELEC.

2. PRINCIPALES SUPUESTOS DEL ANALISIS

Las proyecciones de flujo de caja preparados por CELEC se han realizado bajo las siguientes pautas. Con respecto a la generación eléctrica, se ha preparado con base en la producción de energía y estimación de costos e ingresos por venta de la misma; con respecto a la transmisión eléctrica, con base en la estimación de los costos y gastos para proveer el servicio de transmisión en el Sistema Interconectado Nacional, y los ingresos por las remuneraciones correspondientes de acuerdo a la normativa vigente.

La proyección de los Ingresos Corrientes (ingresos operacionales) se realizan con base en una simulación operativa del Sistema Nacional de Transmisión, considerando la capacidad instalada de cada una de las centrales de generación de CELEC para cada año proyectado, la previsión de ingresos que generarán los proyectos existentes y nuevos, y la proyección de la demanda eléctrica publicada por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARC) (ex ARCONEL), el Plan Maestro de Electricidad (PME) 2013 – 2022 y 2022 – 2032. A partir del 2033, se determina la proyección de ingresos, costos y gastos en función de una regresión simple, tomando como base los últimos cinco años a pronosticar. Las tarifas que define ARC cubren los costos fijos de administración, operación y mantenimiento (Gastos Corrientes y Producción), que incluye los costos correspondientes a la calidad de servicio (Gastos de Capital), gestión ambiental, desarrollo territorial (Gastos Corrientes y Producción).

La producción energética es obtenida mediante el proceso de simulación operativa estocástica del parque generador del Sistema Interconectado Nacional con el cual se simula el despacho económico futuro para cubrir la demanda proyectada.

Para realizar la simulación operativa se utiliza el modelo de optimización Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP), modelo que estilizado también por CENACE (Centro Nacional de Control de Energía - Operador del Sistema) y ARC, a través del cual se obtiene la estimación

del despacho económico de generación para cubrir los escenarios de demanda proyectados para el corto, mediano y largo plazo.

A partir de la proyección de la producción eléctrica y de los ingresos proyectados por los servicios de transmisión eléctrica, CELEC estima sus ingresos, gastos de producción, gastos corrientes, de inversión y de capital en función de las tarifas aprobadas por ARC definida en el Estudio de Costos del Servicio Público Eléctrico de acuerdo a lo dispuesto por la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) y su Reglamento.

Los costos medios de generación están compuestos por costos fijos y variables. Los costos variables para las unidades de generación térmica deben ser declarados a CENACE para determinar el despacho económico y asigne los costos correspondiente. El costo variable de las unidades de generación hidráulica es de 0.2 centavos de US\$ de acuerdo a la Regulación CONELEC 013/08.

Las tarifas de transmisión son definidas por ARC de acuerdo al Artículo 161 del Reglamento General de la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica, e incluyen: *i) los costos de disponibilidad y confiabilidad, incluyendo, cuando corresponda, los costos relacionados a los pagos de capital e intereses que deba cubrir el transmisor por los créditos u otros instrumento que haya suscrito para el financiamiento de los proyecto; ii) costos de administración, operación y mantenimiento; y iii) costos relacionados con la calidad y responsabilidad ambiental.*

Para la estimación se han tomado en cuenta las fechas de entrada en operación comercial de los siguientes proyectos: Central Hidroeléctrica Minas San Francisco; Central Hidroeléctrica San Antonio; Central Hidroeléctrica Toachi Pilatón); Central Hidroeléctrica Quijos; Central Térmica Ciclo Combinado Segunda Fase; Central Hidroeléctrica Chorrillos.

Los proyectos Hidroeléctricos Cardenillo y Santiago, y los proyectos de Energía Renovable No Convencional se construirán con modalidad de inversión privada, por lo cual sus ingresos no se consideran para CELEC.

Para los proyectos de las centrales Baba y Villanaco se aplican las tarifas establecidas como condición preferente de la Regulación CONELEC 004/11 (Tratamiento para la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales) por lo que se considera únicamente el cargo variable.

3. ESTADOS FINANCIEROS 2019

A los fines de conocer la situación financiera general de CELEC, a continuación se analizan algunos aspectos relevantes de los Estados Financieros 2020, en especial aquellos vinculados a las obligaciones financieras de la empresa.

Según el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2020, CELEC registra un patrimonio neto de US\$11.090 millones y obligaciones financieras por US\$341,8 millones. En el Pasivo Corriente registró obligaciones financieras por US\$55.7 millones.

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP

ESTADOS INDIVIDUALES DE SITUACIÓN FINANCIERA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019

	<u>NOTAS</u>	<u>2020</u>	<u>2019</u>
		<u>(en miles de USD)</u>	
<u>ACTIVOS</u>			
Activos corrientes			
Activos financieros:			
▪ Efectivo y equivalentes de efectivo	7	57.761	104.786
▪ Fideicomisos	8	2.776	2.732
▪ Cuentas por cobrar corriente	9	373.326	363.701
▪ Préstamos a relacionados	10	587.422	464.252
Anticipos entregados	11	57.932	56.371
Inventarios	12	409.335	374.130
Gastos pagados por anticipado	13	14.299	12.727
Activos disponibles para la venta	14	<u>3.484</u>	<u>3.484</u>
Total activos corrientes		1.506.335	1.382.183
Propiedad, planta y equipo	15	10.568.196	10.641.070
Activos intangibles	16	11.076	4.012
Cuentas por cobrar no corriente	17	1	1
Anticipos entregados	18	<u>28.094</u>	<u>48.874</u>
TOTAL ACTIVOS		<u>12.113.702</u>	<u>12.076.140</u>
<u>PASIVOS</u>			
Pasivos corrientes			
Cuentas por pagar corriente	20	261.911	252.360
Obligaciones financieras corriente	21	55.744	54.327
Documentos por pagar corriente	22	39.924	14.274
Provisiones beneficios empleados	23	11.781	9.529
Otras provisiones corrientes	24	236.110	212.398
Anticipo de clientes	25	8.778	5.428
Pasivos diferidos	26	<u>245</u>	<u>224</u>
Total pasivos corrientes		614.493	548.540
Cuentas por pagar no corriente		0	941
Obligaciones financieras no corriente	27	341.791	346.353
Documentos por pagar no corriente	22	0	24.604
Pasivos laborales	28	44.117	46.046
Otras provisiones	29	<u>22.775</u>	<u>19.245</u>
TOTAL PASIVOS		<u>1.023.176</u>	<u>985.729</u>
<u>PATRIMONIO NETO</u>	30		
Capital público		11.373.153	11.348.332
Resultados		(259.058)	(244.002)
Otros resultados integrales		6.734	211
Resultado del período		(30.303)	(14.130)
TOTAL PATRIMONIO		<u>11.090.526</u>	<u>11.090.411</u>
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO		<u>12.113.702</u>	<u>12.076.140</u>

