

**EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR
CELEC EP.**

Estados Financieros

Al 31 de diciembre de 2018

CONTENIDO

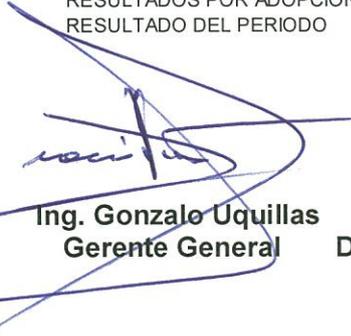
Estados de Situación Financiera
Estados de Resultados Integrales
Estado de Cambios en el Patrimonio
Estado de Flujos de Efectivo
Notas Explicativas a los Estados Financieros

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP.
Estado de Situación Financiera
(Expresados en dólares estadounidenses)

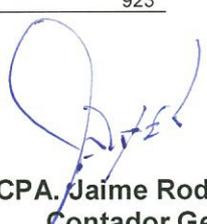
Página 1 de 74

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP.
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018

Denominación		2018	2017
	(en miles de USD).....	
	Notas		
ACTIVO		12,146,219	12,181,865
ACTIVO CORRIENTE		1,300,131	1,338,462
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFFECTIVO	7	176,970	555,162
CUENTAS POR COBRAR CORRIENTES	8	708,452	346,295
ANTICIPOS ENTREGADOS	9	58,873	79,593
INVENTARIOS	10	351,535	304,997
GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO	11	4,301	32,552
OTROS ACTIVOS	12	-	19,863
ACTIVO NO CORRIENTE		10,846,088	10,843,403
PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO	13	10,750,510	10,706,350
ACTIVOS INTANGIBLES	14	4,397	1,250
CUENTAS POR COBRAR NO CORRIENTES	15	13,679	5,778
ANTICIPOS ENTREGADOS	16	77,503	122,515
INVERSIONES	17	-	7,511
PASIVO		1,065,582	1,105,890
PASIVO CORRIENTE		568,378	531,449
CUENTAS POR PAGAR	18	251,073	278,307
OBLIGACIONES FINANCIERAS	19	53,730	42,504
DOCUMENTOS POR PAGAR	20	1,902	3,134
PROVISIONES BENEFICIOS EMPLEADOS	21	11,016	10,301
OTRAS PROVISIONES	22	239,615	196,820
ANTICIPOS DE CLIENTES	23	10,813	49
PASIVOS DIFERIDOS		230	234
OTROS PASIVOS		-	100
PASIVO NO CORRIENTE		497,203	574,440
CUENTAS POR PAGAR	24	5,349	5,793
OBLIGACIONES FINANCIERAS	25	398,119	488,855
DOCUMENTOS POR PAGAR	26	35,416	25,056
PASIVOS LABORALES	27	42,633	39,256
OTRAS PROVISIONES	28	15,686	15,481
PATRIMONIO NETO	29	11,080,638	11,075,975
CAPITAL		11,302,337	11,208,131
CAPITAL PÚBLICO		11,302,337	11,208,131
RESULTADOS		(221,699)	(132,156)
RESULTADOS ACUMULADOS		(462,443)	(457,268)
RESULTADOS POR CONVERGENCIA NIF		133,746	133,746
RESULTADOS POR ADOPCIÓN NIF		106,075	106,075
RESULTADO DEL PERIODO		923	85,292


Ing. Gonzalo Uquillas
Gerente General


Econ. Enrique Decker
Director Administrativo Financiero

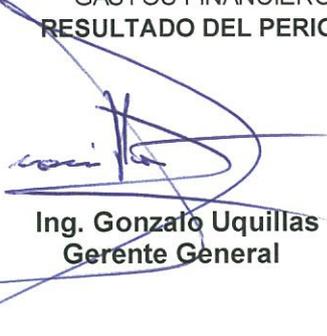

CPA. Jaime Rodríguez
Contador General

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP.
Estado de Resultados Integral
(Expresados en dólares estadounidenses)

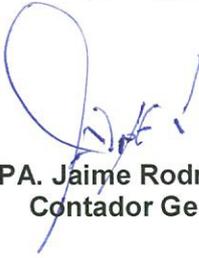
Página 2 de 74

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP.
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018

Denominación	2018	2017
(en miles de USD).....	
INGRESOS	773,307	876,633
INGRESOS OPERATIVOS	30 735,144	849,344
INGRESOS POR SERVICIOS DE GENERACIÓN	611,128	751,329
EXPORTACIÓN DE ENERGÍA	1,168	903
INGRESOS POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN	122,849	97,112
INGRESOS NO OPERATIVOS	38,163	27,288
INGRESOS NO OPERATIVOS	6,930	10,120
INGRESOS POR RECLAMOS DE SEGUROS	19,353	1,216
OTROS INGRESOS	11,879	15,952
COSTOS	31 653,438	638,275
COSTOS DE GENERACIÓN	563,177	558,515
COSTOS FIJOS DE GENERACIÓN	371,393	380,564
COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN	191,784	177,951
COSTOS DE TRANSMISIÓN	77,557	69,372
SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN	43,822	37,091
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	17,692	19,150
SUPERVISIÓN GENERAL E INGENIERÍA	16,043	13,131
OTROS COSTOS NO OPERATIVOS	12,704	10,388
OTROS COSTOS NO OPERATIVOS	12,704	10,388
GASTOS	32 118,945	153,065
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN Y VENTAS	106,691	140,108
GASTOS FINANCIEROS	12,254	12,957
RESULTADO DEL PERIODO	923	85,292


Ing. Gonzalo Uquillas
Gerente General


Econ. Enrique Decker
Director Administrativo Financiero

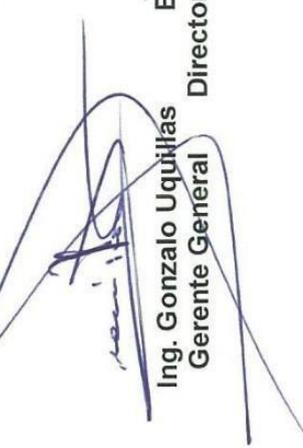

CPA. Jaime Rodríguez
Contador General

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP.
Estado de Cambios en el Patrimonio
(Expresados en dólares)

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018

Denominación	CAPITAL PÚBLICO	RESULTADOS ACUMULADOS	RESULTADOS CONVERGENCIA NIIF	RESULTADOS ADOPCIÓN NIIF	RESULTADO DEL PERIODO	TOTAL
Saldos al 31 de diciembre de 2017	11,208,131	(457,268)	133,746	106,075	85,292	11,075,975
Aportes de capital (MEER)	101,001					101,001
Aportes Convenios	7,051					7,051
Transferencia de acciones y aportes a favor del MEER (Eleccalpagos S.A.)	(14,412)					(14,412)
Ajustes a resultados acumulados (Disminución del patrimonio)		(22,628)				(22,628)
Ajustes a resultados acumulados (Incremento del patrimonio)		17,453				17,453
Acumulación de resultados		85,292			(85,292)	
Transferencia convenio de excedentes		(85,292)				(85,292)
Otros ajustes	565	0				566
Resultados del periodo					923	923
Saldos al 31 de diciembre de 2018	11,302,337	(462,443)	133,746	106,075	923	11,080,638

(en miles de USD)


Ing. Gonzalo Uquillas
 Gerente General


Econ. Enrique Decker
 Director Administrativo Financiero

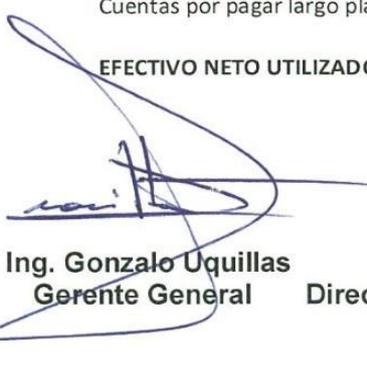

CPA. Jaime Rodríguez
 Contador General

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP
Estado de Flujos de Efectivo
(Expresados en dólares)

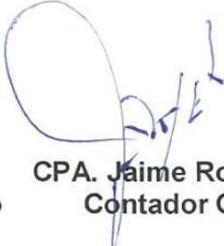
Página 4 de 74

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP.
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018

Denominación	2018
(en miles de USD)....
FLUJOS DE CAJA EN ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:	
Recibido de clientes	774,571
Pagado a proveedores y trabajadores	(468,383)
Intereses pagados	(10,652)
Intereses ganados	2,593
Otros ingresos ajenos a la operación	14,207
Otros gastos ajenos a la operación	(12,704)
Efectivo neto proveniente de actividades de operación	299,633
FLUJOS DE CAJA EN ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:	
Adquisición de propiedades, planta y equipo; y proyectos en curso	(254,367)
Convenios de liquidez entregando al Ministerio de Economía y Finanzas	(366,708)
Otros	-
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	(621,075)
FLUJOS DE CAJA DE ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO	
Prestamos bancarios recibidos	-
Pagos de prestamos bancarios	(79,510)
Aportes recibidos por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables	101,001
Transferencia de excedentes al Ministerio Economía y Finanzas	(85,292)
Donaciones recibidas	7,051
Otros	-
Efectivo neto proveniente de actividades de financiamiento	(56,750)
CAJA Y EQUIVALENTES DE CAJA:	
Incremento neto durante el año	(378,192)
SalDOS al comienzo del año	555,162
SALDOS AL FIN DEL AÑO	176,970
CONCILIACIÓN DE LA UTILIDAD NETA CON EL EFECTIVO NETO	
UTILIZADO EN ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:	
Utilidad neta	923
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto utilizado en actividades de operación:	
(+) Depreciación y deterioro de propiedades, planta y equipo; y, amortizac	239,425
(+) Provisión para cuentas dudosas, neto	(1,178)
(+) Provisión para jubilación y beneficios a empleados	4,537
(+) Otros	805
Cambios en activos y pasivos:	
Inversiones temporales y cartas de crédito	-
Cuentas por cobrar comerciales	342,159
Inventarios	43,182
Gastos anticipados y otras cuentas por cobrar	(58,251)
Cuentas por pagar	(206,102)
Anticipos de clientes	10,763
Cuentas por pagar largo plazo	(76,631)
EFFECTIVO NETO UTILIZADO EN ACTIVIDADES DE OPERACIÓN	299,633


Ing. Gonzalo Uquillas
Gerente General


Econ. Enrique Decker
Director Administrativo Financiero


CPA. Jaime Rodríguez
Contador General

1. IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA Y ACTIVIDAD ECONÓMICA.

- **Nombre de la entidad:**
Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP.
- **RUC de la entidad:**
1768152800001
- **Domicilio de la entidad:**
Panamericana Norte Km 7.5 y Camino a Llaoca.
- **Forma legal de la entidad:**
Empresa Pública
- **País de incorporación:**
Ecuador.
- **Descripción:**

La Asamblea Nacional Constituyente, mediante Mandato No.15, de 23 de julio de 2008, en su Disposición Transitoria Tercera dispuso que:

“...Para la gestión empresarial de las empresas eléctricas y de telecomunicaciones en las que el Fondo de Solidaridad es accionista mayoritario, esa institución podrá ejecutar los actos societarios que sean necesarios para la reestructuración de dichas empresas, para lo cual entre otras actuaciones podrá reformar estatutos sociales, fusionar, conformar nuevas sociedades, resolver la disolución de Compañías, sin que para este efecto, sean aplicables limitaciones de segmentación de actividades o de participación en los mercados, por lo que el Superintendente de Compañías, dispondrá sin más trámite la aprobación e inscripción de los respectivos actos societarios...”

Para dar cumplimiento al Mandato 15, las juntas generales extraordinarias de accionistas celebradas el 13 de enero del 2009, de Hidropaute S.A., Hidroagoyán S.A., Electroguayas S.A., Termopichincha S.A., Termoesmeraldas S.A. y Transelectric S.A. aprobaron la fusión de dichas Compañías y la creación de la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC S.A. El 5 de marzo del 2009, se inscribió en el Registro Mercantil la escritura pública de fusión entre dichas Compañías y la creación de la Corporación. Como resultado de la fusión, y como mayor y único accionista el Fondo de Solidaridad, los saldos por cobrar y por pagar entre las Compañías objeto de la fusión, fueron dados de baja directamente contra el patrimonio en el momento de la creación de CELEC S.A.

Mediante escritura pública suscrita el 13 de enero del 2009, se constituye la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC S.A., con la fusión de las empresas HIDROPAUTE S.A., HIDROAGOYÁN S.A., ELECTROGUAYAS S.A., TERMOESMERALDAS S.A., TERMOPICHINCHA S.A. y TRANSELECTRIC S.A.

En Suplemento del Registro Oficial No. 48 de 16 de octubre de 2009, se publicó la Ley Orgánica de Empresas Públicas, cuya disposición transitoria segunda establece que el procedimiento de transformación de las Sociedades Anónimas en las que el Estado, a través de sus entidades y organismos sea accionista único, deberá cumplirse en un plazo máximo de noventa días, contados a partir de la expedición de la precitada Ley.

Mediante decreto ejecutivo 220 expedido el 14 de enero de 2010, y publicado en el Registro Oficial 128, de 11 de febrero del 2010, se crea la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP y bajo ella se encuentran las Unidades de Negocio, encargadas de la generación térmica e hidroeléctrica y de la transmisión de energía eléctrica en el país.

El capital inicial de CELEC EP, es la suma de las cuentas que conforman el patrimonio registrado en los balances de las Compañías: Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC S.A. y de la Corporación Hidroeléctrica Nacional Hidronación S.A., cortado a la fecha de expedición del decreto ejecutivo; y, los pasivos por componente de deuda externa que al 16 de octubre del 2009 hayan registrado. En base a este decreto, el ex - Ministerio de Electricidad y Energía Renovable MEER, actual Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR) en representación del Estado, es el único accionista de la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP.

De conformidad con lo señalado en el artículo 7 reformado, de la Ley Orgánica de Empresas Públicas, el Directorio de la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, queda constituido de la siguiente manera:

- La o el titular del Ministerio del ramo correspondiente, o su delegada o delegado permanente quien lo presidirá;
- La o el Presidente del directorio de la empresa coordinadora de empresas públicas, o su delegada o delegado permanente; y,
- Una o un delegado de la Presidenta o Presidente de la República.

Actividad principal y Unidades de Negocio

La actividad principal de la Corporación es la generación y transmisión de energía eléctrica, para lo cual está facultada a realizar todas las actividades relacionadas con este objetivo. La Corporación desde su inicio hasta el 11 de enero del 2015 estaba regida por la Ley de Régimen del Sector Eléctrico reformada el 26 de Septiembre del 2006, según Registro Oficial No. 364, a partir del 16 de enero de 2015 con la aprobación de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica inscrita en el Registro Oficial No. 418, es el marco legal que rige a la Corporación. Las tarifas por el servicio de generación y transmisión de energía son reguladas por el Reglamento para la Fijación de Tarifas de Servicios Eléctricos del actual ARCONEL – Ex CONELEC.

Una reseña y detalle de las operaciones de las Unidades de Negocio que conforman la Corporación al 31 de Diciembre de 2018:

Hidropaute - Actualmente la Unidad de Negocio Hidropaute es la responsable de la Operación y Mantenimiento del Proyecto Paute Integral, el cual está conformado por las Centrales en operación: Mazar, Molino y Sopladora con una potencia

efectiva de generación total de 1.731.90 MW.

Los proyectos están dirigidos a la utilización de los recursos hídricos que permitan sustituir los recursos no renovables por fuentes renovables en la generación de energía eléctrica.

Electroguayas – La Unidad de Negocio Electroguayas, se dedica a producir energía eléctrica para el Sistema Eléctrico Nacional, en forma confiable, amigable con el medio ambiente y a buen precio, garantizando la calidad y disponibilidad permanente del servicio para sus clientes. La capacidad efectiva de generación de la Unidad de Negocio es de 508.99 MW, constituyéndose en la generación térmica más grande del país, Electroguayas cuenta con cinco (5) centrales operativas: Gonzalo Cevallos, Trinitaria, Enrique García, Santa Elena II y Santa Elena III; más dos (2) centrales operativas propiedad de la CNEL EP administradas por la Unidad de Negocio: Álvaro Tinajero y Aníbal Santos que posee una capacidad efectiva de generación de 201.5 MW.

Adicionalmente, desde el 24 de diciembre de 2014 CELEC EP consta como interventora de la Corporación INTERVISATRADE S.A., la cual posee una barcaza que tiene una capacidad instalada de 103 MW.

Termopichincha - La Unidad de Negocio Termopichincha tiene como principal actividad la generación de energía eléctrica, con altos índices de disponibilidad y confiabilidad, con un equipo humano competente y comprometido con la transparencia y responsabilidad, apoyados en su gestión de calidad, en armonía con el ambiente, que orienta el accionar diario de sus directivos, ejecutivos, colaboradores y proveedores. La Unidad de Negocio Termopichincha, tiene a cargo una capacidad efectiva de generación de 321.9 MW, correspondiente a la generación de veinte y ocho (28) centrales: Guangopolo I, Guangopolo II, Santa Rosa, Sacha, Secoya, Quevedo II, Puna, Jivino I, Jivino II, Jivino III, Celso Castellanos, Payamino, Centrales Móviles, Loreto, Dayuma, Nuevo Rocafuerte, Tiputini, Puerto del Carmen, El Eden, Boca Tiputini, Limonyacu, Samona, Chiroisla, Lumbaqui, Floreana, Isabela, San Cristobal y Santa Cruz.

Convencida de su aporte al país, buscando nuevas fuentes de energía eléctrica a través de fuentes renovables, CELEC EP Termopichincha cuenta con proyectos de Generación no Convencional en: Geotermia, Eólica, Biomasa, Biocombustibles.

Termoesmeraldas - La Unidad de Negocio Termoesmeraldas, tiene por objeto principal la generación de energía eléctrica para abastecer la demanda a nivel nacional, de forma eficiente y confiable. Aportando al Sistema Nacional Interconectado con una capacidad de generación efectiva de 213 MW, a través de la operación de sus tres (3) centrales: Esmeraldas, Propicia, y Esmeraldas II.

Teniendo como principal en la ciudad de Esmeraldas, la Central Térmica a vapor "Esmeraldas", La CTE, inició su Operación Comercial a cargo de INECEL 1º de Agosto de 1982.

Como parte de los Proyectos Emblemáticos, la Unidad de Negocio Termoesmeraldas, durante el año 2014 aportó al estado ecuatoriano con un mega proyecto, como fue: en la ciudad y provincia de Esmeraldas se llevó a cabo el proyecto por el suministro e instalación de la Central Térmica Esmeraldas II.

Contrato suscrito con la Corporación HARBIN ELECTRIC INTERNATIONAL CO. LTD., mediante comunicación CENACE-DPL-2014-0092 del 01 de agosto del 2014, declaró la *Operación Comercial de la Central Térmica Esmeraldas II*, a partir de las 12:00 del 01 de agosto 2014.

Transelectric - La Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP a través de su Unidad de Negocio Transelectric, es responsable de operar el Sistema Nacional de Transmisión, su objeto fundamental es el transporte de energía eléctrica, garantizando el libre acceso a las redes de transmisión a todas las empresas del sector eléctrico, como generadores y distribuidores. El Sistema Nacional de Transmisión está compuesto por subestaciones y líneas de transmisión a lo largo de todo el territorio nacional, dispone de: 66 subestaciones a nivel nacional (incluye 4 subestaciones móviles, y 9 subestaciones de seccionamiento), 3198.90 km de líneas de transmisión de 230 kV, 2206.84 km de líneas de transmisión de 138 kV y 460.80 km de líneas de transmisión de 500 kV y una capacidad instalada de transformación de 15970.54 MVA.

En la actualidad el proyecto emblemático de la Unidad de Negocio Transelectric es el Sistema de Transmisión de 500 kV, que consiste en la construcción de una línea de transmisión de alta tensión, que permitirá la incorporación de la electricidad producida por las nuevas hidroeléctricas principalmente las centrales Coca Codo Sinclair y Sopladora. Previo al cierre del periodo 2018 se continuó con la activación de este proyecto (Subsistema A y G).

Hidroagoyán – Mediante Resolución No. 040/2011 del 27 de septiembre de 2011, adoptada y aprobada por el Directorio de la Empresa Pública Estratégica CORPORACIÓN ELECTRICA DEL ECUADOR CELEC EP, resuelve a) Aprobar la fusión por absorción de Hidropastaza EP. El Art. 4 de la mencionada resolución indica que la fusión se realizará a partir del primero de octubre de 2011, esta empresa se encargaba de la generación de la Central Hidroeléctrica San Francisco.