Según el Estado de Resultados Integral al 31 de diciembre del 2020, CELEC registró ingresos operativos (que incluye ventas de energía eléctrica y cobro de remuneraciones por transmisión eléctrica) por US\$710,4 millones, con un resultado integral de US\$6.623 millones. Los gastos financieros (correspondiente a intereses de préstamos) fueron de US \$15.9 millones, con lo cual, el resultado del período fue de -US\$23 millones.

**ESTADOS INDIVIDUALES DE RESULTADOS INTEGRAL
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019**

	<u>NOTAS</u>	<u>2020</u>	<u>2019</u>
		<u>(en miles de USD)</u>	
Ingresos operativos			
Por servicios de generación		555.066	563.957
Por servicios de transmisión de energía		108.118	111.453
Exportación de energía		<u>47.173</u>	<u>55.541</u>
Total ingresos operativos	31	<u>710.357</u>	<u>730.951</u>
Costos de producción			
Costos de generación	32	565.652	579.699
Costo de transmisión	33	<u>102.430</u>	<u>88.864</u>
Total costos de producción		<u>668.082</u>	<u>668.563</u>
Otros ingresos			
Reclamos de seguros		3.676	4.108
Otros ingresos		2.980	13.911
Otros no operativos		<u>21.847</u>	<u>27.018</u>
Total otros ingresos		<u>28.503</u>	<u>45.037</u>
Gastos			
De administración y ventas	34	66.587	76.698
Otros gastos	35	18.562	27.428
Financieros		<u>15.932</u>	<u>17.429</u>
Total gastos		<u>101.081</u>	<u>121.555</u>
RESULTADO DEL PERÍODO		<u>(30.303)</u>	<u>(14.130)</u>
Resultado integral		<u>6.523</u>	<u>211</u>
RESULTADO INTEGRAL DEL PERÍODO		<u>(23.780)</u>	<u>(13.919)</u>

En el Estado de Cambios en el Patrimonio al 31 de diciembre de 2020 se destacan los aportes de capital del Gobierno a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) por US\$24.8 millones.

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP

**ESTADOS INDIVIDUALES DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019**

	Capital Público	acumulados	Resultados adopción NIIF	convergencia NIIF (en miles de USD)	ORI	Resultado del período	Total patrimonio
Saldos al 31 de diciembre de 2018	11.302.337	(462.443)	133.746	106.075	0	923	11.080.638
Aportes de capital (MEER)	45.995						45.995
Otros resultados integrales					211		211
Ajuste (disminución del patrimonio)		(29.930)					(29.930)
Ajuste (incremento del patrimonio)		8.550					8.550
Acumulación de resultados		923				(923)	0
Otros ajustes		(923)					(923)
Resultado del período						(14.130)	(14.130)
Saldos al 31 de diciembre de 2019	11.348.332	(483.823)	133.746	106.075	211	(14.130)	11.090.411
Aportes de capital (MEER)	24.821						24.821
Otros resultados integrales					6.523		6.523
Ajuste (disminución del patrimonio)		(53.445)					(53.445)
Ajuste (incremento del patrimonio)		52.519					52.519
Acumulación de resultados		(14.130)				14.130	0
Resultado del período						(30.303)	(30.303)
Saldos al 31 de diciembre de 2020	11.373.153	(498.879)	133.746	106.075	6.734	(30.303)	11.090.526

Según el Estado de Flujos de Efectivo al 31 de diciembre de 2020, durante el ejercicio se han realizado pagos de capital de préstamos por un valor de US\$51.7 millones. También se destacan los ingresos por aportes de capital por US\$24.8 millones (2020) y US \$45.9 millones (2019).

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP

**ESTADOS INDIVIDUALES DE FLUJOS DE EFECTIVO – MÉTODO DIRECTO
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019**

	NOTAS	2020	2019
(en miles de USD)			
Flujo de efectivo por actividades de operación			
Efectivo recibido de clientes		488.656	631.153
Otros ingresos ajenos a la operación		21.614	12.828
Intereses ganados		1	210
Efectivo pagado a proveedores y empleados		(245.682)	(417.598)
Gasto financiero pagado		(16.216)	(18.009)
Otros gastos ajenos a la operación		(17.293)	(12.887)
Efectivo neto provisto en actividades de operación		231.080	195.697
Flujo de efectivo por actividades de inversión			
Compra de propiedades, planta y equipo; y proyectos en curso		(176.895)	(163.033)
Convenio de liquidez entregado al Ministerio de Economía y Finanzas		(124.093)	(100.000)
Cobro convenio de liquidez Ministerio de Economía y Finanzas		923	2.455
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión		(300.065)	(260.578)
Flujo de efectivo por actividades de financiamiento			
Préstamos bancarios recibidos	27	48.905	0
Préstamos bancarios pagados	27	(51.766)	(50.588)
Aportes recibidos del MEER		24.821	45.995
Efectivo neto provisto (utilizado) en actividades de financiamiento		21.960	(4.593)
Variación neta del efectivo y sus equivalentes		(47.025)	(69.474)
Efectivo al inicio del año		104.786	174.260
Efectivo y sus equivalentes al final del año	7	57.761	104.786

4. PROYECCION DEL ENDEUDAMIENTO

A diciembre 2020, los préstamos que se encuentran en etapa de amortización fueron los siguientes: (i) BIESS – para los proyectos Central Quevedo, Jaramijó, Santa Elena I y II, y Toachi Pilatón; (ii) Eximbank de Rusia, para los proyectos Toachi Pilatón y Ciclo Combinado; (iii) Banco Interamericano de Desarrollo (BID), dentro del convenio de adhesión para los Programas de Transmisión Eléctrica (EC-L1223 y EC-L1231); (iv) Coportación Andina de Fomento (CAF), para el Programa de Transmisión Sector Camaronero; (v) JICA para el Proyecto Geotérmico Cachimbiro; (vi) CAF para Proyectos de Calidad del Servicio e Inversión; (vii) Certificados de Energía Futura; y (viii) Crédito Proveedor para culminación de las Centrales de Generación Quijos y Mazas Dudas.

Para 2020 la amortización de todas estas operaciones de crédito ascendieron a US\$61.2 millones de capital y US\$29,0 millones de intereses, totalizando US\$90.3 millones. De acuerdo a la proyección preliminar de CELEC, para el año 2027 (corresponde al primer año de repago de capital de los préstamos del BID y BEI para el proyecto de interconexión Ecuador – Perú), se estima una amortización total por US\$79,4 millones e intereses por US\$26,4 millones, totalizando obligaciones por US\$105,9 millones en capital más intereses. De esta forma, las necesidades financieras para la amortización del año 2027 resulta US\$15.6 millones superior al monto registrado en el 2020. Ver detalles en el Cuadro siguiente.

AÑO	TOTAL CRÉDITOS (sin BID BEI)			BID Y BEI Construcción del Sistema de Interconexión Ecuador – Perú 500 Kv			TOTAL CRÉDITOS (Incluye BID BEI)		
	CAPITAL	INTERÉS	CAP. + INT.	CAPITAL	INTERÉS	CAP. + INT.	CAPITAL	INTERÉS	CAP. + INT.
2020	61,249,097.12	29,068,284.59	90,317,381.70	-	-	-	61,249,097.12	29,068,284.59	90,317,381.70
2021	53,467,383.51	26,581,608.25	80,048,991.76	-	-	-	53,467,383.51	26,581,608.25	80,048,991.76
2022	44,044,283.57	28,880,703.02	72,924,986.58	-	-	-	44,044,283.57	28,880,703.02	72,924,986.58
2023	37,988,596.58	31,658,714.70	69,647,311.28	-	1,615,587.62	1,615,587.62	37,988,596.58	33,274,302.32	71,262,898.90
2024	48,757,184.81	31,878,130.00	80,635,314.81	-	2,725,795.45	2,725,795.45	48,757,184.81	34,603,925.45	83,361,110.26
2025	66,809,194.28	29,684,495.99	96,493,690.26	-	2,860,475.00	2,860,475.00	66,809,194.28	32,544,970.99	99,354,165.26
2026	68,476,516.63	26,736,469.81	95,212,986.43	-	2,860,475.00	2,860,475.00	68,476,516.63	29,596,944.81	98,073,461.43
2027	52,393,166.47	23,663,215.35	76,056,381.83	27,083,333.33	2,806,444.99	29,889,778.32	79,476,499.81	26,469,660.34	105,946,160.15
2028	54,333,909.12	20,473,825.50	74,807,734.62	27,083,333.33	2,598,161.83	29,681,495.16	81,417,242.46	23,071,987.33	104,489,229.79
2029	51,498,917.57	18,072,020.01	69,570,937.58	17,708,333.33	2,375,385.81	20,083,719.14	69,207,250.90	20,447,405.82	89,654,656.72
2030	55,860,223.48	14,428,955.05	70,289,178.53	8,333,333.33	2,193,409.03	10,526,742.36	64,193,556.81	16,622,364.08	80,815,920.90
2031	46,593,066.87	11,471,966.24	58,065,033.11	10,833,333.33	2,022,575.69	12,855,909.02	57,426,400.21	13,494,541.93	70,920,942.14
2032	34,961,649.31	9,808,487.24	44,770,136.55	13,333,333.33	1,847,969.23	15,181,302.56	48,294,982.64	11,656,456.47	59,951,439.11
2033	35,690,726.75	8,554,802.46	44,245,529.21	13,333,333.33	1,660,042.62	14,993,375.95	49,024,060.09	10,214,845.08	59,238,905.16
2034	36,479,296.92	7,244,568.14	43,723,865.06	13,333,333.33	1,477,290.29	14,810,623.62	49,812,630.25	8,721,858.43	58,534,488.69
2035	29,868,614.06	5,939,211.44	35,807,825.50	13,333,333.33	1,294,537.95	14,627,871.28	43,201,947.40	7,233,749.39	50,435,696.78
2036	22,489,129.62	4,817,295.90	27,306,425.52	13,333,333.33	1,114,957.13	14,448,290.46	35,822,462.95	5,932,253.03	41,754,715.98
2037	23,486,922.45	3,753,497.62	27,240,420.06	13,333,333.33	929,033.28	14,262,366.61	36,820,255.78	4,682,530.90	41,502,786.68
2038	24,566,135.17	2,609,114.51	27,175,249.68	13,333,333.33	746,280.95	14,079,614.28	37,899,468.50	3,355,395.46	41,254,863.96
2039	25,519,571.87	1,376,135.78	26,895,707.65	13,333,333.33	563,528.61	13,896,861.94	38,852,905.20	1,939,664.39	40,792,569.59
2040	11,151,276.34	463,198.59	11,614,474.93	13,333,333.33	381,945.03	13,715,278.36	24,484,609.67	845,143.62	25,329,753.30
2041	11,151,276.34	395,463.40	11,546,739.74	13,333,333.33	198,023.95	13,531,357.28	24,484,609.67	593,487.35	25,078,097.02
2042	11,150,975.57	328,171.42	11,479,147.00	5,125,000.00	58,022.26	5,183,022.26	16,275,975.57	386,193.68	16,662,169.26
2043	7,251,380.26	263,223.41	7,514,603.66	5,125,000.00	45,805.29	5,170,805.29	12,376,380.26	309,028.70	12,685,408.95
2044	4,581,380.26	206,882.96	4,788,263.22	5,125,000.00	33,688.73	5,158,688.73	9,706,380.26	240,571.69	9,946,951.95
2045	3,793,676.88	155,192.89	3,948,869.77	5,125,000.00	21,371.33	5,146,371.33	8,918,676.88	176,564.22	9,095,241.10
2046	3,005,973.50	119,781.62	3,125,755.12	5,125,000.00	9,154.36	5,134,154.36	8,130,973.50	128,935.98	8,259,909.48
2047	3,005,973.50	89,836.21	3,095,809.71	-	-	-	3,005,973.50	89,836.21	3,095,809.71
2048	3,005,973.50	59,890.81	3,065,864.31	-	-	-	3,005,973.50	59,890.81	3,065,864.31
2049	3,005,973.50	29,945.40	3,035,918.90	-	-	-	3,005,973.50	29,945.40	3,035,918.90
Total	935,637,445.81	338,813,088.29	1,274,450,534.10	250,000,000.00	32,439,961.43	282,439,961.43	1,185,637,445.81	371,253,049.72	1,556,890,495.53