En la actualidad, Hidroagoyan es una de las Unidades de Negocio de la Empresa Pública Estratégica CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR - CELEC E.P se encarga de la administración de la producción de las centrales de generación hidroeléctrica Agoyán (156 MW) y San Francisco (212 MW) ubicadas en el cantón Baños de la Provincia de Tungurahua y Central Pucará (73 MW) ubicada en el cantón Píllaro de la Provincia de Tungurahua; dependiendo de la hidrología del año en curso.

Hidronación - Hidronación S.A. fue legalmente constituida el 18 de mayo de 1998, con la finalidad de operar, manejar, mantener y expandir la planta de generación hidroeléctrica que CEDEGÉ constituyó en base a los recursos hídricos que genera la Presa Daule Peripa.

El Proyecto Multipropósito Jaime Roldós Aguilera, constituido por la Presa Daule Peripa, que tiene una capacidad de almacenamiento de 6000 millones de metros cúbicos, la Central Hidroeléctrica Marcel Laniado De Wind, genera 600 millones de kilovatios de energía eléctrica para el sistema nacional interconectado (SNI) y los Sistemas de Riego del Valle del Daule posee diversos fines, entre los principales se encuentran: Proteger la Cuenca Baja del Río Daule de las inundaciones, proporcionar riego y drenaje mediante un trasvase a la Península de Santa Elena, proporcionar agua para riego y para consumo a las poblaciones

de Manabí, mediante el trasvase al Embalse la Esperanza; suministrar agua para consumo de la ciudad de Guayaquil y ciudades aledañas al río Daule.

Mediante Decreto Ejecutivo No. 220 del 14 de enero de 2010, Hidronación S.A. pasó a conformar la Unidad de Negocio Hidronación perteneciente a la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP

La Central Hidroeléctrica "Marcel Laniado de Wind" (213 MW), tiene un régimen hidrológico, diferente a las centrales Paute, Agoyán y Pucará, permitiendo de esta manera tener una buena disponibilidad en época de estiaje de la Sierra y Oriente.

Mediante sesión radial No. 003-2014 de 17 Julio de 2014 el Directorio de CELEC EP, aprobó la fusión por absorción de la Empresa Pública Estratégica Hidroeléctrica del Litoral HIDROLITORAL EP asumiendo la operación de la Central Hidroeléctrica Baba (40 MW), que forma parte de la cuenca superior del Río Guayas, localizada en la provincia de los Ríos, en los cantones de Buena Fe y Valencia. La función principal es posibilitar el trasvase de agua hacia el embalse Daule – Peripa, así como también, generar energía.

La operación de Baba representa un incremento del 63% de los caudales descargados al embalse Daule – Peripa.

Termogas Machala - El 26 de mayo de 2011 se protocoliza el Acuerdo Transaccional entre la República del Ecuador y EDC ECUADOR LTD, SUCURSAL ECUADOR, MACHALA POWER CIA. LTDA. en la cláusula 3.1.1 de este acuerdo señala la entrega por parte de la Empresa MACHALA POWER, del derecho de licencia para la Cesión del Contrato de Concesión suscrito con el CONELEC (actualmente la entidad se denomina ARCONEL), en la forma y sustancia sujeto a los derechos que se deriven de los contratos de servidumbre de tránsito, interconexión, compraventa de energía eléctrica y de la concesión de uso y aprovechamiento de aguas del Proyecto Machala; y la recepción del Gas Natural para la generación de energía eléctrica mediante el gasoducto del proveedor concesionario de la extracción y venta del gas natural EDC (actualmente esta empresa es propiedad del estado ecuatoriano administrada por EP PETROECUADOR). En tal virtud trasfiere los Activos Concesionales o Afectos a la Concesión del Proyecto Machala Power a favor de la CELEC EP.

CELEC EP toma a su cargo la operación de la Central a Gas Machala (ex Machala Power) desde el día viernes 27 de mayo de 2011, para realizar actividades relacionadas con la generación de energía eléctrica, utilizando como materia prima de producción el gas natural.

Con el objeto de continuar con la Generación de Energía con Gas Natural, la CELEC EP, recibe por parte del ex - Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, actual Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, la responsabilidad de continuar con la operación de la empresa ex Machala Power, adquirida en cesión de derechos.

Mediante Resolución No. CELEC EP-GG-2011-143 del 21 de junio de 2011 se resuelve crear como área administrativo - operativa de la Empresa Pública Estratégica CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP, la Unidad de Negocio Termogas Machala, con domicilio en la ciudad de Machala. Sin embargo la Gerencia General de la CELEC EP mediante Memorando No. CELEC

EP-GG-158-11, dispuso que la Unidad de Negocio ELECTROGUAYAS, asuma la responsabilidad de mantener la operación y mantenimiento de la Central de Generación Machala (ex Machala Power), de manera transitoria hasta que termine el proceso de creación de la Unidad de Negocio Termogas Machala, periodo comprendido entre mayo de 2011 y agosto de 2011.

En tal virtud a partir del 1 de septiembre de 2011 en uso de sus funciones la Administración de Termogas Machala, da inicio a sus registros presupuestarios, financieros y contables como unidad autónoma dependiente solo de la matriz.

El objeto de la Unidad de Negocio es la generación de energía eléctrica de forma eficiente, mediante el aprovechamiento de los recursos naturales, minimizando el impacto ambiental; y, fortaleciendo los valores y principios de su talento humano.

Al ser el objeto social de la creada Unidad de Negocio Termogas Machala la generación de energía eléctrica con Gas Natural se convierte en la única central generadora de energía con gas del país hasta la presente fecha, cuenta con una capacidad de generación efectiva de 254 MW.

Es importante resaltar que desde el año 2011 se inició el traslado de las seis máquinas modelo TM2500, desde la central de Pascuales. El proyecto de traslado de estas máquinas también incluyó el cambio de tecnología con el fin de que estén operativas para generar tanto con gas natural como con diésel.

La Unidad de Negocio Termogas Machala tiene a su cargo la central de generación eléctrica a base de combustión de gas o diésel, sin embargo en la actualidad también se prevé que una vez concluida la construcción del proyecto Ciclo Combinado en sus dos fases, se espera que esta inversión incremente la capacidad de generación de la Unidad hasta llegar a 435 MW.

Si bien es cierto tenemos dos contratos, el Nro. 31-2013 Ciclo Combinado, y el Nro. 84-2014 Fiscalización al contrato No. 31-2013, ambos se encuentran en proceso de cierre con un proceso de mediación.

Sin embargo en el caso del contrato Nro. 84-2014 la mediación de este fue aperturada en el 2017 y cerrada por el mismo proveedor por tanto al momento del cierre 2017 no existe ningún proceso jurídico ni de mediación por este contrato ni desde CELEC EP ni desde el Proveedor CONSORCIO OE.

Igualmente el contrato Nro. 31-2013 firmado con la empresa INTER RAO y terminado unilateralmente el 16 de marzo de 2017, el proveedor abrió una mediación en marzo del 2017. Hasta la presente fecha existe un acta de compromisos firmada que detiene el proceso de mediación en favor de CELEC EP.

Gensur - Mediante Resolución No. CELEC EP-GG-142-2011, la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, con fecha 21 de junio del 2011, resuelve crear como área administrativo - operativa, la Unidad de Negocio Gensur, con domicilio en la ciudad de Loja.

La Unidad de Negocio Gensur contribuye al desarrollo del país, a través de la operación e implementación de proyectos de generación de energía eléctrica basados en el uso de fuentes renovables, teniendo a su cargo:

La Central Eólica Villonaco, que se encuentra sincronizada al sistema Nacional Interconectado desde el 1 de enero de 2013, tiene una capacidad de generación efectiva de 16,5 MW, cuenta con once (11) unidades de generación.

La Central Hidroeléctrica Delsitanisagua empezó la construcción el 28 de noviembre del 2011, y fue declarado en operación comercial el 12 de diciembre del año 2018, tiene una capacidad instalada de 180 MW.

Enerjubones - Mediante Resolución No. CELEC EP-GG-017-2012, la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, con fecha 25 de enero del 2012, resuelve crear como área administrativo - operativa, la Unidad de Negocio Enerjubones, con domicilio en la ciudad de Cuenca.

La Unidad de Negocio Enerjubones contribuye al desarrollo del país, a través de la implementación de proyectos de generación de energía eléctrica basados en el uso de fuentes renovables, teniendo a su cargo la construcción de la Central Hidroeléctrica Minas San Francisco.

El proyecto se encuentra ubicado en las provincias de Azuay y El Oro, cantones Pucará, Zaruma y Pasaje.

El Proyecto Hidroeléctrico Minas San Francisco de 275 MW de potencia inició su construcción en Diciembre de 2011, aprovecha el potencial del Río Jubones, con un caudal medio anual de 48.26 m³/s aprovechable para generación.

Está conformado por un cierre en el río Jubones con una presa de tipo gravedad en hormigón rodillado, de 54 m de altura para generar un embalse de regulación y control. El túnel de conducción se desarrolla a lo largo de la margen derecha del río con 13.9 km de longitud, el caudal transportado aprovecha una caída de 474 m. La casa de máquinas subterránea alojará a tres turbinas tipo Pelton de 90 MW cada una.

Proyecto Emblemático del estado Ecuatoriano, que aportará una energía media de 1290 GWh/año, fortalecerá la soberanía energética, remplazando la generación térmica, reduciendo emisiones de CO₂ en 0.51 millones de Ton/año aproximadamente, sustituyendo la importación de energía, y creando hasta la fecha 1990 fuentes de empleo directo, adicionalmente beneficiará a más de 136 mil habitantes.

Hidroazogues - Mediante Resolución No. CELEC EP-GG-001-2012, la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, con fecha 3 de enero del 2012, resuelve crear como área administrativo - operativa, la Unidad de Negocio Hidroazogues, con domicilio en la ciudad de Azogues. La Unidad de Negocio Hidroazogues tiene como objetivo planificar, construir, instalar y operar plantas hidráulicas de generación eléctrica o de otra tecnología de generación limpia con énfasis en la protección y preservación ambiental, tiene a su cargo la construcción de la Central Hidroeléctrica Mazar – Dudas.

El Proyecto Hidroeléctrico Mazar Dudas de 21 MW de potencia, aprovecha el potencial hidroenergético de los Ríos Pindilig y Mazar. El proyecto se compone de 3 aprovechamientos para la generación hidroeléctrica, los cuales son: Alazán (6.23 MW), San Antonio (7.19 MW) y Dudas (7.40 MW), con caudales medios

anuales de: 3.69 m³/s, 4.66 m³/s y 2.90 m³/s respectivamente, aprovechables para su generación.

Cabe anotar como punto importante que con fecha 03 de diciembre de 2015 se procede a realizar la protocolización del acta notarial de constatación de la notificación que realiza la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP para la terminación unilateral y anticipada del contrato N° 061-2011.

Se entrega la RESOLUCIÓN N°CELEC-EP-0165-15 en donde resuelve declarar terminado anticipada y unilateralmente el contrato N° 061-2011 para la "Construcción de obras civiles, línea de transmisión, ingeniería de detalle de fabricación, suministro, montaje, pruebas de equipamiento eléctrico, mecánico, electrónico, sistema de transmisión y puesta en operación del Proyecto Hidroeléctrico Mazar-Dudas", suscrito el 27 de octubre del 2011, su contrato complementario N° 1 el 27 de octubre de 2011, su contrato complementario N° 2 el 15 de julio de 2014, documentos celebrados entre la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP y la Corporación China National Electric Engineering Co. Ltd. CNEEC.

Actualmente se encuentra en el Centro de Mediación y Arbitraje de la Procuraduría General del Estado, la misma que fue invitada por la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, a petición de la empresa Corporación China National Electric Engineering Co. Ltd. CNEEC.

En la actualidad la Central Alazán se encuentra en operación (comercial) desde el 17 de octubre de 2017, con una potencia efectiva de 3 MW.

Con fecha 24 de mayo de 2016 se procede a firmar el contrato N° 017-2016 entre la empresa "ASTUDILLO GUILLÉN CONSTRUCCIONES Y SERVICIOS DE INGENIERÍA CIA. LTDA." y la CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP, la misma que tiene como objeto "Contrato para la terminación y puesta en operación de la Central San Antonio del Proyecto Hidroeléctrico Mazar-Dudas, etapa 1: Terminación de obras civiles", con un tiempo de duración de 294 días a partir de la notificación de la entrega del anticipo que fue el 22 de julio de 2016. Durante la ejecución de la obra se autorizó un total de 97 días de prórroga, finalizando el 18 de julio de 2017. A la presente fecha, se encuentran concluidas las obras civiles a excepción de casa de máquinas que se mantienen suspendidas por la no disponibilidad del equipamiento electromecánico que está supeditado a un procedimiento de mediación que lleva la CELEC EP con la empresa CNEEC en la PGE.

Hidrotoapi - Se considera tres periodos importantes que definieron la constitución jurídica del Proyecto Hidroeléctrico Toachi Pilatón, los que definen la historia de este proyecto en construcción.

El 25 de agosto de 2005, el Honorable Consejo Provincial de Pichincha mediante escritura pública y con plenos poderes para la conformación de una Sociedad Anónima, suscribe el documento de constitución de la denominada Hidrotoapi S.A., cuyo principal objeto consistía en dedicarse principalmente al diseño, construcción, instalación, operación y mantenimiento de centrales de generación eléctrica.

Mediante Ordenanza Provincial No. 002-HCPP-2010 de 14 de enero de 2010, se

disuelve de manera forzosa la Corporación Hidrotoapi S.A. y se constituye la empresa Hidrotoapi EP como sociedad de derecho público.

El 23 de enero de 2012, CELEC EP adoptó la resolución No. 02-2012, mediante la cual aprobó la fusión por absorción de la Empresa Pública Estratégica HIDROTOAPI EP.

Mediante Resolución No. CELEC EP-GG-022-2012, la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, con fecha 27 de enero del 2012, resuelve crear como área administrativo - operativa, la Unidad de Negocio Hidrotoapi, con domicilio en la ciudad de Quito.

La Unidad de Negocio está encargada de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico Toachi-Pilatón que se desarrolla en los límites de las provincias de Pichincha, Santo Domingo de los Tsáchilas y Cotopaxi, aprovechando las aguas de los ríos Pilatón y Toachi, que se encuentran en la vertiente occidental de la Cordillera de los Andes, aportantes a la cuenca del Pacífico.

El proyecto comprende dos aprovechamientos en cascada: Pilatón - Sarapullo con la central de generación Sarapullo (49 MW) y Toachi-Alluriquín con la central de generación Alluriquín (204 MW); además se aprovechará el caudal ecológico vertido por la presa Toachi instalando una mini central de 1,4 MW, lo que da un total de 254,4 megavatios (MW) de potencia instalada que aportará al Sistema Nacional Interconectado 1.100 GWh de energía media anual.

Por su ubicación en la vertiente del Pacífico, contribuirá al abastecimiento energético del país especialmente en períodos de estiaje de la vertiente Amazónica, que es donde se encuentran actualmente los grandes proyectos hidroeléctricos en operación, lo que lo ha convertido en un proyecto estratégico para el país. Generará una energía media de 1120 GWh/año, remplazando generación térmica, reduciendo emisiones de CO₂ en aproximadamente 0.43 millones de Ton/año y contribuyendo al desarrollo socio económico de la zona de influencia directa del proyecto.

Enernorte - Mediante Resolución No. CELEC EP-GG-002-2012, la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, con fecha 3 de enero del 2012, resuelve crear como área administrativo - operativa, la Unidad de Negocio Enernorte, con domicilio en la ciudad de Quito. La Unidad de Negocio Enernorte administraba la construcción de dos proyectos, ubicados en la zona norte del país: Quijos y Manduriacu; los cuales contribuirán al Sistema Nacional Interconectado con una potencia de 110 MW.

Para el 1 de mayo de 2015 el proyecto Manduriacu es declarado en operación comercial por parte del CENACE.

El 1 de agosto de 2015 esta Unidad de Negocio pasa a formar parte de la Unidad de Negocio Coca Codo Sinclair, que a su vez se fusiona por absorción con la CELEC EP.

Coca Codo Sinclair - Según escritura pública del 07 de febrero del 2008 las Compañías adjudicadas por el Estado Ecuatoriano representado por Termopichincha S.A. y el Gobierno Argentino representado por Enarsa S.A. constituyeron la Corporación Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair S.A., la cual inició

sus operaciones el 18 de febrero del 2008.

Con fecha 17 de septiembre del 2009, la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC S.A. (empresa ecuatoriana) compra las acciones de ENARSA (empresa argentina), con lo que el capital accionario de la Corporación Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair S.A. pasa a ser 100% ecuatoriano.

Según Decreto Ejecutivo No. 370 de fecha 26 de mayo de 2010 expedido por el Presidente Constitucional de la República, decreta la transformación de la Corporación Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair S.A. en la Empresa Pública Estratégica Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair, Cocasinclair EP.

Mediante resolución No. CELEC EP-GG-002-2012, de 3 de enero de 2012, firmada por el señor Ingeniero Eduardo Barredo Heinert Gerente General de CELEC EP, se creó como área administrativo-operativa de la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, la Unidad de Negocio ENERNORTE, con domicilio en la ciudad de Quito; manteniendo a su cargo la ejecución de los proyectos hidroeléctricos Quijos y Manduriacu.

El señor Ministro de Electricidad y Energía Renovable mediante oficio No. MEER-DM-2015-0032-OF del 22 de enero de 2015, dispuso a la Gerencia General de COCASINCLAIR EP que se inicie las gestiones necesarias para concretar el proceso de fusión de COCASINCLAIR EP por parte de CELEC EP, con el objeto de garantizar un manejo integrado y alcanzar la optimación de la operación y mantenimiento de las centrales del Sector Eléctrico ecuatoriano; posterior solicitó a la Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo el análisis y pronunciamiento para la fusión.

SENPLADES, a través del oficio No. SENPLADES-SGTEPBV-2015-0074-OF de 01 de julio de 2015, notificó el informe previo favorable de pertinencia para la fusión de las empresas públicas.

Como parte de la primera fase de integración de sector eléctrico, se hace necesaria la integración de una Unidad de Negocio, que concentre la ejecución y posterior operación y mantenimiento de los proyectos Quijos, Coca Codo Sinclair, así como, de la Central Manduriacu, considerados por el Gobierno Nacional como emblemáticos.

El Directorio de la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, mediante Resolución No. 2015-003-02 del 23 de julio de 2015, resuelve la aprobación de la Fusión por absorción de la Empresa Pública Estratégica Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair, COCASINCLAIR EP, subrogándose en todos los derechos y obligaciones de ésta.

A partir del 01 de agosto de 2015, mediante resolución No. CELEC EP-0094-15, resuelve cambiar de denominación de la Unidad de Negocio ENERNORTE de la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, a denominarse Unidad de Negocio COCA CODO SINCLAIR, en la cual las dos empresas inician conjuntamente sus funciones administrativo-operativas.

La Central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair de 1500 MW de potencia efectiva, está ubicada en la Provincia de Napo (Cantón El Chaco) y Sucumbíos (Cantón Gonzalo Pizarro). Las obras de captación están ubicadas aguas abajo de la

confluencia de los Ríos Quijos y Salado, y la Casa de Máquinas está ubicada frente al llamado “Codo Sinclair”.

La Central Hidroeléctrica Manduriacu de 60 MW de potencia efectiva, aprovecha las aguas del Río Guayllabamba, está ubicada en las parroquias de Pacto, cantón Quito – Provincia de Pichincha y García Moreno del cantón Cotacachi - Provincia de Imbabura.

Termomanabí – El 4 de diciembre de 2017 mediante Resolución No. CEL-RES-0170-17 se crea la Unidad de Negocio Termomanabí, que se encargará de la administración, operación y mantenimiento de las Centrales de Generación Manta 2, Jaramijo y Miraflores.

En el marco de contar con una administración más eficiente, que permita atender los requerimientos de las centrales de generación de manera más ágil y oportuna, la Gerencia General de CELEC EP con fecha 30 de diciembre 2011, decide agrupar las centrales por sectores geográficos.

Por lo antes indicado a partir de 1º de enero 2012, se incorporaron para su administración, operación y mantenimiento a la CELEC EP las centrales Manta II y Miraflores. Incremento a la generación de la Unidad.

Uno de los Proyectos fue el suministro e instalación de una Central Termoeléctrica para la Subestación Jaramijó, en la provincia de Manabí. Esta construcción estuvo a cargo del CONSORCIO HYUNDAI EQUITATIS. El 18 de mayo de 2012 el CENACE “*declara en Operación Comercial la Central Térmica Jaramijó*”.