5. FLUJO DE CAJA ANALIZADO

En el Cuadro siguiente se muestra el Flujo de Caja de CELEC, proyectado para el período 2020-2049 con base en los supuestos mencionados previamente. Se destacan los siguientes puntos; en 2021 disminuyen los gastos corrientes y producción por respecto al año anterior con la entrada en operación de la central hidroeléctrica Toachi Pilatón; en 2022 se incrementan los egresos en una proporción mayor que los ingresos por el aumento de la demanda prevista; para 2024 se incrementan los ingresos acorde a la demanda proyectada, incluyendo el consumo de una planta de industrial de alto consumo; en 2025 se incrementan los gastos corrientes y producción debido al aumento de generación térmica que es de alto costo; en 2026 disminuyen los ingresos por generación por la entrada en operación de la central hidroeléctrica Cardenillo; en 2027 disminuyen los gastos en generación térmica por la entrada en operación comercial de la central hidroeléctrica Santiago; y en 2028 continúa la reducción de los costos en generación térmica por la entrada de la segunda fase de la hidroeléctrica Santiago.

Los ingresos corrientes, que incluyen los ingresos operativos por los servicios de generación y los de transmisión, se incrementan de US\$ 843,9 millones (2020) a US\$982,2 millones (2027) (año de primer repago de capital del préstamo BID para el Proyecto). De lado de los egresos se observa un incremento de US\$828,6 millones (2020) a US\$965,3 millones (2027).

Denominación	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
SALDO INICIAL	46,016,946	61,304,051	76,820,462	92,492,038	108,440,798	124,621,094	141,007,543	157,622,881	174,480,928	191,554,791
INGRESOS	843,962,649	847,282,504	897,423,336	964,410,445	989,473,977	1,052,515,114	1,051,592,751	982,249,006	928,906,925	959,819,812
INGRESOS CORRIENTES (OPERATIVOS)	823,230,687	826,239,562	876,169,965	942,780,994	967,530,557	1,030,292,057	1,029,059,219	959,386,261	905,751,475	936,357,047
INGRESOS POR SERVICIOS DE GENERACIÓN	696,598,118	695,808,016	741,825,473	804,406,167	825,004,485	883,490,203	877,853,310	803,644,174	745,337,126	771,130,267
INGRESOS POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN	126,632,569	130,431,546	134,344,492	138,374,827	142,526,072	146,801,854	151,205,909	155,742,087	160,414,349	165,226,780
INGRESOS CORRIENTES (NO OPERATIVOS)	20,731,962	21,042,941	21,253,371	21,629,451	21,943,420	22,223,057	22,533,532	22,862,745	23,155,451	23,462,765
INGRESOS NO OPERATIVOS	7,174,725	7,282,346	7,355,169	7,485,485	7,594,107	7,690,937	7,798,445	7,912,430	8,013,749	8,120,167
INGRESOS POR RECLAMOS DE SEGUROS	13,557,237	13,760,596	13,898,202	14,143,966	14,349,313	14,532,120	14,735,087	14,950,315	15,141,701	15,342,599
EGRESOS	828,675,544	831,766,092	881,751,761	948,461,684	973,293,681	1,036,128,665	1,034,977,414	965,390,958	911,833,062	942,519,394
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN Y PRODUCCIÓN (OPERATIVOS)	632,475,745	588,289,339	703,881,143	764,006,554	770,702,168	879,065,611	849,592,922	762,108,892	737,713,166	748,359,106
COSTOS DE GENERACIÓN	564,190,854	518,980,174	633,878,887	692,789,917	698,446,548	805,897,218	775,410,962	686,850,569	661,494,065	671,137,359
COSTOS DE TRANSMISIÓN	68,284,891	69,309,164	70,002,256	71,216,637	72,255,620	73,168,393	74,181,961	75,258,323	76,219,101	77,221,747
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN Y PRODUCCIÓN (NO OPERATIVOS)	5,444,857	5,526,530	5,581,795	5,680,691	5,763,124	5,836,608	5,918,195	6,004,697	6,081,588	6,162,348
OTROS COSTOS NO OPERATIVOS	5,444,857	5,526,530	5,581,795	5,680,691	5,763,124	5,836,608	5,918,195	6,004,697	6,081,588	6,162,348
GASTOS DE INVERSIÓN	41,178,577	44,661,228	48,060,738	35,984,159	39,088,599	38,792,457	41,288,242	42,980,982	46,191,946	49,090,020
INVERSIÓN GENERACIÓN	32,966,771	34,426,757	35,115,292	22,626,782	23,079,318	20,604,557	21,016,648	20,535,319	20,946,026	21,364,946
INVERSIÓN TRANSMISIÓN	8,211,806	10,234,471	12,945,447	13,357,377	16,009,281	18,187,900	20,271,594	22,445,663	25,245,921	27,725,074
GASTOS DE CAPITAL	97,810,112	111,373,080	104,813,800	104,801,684	117,624,940	86,007,603	110,505,371	125,280,240	91,382,011	117,323,091
CALIDAD DEL SERVICIO GENERACIÓN	47,674,240	60,485,169	28,787,011	51,000,871	63,363,769	30,562,042	53,753,017	67,242,139	32,432,684	57,043,132
CALIDAD DEL SERVICIO TRANSMISIÓN	50,135,872	50,887,910	51,396,789	53,800,813	54,261,171	55,445,561	56,752,354	58,038,101	58,949,328	60,279,959
APLICACIÓN DEL FINANCIAMIENTO	51,766,253	81,915,916	44,044,284	37,988,597	40,114,850	26,426,385	27,672,684	29,016,147	30,464,351	21,584,830
CAPITAL	51,766,253	81,915,916	44,044,284	37,988,597	40,114,850	26,426,385	27,672,684	29,016,147	30,464,351	21,584,830
FLUJO DE CAJA	61,304,051	76,820,462	92,492,038	108,440,798	124,621,094	141,007,543	157,622,881	174,480,928	191,554,791	208,855,209
Comprometidos al 31 de diciembre de 2018										
FLUJO DE CAJA FINAL	61,304,051	76,820,462	92,492,038	108,440,798	124,621,094	141,007,543	157,622,881	174,480,928	191,554,791	208,855,209

Denominación	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
SALDO INICIAL	208,855,209	226,387,970	244,147,221	262,130,482	280,343,681	298,784,277	317,450,976	336,345,247	355,467,508	374,816,453
INGRESOS	1,003,160,818	1,067,328,178	1,005,073,543	1,070,810,336	1,088,406,669	1,099,148,066	1,110,245,229	1,146,341,100	1,154,860,306	1,173,830,367
INGRESOS CORRIENTES (OPERATIVOS)	979,382,907	1,043,243,064	980,684,586	1,046,109,488	1,063,397,386	1,073,832,101	1,084,620,587	1,120,407,214	1,128,618,952	1,147,280,721
INGRESOS POR SERVICIOS DE GENERACIÓN	809,199,324	867,953,973	800,136,823	860,678,433	872,829,913	878,155,384	883,879,679	914,624,846	917,716,429	931,313,998
INGRESOS POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN	170,183,583	175,289,091	180,547,763	185,431,055	190,567,473	195,676,716	200,740,908	205,782,369	210,902,523	215,966,723
INGRESOS CORRIENTES (NO OPERATIVOS)	23,777,911	24,085,114	24,388,957	24,700,848	25,009,282	25,315,966	25,624,642	25,933,885	26,241,355	26,549,645
INGRESOS NO OPERATIVOS	8,229,275	8,335,632	8,440,830	8,548,818	8,655,602	8,761,783	8,868,655	8,975,723	9,082,175	9,188,913
INGRESOS POR RECLAMOS DE SEGUROS	15,548,636	15,749,482	15,948,127	16,152,030	16,353,681	16,554,182	16,755,986	16,958,163	17,159,180	17,360,732
EGRESOS	985,628,056	1,049,568,927	987,090,283	1,052,597,136	1,069,966,072	1,080,481,367	1,091,350,958	1,127,218,838	1,135,511,362	1,154,254,134
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN Y PRODUCCIÓN (OPERATIVOS)	771,034,593	878,261,093	803,966,573	863,061,598	883,130,083	892,045,625	891,188,570	927,707,896	932,636,080	945,743,930
COSTOS DE GENERACIÓN	692,781,534	799,002,569	723,714,114	781,779,572	800,848,533	808,760,956	806,894,310	842,402,030	846,324,288	858,423,799
COSTOS DE TRANSMISIÓN	78,253,059	79,258,524	80,252,459	81,272,026	82,281,550	83,284,669	84,294,260	85,305,866	86,311,792	87,320,131
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN Y PRODUCCIÓN (NO OPERATIVOS)	6,245,149	6,325,863	6,405,697	6,487,649	6,568,686	6,649,267	6,730,371	6,811,624	6,892,410	6,973,413
OTROS COSTOS NO OPERATIVOS	6,245,149	6,325,863	6,405,697	6,487,649	6,568,686	6,649,267	6,730,371	6,811,624	6,892,410	6,973,413
GASTOS DE INVERSIÓN	52,269,978	55,671,331	59,225,652	62,284,585	65,711,868	69,081,839	72,387,202	75,674,244	79,064,343	82,373,106
INVERSIÓN GENERACIÓN	21,792,245	22,228,090	22,672,652	23,095,710	23,533,309	23,969,326	24,402,756	24,834,899	25,271,547	25,704,982
INVERSIÓN TRANSMISIÓN	30,477,733	33,443,241	36,553,000	39,188,874	42,178,559	45,112,513	47,984,446	50,839,346	53,792,796	56,668,124
GASTOS DE CAPITAL	132,810,687	97,005,150	117,492,133	120,773,305	114,555,435	112,704,637	121,044,815	117,025,074	116,918,529	119,163,685
CALIDAD DEL SERVICIO GENERACIÓN	71,357,895	34,417,823	53,750,057	55,803,150	48,448,071	45,425,103	52,582,613	47,387,918	46,120,594	47,185,218
CALIDAD DEL SERVICIO TRANSMISIÓN	61,452,791	62,587,326	63,742,076	64,970,155	66,107,364	67,279,535	68,462,202	69,637,156	70,797,935	71,978,468
APLICACIÓN DEL FINANCIAMIENTO	23,267,649	12,305,491	0	0	0	0	0	0	0	0
CAPITAL	23,267,649	12,305,491	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO DE CAJA	226,387,970	244,147,221	262,130,482	280,343,681	298,784,277	317,450,976	336,345,247	355,467,508	374,816,453	394,392,685
Comprometidos al 31 de diciembre de 2018										
FLUJO DE CAJA FINAL	226,387,970	244,147,221	262,130,482	280,343,681	298,784,277	317,450,976	336,345,247	355,467,508	374,816,453	394,392,685