Estructura Orgánica de la Empresa

El Directorio en sesión celebrada el 13 de junio del 2011, mediante Resolución 017- 2011 aprobó la Estructura Orgánico Funcional, como se detalla a continuación:

Directorio - Las atribuciones designadas al Directorio de la Empresa, se encuentran en el artículo 9 de la Ley Orgánica de Empresas Públicas, publicada en el Registro Oficial Suplemento No. 18 de 16 de octubre de 2009.

Gerencia General - Está representada por el Gerente General y es el responsable de la gestión de la Corporación Eléctrica de Ecuador CELEC EP, de conformidad con los deberes y atribuciones establecidos en el artículo 11 de la LOEP. Se encuentran bajo su jurisdicción los siguientes departamentos: Departamento de Gestión Ambiental y Responsabilidad Social, Dirección Jurídica, Secretaría General y Departamento de Comunicación.

Dirección de Planificación de la Expansión - Coordina, supervisa y evalúa las actividades del proceso de Planificación Técnica, de la Expansión del Sistema Eléctrico de la Corporación; y, del proceso de liquidación de transacciones del Sistema Eléctrico de la Corporación. Está compuesto por los Departamentos de Planificación Técnica y Liquidaciones de Transacciones.

Dirección de Generación - Coordina, supervisa y evalúa las actividades del

proceso de Proyectos de Generación y Producción de Generación; consolida la programación y control de la Operación y Mantenimiento de generación y transmisión de las Filiales y Unidades de Negocio. Está compuesto de los Departamentos de Proyectos de Generación y Producción de Generación.

Dirección de Distribución - Desarrolla, entre otras, la estrategia para la incorporación de las actuales empresas eléctricas de Distribución a la Corporación; participa en la estructuración de la Distribución en CELEC EP. Desarrolla los mecanismos para institucionalizar la Planificación y Control de la Distribución y Comercialización en la CELEC EP.

Dirección de Gestión Estratégica - Coordina, supervisa y evalúa las actividades del proceso de Gestión de Procesos y Calidad; establece las actividades relacionadas para la implementación de un proceso de gestión de cambio en la Corporación. Está compuesto de los Departamentos de Procesos y Calidad, Tecnologías de la Información y Comunicaciones, Cambios de Cultura y Planificación Organizacional.

Dirección Administrativa-Financiera - Coordina, supervisa y evalúa las actividades del proceso de Gestión de Talento Humano; Abastecimientos y Financieros. Está compuesto de los Departamentos de Talento Humano, Abastecimientos y Financiero.

Objetivos de la Empresa

Los principales objetivos de la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, son los siguientes:

1. La generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de energía eléctrica; para lo cual está facultada a realizar todas las actividades relacionadas, que entre otras comprende:
 - a. La planificación, diseño, instalación, operación y mantenimiento de sistemas no incorporados al Sistema Nacional Interconectado, en zonas a las que no se puede acceder o no resulte conveniente hacerlo mediante redes convencionales.
 - b. Comprar, vender, intercambiar y comercializar energía con las empresas de distribución, otras empresas de generación, grandes consumidores, exportadores e importadores.
 - c. Comprar, vender y comercializar energía con los usuarios finales en las áreas que, de acuerdo con la Ley que regula el sector eléctrico, le sean asignadas para ejercer la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica.
 - d. Representar a personas naturales o jurídicas, fabricantes, productores, distribuidores, marcas, patentes, modelos de utilidad, equipos y maquinarias en líneas o actividades iguales, afines o similares a las previstas en su objeto social.
 - e. Promocionar, invertir y crear empresas filiales, subsidiarias, consorcios, alianzas estratégicas y nuevos emprendimientos para la realización de su objeto
2. Asociarse con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, públicas, mixtas o privadas, para ejecutar proyectos relacionados con su objeto

social en general.

3. Participar en asociaciones, institutos o grupos internacionales dedicados al desarrollo e investigación científica y tecnológica, en el campo de la construcción, diseño y operación de obras de ingeniería eléctrica.

4. Participar en investigaciones científicas o tecnológicas y de desarrollo de procesos y sistemas y comercializarlos.

2. IMPORTANCIA RELATIVA.

La Corporación ha tomado en consideración circunstancias específicas que bajo su criterio cumplen sus propias consideraciones de importancia relativa, con el fin de asegurar que los estados financieros, políticas contables y notas, reflejan la preparación y revelación de todos los hechos y circunstancias relevantes.

3. ESTRUCTURA DE LAS NOTAS.

Las notas a los estados financieros se encuentran presentadas de manera sistemática en función a su comprensibilidad y comparabilidad de acuerdo a lo establecido a la Norma Internacional de Contabilidad Nro. 1, cada partida significativa del Estado de Situación Financiera, Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales, Estado de Cambios en el Patrimonio y Estado de Flujos del Efectivo se encuentran referenciadas a su nota. Cuando sea necesario una comprensión adicional a la situación financiera de la Corporación, se presentarán partidas adicionales, encabezados y subtotales en los estados financieros.

4. POLÍTICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS.

La contabilidad histórica de la Coporación fue elaborada en bases de medición normadas bajo Normas Ecuatorianas de Contabilidad "NEC", por ello, fue necesario definir políticas contables de convergencia que permitan que la Corporación cumpla con las disposiciones y normatividad de su nuevo ente de control, para la preparación y presentación de los estados financieros adjuntos bajo Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF, cuyo detalle se presenta a continuación:

4.1. Bases de preparación y presentación de los Estados financieros.

Los presentes estados financieros han sido preparados íntegramente y sin reservas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés), vigentes al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

La preparación de los estados financieros conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) requiere el uso de ciertas estimaciones contables críticas. También exige a la Administración de la Corporación que ejerza su juicio en el proceso de aplicación de sus políticas contables. En la Nota 5, se revelan las áreas que implican un mayor grado de juicio o complejidad o en las cuales las hipótesis y estimaciones son significativas para los estados financieros.

4.2. Pronunciamientos contables y su aplicación.

4.2.1. Normativa emitida recientemente, sus mejoras y modificaciones.

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros, las siguientes NIIF e interpretaciones del CINIIF han sido emitidas y/o modificadas:

Normas y reformas a Normas	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 9 "Instrumentos Financieros "	1 de enero de 2018
NIIF 15 "Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes"	1 de enero de 2018
CINIIF 22 "Transacciones en moneda extranjera y contraprestaciones anticipadas"	1 de enero de 2018
NIIF 16 "Arrendamientos"	1 de enero de 2019
Enmienda a NIIF 4 "Contratos de seguros"	Enfoque de superposición efectivo cuando se aplica por primera vez la NIIF 9. Enfoque de aplazamiento efectivo para períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018, y sólo están disponibles durante tres años después de esa fecha.
NIC 28 "Inversiones en asociadas y negocios conjuntos"	1 de enero de 2018
NIC 40 "Propiedades de inversión"	1 de enero de 2018
NIIF 3 Combinaciones de negocios	1 de enero de 2019
NIIF 11 Acuerdos Conjuntos	1 de enero de 2019
NIC 12 Impuestos sobre las Ganancias	1 de enero de 2019
CINIIF 23 Posiciones tributarias inciertas	1 de enero de 2019

NIC 23 Costos por préstamos	1 de enero de 2019
NIC 19 Beneficios a los empleados	1 de enero de 2019
Enmienda a NIC 28 "Inversiones en asociadas y negocios conjuntos" y NIIF 10 "Estados financieros consolidados"	Fecha de vigencia aplazada indefinidamente
NIIF 17 "Contratos de Seguros"	1 de enero de 2021

NIIF 9 Instrumentos Financieros.

Modifica la clasificación y medición de los activos financieros e introduce un modelo "más prospectivo" de pérdidas crediticias esperadas para la contabilidad del deterioro y un enfoque sustancialmente reformado para la contabilidad de coberturas. Las entidades también tendrán la opción de aplicar en forma anticipada la contabilidad de ganancias y pérdidas por cambios de valor justo relacionados con el "riesgo crediticio propio" para los pasivos financieros designados al valor razonable con cambios en resultados, sin aplicar los otros requerimientos de IFRS 9. Su aplicación es obligatoria a contar del 1 de enero de 2018 y su adopción anticipada es permitida.

La enmienda publicada en junio de 2016, clarifica la medición de los pagos basados en acciones liquidados en efectivo y la contabilización de modificaciones que cambian dichos pagos a liquidaciones con instrumentos de patrimonio.

Adicionalmente, introduce una excepción a los principios de NIIF 2 que requerirá tratamiento de los premios como si fuera la liquidación como un instrumento de patrimonio, cuando el empleador es obligado a retener el impuesto relacionado con los pagos basados en acciones.

NIIF 15 "Ingresos procedentes de Contratos con Clientes".

Emitida en mayo de 2014, es una nueva norma que es aplicable a todos los contratos con clientes, excepto arrendamientos, instrumentos financieros y contratos de seguros. Esta nueva norma pretende mejorar las inconsistencias y debilidades de NIC 18 y proporcionar un modelo que facilitará la comparabilidad de Corporación de diferentes industrias y regiones.

Proporciona un nuevo modelo para el reconocimiento de ingresos y requerimientos más detallados para contratos con elementos múltiples. Su aplicación es obligatoria a contar del 1 de enero de 2018 y su adopción anticipada es permitida.

CINIIF 22 "Transacciones en Moneda Extranjera y Contraprestaciones Anticipadas".

Emitida en diciembre de 2016. La Interpretación aborda la forma de determinar la fecha de la transacción a efectos de establecer la tasa de cambio a usar en el

reconocimiento inicial del activo, gasto o ingreso relacionado (o la parte de estos que corresponda), en la baja en cuentas de un activo no monetario o pasivo no monetario que surge del pago o cobro de la contraprestación anticipada en moneda extranjera, a estos efectos la fecha de la transacción, corresponde al momento en que una entidad reconoce inicialmente el activo no monetario o pasivo no monetario que surge del pago o cobro de la contraprestación anticipada si existen múltiples pagos o cobros anticipados, la entidad determinará una fecha de la transacción para cada pago o cobro de la contraprestación anticipada. La interpretación será de aplicación obligatoria para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 y su adopción anticipada es permitida.

NIIF 16 “Arrendamientos”.

Emitida en enero de 2016, es una nueva norma que establece la definición de un contrato de arrendamiento y especifica el tratamiento contable de los activos y pasivos originados por estos contratos desde el punto de vista del arrendador y arrendatario. La nueva norma no difiere significativamente de la norma que la precede, NIC 17 Arrendamientos, con respecto al tratamiento contable desde el punto de vista del arrendador. Sin embargo, desde el punto de vista del arrendatario, la nueva norma requiere el reconocimiento de activos y pasivos para la mayoría de los contratos de arrendamientos. Su aplicación es obligatoria a contar del 1 de enero de 2019 y su adopción anticipada es permitida si ésta es adoptada en conjunto con NIIF 15 “Ingresos procedentes de Contratos con Clientes”. La Corporación no ha aplicado esta norma en forma anticipada.

Enmienda a NIIF 4 “Contratos de seguros”.

Emitida en septiembre de 2016. Esta enmienda introduce las siguientes dos opciones para aquellas entidades que emitan contratos de seguros:

- La exención temporal y opcional de la aplicación de la NIIF 9, la cual estará disponible para las entidades cuyas actividades están predominantemente conectadas con los seguros. La excepción permitirá a las entidades que continúen aplicando la NIC 39 Instrumentos Financieros, Reconocimiento y valoración, hasta el 1 de enero de 2021.
- El enfoque de superposición, el cual, es una opción disponible para las entidades que adoptan IFRS 9 y emiten contratos de seguros, para ajustar las ganancias o pérdidas para determinados activos financieros; el ajuste elimina la volatilidad en valoración de los instrumentos financieros que pueda surgir de la aplicación de la IFRS 9, permitiendo reclasificar estos efectos del resultado del ejercicio al otro resultado integral.

Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 y su adopción anticipada es permitida.

NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos”.

Esta modificación aclara que una entidad que es una organización de capital de riesgo, u otra entidad que califique, puede elegir, en el reconocimiento inicial

valorar sus inversiones en asociadas y negocios conjuntos a valor razonable con cambios en resultados. Si una entidad que no es en sí misma una entidad de inversión tiene un interés en una asociada o negocio conjunto que sea una entidad de inversión, puede optar por mantener la medición a valor razonable aplicada su asociada. Las modificaciones deben aplicarse retrospectivamente y su vigencia es a partir del 1 de enero de 2018, permitiéndose su aplicación anticipada.

La enmienda publicada en abril de 2016, introduce aclaraciones a la guía para la identificación de obligaciones de desempeño en los contratos con los clientes, contabilización de licencias de propiedad intelectual y la evaluación de principal versus agente. Incluye nuevos y modificados ejemplos ilustrativos como guía, así como ejemplos prácticos relacionados con la transición a la nueva norma de ingresos.

NIC 40 “Propiedades de Inversión”.

Esta modificación aclara cuando una entidad debe reclasificar bienes, incluyendo bienes en construcción o desarrollo en bienes de inversión, indicando que la reclasificación debe efectuarse cuando la propiedad cumple, o deja de cumplir, la definición de propiedad de inversión y hay evidencia del cambio en el uso del bien. Un cambio en las intenciones de la administración para el uso de una propiedad no proporciona evidencia de un cambio en el uso. Las modificaciones deben aplicarse de forma prospectiva y su vigencia es a partir del 1 de enero de 2018, permitiéndose su aplicación anticipada.

NIIF 3 Combinaciones de negocios

La enmienda aclara que obtener el control de una empresa que es una operación conjunta, es una combinación de negocios que se logra por etapas. La adquirente debe volver a medir su participación mantenida previamente en la operación conjunta al valor razonable en la fecha de adquisición.

NIIF 11 Acuerdos Conjuntos

La enmienda aclara que, la parte que obtiene el control conjunto de una empresa que es una operación conjunta no debe volver a medir su participación previamente mantenida en la operación conjunta.

NIC 12 Impuestos a las Ganancias

La modificación aclaró que las consecuencias del impuesto a la renta de los dividendos sobre los instrumentos financieros clasificados como patrimonio deben reconocerse de acuerdo a como se reconocieron en donde surgieron las transacciones o eventos pasados que generaron beneficios distribuibles.

CINIIF 23 Posiciones tributarias inciertas

Publicada en junio de 2016. Esta interpretación aclara cómo se aplican los requisitos de reconocimiento y medición de la NIC 12 cuando hay incertidumbre sobre los tratamientos fiscales. Su aplicación es obligatoria a partir del 1 de enero de 2019, y la Corporación no ha aplicado esta norma en forma anticipada.

NIC 23 Costos por Préstamos

La enmienda aclaró que, si un préstamo específico permanece pendiente después de que el activo calificado esté listo para su uso previsto o su venta, se convierte en parte de los préstamos generales.

NIC 19 Beneficios a los empleados

Publicado en febrero de 2018. La enmienda requiere que, las entidades utilicen suposiciones actualizadas para determinar el costo del servicio actual y el interés neto por el resto del período de una modificación, reducción o liquidación del plan; así también, permite reconocer en ganancias o pérdidas parte del costo del servicio pasado, o una ganancia o pérdida en la liquidación, además permite reconocer cualquier reducción en un excedente, incluso si ese excedente no fue previamente reconocido debido a que no superaba el límite superior del activo.

Enmienda a NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos” y NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”.

Emitida en septiembre de 2014. Estas enmiendas abordan una inconsistencia reconocida entre los requerimientos de NIIF 10 y los de NIC 28 en el tratamiento de la venta o la aportación de bienes entre un inversor y su asociada o negocio conjunto. Establece que cuando la transacción involucra un negocio (tanto cuando se encuentra en una subsidiaria o no) se reconoce una ganancia o una pérdida completa. Se reconoce una ganancia o pérdida parcial cuando la transacción involucra activos que no constituyen un negocio, incluso cuando los activos se encuentran en una subsidiaria. La fecha de aplicación obligatoria de estas modificaciones está por ser determinada debido a que el IASB planea una investigación profunda que pueda resultar en una simplificación de contabilidad de asociadas y negocios conjuntos. Se permite su adopción inmediata.

NIIF 17 “Contratos de Seguros”.

Emitida en mayo de 2017. Este estándar de contabilidad integral para contratos de seguros cubre el reconocimiento, la medición, presentación y divulgación. Una vez entrada en vigencia sustituirá a la NIIF 4 Contratos de Seguro emitida en 2005. La nueva norma aplica a todos los tipos de contratos de seguro, independientemente del tipo de entidad que los emiten.

La NIIF 17 es efectiva para períodos de reporte que empiezan en o después de 1 de enero de 2021, con cifras comparativas requeridas, se permite la aplicación, siempre que la entidad también aplique la NIIF 9 y la NIIF 15. La Corporación no ha aplicado esta norma en forma anticipada.

4.2.2. Nuevas NIIF e interpretaciones del Comité de Interpretaciones NIIF (CINIIF)

Todas las normas, enmiendas y mejoras de las NIIF que tuvieron aplicación obligatoria a contar del 1 de enero de 2018, y que no fueron adoptadas anticipadamente por la Corporación, han sido incorporadas, y no tuvieron impacto significativo excepto por la NIIF 9, la cual se encuentra detallada posteriormente.

4.2.3. Costos de financiamiento capitalizados

Política de préstamos financieros que devengan intereses:

Los costos por préstamos financieros que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos que cumplan las condiciones para su clasificación, son capitalizados formando parte del costo de dichos activos.

Política de capitalización de costos por intereses:

Se capitalizan aquellos intereses pagados o devengados provenientes de deudas que financian activos calificados, según lo estipulado en la NIC 23.

4.3. Moneda funcional y de presentación.

Las cifras incluidas en estos estados financieros y en sus notas se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la Corporación opera. La moneda funcional y de presentación de la Corporación es el Dólar de los Estados Unidos de América.

4.4. Reclasificaciones.

Al 31 de diciembre de 2018, se efectuaron las reclasificaciones correspondientes, a fin de presentar debidamente las cifras en los estados financieros.

4.5. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.

En el Estado de Situación Financiera, los saldos se presentan en función a su vencimiento, como corrientes cuando es igual o inferior a doce meses, contados desde la fecha de cierre de los estados financieros y como no corrientes cuando es mayor a ese período.

La Entidad presenta los activos y pasivos en el estado de situación financiera en base a la clasificación de corrientes o no corrientes. Un activo se clasifica como corriente cuando:

- Se espera realizarlo, o se pretende venderlo o consumirlo, en su ciclo normal de explotación;
- Se mantiene principalmente con fines de negociación;
- Se espera realizar el activo dentro de los doce meses siguientes a la fecha del período sobre el que se informa, o;
- Es efectivo o equivalente de efectivo, a menos que tenga restricciones, para ser intercambiado o usado para cancelar un pasivo al menos durante doce meses siguientes a partir de la fecha del período sobre el que se informa.

El resto de los activos se clasifican como no corrientes.

Un pasivo se clasifica como corriente cuando:

- Se espera sea cancelado en el ciclo normal de explotación;
- Se mantiene principalmente con fines de negociación;
- Deba liquidarse durante los doce meses siguientes a la fecha del período sobre el que se informa, o;

- No tenga un derecho incondicional para aplazar su cancelación, al menos, durante los doce meses siguientes a la fecha del período sobre el que se informa.

4.6. Información comparativa.

Al 31 de diciembre de 2018, se efectuaron las reclasificaciones correspondientes, a fin de presentar debidamente las cifras en los estados financieros.

4.7. Efectivo y equivalentes de efectivo.

En este grupo contable se registra el efectivo en caja/bancos incluyendo las inversiones a corto plazo (menores a 3 meses de vigencia). Se miden inicial y posteriormente por su valor nominal. Los importes en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional usando el tipo de cambio vigente a la fecha de la transacción; las ganancias y pérdidas por diferencias en cambio que resulten de tales transacciones se reconocen en el Estado de Resultados del Período y Otros Resultados Integrales.

4.8. Inversiones corrientes.

En este grupo contable se registra el efectivo invertido principalmente en instituciones financieras con la finalidad de recibir rendimientos. Las inversiones corrientes se clasifican de acuerdo a la intención que tuvo la Administración al momento de su adquisición en:

- A valor razonable con cambios en resultados.- En este grupo contable se registran los activos que son mantenidos para negociar, o que desde el reconocimiento inicial, la entidad los haya medido al valor razonable o justo con cambios en resultados.
- Disponibles para la venta.- En este grupo contable se registran los activos que fueron adquiridos con el propósito de venderse en el corto plazo. Se miden al valor razonable y las actualizaciones se llevan al patrimonio como otros resultados integrales.
- Mantenidas hasta el vencimiento.- En este grupo contable se registran los activos financieros no derivados con pagos fijos o vencimiento determinado, se miden al costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva y su variación se afectará a resultados del período en que ocurra.