Denominación	AÑOS									
	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
SALDO INICIAL	394,392,685	414,196,489	434,227,503	454,485,663	474,971,258	495,684,143	516,624,258	537,791,690	559,186,447	580,808,464
INGRESOS	1,195,078,917	1,215,218,177	1,230,457,603	1,251,663,795	1,270,563,434	1,288,820,780	1,307,538,069	1,327,204,112	1,345,574,619	1,364,461,914
INGRESOS CORRIENTES (OPERATIVOS)	1,168,220,597	1,188,051,672	1,202,982,999	1,223,880,702	1,242,472,048	1,260,421,183	1,278,830,142	1,298,187,845	1,316,250,098	1,334,829,091
INGRESOS POR SERVICIOS DE GENERACIÓN	947,184,260	961,933,337	971,780,018	987,609,564	1,001,120,302	1,013,989,989	1,027,322,718	1,041,604,266	1,054,586,914	1,068,089,088
INGRESOS POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN	221,036,336	226,118,335	231,202,981	236,271,139	241,351,746	246,431,194	251,507,423	256,583,578	261,663,183	266,740,003
INGRESOS CORRIENTES (NO OPERATIVOS)	26,858,320	27,166,505	27,474,603	27,783,092	28,091,386	28,399,597	28,707,928	29,016,267	29,324,522	29,632,822
INGRESOS NO OPERATIVOS	9,295,784	9,402,484	9,509,155	9,615,962	9,722,700	9,829,410	9,936,162	10,042,916	10,149,641	10,256,382
INGRESOS POR RECLAMOS DE SEGUROS	17,562,536	17,764,020	17,965,448	18,167,131	18,368,686	18,570,187	18,771,766	18,973,351	19,174,881	19,376,440
EGRESOS	1,175,275,113	1,195,187,163	1,210,199,442	1,231,178,200	1,249,850,548	1,267,880,666	1,286,370,637	1,305,809,355	1,323,952,601	1,342,612,600
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN Y PRODUCCIÓN (OPERATIVOS)	962,517,656	980,167,088	990,194,518	1,007,113,865	1,022,272,431	1,036,390,010	1,050,584,709	1,066,328,065	1,080,560,019	1,095,181,016
COSTOS DE GENERACIÓN	874,187,776	890,829,050	899,848,647	915,758,903	929,908,959	943,018,333	956,204,441	970,539,162	984,162,760	997,775,260
COSTOS DE TRANSMISIÓN	88,329,881	89,338,038	90,345,871	91,354,962	92,363,472	93,371,677	94,380,268	95,388,903	96,397,260	97,405,756
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN Y PRODUCCIÓN (NO OPERATIVOS)	7,054,516	7,135,491	7,216,443	7,297,498	7,378,501	7,459,483	7,540,495	7,621,511	7,702,504	7,783,509
OTROS COSTOS NO OPERATIVOS	7,054,516	7,135,491	7,216,443	7,297,498	7,378,501	7,459,483	7,540,495	7,621,511	7,702,504	7,783,509
GASTOS DE INVERSIÓN	85,694,049	89,032,356	92,371,398	95,689,059	99,024,770	102,357,770	105,686,330	109,015,438	112,348,969	115,678,475
INVERSIÓN GENERACIÓN	26,138,732	26,573,194	27,007,803	27,441,469	27,875,850	28,310,163	28,744,291	29,178,416	29,612,738	30,046,901
INVERSIÓN TRANSMISIÓN	59,555,317	62,459,162	65,363,595	68,247,589	71,148,920	74,047,607	76,942,039	79,837,022	82,736,231	85,631,574
GASTOS DE CAPITAL	120,008,891	118,852,228	120,417,083	121,077,778	121,174,846	121,673,403	122,559,102	122,844,342	123,341,109	123,969,600
CALIDAD DEL SERVICIO GENERACIÓN	46,857,752	44,531,093	44,923,568	44,409,192	43,335,493	42,661,494	42,373,986	41,486,688	40,811,416	40,266,928
CALIDAD DEL SERVICIO TRANSMISIÓN	73,151,139	74,321,135	75,493,515	76,668,587	77,839,353	79,011,910	80,185,116	81,357,654	82,529,693	83,702,672
APLICACIÓN DEL FINANCIAMIENTO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CAPITAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO DE CAJA	414,196,489	434,227,503	454,485,663	474,971,258	495,684,143	516,624,258	537,791,690	559,186,447	580,808,464	602,657,778
Comprometidos al 31 de diciembre de 2018										
FLUJO DE CAJA FINAL	414,196,489	434,227,503	454,485,663	474,971,258	495,684,143	516,624,258	537,791,690	559,186,447	580,808,464	602,657,778

Estas proyecciones no incluyen los ingresos por exportaciones y gastos por importaciones desde Perú, como resultado de la puesta en operación de la línea de transmisión Ecuador – Perú en 500 kV. De acuerdo a las simulaciones, en los primeros 10 años de operación de la línea se esperan flujos de energía muy equilibrado. Desde el punto de vista financiero, el impacto de la nueva interconexión se anticipa que será positiva para CELEC, ya que se incrementarían las exportaciones con las ventas de excedentes de generación hidroeléctrica (de no existir la línea de transmisión correspondería a vertimiento de agua sin turbinar de las centrales hidroeléctricas) y las importaciones de Ecuador desde Perú reemplazarían generación térmica a fuel oil y otros combustibles fósiles, cuyos costos marginales son superiores a los costos de la energía térmica a gas natural que se importaría desde Perú, y los subsidios asociados.

6. CONSIDERACIONES FINALES

La información disponible indica que CELEC tendrá la capacidad financiera para hacer frente a las obligaciones de repago de la deuda del BID y del cofinanciador del proyecto de Interconexión Ecuador – Perú en 500 kV. El análisis requiere ser actualizado con los resultados del ejercicio 2021 (que ha sido un año atípico, entre otros, por la sustancial reducción de la demanda, moratoria de pago de servicios para ciertos segmentos de clientes), y con las proyecciones de demanda eléctrica que considere el impacto de post pandemia COVID19, con el cronograma actualizado de entrada en operación de los nuevos proyectos de generación (hidroeléctricos, térmicos y de energía renovable no convencional) y los proyectos de transmisión eléctrica según el plan de inversiones.

Los ingresos ordinarios dependen en gran medida de que las tarifas reflejen adecuadamente los costos de provisión del servicio eléctrico, siguiendo la normativa aplicable. En ese sentido, la capacidad de repago de la deuda podría verse afectada, por ejemplo, en un escenario en que el Gobierno no aprobase alguno de los cargos tarifarios correspondientes a los proyectos de transmisión y generación que tiene previsto construir CELEC de acuerdo a su plan de

inversiones, ya que impactaría en los ingresos ordinarios proyectados. En años anteriores, cuando el Gobierno no ha podido aprobar cargos tarifarios correspondientes a nuevos proyectos (entre otros por su impacto macroeconómico), las deudas vinculadas a dichos proyectos han sido asumidos por el Gobierno, a través del Presupuesto General del Estado, siguiendo las pautas de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, su reglamento y demás decretos sectorial.

Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (2015), en su Artículo 53 (De la planificación e inversión en el sector eléctrico), indica que *“la inversión requerida para ejecutar los proyectos de generación, transmisión y de distribución del Plan Maestro de Electricidad por parte de las entidades y empresas públicas, será realizada con cargo al Presupuesto General del Estado y/o a través de recursos propios. Asimismo, indica que las inversiones financiadas por el Estado a través del Presupuesto General serán consideradas en las empresas públicas como aporte patrimonial”*.

De acuerdo a los registros de los estados financieros del 2019 y 2020 CELEC ha recibido aportes financieros del Gobierno a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, en concepto de aportes de capital.

Por último, es importante señalar que existen recursos fiscales pendientes de ser transferidos por parte del Ministerio de Economía y Finanzas a CELEC, con cargo a proyectos de inversión que se encuentran en operación comercial desde años anteriores, cuyos valores fueron asumidos por CELEC con recursos propios. Asimismo, en el marco del Convenio de Liquidez del MEF, existen recursos pendientes a ser restituidos entre las partes.

ANEXOS

CELEC. Estados Financieros 2020.

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP

**ESTADOS INDIVIDUALES DE SITUACIÓN FINANCIERA
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019**

	<u>NOTAS</u>	<u>2020</u>	<u>2019</u>
		(en miles de USD)	
<u>ACTIVOS</u>			
Activos corrientes			
Activos financieros:			
▪ Efectivo y equivalentes de efectivo	7	57.761	104.786
▪ Fideicomisos	8	2.776	2.732
▪ Cuentas por cobrar corriente	9	373.326	363.701
▪ Préstamos a relacionados	10	587.422	464.252
Anticipos entregados	11	57.932	56.371
Inventarios	12	409.335	374.130
Gastos pagados por anticipado	13	14.299	12.727
Activos disponibles para la venta	14	<u>3.484</u>	<u>3.484</u>
Total activos corrientes		1.506.335	1.382.183
Propiedad, planta y equipo	15	10.568.196	10.641.070
Activos intangibles	16	11.076	4.012
Cuentas por cobrar no corriente	17	1	1
Anticipos entregados	18	<u>28.094</u>	<u>48.874</u>
TOTAL ACTIVOS		<u>12.113.702</u>	<u>12.076.140</u>
<u>PASIVOS</u>			
Pasivos corrientes			
Cuentas por pagar corriente	20	261.911	252.360
Obligaciones financieras corriente	21	55.744	54.327
Documentos por pagar corriente	22	39.924	14.274
Provisiones beneficios empleados	23	11.781	9.529
Otras provisiones corrientes	24	236.110	212.398
Anticipo de clientes	25	8.778	5.428
Pasivos diferidos	26	<u>245</u>	<u>224</u>
Total pasivos corrientes		614.493	548.540
Cuentas por pagar no corriente		0	941
Obligaciones financieras no corriente	27	341.791	346.353
Documentos por pagar no corriente	22	0	24.604
Pasivos laborales	28	44.117	46.046
Otras provisiones	29	<u>22.775</u>	<u>19.245</u>
TOTAL PASIVOS		<u>1.023.176</u>	<u>985.729</u>
<u>PATRIMONIO NETO</u>	30		
Capital público		11.373.153	11.348.332
Resultados		(259.058)	(244.002)
Otros resultados integrales		6.734	211
Resultado del período		(30.303)	(14.130)
TOTAL PATRIMONIO		<u>11.090.526</u>	<u>11.090.411</u>
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO		<u>12.113.702</u>	<u>12.076.140</u>

Ing. Gonzalo Uquillas
Gerente General

CPA. Juan Jara
Director Administrativo
Financiero (E)

CPA. Elizabeth Orrego
Contadora General (E)


Las notas adjuntas son parte integrante de los estados financieros

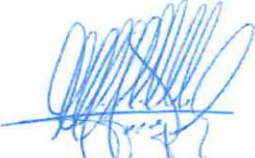
EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP

**ESTADOS INDIVIDUALES DE RESULTADOS INTEGRAL
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019**

	<u>NOTAS</u>	<u>2020</u>	<u>2019</u>
		(en miles de USD)	
Ingresos operativos			
Por servicios de generación		555.066	563.957
Por servicios de transmisión de energía		108.118	111.453
Exportación de energía		<u>47.173</u>	<u>55.541</u>
Total ingresos operativos	31	<u>710.357</u>	<u>730.951</u>
Costos de producción			
Costos de generación	32	565.652	579.699
Costo de transmisión	33	<u>102.430</u>	<u>88.864</u>
Total costos de producción		<u>668.082</u>	<u>668.563</u>
Otros ingresos			
Reclamos de seguros		3.676	4.108
Otros ingresos		2.980	13.911
Otros no operativos		<u>21.847</u>	<u>27.018</u>
Total otros ingresos		<u>28.503</u>	<u>45.037</u>
Gastos			
De administración y ventas	34	66.587	76.698
Otros gastos	35	18.562	27.428
Financieros		<u>15.932</u>	<u>17.429</u>
Total gastos		<u>101.081</u>	<u>121.555</u>
RESULTADO DEL PERÍODO		<u>(30.303)</u>	<u>(14.130)</u>
Resultado integral		<u>6.523</u>	<u>211</u>
RESULTADO INTEGRAL DEL PERÍODO		<u>(23.780)</u>	<u>(13.919)</u>


Ing. Gonzalo Uquillas
Gerente General


CPA. Juan Jara
Director Administrativo
Financiero (E)


CPA. Elizabeth Orrego
Contadora General (E)