4.9. Cuentas por cobrar clientes.

En este grupo contable se registran los derechos de cobro a clientes relacionados y no relacionados originados en ingresos de actividades ordinarias. Se miden inicialmente, por su valor razonable más los costos directos atribuidos a la transacción y posteriormente por su costo amortizado, de acuerdo con el método de tasa de interés efectiva considerando como tal a: valor inicial, costo financiero y/o provisión por pérdidas por deterioro del valor (si los hubiere).

El costo financiero se lo establece considerando el tiempo transcurrido al final de cada período y la tasa de interés referencial, considerando un instrumento financiero de las mismas características en tipo y plazo (interés implícito).

4.10. Otras cuentas por cobrar.

En este grupo contable se registran los derechos de cobro a deudores relacionados y no relacionados originadas en operaciones distintas de la actividad ordinaria de la Corporación. Se miden inicialmente, por su valor razonable más los costos directos atribuidos a la transacción y posteriormente por su costo amortizado, de acuerdo con el método de tasa de interés efectiva considerando como tal a: valor inicial, costo financiero y/o provisión por pérdidas por deterioro del valor (si los hubiere).

El costo financiero se lo establece considerando el tiempo transcurrido al final de cada período y la tasa de interés referencial, considerando un instrumento financiero de las mismas características en tipo y plazo (interés implícito).

4.11. Inventarios.

En este grupo contable se registra los activos poseídos para ser consumidos en el curso normal de la operación.

Medición inicial.- los inventarios se miden por su costo; el cual que incluye: precio de compra, aranceles de importación, otros impuestos no recuperables, transporte, almacenamiento, costos directamente atribuibles a la adquisición o producción para darles su condición y ubicación actual, después de deducir todos los descuentos comerciales, rebajas y otras partidas similares (incluye importaciones en tránsito).

Medición posterior.- el costo de los inventarios se determina por el método promedio ponderado y se miden al costo o al valor neto realizable, el que sea menor. La Corporación al tener un inventario que corresponde a repuestos, materiales y herramientas que sirven para el consumo, su valor neto de realización estará dado por su valor de uso.

4.12. Gastos pagados por anticipado.

En este grupo contable se registra los anticipos entregados a terceros o pagos anticipados para la compra de bienes y servicios que no hayan sido devengados al cierre del ejercicio económico. Se miden inicial y posteriormente a su valor nominal; su amortización se reconoce en los resultados del período en el cual generan beneficios económicos futuros.

4.13. Activos no corrientes mantenidos para la venta.

Los activos no corrientes y los Grupos de activos para su disposición se clasifican como mantenidos para la venta si su valor en libros es recuperable a través de una operación de venta y no mediante su uso continuo. Esta condición se considera cumplida únicamente cuando la venta es altamente probable dentro del período de un año desde la fecha de clasificación y el activo (o Grupo de activos para su disposición) está disponible para la venta inmediata en su estado actual.

Los activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta son calculados al menor del valor en libros y el valor razonable de los activos menos los costos de ventas.

4.14. Propiedades, planta y equipos.

En este grupo contable se registra todo bien tangible adquirido o construido para su uso en la generación y transmisión de energía, y, en la prestación de servicios de telecomunicaciones, para arrendarlos a terceros o para propósitos administrativos, si, y sólo si: es probable que la entidad obtenga los beneficios económicos futuros derivados del mismo; y el costo del elemento puede medirse con fiabilidad.

Medición inicial.- las propiedades, planta y equipo, se miden al costo, el cual que incluye el precio de adquisición o construcción después de deducir cualquier descuento o rebaja; los costos directamente atribuibles a la ubicación del activo en el lugar y en las condiciones necesarias para que pueda operar de la forma prevista por la Administración y la estimación inicial de los costos de desmantelamiento y retiro, así como la rehabilitación del lugar sobre el que se asienta.

Medición posterior.- las propiedades, planta y equipos se miden al costo menos la depreciación acumulada y el importe acumulado de las pérdidas por deterioro del valor.

La Corporación evalúa la obsolescencia técnica o comercial procedente de los cambios o mejoras en la producción, o de los cambios en la demanda del mercado de los productos o servicios que se obtienen con el activo.

Método de depreciación.- los activos empiezan a depreciarse cuando están disponibles para su uso y hasta que sean dados de baja, incluso si el bien ha dejado de ser utilizado. La depreciación es reconocida en el resultado del período con base en el método lineal sobre las vidas útiles estimadas por la Administración de la Corporación; y, para cierto grupo de activos de generación térmica la depreciación se reconocerá en el resultado del período con base en el método de unidades producidas.

Las vidas útiles se han estimado como sigue:

Grupo	Propiedad, planta y equipo
Subgrupo	Activos Productivos
Clase de activos productivos	Vida útil (en años)
1. Obras Hidráulicas - Represas, Túneles, Embalses	
· Construcciones Civiles	70
· Estructuras Metálicas	50
2. Edificios y Estructuras de Centrales, Subestaciones - Campamentos, edificios, salas de control, casa de máquinas	
· Edificaciones Centrales y Subestaciones	70
· Edificación de Talleres	70
· Casa de Máquinas	70
· Urbanización e Instalaciones Complementarias	30
· Urbanización de Centrales y Subestaciones	30
· Estructuras en hormigón	50

· Estructuras metálicas	30
3. Instalaciones Electromecánicas de Centrales Subestaciones y Líneas de Transmisión - Postes, Torres, Líneas, Cables y Conductores, Unidades de Generación, Equipos de Subestación, Unidades de Transformación, Equipos Auxiliares	
· Postes, Torres, Líneas	
- Postes, torres, líneas de transmisión - Alta tensión hasta 230 KV	45
- Postes, torres, líneas de transmisión - Alta tensión hasta 500 KV	50
- Postes, torres, líneas de transmisión - Redes de media tensión hasta 34,5 KV	40
- Postes, torres, líneas de transmisión - Redes de baja tensión	40
- Postes, torres, líneas de transmisión – Transformadores de distribución	40
· Cables y Conductores	
- Cables y conductores internos - alta tensión	45
- Cables y conductores internos - media tensión	40
- Cables y conductores internos - baja tensión	40
· Unidades de Generación	
- Turbo generadores hidráulicos > 50 MW	35
- Turbo generadores hidráulicos 5 - 50 MW	33
- Turbo generadores hidráulicos 0 - 5 MW	30
- Turbo generadores a vapor	30
- Turbo generadores a gas	25
- Motogeneradores	25
- Aerogeneradores	25
- Generación de emergencia	25
- Corriente continua	30
- Depósitos de combustible	20
· Equipos de Subestación	
- Interrupción y seccionamiento	40
- Control, protección y medición	40
- Supervisión, Adquisición y control	40
- Corriente continua	30
- Estructuras metálicas	50
- Otros equipos de subestación - Medidores electromecánicos	25
- Otros equipos de subestación - Medidores electrónicos	20
- Otros equipos de subestación - Iluminación	20
· Unidades de Transformación	
- Transformadores de potencia	40
- Transformadores de distribución	25
· Equipos Auxiliares	

- Otros equipos de centrales y subestaciones - Medidores electromecánicos	25
- Otros equipos de centrales y subestaciones - Medidores electrónicos	20
- Instalaciones electromecánicas complementarias - Centrales, subestaciones y Talleres	30
- Instalaciones electromecánicas complementarias - Generación de emergencia	25
- Instalaciones electromecánicas complementarias - corriente continua	30
- Otros equipos de las centrales y subestaciones - Iluminación	20
4. Equipos y Herramientas de Taller, Laboratorio, Construcción, Ingeniería y Mantenimiento	
· Herramientas	5
· Máquinas Herramienta	10
· Equipos	10
5. Equipos de Telecomunicaciones y Redes	
Grupo	Propiedad, planta y equipo
Subgrupo	Activos Administrativos
Clase de activos administrativos depreciables	Vida útil (en años)
1. Telecomunicaciones	
· Equipo de comunicación	21
2. Herramientas Equipo de Taller, Ingeniería y Laboratorio.	
· Herramientas, equipos de taller	13
· Equipos de laboratorio e ingeniería	11
3. Equipo Informático y Multimedia	
· Equipos de computación (móviles, portátiles, multimedia)	9
· Equipos de computación (Centros de datos)	9
4. Vehículos	
· Vehículos	15
5. Equipo Caminero	
· Equipo caminero	19
6. Equipo de Construcción y Mantenimiento	
· Equipo de construcción y mantenimiento	8
7. Mobiliario	
· Mobiliario.	13
8. Edificios y Estructuras	
· Edificaciones y campamentos	70
· Estructuras en hormigón	50
· Estructuras metálicas	30
· Construcciones urbanísticas	30

9. Carreteras, Puentes y Caminos	
· Carreteras, puentes y caminos	50
10. Instalaciones Electromecánicas Complementarias.	
· Instalaciones electromecánicas complementarias.	30
Grupo	Propiedad, planta y equipo
Subgrupo	Activos Administrativos
Clase de activos administrativos no depreciables	Vida útil (en años)
Terrenos	N/A

4.15. Activos intangibles.

En este grupo contable se registra todo bien sin apariencia física que es susceptible de ser separado o escindido de la entidad y vendido, transferido, dado en explotación, arrendado o intercambiado, ya sea individualmente o junto con un contrato, o surge de derechos contractuales o de otros derechos de tipo legal, con independencia de que esos derechos sean transferibles o separables de la entidad o de otros derechos y obligaciones, si, y sólo si: es probable que los beneficios económicos futuros que se han atribuido al mismo fluyan a la entidad; y el costo del activo puede ser medido de forma fiable.

Plusvalía.- es el exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de la Corporación en los activos netos identificables adquiridos y se reconoce como plusvalía. Si el costo de adquisición es menor que el valor razonable de los activos netos de la subsidiaria adquirida, se reconsiderará la identificación y medición de activos y pasivos contingentes así como la medición del costo de la adquisición; la diferencia que continúe existiendo se reconocerá directamente en el estado de resultados.

Medición inicial.- los activos intangibles se miden a su costo, el cual incluye: el precio de adquisición después de deducir cualquier descuento o rebaja; los costos directamente atribuibles a la ubicación del activo en el lugar y en las condiciones necesarias para que pueda operar de la forma prevista por la Administración.

Reconocimiento posterior.- los activos intangibles se miden por su costo menos la amortización acumulada y el importe acumulado de las pérdidas por deterioro del valor.

Método de amortización.- los activos empiezan a amortizarse cuando estén disponibles para su uso y hasta que sean dados de baja, incluso si el bien ha dejado de ser utilizado. La amortización es reconocida en el resultado del período con base en el método lineal sobre las vidas útiles estimadas por la Administración de la Corporación.

La Corporación evalúa las reducciones futuras esperadas en el precio de venta de un elemento que se elabore utilizando un activo intangible, esto con el fin de determinar la posible obsolescencia tecnológica o comercial del activo, lo cual, a su vez, podría reflejar una reducción de los beneficios económicos futuros incorporados al activo intangibles y por ende un posible deterioro.

Las vidas útiles se han estimado como sigue:

Grupo	Propiedad, planta y equipo
Subgrupo	Activos Intangibles
Clase de activos intangibles amortizables	Vida útil (en años)
Software	Estimación
Licencias	Duración contrato
Derechos contractuales y legales	Indefinido

Baja de activos intangibles.- Un activo intangible se da de baja al momento de su disposición, o cuando no se esperan beneficios económicos futuros de su uso o disposición.

4.16. Inversiones no corrientes.

Inversiones en subsidiarias.- en este grupo contable se registra las inversiones realizadas en entidades dependientes sobre las que la Corporación tiene el poder para dirigir las políticas financieras y de operación, generalmente su participación es superior a la mitad de los derechos de voto.

En los estados financieros separados, estas inversiones se miden inicialmente al costo de adquisición y posteriormente al costo menos cualquier pérdida por deterioro, o como un instrumento financiero o utilizando el método de participación reconociendo cualquier efecto en los resultados del período. La Matriz considerará a una Subsidiaria a partir de la fecha en que se asume el control y la excluirá en la fecha en que cesa el mismo.

Inversiones en asociadas.- en este grupo contable se registra las inversiones realizadas en entidades sobre las que la Corporación ejerce influencia significativa pero no tiene control que, generalmente su participación accionaria está entre el 20% y el 50% de los derechos de voto.

En los estados financieros separados, estas inversiones se miden inicialmente al costo de adquisición y posteriormente al costo menos cualquier pérdida por deterioro, o como un instrumento financiero o utilizando el método de participación reconociendo cualquier efecto en los resultados del período; no se reconocen pérdidas adicionales, a no ser que haya incurrido en obligaciones o realizado pagos en nombre de la asociada en la cual participa.

Inversiones en otras Corporaciones.- en este grupo contable se registra las inversiones realizadas en entidades sobre las que la Corporación no ejerce influencia significativa y tienen una participación de hasta un 20% de los derechos de voto. Se miden inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente a su valor razonable menos costos de venta.

Aportes para futura capitalización.- en este grupo contable se registra los valores entregados en efectivo o especies con los cuales se espera aumentar el capital de la Corporación en un período máximo de 12 meses. Se miden a su valor nominal menos cualquier pérdida por deterioro.

4.17. Costos por intereses.

Los costos por intereses incurridos para la construcción o adquisición de cualquier activo apto se capitalizan durante el período de tiempo que es necesario para completar y preparar el activo para el uso que se pretende. Los costos por intereses generados posteriormente al reconocimiento inicial del activo son contabilizados como gastos financieros en el período que se generan.

4.18. Cuentas por pagar proveedores.

En este grupo contable se registran las obligaciones de pago en favor de proveedores relacionados y no relacionados adquiridos en el curso normal de negocio. Se miden inicialmente, por su valor razonable y posteriormente por su costo amortizado, de acuerdo con el método de tasa de interés efectiva.

El costo financiero se lo establece considerando el tiempo transcurrido al final de cada período y la tasa de interés referencial, considerando un instrumento financiero de las mismas características en tipo y plazo (interés implícito).

4.19. Obligaciones con instituciones financieras.

En este grupo contable se registran los sobregiros bancarios y los préstamos con bancos e instituciones financieras. Se miden inicialmente al valor razonable de la transacción y posteriormente a su costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

El costo financiero se lo establece considerando el tiempo transcurrido al final de cada período y la tasa de interés pactada con el banco e institución financiera (interés explícito).

4.20. Créditos a mutuo.

En este grupo contable se registran los préstamos con terceros distintos de accionistas, bancos e instituciones financieras. Se miden inicialmente al valor razonable de la transacción y posteriormente a su costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

El costo financiero se lo establece considerando el tiempo transcurrido al final de cada período y la tasa de interés referencial, considerando un instrumento financiero de las mismas características en tipo y plazo (interés implícito).

4.21. Obligaciones emitidas.

En este grupo contable se registran los saldos pendientes de pago a los inversionistas de emisiones de obligaciones realizadas por la Corporación. Se miden inicialmente al valor razonable de la transacción y posteriormente a su costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

El costo financiero se lo establece considerando el tiempo transcurrido al final de cada período y la tasa de interés pactada con los inversionistas (interés explícito).

4.22. Pasivos por contratos de arrendamiento financiero.

En este grupo contable se registran las contrapartidas de los activos mantenidos bajo arrendamientos financieros reconocidos a su valor razonable al inicio del arrendamiento o, si este es menor, al valor presente de los pagos mínimos del arrendamiento.

Los pagos por arrendamiento son distribuidos entre los gastos financieros y la reducción de las obligaciones bajo arrendamiento a fin de alcanzar una tasa de interés implícita sobre el saldo restante del pasivo. Los gastos financieros son cargados directamente a resultados, a menos que pudieran ser directamente atribuibles a activos calificables, en cuyo caso son capitalizados conforme a la política general de la Corporación para los costos por préstamos. Las cuotas contingentes por arrendamiento se reconocen como gastos en los períodos en los que se han incurrido.

4.23. Pasivos por beneficios a los empleados.

Pasivos corrientes.- en este grupo contable se registran las obligaciones presentes con empleados como beneficios sociales (décimo tercer y cuarto sueldo, vacaciones, etc.); obligaciones con el IESS y participación a trabajadores. Se miden a su valor nominal y se reconocen en los resultados del período en el que se generan.

Pasivos no corrientes.- en este grupo contable se registran los planes de beneficios a empleados post empleo como jubilación patronal y desahucio. Se reconocen y miden sobre la base de cálculos actuariales, estimados por un perito independiente, inscrito y calificados en la Superintendencia de Compañías, Valores y Seguros aplicando el método de la unidad de crédito proyectada para determinar el valor presente de la obligación futura.

La tasa utilizada para descontar las obligaciones de beneficios post-empleo (tanto financiadas como no) se determinará utilizando como referencia los rendimientos del mercado, al final del período sobre el que se informa, correspondientes a las emisiones de bonos u obligaciones empresariales de alta calidad. En monedas para las cuales no exista un mercado amplio para bonos empresariales de alta calidad, se utilizarán los rendimientos de mercado (al final del período de presentación) de los bonos gubernamentales denominados en esa moneda.

El costo de los servicios presentes o pasados y costo financiero, son reconocidos en los resultados del período en el que se generan; las nuevas mediciones del pasivo por beneficios definidos se denominan ganancias y pérdidas actuariales y son reconocidos como partidas que no se reclasificarán al resultado del período en Otros Resultados Integrales.

4.24. Provisiones.

En este grupo contable se registra el importe estimado para cubrir obligaciones presentes ya sean legales o implícitas como resultado de sucesos pasados, por las cuales es probable que vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidarlas. Las provisiones son evaluadas periódicamente y se actualizan teniendo en consideración la mejor información disponible a la fecha de cierre de los estados financieros (incluye costo financiero si aplicare).

El costo financiero se lo establece considerando el tiempo transcurrido al final de cada período y la tasa de interés referencial, considerando un instrumento financiero de las mismas características en tipo y plazo (interés explícito o implícito).

Contratos onerosos.- surgen cuando los beneficios económicos que se esperan de un contrato sean menores que los costos inevitables para cumplir con sus obligaciones. Se reconoce al valor presente del menor entre el costo esperado para finalizar el contrato o el costo neto esperado de continuar con el contrato. Antes de establecer una provisión, la Corporación reconoce cualquier pérdida por deterioro de los activos asociados con el contrato.

4.25. Otros pasivos corrientes.

En este grupo contable se registran las obligaciones de pago en favor de acreedores relacionados y no relacionados adquiridos en actividades distintas al curso normal de negocio. Se miden inicial y posteriormente a su valor nominal menos las pérdidas por deterioro del valor.

Para las otras cuentas y documentos por cobrar de largo plazo su medición inicial es por su valor nominal y posteriormente se miden a su costo amortizado utilizando el método de tasa de interés efectiva menos las pérdidas por deterioro del valor.

El costo financiero se lo establece considerando el tiempo transcurrido al final de cada período y la tasa de interés referencial, considerando un instrumento financiero de las mismas características en tipo y plazo (interés implícito).

4.26. Impuestos.

Activos por impuestos corrientes.- en este grupo contable se registran los créditos tributarios de impuesto al valor agregado e impuesto a la renta, así como los anticipos de impuesto a la renta que no han sido compensados.

Pasivos por impuestos corrientes.- en este grupo contable se registran las obligaciones con la Administración Tributaria por impuesto al valor agregado, así como las retenciones en la fuente por pagar por impuesto al valor agregado e impuesto a la renta.

4.27. Baja de activos y pasivos financieros.

Activos financieros.- un activo financiero (o, cuando sea aplicable, una parte de un activo financiero o una parte de un grupo de activos financieros similares) es dado de baja cuando: los derechos de recibir flujos de efectivo del activo han terminado; o la Corporación ha transferido sus derechos a recibir flujos de efectivo del activo o ha asumido una obligación de pagar la totalidad de los flujos de efectivo recibidos inmediatamente a una tercera parte bajo un acuerdo de traspaso; o la Corporación ha transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo o, de no haber transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo, si ha transferido su control.