Las notas adjuntas son parte integrante de los estados financieros

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP

**ESTADOS INDIVIDUALES DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019**

	Capital Público	acumulados	Resultados adopción NIIF	convergencia NIIF (en miles de USD)	ORI	Resultado del período	Total patrimonio
Saldos al 31 de diciembre de 2018	11.302.337	(462.443)	133.746	106.075	0	923	11.080.638
Aportes de capital (MEER)	45.995						45.995
Otros resultados integrales					211		211
Ajuste (disminución del patrimonio)		(29.930)					(29.930)
Ajuste (incremento del patrimonio)		8.550					8.550
Acumulación de resultados		923				(923)	0
Otros ajustes		(923)					(923)
Resultado del período						(14.130)	(14.130)
Saldos al 31 de diciembre de 2019	11.348.332	(483.823)	133.746	106.075	211	(14.130)	11.090.411
Aportes de capital (MEER)	24.821						24.821
Otros resultados integrales					6.523		6.523
Ajuste (disminución del patrimonio)		(53.445)					(53.445)
Ajuste (incremento del patrimonio)		52.519					52.519
Acumulación de resultados		(14.130)				14.130	0
Resultado del período						(30.303)	(30.303)
Saldos al 31 de diciembre de 2020	<u>11.373.153</u>	<u>(498.879)</u>	<u>133.746</u>	<u>106.075</u>	<u>6.734</u>	<u>(30.303)</u>	<u>11.090.526</u>

Ing. Gonzalo Uquillas
Gerente General

CPA. Juan Jara
Director Administrativo Financiero (E)

CPA. Elizabeth Orrego
Contadora General (E)

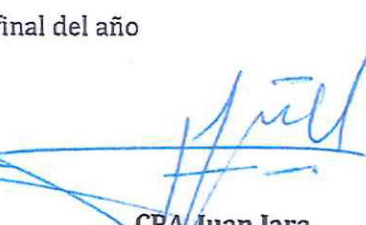
Las notas adjuntas son parte integrante de los estados financieros

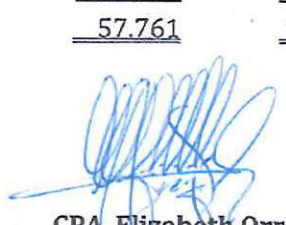
EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP

**ESTADOS INDIVIDUALES DE FLUJOS DE EFECTIVO – MÉTODO DIRECTO
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019**

	<u>NOTAS</u>	<u>2020</u>	<u>2019</u>
<u>Flujo de efectivo por actividades de operación</u>		(en miles de USD)	
Efectivo recibido de clientes		488.656	631.153
Otros ingresos ajenos a la operación		21.614	12.828
Intereses ganados		1	210
Efectivo pagado a proveedores y empleados		(245.682)	(417.598)
Gasto financiero pagado		(16.216)	(18.009)
Otros gastos ajenos a la operación		(17.293)	(12.887)
Efectivo neto provisto en actividades de operación		<u>231.080</u>	<u>195.697</u>
<u>Flujo de efectivo por actividades de inversión</u>			
Compra de propiedades, planta y equipo; y proyectos en curso		(176.895)	(163.033)
Convenio de liquidez entregado al Ministerio de Economía y Finanzas		(124.093)	(100.000)
Cobro convenio de liquidez Ministerio de Economía y Finanzas		<u>923</u>	<u>2.455</u>
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión		<u>(300.065)</u>	<u>(260.578)</u>
<u>Flujo de efectivo por actividades de financiamiento</u>			
Préstamos bancarios recibidos	27	48.905	0
Préstamos bancarios pagados	27	(51.766)	(50.588)
Aportes recibidos del MEER		<u>24.821</u>	<u>45.995</u>
Efectivo neto provisto (utilizado) en actividades de financiamiento		<u>21.960</u>	<u>(4.593)</u>
Variación neta del efectivo y sus equivalentes		(47.025)	(69.474)
Efectivo al inicio del año		<u>104.786</u>	<u>174.260</u>
Efectivo y sus equivalentes al final del año	7	<u>57.761</u>	<u>104.786</u>


Ing. Gonzalo Uquillas
Gerente General


CPA. Juan Jara
Director Administrativo
Financiero (E)

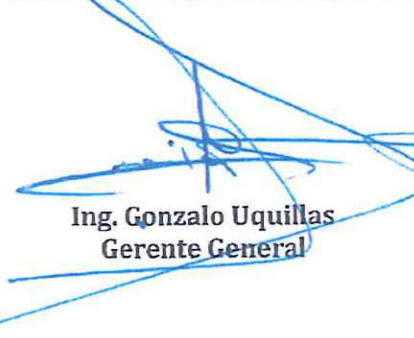

CPA. Elizabeth Orrego
Contadora General (E)

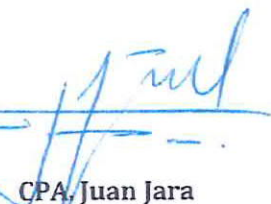
Las notas adjuntas son parte integrante de los estados financieros


EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP

**ESTADOS INDIVIDUALES DE FLUJOS DE EFECTIVO
CONCILIACIÓN DEL RESULTADO INTEGRAL CON EL EFECTIVO NETO PROVISTO EN
ACTIVIDADES DE OPERACIÓN
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019**

	<u>NOTAS</u>	<u>2020</u> (en miles de USD)	<u>2019</u> (en miles de USD)
<u>Resultado integral total</u>		(30.303)	(14.130)
<u>Partidas que no representan movimiento de efectivo</u>			
Provisión para cuentas dudosas, neto	9	(5.971)	8.590
Depreciaciones y deterioro de propiedad, planta y equipo	15	273.843	260.613
Provisión jubilación patronal y desahucio	28	8.882	10.728
Subtotal		<u>246.451</u>	<u>265.801</u>
<u>Cambios en activos y pasivos operativos</u>			
Aumento en cuentas por cobrar comerciales		(3.654)	(16.869)
Aumento en inventarios		(35.205)	(22.595)
(Aumento) Disminución en pagos anticipados y otras cuentas por cobrar		(13.535)	31.444
Aumento (Disminución) en cuentas por pagar		59.976	(20.039)
Aumento (Disminución) en anticipos recibidos de clientes		3.350	(5.385)
Disminución en cuentas por pagar largo plazo		(26.303)	(36.660)
Subtotal		(15.371)	(70.104)
<u>Efectivo neto provisto en actividades de operación</u>		<u>231.080</u>	<u>195.697</u>


Ing. Gonzalo Uquillas
Gerente General


CPA. Juan Jara
Director Administrativo
Financiero (E)


CPA. Elizabeth Orrego
Contadora General (E)

Las notas adjuntas son parte integrante de los estados financieros