Pasivos financieros.- un pasivo financiero es dado de baja cuando la obligación de pago se termina, se cancela o vence. Cuando un pasivo financiero existente es

reemplazado por otro del mismo prestatario, en condiciones significativamente diferentes, o las condiciones son modificadas en forma importante, dicho reemplazo o modificación se trata como una baja del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo, reconociéndose la diferencia entre ambos en los resultados del período.

4.28. Patrimonio.

Capital social.- en este grupo contable se registra el monto aportado del capital. Se mide a su valor nominal.

Otros resultados integrales.- en este grupo contable se registran los efectos netos por revaluaciones a valor de mercado de activos financieros disponibles para la venta; propiedades, planta y equipo; activos intangibles y otros (diferencia de cambio por conversión-moneda funcional).

Resultados acumulados.- en este grupo contable se registran las utilidades / pérdidas netas acumuladas y del ejercicio.

4.29. Compensación de saldos y transacciones

Como norma general en los estados financieros no se compensan los activos y pasivos, tampoco los ingresos y gastos, salvo aquellos casos en los que la compensación sea requerida o permitida por alguna norma y esta presentación sea el reflejo de la esencia de la transacción. Los ingresos y gastos con origen en transacciones que, contractualmente o por una norma legal, contemplan la posibilidad de compensación y la Corporación tiene la intención de liquidar por su importe neto o de realizar el activo y proceder al pago del pasivo de forma simultánea, se presentan netos en resultados.

4.30. Ingresos de actividades ordinarias.

Los ingresos surgen en el curso de las actividades ordinarias de la Corporación, son reconocidos cuando su importe puede medirse con fiabilidad; es probable que la entidad reciba beneficios económicos asociados con la transacción; y los costos incurridos o por incurrir en relación con la transacción pueden ser medidos con fiabilidad. Están conformados por:

Ingresos operativos.- en este grupo contable se registran las ventas de la generación y transmisión de energía. Se miden considerando el grado de terminación de la prestación del servicio al final del período sobre el que se informa.

Ingresos no operativos.- en este grupo contable se registran todas los ingresos que no corresponden al giro ordinario de la Corporación, entre los rubros los más importantes tenemos los ingresos por la prestación de servicios de telecomunicaciones y los ingresos por siniestros de seguros.

4.31. Costos y gastos.

Costos de producción.- en este grupo contable se registran todos aquellos costos incurridos para la generación de ingresos de actividades ordinarias; incluyen las pérdidas generadas por valor neto de realización y bajas de inventarios.

Gastos.- en este grupo contable se registran los gastos, provisiones y pérdidas por deterioro de valor que surgen en las actividades ordinarias de la Corporación; se reconocen de acuerdo a la base de acumulación o devengo y son clasificados de acuerdo a su función como: de administración, de venta, financieros y otros.

4.32. Información por segmentos de operación.

Un segmento operativo es un componente de la Corporación sobre el cual se tiene información financiera separada que es generada mediante aplicaciones informáticas y es evaluada por la Administración para la toma de decisiones. La Corporación opera como un segmento operativo único que corresponde a la generación y transmisión de energía.

4.33. Medio ambiente.

Las actividades de la Corporación no se encuentran dentro de las que pudieren afectar al medio ambiente. Al cierre de los presentes estados financieros no existen obligaciones para resarcir daños y/o restauración de ubicación actual.

4.34. Estado de flujos de efectivo.

Los flujos de efectivo de actividades de operación incluyen todas aquellas actividades relacionados con el giro del negocio, además de ingresos y egresos financieros y todos aquellos flujos que no están definidos como de inversión o financiamiento.

4.35. Cambios en políticas y estimaciones contables.

Los estados financieros al 31 de diciembre de 2018, no presentan cambios en políticas y estimaciones contables significativas respecto a los estados financieros al 31 de diciembre de 2017. El único cambio que se dio con respecto a estimaciones contables, fue el cambio en la vida útil de ciertos ítems de activos administrativos depreciables, el cual no fue significativo.

4.36. Otra información a revelar.

Una entidad revelará, en el resumen de las políticas contables significativas o en otras notas, los juicios, diferentes de aquellos que involucren estimaciones que la gerencia haya realizado en el proceso de aplicación de las políticas contables de la entidad y que tengan un efecto significativo sobre los importes reconocidos en los estados financieros.

5. ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRÍTICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.

La Corporación efectúa estimaciones y supuestos respecto del futuro; por definición, muy pocas veces serán iguales a los resultados reales. Estas estimaciones y supuestos son continuamente evaluados y se basan en la experiencia histórica y otros factores, incluyendo la expectativa de ocurrencia de eventos futuros que se consideran razonables de acuerdo a las circunstancias. Las estimaciones y supuestos más significativos efectuados por la Administración se presentan a continuación:

Provisión por deterioro de inversiones corrientes.- al final de cada período contable se

evalúa la existencia de evidencia objetiva de deterioro de sus inversiones corrientes, comparando el saldo en libros y el valor del mercado o valor recuperable teniendo en cuenta la calificación de riesgo del banco o institución financiera en donde se encuentran invertidas; cuando el valor en libros excede el valor futuro de recuperación se considera deterioro. El valor del deterioro se reconoce en una cuenta correctora del activo y en los resultados del período.

Provisión por cuentas incobrables.- al final de cada período contable se evalúa la existencia de evidencia objetiva de deterioro de sus cuentas por cobrar clientes y otras cuentas por cobrar, comparando el saldo en libros y el valor recuperable resultante del análisis de cobrabilidad futura tomando en cuenta entre otros aspectos la antigüedad; cuando el valor en libros excede su valor futuro de recuperación se considera deterioro. El valor del deterioro se reconoce en una cuenta correctora del activo y en los resultados del período.

Provisión por obsolescencia de inventarios.- al final de cada período contable se evalúa la existencia de evidencia objetiva de deterioro de sus inventarios comparando el saldo en libros y el valor recuperable resultante del análisis de obsolescencia tomando en cuenta fechas de caducidad y tiempo máximo de stock de inventarios; cuando el valor en libros de los activos excede su valor futuro de recuperación se considera deterioro. El valor del deterioro se reconoce en una cuenta correctora del activo y en los resultados del período.

Provisión por valor neto realizable de inventarios.- al final de cada período contable se evalúa la existencia de evidencia objetiva de que no se podrá recuperar el costo de los inventarios comparando el saldo en libros y el valor neto realizable tomando en cuenta los precios de venta menos los costos de venta para productos terminados y los precios de venta menos los costos de conversión y los costos de venta para materias primas; cuando el valor en libros de los activos excede su valor neto de realización se considera deterioro.

El valor del deterioro se reconoce en una cuenta correctora del activo y en los resultados del período.

Vidas útiles.- al final de cada período contable se evalúan las vidas útiles estimadas de sus activos depreciables o amortizables (excluyendo los de valor inmaterial); cuando ocurre un evento que indica que dichas vidas útiles o valores residuales son diferentes a las estimadas anteriormente, se actualizan estos datos y los correspondientes ajustes contables de manera prospectiva.

Deterioro de activos no corrientes. La Corporación evalúa periódicamente si existen indicadores que alguno de sus activos pudiese estar deteriorado de acuerdo con la NIC 36 "Deterioro del Valor de los Activos". Si existen tales indicadores se realiza una estimación del monto recuperable del activo. En el caso de la plusvalía y de los activos intangibles que posean vidas útiles indefinidas, los importes recuperables se estiman anualmente.

El importe recuperable de un activo es el mayor valor entre el valor justo de un activo o unidad generadora de efectivo menos los costos de venta y su valor en uso, y es determinado para un activo individual a menos que el activo no genere entradas de efectivo que son claramente independientes de otros activos o grupos de activos.

Cuando el valor en libros de un activo excede su monto recuperable, el activo es

considerado deteriorado y es disminuido hasta alcanzar su monto recuperable. Al evaluar el valor en uso, los flujos de efectivo futuros estimados son descontados usando una tasa de descuento antes de impuestos que refleja las evaluaciones actuales de mercado, del valor tiempo del dinero y los riesgos específicos al activo. Para determinar el valor justo menos costos de venta, se usa un modelo de valuación apropiado. Estos cálculos son corroborados por múltiples de valuación u otros indicadores de valor justo disponibles.

Las pérdidas por deterioro del valor de un activo no financiero son reconocidas con cargo a resultados en las categorías de gastos asociados a la función del activo deteriorado, excepto por propiedades anteriormente reevaluadas donde la reevaluación fue llevada al patrimonio. En este caso, el deterioro también es reconocido con cargo a patrimonio hasta el monto de cualquier reevaluación anterior.

Para activos, excluyendo los de valor inmaterial, se realiza una evaluación anual respecto de si existen indicadores de que la pérdida por deterioro reconocida anteriormente podría ya no existir o haber disminuido. Si existe tal indicador, la Corporación estima el monto nuevo recuperable.

Una pérdida por deterioro anteriormente reconocida es reversada solamente si ha habido un cambio en las estimaciones usadas para determinar el monto recuperable del activo desde la última vez que se reconoció una pérdida por deterioro.

Si ese es el caso, el valor en libros del activo es aumentado hasta alcanzar su monto recuperable. Este monto aumentado no puede exceder el valor en libros que habría sido determinado, neto de depreciación, si no se hubiese reconocido una pérdida por deterioro del activo en años anteriores.

Tal reverso es reconocido con abono a resultados, a menos que un activo sea registrado al monto reevaluado; en ese caso el reverso es tratado como un aumento de reevaluación.

Una pérdida por deterioro en relación con el menor valor de inversiones no se reversa.

Provisiones por desmantelamiento y/o medioambientales.- al final de cada período contable se evalúa bajo criterio técnicos la necesidad de realizar provisiones por desmantelamiento principalmente de la maquinaria o planta industrial y por resarcimiento ambiental para prevenir y reparar los lugares ocupados para la actividad de la Corporación por los efectos causados sobre el medio ambiente.

Valor razonable de activos y pasivos.- en ciertos casos los activos y pasivos deben ser registrados a su valor razonable, que es el monto por el cual un activo puede ser comprado o vendido, o el monto por el cual un pasivo puede ser incurrido o liquidado en una transacción actual entre partes debidamente informadas, en condiciones de independencia mutua, distinta de una liquidación forzosa, utilizando para esto precios vigentes en mercados activos, estimaciones en base a la mejor información disponible u otras técnicas de valuación; las modificaciones futuras se actualizan de manera prospectiva.

6. POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.

La Administración de la Corporación es la responsable de establecer, desarrollar y dar seguimiento a las políticas de gestión de riesgos con el objetivo de identificar, analizar, controlar y monitorear los riesgos enfrentados por la Corporación. La misma que revisa regularmente las políticas y sistemas de administración de riesgo a fin de que reflejen los cambios en las condiciones de mercado y en sus actividades, logrando la obtención de un ambiente de control disciplinado y constructivo, en el cual todos los empleados entiendan sus roles y obligaciones.

La Corporación clasifica y gestiona los riesgos de instrumentos financieros de la siguiente manera:

Riesgo de crédito.- Es el riesgo de que una de las partes de un instrumento financiero cause una pérdida financiera a la otra parte por incumplir una obligación, y se origina principalmente en las cuentas por cobrar (Nota 8).

La Corporación establece la provisión para deterioro, la cual representa su estimación más fiable, el saldo de deterioro se determina anualmente en razón de un análisis individual.

Riesgo de liquidez.- El riesgo de liquidez es el riesgo de que la Corporación tenga dificultades para cumplir con sus obligaciones asociadas con sus pasivos financieros, que son liquidados mediante la entrega de efectivo u otro activo financiero. El enfoque de la Corporación para administrar la liquidez es contar con los recursos suficientes para cumplir con sus obligaciones cuando vencen, tanto en condiciones normales como de tensión, sin incurrir en pérdidas inaceptables o arriesgar la reputación de la Corporación.

Riesgo de mercado.- Es el riesgo de que el valor razonable o los flujos de efectivo futuros de un instrumento financiero puedan fluctuar como consecuencia de variaciones en los precios de mercado. El riesgo de mercado comprende tres subtipos de riesgo: riesgo de tasa de cambio, riesgo de tasa de interés y otros riesgos de precio. La Corporación clasifica y gestiona el riesgo de mercado en los siguientes subtipos de riesgo:

Riesgo de tasa de interés.- es el riesgo de que el valor razonable o los flujos de efectivo futuros de un instrumento financiero puedan fluctuar como consecuencia de variaciones en las tasas de interés de mercado.

La Administración de la Corporación considera que la exposición a los cambios en dichas tasas no tiene un impacto significativo en los estados financieros de la entidad, pues no presenta volatilidad. Debido a lo expuesto, no se realiza un análisis de sensibilidad.

Riesgo de tasa de moneda.- la moneda utilizada para las transacciones en el Ecuador es el dólar de los Estados Unidos de América y las transacciones que realiza la Corporación son en esa moneda, por lo tanto, la administración estima que la exposición de la Corporación al riesgo de moneda no es relevante.

7. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

		Diciembre	Diciembre
		31, 2018	31, 2017
Caja		52	62
Bancos		174,209	551,132
Fidecomisos	(7.1)	2,709	2,735
Depósito a plazo fijo	(7.2)	0	1,233
Saldo final	(7.3)	176,970	555,162

(7.1) Constituyen fondos manejados a través de diferentes fideicomisos mercantiles de administración y garantía, con el propósito de garantizar el cumplimiento de las obligaciones relacionadas con los desembolsos para la construcción de algunos proyectos hidroeléctricos. Un detalle de fondos en fideicomisos es como sigue:

	Diciembre	Diciembre
	31, 2018	31, 2017
Fidecomiso Mercantil Proyecto Termoeléctrico	2,699	2,725
Fidecomiso San Francisco I	9	9
Fidecomiso de Inversión y Administración Flujos y Pago - Proyecto Termoeléctrico Fase II	1	1
Saldo final	2,709	2,735

(7.2) Un detalle de los depósitos a plazo fijo, fue como sigue:

	Diciembre	Diciembre
	31, 2018	31, 2017
BCE, inversión al 2.01% de interés nominal y vencimiento en diciembre de 2018	0	1,233
Saldo final	0	1,233

(7.3) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, no existen importes de efectivo y equivalentes de efectivo que se encuentren restringidos para el uso de la Corporación.

8. CUENTAS POR COBRAR CORRIENTES

La Corporación ha aplicado NIIF 9 Instrumentos Financieros. La aplicación de dicha norma resulta en cambios contables y ajustes a los momentos reconocidos en los estados financieros. De acuerdo con las disposiciones transitorias de la NIIF 9 (5.5 y 7.2.15)

Las políticas de la Corporación fueron modificadas para cumplir con lo indicado en la NIIF 9 emitida por el IASB en julio de 2014. La NIIF 9 reemplaza las directrices de la NIC 39 que se relacionan con el reconocimiento, clasificación y medición de los activos y pasivos financieros; baja de instrumentos financieros y deterioro de activos financieros.

La adopción de NIIF 9 se ha aplicado con fecha 1 de enero de 2018 implicó como principal impacto un cambio de modelo de la provisión de incobrables.

A continuación, se desglosa la clasificación de los activos financieros bajo la NIC 39 y NIIF 9 en la fecha de aplicación:

Categoría	Contenido	Valoración inicial	Valoración posterior	Deterioro de valor	Otros detalles
1) Activos financieros a coste amortizado	Activos que cumplen dos condiciones: (1) el activo se gestiona bajo un modelo que supone mantener los activos para recibir los flujos contractuales; (2) los flujos de caja son solamente pagos de principal e intereses ("SPPI")	Valor razonable (valor razonable contraprestación + costes transacción). Excepción para cuentas a cobrar de origen comercial que no tengan un componente significativo de financiación (valor nominal)	Coste amortizado	Pérdida esperada en función de los criterios de NIIF 9	El deterioro de valor y las diferencias de cambio se reconocen contra la cuenta de resultados. No se separan derivados implícitos

Para un mejor análisis del Deterioro, la Corporación aplicó un enfoque simplificado (5.5.15 NIIF 9) para reconocer la pérdida de crédito esperada durante la vida de sus cuentas de deudores comerciales, disponiendo de un modelo propio basado en la variable la inflación, considerada de suma importancia para la valoración del riesgo de sus clientes y de estimación de la pérdida esperada a partir de la probabilidad de impago, tomando en cuenta la información disponible. Este modelo tiene incorporado como criterio general un umbral de 365 días en mora para la consideración de que se ha incurrido en una evidencia objetiva, este criterio es aplicable en ausencia de otras evidencias objetivas por incumplimiento.

Política de la Corporación:

Reconocimiento, medición inicial y des-reconocimiento

Los activos y pasivos financieros se reconocen cuando la Corporación forma parte de las provisiones contractuales de un instrumento financiero y se miden inicialmente al costo. La medición posterior de un activo o pasivo financiero se realiza como se describe

posteriormente.

Los activos financieros se des-reconocen cuando los derechos contractuales a los flujos de efectivo de un activo financiero expiran, o cuando el activo financiero y todos los riesgos y beneficios han sido transferidos sustancialmente. Un pasivo financiero se des-reconoce cuando se extingue, se descarga la obligación, se cancela o vence.

Clasificación de los instrumentos financieros

Para efectos de su medición posterior los instrumentos financieros se clasifican en las siguientes categorías al momento de su reconocimiento inicial:

- Cartera Comercial
- Cartera No Comercial

Dentro de la Cartera Comercial tenemos:

- Empresas Eléctricas
- Clientes externos
- Generadores autoprodutores
- Grandes consumidores

Para efectos de aplicación se ha realizado un enfoque de pérdida esperada para:

- Generadores autoprodutores, y;
- Grandes consumidores

Para el otro grupo que son:

- Empresas eléctricas, y;
- Clientes externos

Para estos dos componentes de cuentas por cobrar se aplicó, el enfoque de pérdida incurrida, considerando el cálculo del valor presente de los flujos futuros de fondos más un porcentaje de inflación que asciende al 0.27%.

La clasificación depende del propósito para el cual se adquirieron los activos y pasivos financieros. La administración determina la clasificación de sus instrumentos financieros en el momento del reconocimiento inicial.

Considerando los antecedentes expuestos, el cálculo de deterioro se presenta conforme se presente a continuación:

En este caso el ajuste que nace de tasa histórica de la vida del instrumento debe ser ajustada prospectivamente con factores exógenos que representen la probabilidad de riesgo existente, al realizar los cuadros del modelo econométrico, ninguna de las variables brindaba un nivel de confianza por lo tanto se consideró como factor de corrección la inflación generada en el ejercicio económico, como lo menciona la norma NIIF 9 en su párrafo B5.5.17, literal c.

“B5.5.17 La siguiente es una lista no exhaustiva de información que puede ser relevante para evaluar los cambios en el riesgo crediticio:

(c) Cambios significativos en los indicadores de mercado externos del riesgo crediticio para un instrumento financiero concreto o similar con la misma vida esperada. Los cambios en los indicadores de mercado del riesgo de crediticio incluyen, pero no se limitan a:

- (i) el diferencial de crédito;
- (ii) los precios de permuta por incumplimiento de crédito para el prestatario;
- (iii) la duración del tiempo o la medida en que el valor razonable de un activo financiero ha sido menor que su costo amortizado; y
- (iv) otra información de mercado relacionada con el prestatario, tal como cambios en el precio de una deuda e instrumentos de patrimonio del prestatario.”

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

		Diciembre	Diciembre
		31, 2018	31, 2017
Cuentas por cobrar deudores comerciales	(8.1)	325,444	364,551
Cuentas por cobrar deudores no comerciales		416,328	20,043
(-) Deterioro acumulado de créditos incobrables		-33,320	-38,299
Saldo final		708,452	346,295

- (8.1) Corresponde a la cartera generada principalmente por la venta de energía eléctrica a los Agentes Distribuidores del Mercado Eléctrico Mayorista - MEM, la cual es generada por las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de la Corporación.

Un detalle de esta cuenta es como sigue:

	Diciembre	Diciembre
	31, 2018	31, 2017
Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP	256,815	286,277
Empresa Eléctrica Quito S.A. E.E.Q.	24,820	31,751
Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.	4,541	8,818
Empresa Eléctrica Regional Norte S.A.	7,248	6,726
Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. ELEPCOSA	6,854	6,297
Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.	4,766	5,592
Empresa Eléctrica Riobamba S.A.	3,676	4,549
Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.	2,047	2,447
Empresa Eléctrica Azogues C.A.	1,063	1,024
Otros Clientes	13,614	11,070
Saldo final	325,444	364,551

Un detalle de la antigüedad de los saldos de activos financieros, fue como sigue:

Antigüedad	Diciembre 31, 2018		Diciembre 31, 2017	
	%	Saldo	Saldo	%
<u>Por vencer</u>	30%	97,876	72,587	20%
<u>Vencidas</u>				
De 61 a 365 días	2%	8,020	52,227	14%
De 366 a 730 días	5%	15,334	13,120	4%
De 731 a 1095 días	10%	31,211	28,748	8%
De 1096 a 1460 días	5%	16,003	43,928	12%
Más de 1460 días	48%	157,000	153,941	42%
	100%	325,444	364,551	100%

Cambios en el deterioro acumulados de cuentas incobrables, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2018	Diciembre 31, 2017
Saldo inicial	-38,299	-53,496
Provisión (reversión) del año	4,979	15,197
Castigos	0	0
Saldo final	-33,320	-38,299

9. ANTICIPOS ENTREGADOS

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2018	Diciembre 31, 2017
Saldo inicial	79,593	38,342
Anticipos del año	57,423	104,552
Amortizaciones del año	-56,213	-63,301
Reclasificaciones	-21,930	0
Saldo final	(9.1) 58,873	79,593

(9.1) El detalle de los saldos de los anticipos, fueron como sigue:

	Diciembre 31, 2018	Diciembre 31, 2017
Xian Electric Engineering Co., Ltd.	0	15,965
Servicios Técnicos Especializados en Electricidad SERCOEL S.A.	8,515	8,934
Covalco Cia. Ltda.	135	7,821
Tsk Electrónica y Electricidad S.A.	0	6,655
Equitatis S.A.	9,898	5,872
Consortio CGGC Fopeca	4,866	4,866
Empresa Pública de Bienes y Servicios UCE Proyectos EP	0	2,532
Mitsubishi Corporation	1,711	1,220
Brush Electrical Machines Ltd., United Kingdom	0	1,200
Andritz Hydro Ltda.	0	1,189
Computadores y Equipos Compuequip Dos S.A.	612	1,018
Electromec Ecuador Cía. Ltda.	0	1,014
Empresa Pública del Agua EPA EP	11,019	0
Energy Think Tank ETT C.A.	2,095	0
Otros menores a un millón de dólares.	20,022	21,307
Saldo final	58,873	79,593

10. INVENTARIOS

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2018	Diciembre 31, 2017
Accesorios	56,325	54,810
Repuestos	262,932	213,529
Herramientas	2,132	2,786
Combustibles	21,527	21,639
Lubricantes	3,108	2,848
Químicos	2,663	2,161
En tránsito	48	0
Otros	4,220	8,974
(-) Provisión por obsolescencia (10.1)	-1,420	-1,750
Saldo final	351,535	304,997

(10.1) Los movimientos de la provisión por obsolescencia de inventarios, fueron como sigue:

	Diciembre 31, 2018	Diciembre 31, 2017
Saldo inicial	-1,750	-1,403
Provisión del año	330	-347
Castigos	0	0
Saldo final	-1,420	-1,750

Se evalúa de forma permanente el inventario por medio de constatación física, en la cual se procede a cuantificar la provisión de los inventarios que sufrieron algún tipo de deterioro físico o por obsolescencia.

11. GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2018	Diciembre 31, 2017
Seguros	4,276	30,983
Otros	25	1,569
Saldo final	4,301	32,552

El detalle de la vigencia de cada una las pólizas se encuentran detalladas en cada una de las Unidades de Negocio a la que corresponde la cobertura contratada.

12. OTROS ACTIVOS

Se observa una disminución de USD 19.86 millones en el grupo de Otros Activos que incluía en el año 2017 USD 14.90 millones un descuento a ser aplicado al contratista Consorcio Hidrojubones, valores que fueron regulados en diciembre de 2018 y el valor restante de USD 4.96 millones fueron depurados y reclasificados, por lo que se observa una reducción del 100% para este grupo.

13. PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

		Diciembre	Diciembre
		31, 2018	31, 2017
<u>Costo:</u>			
Depreciación acumulada		-975,139	-730,531
		-975,139	-730,531
<u>Clasificación:</u>			
PP&E de Generación Hidroeléctrica	(13.1)	6,367,773	6,083,776
PP&E de Generación Termoeléctrica	(13.2)	1,243,123	1,201,524
PP&E de Generación Eólica	(13.3)	33,830	33,799
PP&E de Transmisión de Energía	(13.4)	1,184,191	919,404
PP&E de Telecomunicaciones		77,343	73,113
PP&E de Talleres y Laboratorios		70,854	61,414
Overhaul (Mantenimiento Mayor)		56,555	45,330
PP&E Administrativos	(13.5)	565,367	526,773
PP&E en Preparación	(13.6)	2,116,360	2,479,645
Overhaul (Mantenimiento Mayor) en Curso		10,251	12,084
PP&E Obsoleto		2	19
		11,725,649	11,436,881
Saldo final		10,750,510	10,706,350

(13.1) La composición de la propiedad, planta y equipo de Generación Hidroeléctrica, fueron como sigue:

		Diciembre	Diciembre
		31, 2018	31, 2017
Obras Hidráulicas		4,120,188	3,976,086
Edificios y Estructuras		767,439	744,395
Instalaciones Electromecánicas		1,296,966	1,194,185
Subestaciones		164,691	156,932
Líneas de Transmisión		9,685	3,889
Telecomunicaciones		8,804	8,289
Saldo final		6,367,773	6,083,776

(13.2) La composición de la propiedad, planta y equipo de Generación Termoeléctrica, fueron como sigue:

	Diciembre	Diciembre
	31, 2018	31, 2017
Edificios y Estructuras	113,454	120,626
Instalaciones Electromecánicas	1,097,914	1,050,691
Subestaciones	31,272	29,806
Líneas de Transmisión	132	132
Telecomunicaciones	351	269
Saldo final	1,243,123	1,201,524

(13.3) La composición de la propiedad, planta y equipo de Generación Eólica, fueron como sigue:

	Diciembre	Diciembre
	31, 2018	31, 2017
Edificios y Estructuras	4,039	4,018
Instalaciones Electromecánicas	26,308	26,308
Subestaciones	2,533	2,523
Líneas de Transmisión	948	948
Telecomunicaciones	2	2
Saldo final	33,830	33,799

(13.4) La composición de la propiedad, planta y equipo de Transmisión de Energía, fueron como sigue:

	Diciembre	Diciembre
	31, 2018	31, 2017
Edificios y Estructuras	158,995	128,566
Subestaciones	521,176	424,581
Líneas de Transmisión	504,020	366,257
Saldo final	1,184,191	919,404

(13.5) La composición de la propiedad, planta y equipo Administrativos, fueron como sigue:

	Diciembre	Diciembre
	31, 2018	31, 2017
Edificios y Estructuras	51,495	33,548
Carreteras, Puentes y Caminos	329,472	323,261
Instalaciones Electromecánicas Complementarias	1,473	1,025
Equipo Informático y Multimedia	24,582	22,371
Vehículos y Equipo Caminero	29,723	28,580
Equipo de Construcción, Ingeniería y Mantenimiento	7,380	6,063
Mobiliario	13,276	12,711
Telecomunicaciones	11,758	9,918
Terrenos	96,207	89,297
Saldo final	565,367	526,773

(13.6) La composición de la propiedad, planta y equipo en Preparación, fueron como sigue:

	Diciembre	Diciembre
	31, 2018	31, 2017
Sopladora	15,545	15,815
500 KV y Otros de Transmisión	423,667	555,064
Ciclo Combinado	182,006	171,810
Delsitanisagua	6,033	289,260
Minas San Francisco	672,012	639,330
Mazar Dudas	43,296	42,683
Toachi Pilaton	651,408	634,517
Quijos	83,544	81,708
Otros	38,849	49,458
Saldo Final	2,116,360	2,479,645

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP
Notas a los Estados Financieros
(Expresados en dólares)

Los movimientos de propiedades, planta y equipos, fueron como sigue:

Concepto	Terrenos	Edificios y Estructuras	Carreteras, Puentes y Caminos	Otras Hidráulicas	Instalaciones Eléctromecánicas	Subestaciones	Líneas de Transmisión	Telecomunicaciones	Herramientas, Equipos de Taller y Laboratorio	Equipo Informático y Multimedia	Vehículos y Equipo Camión	Equipo de Construcción, Ingeniería y Mantenimiento	Mobiliario	Overhaul (Mantenimiento Mayor)	PP&E en Preparación	Overhaul (Mantenimiento Mayor) en Curso	Otros	Total
Costo:																		
Saldo al 31 de diciembre de 2016	86,531	1,009,209	321,565	3,865,156	2,210,306	597,055	353,539	83,378	40,255	18,693	31,448	5,884	13,015	59,096	2,079,115	7,936	2	10,852,182
Adquisiciones / activaciones / ajustes	2,707	3,856	618	391	14,479	1,629		7,634	5,272	3,840	2,403	716	479	611,509	4,532			650,064
Reclasificaciones	58	24,658	1,078	10,540	57,138	45,158	17,686	651	297	105	-5,229	-635	-754	4,526	-210,978	-384	17	-55,767
Bajas / ventas		-357			-566			-71	-33	-166	-42	-2	-29	-18,292				-19,598
Saldo al 31 de diciembre de 2017	89,297	1,037,626	323,261	3,976,096	2,281,357	613,842	371,225	91,562	45,792	22,371	28,580	6,063	12,711	45,330	2,479,645	12,084	19	11,436,881
Adquisiciones / activaciones / ajustes	6,882	30,746	6,095	144,102	156,455	9,235	5,796	2,654	7,573	2,311	1,275	1,367	757	14,600	205,914	7,321		589,482
Reclasificaciones	29	38,466	116		8,619	96,594	137,764	4,058	-228	-1	-110	-39	-133	-3,375	-570,169	-9,154	-17	-279,815
Bajas / ventas		-3,209			-14,206			-46	-73	-101	-22	-10	-59					-21,100
Saldo al 31 de diciembre de 2018	96,207	1,103,650	329,472	4,120,188	2,432,225	719,671	514,785	96,259	53,064	24,662	28,723	7,380	13,276	56,555	2,116,360	10,251	2	11,725,649
Depreciación acumulada:																		
Saldo al 31 de diciembre de 2016	-35,335	-19,299	-16,854	-125,710	-176,351	-41,478	-29,043	-22,287	-13,778	-8,109	-10,559	-2,670	-4,472	-33,053			-1	-519,680
Venta / bajas / ajustes	125		-9,692	-75,037	-4,488	-19,373	-11,268	-8,054	-3,073	-2,026	-863	-288	-700	9,597			-15	-4,363
Gasto por depreciación	-19,299				66,406													-206,488
Saldo al 31 de diciembre de 2017	-54,510	-19,299	-26,546	-200,747	-247,246	-60,850	-40,311	-30,322	-16,851	-10,135	-11,422	-2,569	-5,172	-23,456			-16	-730,531
Venta / bajas / ajustes	-27		-9,602	-75,190	2,964	-1,886	-669	358	-366	620	344	1,380	371	3,890			16	7,035
Gasto por depreciación	-20,030				-78,993	-20,886	-19,066	-8,640	-3,064	-2,649	-1,860	-1,806	-1,073	-14,735				-251,643
Saldo al 31 de diciembre de 2018	-74,566	-19,299	-36,148	-275,937	-323,264	-83,622	-54,066	-38,603	-20,342	-12,164	-12,988	-3,384	-5,874	-34,211			0	-975,130
Saldo neto al 31 de diciembre de 2018	96,207	1,029,084	293,335	3,844,251	2,108,961	636,049	460,689	59,655	32,722	12,417	16,785	3,696	7,402	22,344	2,116,360	10,251	2	10,750,510

14. ACTIVOS INTANGIBLES

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2018	Diciembre 31, 2017
Costo	25,660	20,654
Amortización acumulada	-21,263	-19,404
	4,397	1,250
<u>Clasificación:</u>		
Software	3,505	575
Licencias	892	668
Derechos contractuales y Legales	0	7
Otros	0	0
Saldo final	4,397	1,250

El movimiento de los activos intangibles, fueron como sigue:

Concepto	Software	Licencias	Derechos Contractuales y Legales	Otros	Total
<u>Costo:</u>					
Saldos al 31 de diciembre de 2016	9,969	10,334	154		20,457
Adquisiciones	36	161			197
Valor razonable					
Reclasificaciones					
Bajas / ventas					
Saldos al 31 de diciembre de 2017	10,005	10,495	154		20,654
Adquisiciones	170	711			881
Valor razonable					
Reclasificaciones	3,525	675			4,200
Bajas / ventas	-15	-60			-75
Saldos al 31 de diciembre de 2018	13,685	11,821	154		25,660

Amortización acumulada:

Saldos al 31 de diciembre de 2016	-8,852	-8,962	-130	-17,944
Venta / bajas / ajustes		3		3
Gasto por depreciación	-578	-868	-17	-1,463
Saldos al 31 de diciembre de 2017	-9,430	-9,827	-147	-19,404
Venta / bajas / ajustes	-28	60		32
Gasto por depreciación	-722	-1,162	-7	-1,891
Saldos al 31 de diciembre de 2018	-10,180	-10,929	-154	-21,263
Saldos netos al 31 de diciembre de 2018	3,505	892	0	4,397

15. CUENTAS POR COBRAR NO CORRIENTES

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre	Diciembre
	31, 2018	31, 2017
Cuentas por cobrar relacionadas	2,611	2,611
Reclamos IVA e Imp. a la Renta	(15.1) 126,583	126,583
Cuentas por cobrar indemnizaciones, siniestros, reclamos y litigios	11,621	1,738
Otras cuentas por cobrar	4,019	2,160
(-) Provisión por deterioro	-131,155	-127,314
Saldo final	13,679	5,778

(15.1) Reclamos IVA e Imp. a la Renta – Corresponde al Impuesto al Valor Agregado – IVA generado por los pagos efectuados a proveedores hasta el mes de noviembre de 2011, el cual, de acuerdo a la Ley Orgánica de Empresas Públicas y a la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno (antes de su reforma del mes de noviembre de 2011), es susceptible de ser devuelto por parte del Servicio de Rentas Internas – SRI en los plazos y términos establecidos por la autoridad tributaria. A partir de la reforma a la Ley de Régimen Tributario Interno del mes de noviembre de 2011, el Impuesto al Valor Agregado – IVA generado por la Corporación no es susceptible de ser devuelto.

La Corporación completó el trámite para la devolución de este impuesto, el Servicio de Rentas Internas – SRI emitió resoluciones favorables trasladando la responsabilidad de devolución al Ministerio de Finanzas. La CELEC EP ha cumplido con todos los requisitos del Acuerdo Ministerial emitido para efectos de acreditación de IVA. En el caso del impuesto a la renta se trata de retenciones recibidas antes de la creación de la CELEC S.A., mismas que en la actualidad se encuentran vencidas en su plazo de reclamo. Previo al cierre de estados financieros del periodo 2016 sobre el referido saldo de IVA e Impuesto a la Renta se aplicó una provisión contable del 100%.

16. ANTICIPOS ENTREGADOS

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre	Diciembre
	31, 2018	31, 2017
Saldo inicial	122,515	316,204
Anticipos del año	15,526	0
(-) Amortizaciones del año	-65,336	-193,689
Reclasificaciones	4,798	0
Saldo final	(16.1) 77,503	122,515

(16.1) El detalle de los saldos de los anticipos, fueron como sigue:

	Diciembre	Diciembre
	31, 2018	31, 2017
Harbin Electric International Co. Ltda.	17,231	45,879
Xian Electric Engineering Co., Ltd.	28,331	14,612
China Machinery Engineering Corporation	11,759	14,472
Sinohydro Corporation Limited	4,045	13,610
Consortio Isolux-Edemco	1,808	8,203
Hydrochina Xibei Engineering Corporation	1,580	7,193
China Hidroelectricidad Ingeniería Consultorio Grupo Co. Hydrochina Corporation	2,622	6,429
Lsis Co Ltd	0	3,226
Consortio del Austro CP	0	2,014
Tsk Electrónica Y Electricidad SA	5,723	929
China International Water & Electric CORP	1,892	2,162
Asociación Consultora Artelia Ville Et Transport	919	919
Geodata Engineering Adeplan Cia Ltda Ingeconsult CL	0	333
JR Electric Supply y Cia	0	333
Otros menores a un millón de dólares	1,593	2,534
Saldo final	77,503	122,515

17. INVERSIONES

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

		Diciembre	Diciembre
		31, 2018	31, 2017
Elecgalápagos S.A.	(17.1)	0	6,838
Sercoel S.A.		673	673
(-) Deterioro de Inversiones	(17.2)	-673	0
Saldo final		0	7,511

(17.1) La inversión que se mantenía en Elecgalápagos S.A., por un monto de 6.84 millones, fue transferida a título gratuito al Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables.

(17.2) Corresponde al deterioro del 100% del valor de la inversión que mantenemos en nuestra Subsidiaria Sercoel S.A.

18. CUENTAS POR PAGAR

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

		Diciembre	Diciembre
		31, 2018	31, 2017
Obligación con proveedores	(18.1)	211,612	235,181
Cuentas por pagar a empleados		1,173	368
Cuentas por pagar a compañías relacionadas	(18.2)	29,950	28,317
Cuentas por pagar a la administración tributaria		3,956	6,506
Cuentas por pagar a la seguridad social		2,603	2,762
Otras cuentas por pagar		1,779	5,173
Saldo final		251,073	278,307

(18.1) El detalle de la composición de las cuentas por pagar a los proveedores, fueron como sigue:

	Diciembre	Diciembre
	31, 2018	31, 2017
Bienes y servicios de consumo	3,887	42,809
Bienes y servicios para operación	143,035	113,600
Otros gastos de operación	2,594	7
Plan anual de inversión	58,405	75,578
Inversiones en bienes de larga duración	126	2,672
Otros gastos inversión	14	4
Gastos del personal	1,898	487
Otros gastos	1,653	25
Saldo final	211,612	235,181

(18.2) El detalle de la composición de las cuentas por pagar a compañías relacionadas, fueron como sigue:

		Diciembre	Diciembre
		31, 2018	31, 2017
Convenio CELEC EP - CNEL EP (Eléctrica de Guayaquil)	(18.2.1)	28,585	27,180
Convenio CELEC EP – ELECGALÁPAGOS	(18.2.2)	1,365	1,137
Saldo final		29,950	28,317

(18.2.1) Cuentas por pagar convenio CELEC EP / CNEL EP - Son obligaciones por efecto del convenio suscrito entre CELEC EP y CNEL EP para la administración, operación y mantenimiento de las centrales de generación eléctrica de CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil centrales Aníbal Santos y Álvaro Tinajero. Para efecto de presentación de estados financieros se aplicó la compensación de las cuentas por cobrar relacionadas con las cuentas por pagar relacionadas, como resultado de esta aplicación se refleja este saldo neto.

(18.2.2) Cuentas por pagar convenio CELEC EP / ELECGALÁPAGOS S.A. - Son obligaciones de pago por efecto del convenio suscrito entre CELEC EP y ELECGALÁPAGOS S.A. para la administración, operación y mantenimiento de las centrales de generación eléctrica de propiedad de ELECGALÁPAGOS S.A. centrales Santa Cruz, Isabela, San Cristóbal y Floreana.

19. OBLIGACIONES FINANCIERAS

Corresponde a la porción corriente de las obligaciones financieras no corrientes. Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2018	Diciembre 31, 2017
Obligaciones fidecomiso BIESS fase I y II	23,099	22,201
Fidecomiso de Inversión Garantía y Pago - BIESS	12,449	2,856
Eximbank de Rusia Proyecto Toachi Pilatón	7,634	7,006
Eximbank de Rusia Proyecto Ciclo Combinado	10,548	10,441
Saldo final	53,730	42,504

El detalle de la tasa de interés y el vencimiento de las obligaciones financieras detalladas en esta nota es como sigue:

FIDEICOMISOS	INTERES	VENCIMIENTO
Obligaciones fidecomiso BIESS fase I	7.50%	11/01/2022
Obligaciones fidecomiso BIESS fase II	7.50%	30/11/2024
Fidecomiso de Inversión Garantía y Pago - BIESS	7.65%	20/05/2031
Eximbank de Rusia Proyecto Toachi Pilatón	7.90%	20/09/2022
Eximbank de Rusia Proyecto Ciclo Combinado	7.45%	24/12/2028

20. DOCUMENTOS POR PAGAR

Corresponde a valores retenidos a contratistas solicitados por el administrador del contrato, las retenciones están contempladas en los contratos como una especie de garantía hasta que se pueda evidenciar el cumplimiento del hito relacionado.

21. PROVISIONES BENEFICIOS EMPLEADOS

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2018	Diciembre 31, 2017
Décimo tercer sueldo	553	584
Décimo cuarto sueldo	819	811
Vacaciones	9,644	8,906
Saldo final	11,016	10,301

22. OTRAS PROVISIONES

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre	Diciembre
	31, 2018	31, 2017
Cuentas por pagar 30% de los excedentes (22.1)	38,721	38,721
Cuentas por pagar provisiones contables (22.2)	200,894	158,099
Saldo final	239,615	196,820

- (22.1) La obligación de asignar el 30% de los excedentes financieros de la operación de las centrales de generación eléctrica para desarrollo territorial en las comunidades o zonas de influencia donde operen estos proyectos, está contemplada en la LOSPEE.

El artículo 56 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) establece que:

“...Para los generadores de energía eléctrica a cargo de empresas públicas, el 30% del superávit que se obtenga en la fase de operación será destinado a proyectos de desarrollo territorial en el área de influencia del proyecto...”

“...El costo del servicio público y estratégico de energía eléctrica comprenderá los costos vinculados a las etapas de generación, de transmisión, de distribución y comercialización; y del servicio de alumbrado público general...”

- (22.2) Los servicios o bienes consumidos o utilizados dentro del periodo 2018, pero que sobre ellos aún no se haya emitido el documento de soporte para el pago, dentro del mismo ejercicio se lo reconoce bajo el criterio contable del “DEVENGADO”.

23. ANTICIPOS DE CLIENTES

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre	Diciembre
	31, 2018	31, 2017
Cientes CELEC EP	10,813	49
Saldo final	10,813	49

24. CUENTAS POR PAGAR

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2018	Diciembre 31, 2017
Obligación con proveedores (24.1)	4,534	4,909
Otras cuentas por pagar	815	884
Saldo final	5,349	5,793

(24.1) El detalle de la composición de las cuentas por pagar a los proveedores, fueron como sigue:

	Diciembre 31, 2018	Diciembre 31, 2017
Bienes y servicios de consumo	0	448
Bienes y servicios para operación	1	0
Plan anual de inversión	4,218	4,460
Otros gastos inversión	314	0
Otros gastos	1	1
Saldo final	4,534	4,909

25. OBLIGACIONES FINANCIERAS

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2018	Diciembre 31, 2017
Obligaciones fidecomiso BIESS fase I y II (25.1)	89,989	112,688
Fidecomiso de Inversión Garantía y Pago – BIESS (25.2)	193,146	243,735
Eximbank de Rusia (25.3)	114,984	132,432
Saldo final	398,119	488,855

(25.1) Obligaciones Fideicomisos BIESS Fase I y II – Constituyen obligaciones financieras adquiridas con el Banco del Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social – BIESS a través de los mencionados fideicomisos, para la construcción de los proyectos termoeléctricos Fase I y Fase II que comprenden la construcción de las Centrales Termoeléctricas Quevedo, Santa Elena I y II, y Jaramijó. Para el efecto, ambas Instituciones Públicas constituyeron los Fideicomisos Mercantiles “Fideicomiso Proyecto Termoeléctrico” y “Fideicomiso de Inversión y Administración de Flujos y Pagos – Termoeléctrico Fase II – CELEC EP”, administrados por la Corporación Financiera Nacional – CFN. Un resumen de las condiciones de financiamiento es como sigue:

- **Fase I** - El BIESS y CELEC EP han acordado que la inversión requerida para el desarrollo del Proyecto Termoeléctrico Fase I, que asciende a la suma total de USD \$ 226 millones, se financia de la siguiente manera: (i) con la inversión BIESS hasta la suma de USD \$ 136 millones, la cual debe ser íntegramente reembolsada por CELEC EP a favor del BIESS mediante el pago de capital e intereses y, (ii) con la inversión de CELEC EP por USD \$90 millones.
- **Fase II** - El BIESS y CELEC EP han acordado que la inversión requerida para el desarrollo del Proyecto Termoeléctrico Fase II, que asciende a la suma total de USD \$ 204 millones, se financie con la inversión del BIESS hasta la suma de USD \$ 122 millones, y con la inversión de CELEC EP por USD \$ 82 millones.

(25.2) Fideicomiso de Inversión, Administración, Garantía y Pago – BIESS – Corresponde a obligaciones con el BIESS a través del Fideicomiso el cual tiene por objeto facilitar y viabilizar la inversión de recursos del BIESS e Hidrotoapi en el desarrollo del Proyecto Hidroeléctrico, que se encuentra bajo la responsabilidad de construcción, instalación, montaje y puesta en marcha de la central Toachi Pilatón (Alluriquín 204 MW y Sarapullo 49 MW) de tal manera que, a partir del inicio de la fase de producción y, por ende, de la venta de energía hidroeléctrica, se generan los flujos necesarios para que el Fideicomiso pueda entregar al BIESS el retorno semestral por inversión y la restitución semestral de capital de inversión. Para efectos del Fideicomiso, los constituyentes convienen en establecer como fase de inversión el lapso de 4 años. El Fideicomiso estará vigente hasta cuando se produzca una o varias de las causales de terminación estipuladas en la cláusula décimo séptima del presente instrumento, pero en ningún caso se excederá el plazo máximo permitido por la Ley de Mercado de Valores. El BIESS aportará USD \$ 250 MILLONES a título del fideicomiso mercantil.

(25.3) Eximbank Rusia - Al cierre del ejercicio la Corporación tiene créditos o pasivos financieros relacionados con:

	Diciembre 31, 2018	Diciembre 31, 2017
Proyecto Toachi Pilatón	21,019	28,026
Proyecto Ciclo Combinado	93,965	104,406
Saldo final	114,984	132,432

El detalle de la tasa de interés y el vencimiento de las obligaciones financieras detalladas en esta nota es como sigue:

FIDEICOMISOS	INTERES	VENCIMIENTO
Obligaciones fideicomiso BIESS fase I	7.50%	11/01/2022
Obligaciones fideicomiso BIESS fase II	7.50%	30/11/2024
Fideicomiso de Inversión Garantía y Pago - BIESS	7.65%	20/05/2031
Eximbank de Rusia Proyecto Toachi Pilatón	7.90%	20/09/2022
Eximbank de Rusia Proyecto Ciclo Combinado	7.45%	24/12/2028

26. DOCUMENTOS POR PAGAR

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

		Diciembre 31, 2018	Diciembre 31, 2017
Certificados de Energía Futura	(26.1)	23,957	22,489
Servicios de Ingeniería Eléctrica Cubana S.A.		2,482	2,567
Construcción BID		6,540	0
Otros relacionados al personal		2,437	0
Saldo final		35,416	25,056

(26.1) Certificados de Energía Futura.- Títulos de libre negociación que fueron emitidos por Hidropastaza S.A., los mismos que pueden ser pagados en dinero en lugar de ser pagados en energía, únicamente si los certificados no son enajenados a terceros, caso en el cual podrá ser pagado en dinero o energía, son de libre comercialización con terceros. El plazo es a catorce punto cinco (14.5) años contados desde la fecha de su emisión, momento en que será exigible el crédito durante el año 2021, esta obligación se origina por el diferencial cambiario producido durante la ejecución del contrato EPC por la construcción de la Central Hidroeléctrica San Francisco (febrero 2004 junio 2007), entre el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica y el real del Brasil, Adendum No. 10 del contrato de Construcción EPC, e instrumentado en el Fideicomiso San Francisco III.

27. PASIVOS LABORALES

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

		Diciembre 31, 2018	Diciembre 31, 2017
Jubilación Patronal	(27.1)	35,515	32,881
Desahucio	(27.2)	7,118	6,375
Saldo final		42,633	39,256

- (27.1) **Jubilación patronal.**- De acuerdo con disposiciones del Código de Trabajo, los trabajadores que por veinte y cinco años o más hubieren prestado sus servicios en forma continuada o interrumpida, tendrán derecho a ser jubilados por sus empleadores sin perjuicio de la jubilación que les corresponde en su condición de afiliados al Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social.

Los movimientos en el valor presente de la obligación de jubilación patronal fueron como sigue:

	Diciembre	Diciembre
	31, 2018	31, 2017
Saldos al comienzo del año	32,881	29,043
Costo de los servicios del período corriente	3,655	3,893
Costo por intereses	1,418	147
Pérdidas actuariales	0	1,185
Reducciones y liquidaciones anticipadas	-2,439	-1,387
Beneficios pagados	0	0
Saldo final	35,515	32,881

Las suposiciones actuariales significativas y el análisis de sensibilidad del estudio actuario de la jubilación es como sigue:

	Diciembre	Diciembre
	31, 2018	31, 2017
Incremento reservas matemáticas por obligaciones futuras	5,095	4,546
Valor actual reserva matemática por obligaciones completas	1,539	679
Menos reserva matemática por trabajadores que salieron en el último período	-3,830	-1207
Menos transferencia de reserva matemática por trabajadores trasladados en el último periodo	-170	-180
Resumen general del último periodo	2,634	3,838

- (27.2) **Bonificación por desahucio.**- De acuerdo con disposiciones del Código de Trabajo, en los casos de terminación de la relación laboral por desahucio solicitado por el empleador o por el trabajador, la Corporación entregará el 25% de la última remuneración mensual por cada uno de los años de servicio.

Los movimientos en el valor presente de obligación de bonificación por desahucio fueron como sigue:

	Diciembre	Diciembre
	31, 2018	31, 2017
Saldos al comienzo del año	6,375	5,660
Costo de los servicios del período corriente	938	771
Costo por intereses	285	27
Ganancias actuariales	0	231
Reducciones y liquidaciones anticipadas	-480	-314
Beneficios pagados	0	0
Saldo al final del año	7,118	6,375

Las suposiciones actuariales significativas y el análisis de sensibilidad del estudio actuario de la jubilación es como sigue:

	Diciembre	Diciembre
	31, 2018	31, 2017
Incremento reservas matemáticas por obligaciones futuras	1,217	895
Valor actual reserva matemática por obligaciones completas	345	134
Menos reserva matemática por trabajadores que salieron en el último período	-765	-273
Menos transferencia de reserva matemática por trabajadores trasladados en el último periodo	-54	-41
Resumen general del último periodo	743	715

Los cálculos actuariales del valor presente de la obligación devengada por concepto de beneficios definidos fueron realizados por un actuario independiente al 31 de diciembre de 2018 y 2017. El valor presente de las obligaciones por concepto de beneficios definidos y los costos del servicio actual y el costo del servicio anterior fueron calculados utilizando el método de la unidad de crédito proyectada. Bajo este método los beneficios definidos deben ser atribuidos al período de servicio del empleado y basados en la fórmula del plan, de tal suerte que se atribuye la misma cantidad de beneficio por cada año de servicio, considerando el uso de hipótesis actuariales para calcular el valor presente de dichos beneficios. Estas hipótesis reflejan el valor de dinero a través del tiempo, el incremento salarial y las probabilidades de pago de estos beneficios.

Las ganancias y pérdidas actuariales que surjan de los ajustes por la experiencia y cambios en los supuestos actuariales se cargan o abonan al resultado del año.

Cada uno de los Informes por Estudio Actuarial efectuado por las Unidades de Negocio, reposa el físico en las instalaciones de las mismas, constando en este informe un consolidado de la información proporcionada.

28. OTRAS PROVISIONES

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

		Diciembre	Diciembre
		31, 2018	31, 2017
Cuenta para el Estado del Buen Vivir	(28.1)	15,686	15,481
Saldo final		15,686	15,481

- (28.1) En el caso de centrales de generación que se hayan acogido a la Regulación No. CONELEC – 004/11: Tratamiento para la energía producida con recursos Energéticos Renovables No Convencionales, el financiamiento del Plan de Desarrollo Territorial provendrá de los recursos recaudados en la “Cuenta para el Estado del Buen Vivir”, misma que se alimenta a través de una fracción de los ingresos por venta de energía, según la metodología establecida en la regulación en referencia y su reforma contenida en la Resolución No. 093/12 del 01 de noviembre de 2012 del CONELEC (actual ARCONEL).

Conforme lo establecido en la normativa vigente; los ingresos son definidos en el Marco Conceptual para la Preparación y Presentación de los Estados Financieros, como incrementos en los beneficios económicos, producidos a lo largo del período contable, en forma de entradas o incrementos de valor de los activos, o bien como disminuciones de los pasivos, que dan como resultado aumentos del patrimonio.

De la misma manera la Norma Internacional de Contabilidad NIC 18 Ingresos de Actividades Ordinarias indica lo siguiente:

Es la entrada bruta de beneficios económicos, durante el período, surgidos en el curso de las actividades ordinarias de una entidad, siempre que tal entrada dé lugar a un aumento en el patrimonio.

Los ingresos de actividades ordinarias comprenden solamente las entradas brutas de beneficios económicos recibidos y por recibir, por parte de la entidad, por cuenta propia. Las cantidades recibidas por cuenta de terceros, tales como impuestos sobre las ventas, sobre productos o servicios o sobre el valor añadido, no constituyen entradas de beneficios económicos para la entidad y no producen aumentos en su patrimonio. Por tanto, tales entradas se excluirán de los ingresos de actividades ordinarias.

En función de lo establecido en la normativa vigente y considerando que:

- Los valores facturados para el estado del buen vivir territorial no constituyen para la Corporación aumento del patrimonio.
- Los valores facturados que serán destinados a la cuenta para el buen vivir territorial, permitirán cubrir los gastos de responsabilidad social en favor de los

gobiernos autónomos descentralizados que se encuentran dentro de sus áreas de influencia.

29. PATRIMONIO NETO

(29.1) **Capital.-** Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es de USD \$ 11,302,337 miles y de USD \$ 11,208,131 miles respectivamente. El capital autorizado al 14 de enero de 2010 pertenece en su totalidad al ex - Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, actual Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, entidad del Gobierno Ecuatoriano.

(29.2) **Resultados acumulados.**

Pérdidas acumuladas.

Los estados financieros adjuntos fueron preparados considerando que la Corporación continuará como un negocio en marcha. Las pérdidas acumuladas por los períodos terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 fueron de USD \$ 462,443 y USD \$ 457,268 miles respectivamente.

(29.3) **Resultados adopción NIIF y Resultados Convergencia NIIF.-** Los ajustes provenientes de la adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera "NIIF" que se registraron en el patrimonio en la cuenta Resultados acumulados, subcuentas "Resultados adopción "NIIF / Ajustes del periodo 2015" y "Resultados convergencia "NIIF / Ajustes del periodo 2016".

30. INGRESOS OPERATIVOS

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

		Diciembre	Diciembre
		31, 2018	31, 2017
Generación de Energía		611,128	751,329
Transmisión de Energía	(30.1)	122,848	97,112
Exportación de Energía		1,168	903
Saldo final	(30.2)	735,144	849,344

(30.1) Venta de energía e ingresos por transmisión - Constituyen los ingresos facturados por la venta de energía eléctrica generada por las centrales hidroeléctricas, termoeléctricas y eólica de la Corporación y la transmisión de la energía, a los Agentes Distribuidores del Mercado Eléctrico Mayorista - MEM. La venta de energía eléctrica en el país se encuentra regulada por la

Corporación Centro Nacional de Control de Energía - CENACE, en cumplimiento a las disposiciones legales emitidas para el sector eléctrico, en las que se establece que la CENACE, tiene como objetivo el manejo técnico y económico de la energía en bloque del país, administrando técnica y financieramente las transacciones que se realizan en el sector eléctrico mayorista.

- (30.2) Para el caso de la NIIF 15 Ingresos procedentes de contratos procedentes con clientes emitida en mayo 2014. La Administración de la CELEC EP, Efectuó una evaluación de los efectos de la aplicación de esta norma en sus estados financieros.

Tal evaluación incluyó el repaso conceptual de cada uno de los tipos de ingresos con clientes, comparando su reconocimiento bajo los conceptos de NIIF 15 y las prácticas contables actuales de la Corporación.

La evaluación tuvo especial énfasis en el análisis de ciertos conceptos de especial relevancia para la naturaleza de las actividades de la entidad, tal como la identificación de posibles obligaciones de desempeño

En cumplimiento al párrafo 110 y 111 de normativa se señala lo siguiente:

Política de la Entidad.- Los ingresos surgen en el curso de las actividades ordinarias de la Corporación, son reconocidos cuando su importe puede medirse con fiabilidad; es probable que la entidad reciba beneficios económicos asociados con la transacción; y los costos incurridos o por incurrir en relación con la transacción pueden ser medidos con fiabilidad. Los ingresos se miden por el valor razonable de la contraprestación recibida o por recibir, teniendo en cuenta las condiciones de pago definidas contractualmente. Están conformados por:

Ingresos operativos.- en este grupo contable se registran las ventas de la generación y transmisión de energía. Se miden considerando el grado de terminación de la prestación del servicio al final del periodo sobre el que se informa.

Ingresos no operativos.- en este grupo contable se registran todas los ingresos que no corresponden al giro ordinario de la Corporación, entre los rubros el más importante tenemos los ingresos por la prestación de servicios de telecomunicaciones.

Se ha efectuado una análisis partiendo de la contabilización que la entidad lo realizaba, presentando, en el cuadro siguiente, la presentación de los ingresos generados para los años 2018 y 2017, generando la comparatividad de las cifras:

	Diciembre 31, 2018	Diciembre 31, 2017
Cargo fijo de contrato	367,484	534,096
Cargo variable de contrato	213,464	187,491
Ingresos rentas de congestión por exportación de energía	1,117	835
Ingresos rubros internos por exportación de energía	1,786	585
Ingresos generación hídrica - cargo no convencional	4,617	5,833
Ingresos generación eólica - cargo no convencional	4,886	4,455
Venta servicios del mercado ocasional	720	1,185
Cargo fijo sistemas aislados	6,325	16,849
Cargo variable sistemas aislados	10,729	0
Venta por exportación-generación (capacidad)	235	162
Venta por exportación-transmisión	901	741
Venta por exportación-generación (energía)	32	0
Ingresos tarifa de transmisión local	122,849	97,112
Saldo final	735,144	849,344

Análisis

	Diciembre 31, 2018	%
Energía contratada	593,354	81%
Energía spot, ocasional	720	0%
Energía sistemas aislados	17,054	2%
Exportación de energía	1,168	0%
Ingresos por servicios de transmisión	122,849	17%
Saldo final	735,144	100%

Aplicación de norma

	Diciembre 31, 2018	%
Generación de Energía	612,295	83%
Transmisión de energía	122,849	17%
Saldo final	735,144	100%

Considerando una base de impacto debemos entender que los ingresos de la Corporación se encuentran clasificados por segmentos como señalan los cuadros antes citados y la segregación de los mismos que conllevan el mayor porcentaje en la generación de ingresos de la Corporación.

Considerando el diagnóstico realizado sobre los contratos y el cumplimiento legal de los mismos, basados en la normativa con la finalidad de dar cumplimiento al párrafo del 9 al 16 de la NIIF 15, adjunto el formato de Contrato que cumplen con las disposiciones básicas y generales para un normal funcionamiento de la entidad.

**CONTRATO REGULADO DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA ENTRE LA
CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP Y LA EMPRESA
ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.**

CLÁUSULA PRIMERA: COMPARECIENTES.-

De una parte, la Empresa Pública Estratégica CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP, legalmente representada por el ingeniero Modesto Salgado Rodríguez, Gerente General Subrogante, en ejercicio de las funciones del titular por encargo, mediante Memorando No. CELEC EP-2014-0569-MEM, de 17 de marzo de 2014, conforme se evidencia de la copia del documento adjunto como habilitante, parte a la cual en adelante y para efectos del presente documento se denominará **el GENERADOR**; y,

De otra parte, la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., legalmente representada por su Presidente Ejecutivo y representante legal Ingeniero Javier Serrano López, conforme se evidencia de la copia del documento adjunto como habilitante, parte a la cual en adelante y para efectos del presente documento se denominará **el DISTRIBUIDOR**.

Los comparecientes, por así convenir a los intereses que representan, suscriben de común acuerdo el Contrato Regulado de Compraventa de Energía, de conformidad con los términos y condiciones siguientes:

CLÁUSULA SEGUNDA: ANTECEDENTES.-

- 2.1) La Asamblea Constituyente expidió, el 23 de julio de 2008, el Mandato Constituyente N° 15, promulgado en el Suplemento del Registro Oficial No. 393 de 31 de julio de 2008, en el cual se establecen disposiciones para el funcionamiento del sector eléctrico ecuatoriano.
- 2.2) El artículo 1 del Mandato Constituyente N° 15, facultó al Consejo Nacional de Electricidad CONELEC, sin limitación alguna, a establecer nuevos parámetros regulatorios específicos que se requieran para obtener una tarifa única, incluyendo el ajuste automático de los contratos de compraventa de energía; y, eliminó el concepto de costos marginales para el cálculo del componente de generación.
- 2.3) La Disposición Final Segunda del Mandato Constituyente N° 15 señala: "El Mandato es de obligatorio cumplimiento, y en tal virtud, no será susceptible de queja, impugnación, acción de amparo, demanda, reclamo, criterio o procedimiento administrativo o judicial alguno y entrará en vigencia de forma inmediata, sin perjuicio de su publicación en la Gaceta Constituyente y/o en el Registro Oficial."
- 2.4) El CONELEC en la Regulación No. CONELEC 006/08 - Aplicación del Mandato Constituyente N° 15, definió el cálculo de la componente de generación, costo de transmisión y del componente de distribución a reflejarse en la tarifa a usuario final. Así como la modalidad de contratos regulados a plazo que se suscriban entre generadores en los que el Estado tenga participación, sin excepción alguna, y los distribuidores.
- 2.5) El CONELEC en la Regulación No. CONELEC 013/08 - Regulación Complementaria N° 1 para la Aplicación del Mandato Constituyente N° 15, estableció los cargos de los contratos regulados para la generación en la que el Estado tenga participación accionaria, considerando cargos fijos determinados anualmente por el CONELEC en los correspondientes estudios tarifarios, cargos variables en aplicación a la Regulación No. CONELEC 003/03 vigente o la que la



CONTRATO REGULADO POR COMPRAVENTA DE ENERGÍA CELEC EP-CENTROSUR

sustituya; y, la liquidación en el mercado de la producción de la generación no convencional en función de la regulación específica que le corresponda.

- 2.6) El CONELEC en la Regulación No. CONELEC 004/09 - Regulación Complementaria N° 2 para la Aplicación del Mandato Constituyente N° 15, estableció las condiciones para realizar la liquidación de las transacciones y el estudio de costos de empresas integradas.
- 2.7) A fin de dar cumplimiento a lo establecido en la normativa vigente, el **GENERADOR** y el **DISTRIBUIDOR** convienen en suscribir el Contrato Regulado de Compraventa de Energía al tenor de las siguientes Cláusulas:

CLÁUSULA TERCERA: OBJETO.-

Sobre la base de lo señalado en la Cláusula Primera, **las Partes** suscriben este Contrato Regulado, que tiene por objeto establecer las condiciones para la venta de energía eléctrica producida por el **GENERADOR** y la compra de energía por el **DISTRIBUIDOR**.

CLÁUSULA CUARTA: PLAZO.-

El plazo de vigencia del presente Contrato Regulado es de diez (10) años contados a partir del 1 de abril de 2014.

CLÁUSULA QUINTA: LIQUIDACIÓN.-

- 5.1) La producción neta de energía eléctrica de las centrales de propiedad del **GENERADOR** será asignada al **DISTRIBUIDOR** en proporción a su demanda real medida, de conformidad a la normativa vigente, principio que será considerado por el CENACE para la liquidación de la energía generada neta de las centrales del **GENERADOR** a favor del **DISTRIBUIDOR**.
- 5.2) La liquidación económica por la venta de energía producida por centrales de generación de propiedad del **GENERADOR**, cuyo estudio de costos es aprobado anualmente por el CONELEC considerará los siguientes cargos:
 - a) Cargo Fijo, liquidado de conformidad a la normativa vigente y a los valores establecidos en el Estudio de Costos aprobado por el CONELEC para cada periodo.
 - b) Cargo variable, liquidado en función de la energía asignada y los Costos Variables de Producción declarados de conformidad a la normativa vigente.
- 5.3) La liquidación económica por la venta de energía producida por centrales de generación con recursos renovables no convencionales de propiedad del **GENERADOR**, considerará el precio establecido para cada tipo de tecnología en la normativa vigente.
- 5.4) La liquidación económica de los cargos asociados al **GENERADOR** por servicio de transporte de energía y cargos complementarios para mantener las condiciones de calidad, seguridad y confiabilidad del sistema, no son parte de este Contrato Regulado, la liquidación de estos valores considerará lo que resulte de la liquidación realizada por el CENACE en aplicación a la normativa vigente.

CONTRATO REGULADO POR COMPRAVENTA DE ENERGÍA CELEC EP-CENTROSUR

CLÁUSULA SEXTA: FACTURACIÓN Y PAGO.-

La facturación de la compraventa de energía se realizará de forma mensual con la información que publique el CENACE como resultado de los procesos de liquidación de transacciones y conforme a lo establecido en la normativa vigente.

Los pagos deberán ser cancelados por el **DISTRIBUIDOR** al **GENERADOR** en dólares de los Estados Unidos de América (USD), en forma mensual mediante transferencia bancaria a la cuenta que el **GENERADOR** determine por escrito en los documentos emitidos y se ajustarán al orden de prelación vigente.

De aquellos valores que por concepto de Déficit Tarifario, Tarifa Dignidad y otros subsidios que se generen en el futuro, reciba el **DISTRIBUIDOR**, también están sujetos a cubrir saldos deudores al **GENERADOR** del mes correspondiente dicha asignación, en cumplimiento del orden de prelación.

De existir obligaciones impositivas en la compraventa de la energía, se aplicará lo dispuesto en la normativa vigente en materia tributaria.

CLÁUSULA SÉPTIMA: GARANTÍA DE PAGO.-

El **DISTRIBUIDOR** garantiza el cumplimiento de su obligación de pago al **GENERADOR**, con la aplicación obligatoria del esquema de prelación dispuesto por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

CLÁUSULA OCTAVA: CONDICIONES DE ENTREGA Y MEDICIÓN.-

El **DISTRIBUIDOR** y el **GENERADOR**, se sujetarán a lo dispuesto en la normativa que regula la operación del sistema y el funcionamiento del mercado eléctrico, respecto a las condiciones para la entrega y medición comercial de la energía transada.

CLÁUSULA NOVENA: FUERZA MAYOR Y CASO FORTUITO.-

9.1) Se entiende por evento o circunstancia de Fuerza Mayor o Caso Fortuito aquella circunstancia o evento sobrevenido con posterioridad a la fecha de entrada en vigor del Contrato Regulado, definido de conformidad con el artículo 30 del Código Civil Ecuatoriano, que impide o imposibilita a una o ambas Partes el efectivo y cabal cumplimiento de una o más de sus obligaciones surgidas por concepto de la suscripción del presente Contrato Regulado, siempre que:

9.1.1) La Parte afectada no pueda ni haya podido controlar, prever, precaver o evitar tales eventos o circunstancias, o subsanar o minimizar sustantivamente sus efectos, mediante el ejercicio de la debida diligencia o la adopción de medidas apropiadas; y,

9.1.2) Tales eventos o circunstancias no sean imputables a la falta, culpa o negligencia de la Parte afectada o de sus subcontratistas, suplidores o empleados.

Un evento de Fuerza Mayor o Caso Fortuito puede incluir entre otros desastres naturales, incendios, rayos, erupciones volcánicas, disturbios civiles, actos de terrorismo, guerras, disposiciones de Autoridad competente, huelgas generales, y otros eventos similares, siempre que cumplan los requisitos señalados en esta cláusula.

CONTRATO REGULADO POR COMPRAVENTA DE ENERGÍA CELEC EP-CENTROSUR

- 9.2) Ninguna de las Partes será responsable ante la otra por el incumplimiento de una o más de sus obligaciones bajo este Contrato Regulado, si dicho incumplimiento es consecuencia directa, necesaria y demostrable de un evento o circunstancia de Fuerza Mayor o Caso Fortuito. En este supuesto deberá realizarse la liquidación de pago de acuerdo a lo establecido en la Cláusula Quinta.
- 9.3) **Obligaciones de las Partes.** Una vez ocurrido un evento de Fuerza Mayor o Caso Fortuito, la Parte afectada por tal evento deberá cumplir lo siguiente:
- 9.3.1) Notificar a la otra Parte dentro de los tres (3) días calendario siguientes a que tenga conocimiento de la ocurrencia del evento de Fuerza Mayor o Caso Fortuito o que haya debido tener conocimiento, los detalles de la causa y naturaleza del evento de Fuerza Mayor o Caso Fortuito, la duración prevista de la demora debido a la Fuerza Mayor o Caso Fortuito, y cualquier otro efecto que ésta ejercerá sobre el cumplimiento de las obligaciones correspondientes a la Parte según este Contrato Regulado. En caso de que el evento de Fuerza Mayor o Caso Fortuito produzca fallas en las comunicaciones que imposibiliten practicar de manera razonable la notificación correspondiente dentro del límite aplicable aquí especificado, entonces la Parte que aduce el evento de Fuerza Mayor o Caso Fortuito deberá realizar esa notificación tan pronto como sea posible después de reanudadas las comunicaciones, pero en ningún caso más de dos (2) días calendario después de dicha reanudación.
- 9.3.2) La Parte afectada deberá suplir a la otra, a más tardar dentro de los quince (15) días siguientes a la notificación inicial, elementos de prueba que evidencien la ocurrencia del referido evento, así como de sus efectos sobre el cumplimiento del Contrato Regulado. Posteriormente, la Parte afectada deberá proveer a la otra de reportes periódicos complementarios y actualizados que reflejen cualquier cambio en la información suministrada, con la frecuencia que la otra Parte solicite.
- 9.3.3) La Parte afectada deberá tomar todas las medidas que se encuentren a su alcance para mitigar y subsanar las consecuencias del evento de Fuerza Mayor o Caso Fortuito.
- 9.3.4) La Parte afectada continuará ejecutando, sin dilación ni modificación, todas las demás obligaciones que no se hayan visto afectadas por el evento de Fuerza Mayor o Caso Fortuito.
- 9.3.5) Cuando la Parte afectada por el evento de Fuerza Mayor o Caso Fortuito esté en capacidad de reiniciar el cumplimiento de sus obligaciones, lo notificará con prontitud a la otra Parte a más tardar dentro de los cinco (5) días siguientes a la fecha en que haya cesado el evento de Fuerza Mayor o Caso Fortuito.
- 9.3.6) La falta de cumplimiento de esta Cláusula por la Parte afectada, constituirá una renuncia de cualquier reclamo que resulte del evento de Fuerza Mayor o Caso Fortuito.
- 9.4) **Controversia en cuanto a la Fuerza Mayor o Caso Fortuito.**- Si hubiere desacuerdo entre las Partes con respecto a la existencia o algún otro aspecto de un evento de Fuerza Mayor o Caso Fortuito, dicha controversia se deberá someter al procedimiento para solución de controversias previsto en el presente Contrato



CONTRATO REGULADO POR COMPRAVENTA DE ENERGÍA CELEC EP-CENTROSUR

Regulado. La Parte que inicie el reclamo tendrá la carga de la prueba con respecto a la Fuerza Mayor o Caso Fortuito.

CLÁUSULA DÉCIMA: SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS.-

- 10.1) Si se suscitaren divergencias o controversias en la interpretación o ejecución del contrato, las partes tratarán de llegar a un acuerdo que solucione el problema dentro de un plazo de 15 días.
- 10.2) De no mediar acuerdo alguno, las partes podrán solicitar la intervención del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, quien con sus buenos oficios, ayudará a las partes a encontrar una solución que resuelva la dificultad existente.

CLÁUSULA DÉCIMA PRIMERA: TERMINACIÓN DEL CONTRATO REGULADO.-

El presente Contrato Regulado podrá terminar por cualquiera de las siguientes causas:

- 11.1) De mutuo acuerdo entre las Partes.
- 11.2) Por el vencimiento del plazo del presente Contrato Regulado.
- 11.3) Por incumplimiento de las obligaciones contractuales;

CLÁUSULA DÉCIMA SEGUNDA: LIQUIDACIÓN DEL CONTRATO.-

Una vez terminado el Contrato Regulado por cualquiera de los causales y formas previstas en la cláusula previa, las partes procederán a elaborar un Acta de Liquidación Definitiva, dentro de los (90) días calendario siguiente al de la ocurrencia de ese hecho.

En el Acta constarán de manera pormenorizado los aspectos técnicos y económicos de este Contrato Regulado, dejando constancia del volumen de energía suministrado en este lapso, los valores que el **DISTRIBUIDOR** haya pagado al **GENERADOR**, así como aquellos que tenga que entregársele, los que le deban ser deducidos o devueltos por cualquier concepto, aplicando los ajustes correspondientes, para lo que deberá procederse a las compensaciones a las que haya lugar. Si no hubiere acuerdo para efectuar la liquidación del Contrato Regulado, se aplicará lo señalado en la cláusula décima. Esta Acta de Liquidación deberá ser suscrita por los representantes legales de las partes. De ser necesario, el **GENERADOR** y el **DISTRIBUIDOR**, designarán otros delegados, para que en su nombre comparezcan a la suscripción del Acta de Liquidación prevista en esta cláusula.

CLÁUSULA DÉCIMA TERCERA: NOTIFICACIONES Y CORRESPONDENCIA.-

Todas las notificaciones que deban hacer las Partes entre sí, respecto del presente Contrato Regulado, las realizarán por escrito a las siguientes direcciones:

EL GENERADOR

Domicilio Legal: Panamericana Norte km 7 ½ - Sector Capulispanba,
Cuenca - Ecuador.

Representante Autorizado: Ing. Eduardo Barredo Heinert
Correo electrónico: eduardo.barredo@celec.gob.ec
RUC: 1768152800001

EL DISTRIBUIDOR

Domicilio Legal: Av. Max Uhle y Pumapungo
Cuenca - Ecuador

CONTRATO REGULADO POR COMPRAVENTA DE ENERGÍA CELEC EP-CENTROSUR

Representante Autorizado: Ing. Javier Serrano López
Correo electrónico: jserrano@centrosur.com.ec
RUC: 0190003809001

Cualquier cambio en la dirección o persona de contacto designada para este Contrato Regulado, deberá ser notificado, con por lo menos cinco (5) días de anticipación e igual plazo se aplicará para el cambio de direcciones. Caso contrario, se entenderán como válidas y surtirán todos sus efectos legales aquellas comunicaciones y notificaciones cursadas a los domicilios señalados en esta cláusula.

CLÁUSULA DÉCIMA CUARTA: DISPOSICIONES VARIAS.-

14.1) Modificación del Contrato Regulado

Las modificaciones del Contrato Regulado que se acuerden durante su vigencia requieren, para ser aplicables, ser otorgadas mediante documento escrito, y constar debidamente suscritas por los representantes autorizados de ambas Partes.

14.2) Ley Aplicable

En todo lo no previsto en el presente Contrato Regulado, la legislación aplicable será la vigente a la fecha de celebración del Contrato Regulado, o la que legalmente la modifique durante su vigencia.

De existir un cambio normativo en el Sector Eléctrico que afecte o tenga algún tipo de incidencia en las condiciones establecidas en el Contrato Regulado, las partes suscribirán una Adenda en la que se plasmará las nuevas condiciones.

14.3) Divisibilidad

En caso de que alguna o algunas cláusulas o sub cláusulas del Contrato Regulado fueran declaradas nulas, dicha nulidad no afectará a las restantes estipulaciones, las cuales seguirán en plena vigencia.

CLÁUSULA DÉCIMA QUINTA: ACEPTACIÓN DE LAS PARTES.-

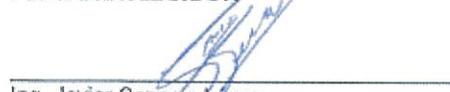
En señal de aceptación y aprobación de todas y cada una de las cláusulas de este Contrato Regulado de Compraventa de Energía, los representantes de las Partes lo firman en unidad de acto, en cuatro (4) ejemplares de igual valor, dos (2) de los cuales el GENERADOR remitirá al CENACE para su registro, una (1) quedará en poder del GENERADOR y una (1) en poder del DISTRIBUIDOR.

Fecha suscripción: 26 marzo de 2014

Por el GENERADOR


Ing. Modesto Salgado Rodríguez,
GERENTE GENERAL SUBROGANTE

Por el DISTRIBUIDOR


Ing. Javier Serrano López
PRESIDENTE EJECUTIVO

31. COSTOS

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

		Diciembre	Diciembre
		31, 2018	31, 2017
Costos de Generación	(31.1)	563,177	558,515
Costos de Transmisión	(31.2)	77,557	69,372
Otros Costos		12,704	10,388
Saldo final		653,438	638,275

(31.1) El detalle de la composición de los costos de generación, fueron como sigue:

		Diciembre	Diciembre
		31, 2018	31, 2017
Mano de Obra		71,195	67,222
Servicios Relacionados con el Personal y Afines		10,339	11,544
Materiales		1,937	9,002
Servicios Básicos		771	762
Contratos y Otros Servicios		13,213	9,869
Depreciaciones		187,714	189,461
Deterioro		467	0
Amortizaciones		641	638
Otros Costos		70,381	59,023
Overhaul (Mantenimiento Mayor)	(31.1.1)	14,735	33,043
Costos Variables de Generación	(31.1.2)	191,784	177,951
Saldo final		563,177	558,515

(31.1.1) Overhaul (Mantenimiento Mayor) - Son los trabajos y actividades que se realizan con el fin de mantener la funcionalidad de los equipos para las cuales fueron diseñadas, y que no impliquen incremento de capacidad ni vida útil.

Este tipo de mantenimiento debe cumplir obligatoriamente las siguientes condiciones:

- Debe ser planificado conforme a lo definido como mantenimiento mayor por el fabricante o según lo establecido en las normas técnicas corporativas.
- Mantenimiento preventivo con frecuencia superior a doce meses o plurianual (2, 3, 4 años o más).

Aplicación contable: Para este tipo de mantenimiento su tratamiento contable es considerado como un activo diferido, estarán integrados todos los valores

incurridos, su amortización estará en función del plazo de la siguiente intervención y se convertirán en costo con cargo a los períodos futuros.

Este tratamiento contable para mantenimiento mayor será aplicado sobre los equipos e instalaciones que intervienen directamente en el proceso de generación (conversión de la energía primaria en electricidad), así como el proceso de transmisión de la electricidad generada. Ejemplos: presa, túnel de conducción, caldero, turbo compresor, turbina, generador, transformador de potencia, disyuntor, etc.

- (31.1.2) El detalle de la composición de los costos de producción variables, fueron como sigue:

	Diciembre	Diciembre
	31, 2018	31, 2017
Combustible	156,946	135,067
Químicos	1,578	1,034
Lubricantes	4,976	4,202
Mantenimiento Menor	27,154	35,386
Otros	1,130	2,262
Saldo final	191,784	177,951

- (31.2) El detalle de la composición de los costos de transmisión, fueron como sigue:

	Diciembre	Diciembre
	31, 2018	31, 2017
Mano de Obra	19,987	16,979
Servicios Relacionados con el Personal y Afines	4,310	4,969
Materiales	4,711	2,936
Servicios Básicos	238	236
Contratos y Otros Servicios	5,018	4,662
Depreciaciones	34,598	28,875
Deterioro	17	0
Amortizaciones	19	0
Otros Costos	8,659	10,715
Saldo final	77,557	69,372

32. GASTOS

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2018	Diciembre 31, 2017
Gastos relacionados con el personal	48,793	43,762
Servicios Relacionados con el Personal y Afines	8,849	8,866
Materiales	2,401	2,451
Servicios Básicos	1,045	1,206
Contratos y Otros Servicios	13,073	7,917
Depreciaciones	7,151	5,040
Amortizaciones	1,231	252
Gastos por Deterioro	3,587	1,261
Otros Costos	20,561	69,353
Gastos Financieros	12,254	12,957
Saldo final	118,945	153,065

Remuneraciones personal clave en la Corporación.- Las compensaciones recibidas por el personal ejecutivo y de gerencia por el concepto de sueldos, beneficios sociales a corto plazo, puede consultar en el siguiente vínculo:

✓ <https://www.celec.gob.ec/ley-de-transparencia.html>

33. CONTIGENTES

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, de acuerdo a los asesores legales, la Corporación no mantiene juicios **CONTINGENTES** que requieran registro, según lo establece la NIC 37 de "PROVISIONES, PASIVOS Y ACTIVOS CONTINGENTES".

34. HECHOS POSTERIORES A LA FECHA DE BALANCE.

A la fecha de cierre de los presentes Estados Financieros (22 de marzo de 2019) no existe hechos relevantes que informar.


Ing. Gonzalo Uquillas
Gerente General


Econ. Enrique Decker
Director Administrativo Financiero


CPA. Jaime Rodríguez
Contador General