

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS 2017

1. IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA

Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. es una Sociedad Anónima constituida en el Ecuador, el 2 de julio de 1959, cuyo domicilio principal se encuentra en la ciudad de Ambato, provincia de Tungurahua. La Matriz está ubicada en la Avenida 12 de Noviembre 11-29 y Espejo. Cuenta con agencias en los cantones: Pelileo, Patate, Baños, Pillaro, Puyo, Palora, Tena.

De acuerdo con el objeto social que consta en la Escritura de Constitución y los Estatutos de la Empresa, la actividad económica principal es la generación, compra y distribución de energía en el área de concesión definida por el CONELEC (actualmente ARCONEL). Adicionalmente presta servicios relacionados con la dotación del servicio eléctrico tales como: instalación de nuevos medidores, extensiones de red, cambio de postes, financiamiento a través de cargos fijos, aprobación de proyectos, etc.

A raíz de la promulgación de la Ley Orgánica de Empresas Públicas (LOEP) pasó a ser una entidad de derecho público exenta del pago del impuesto a la renta. Adicionalmente la Empresa, tampoco está obligada al pago de la participación en utilidades a sus trabajadores de acuerdo al Mandato Constituyente No. 2 publicado en el Registro Oficial No. 261 del 28 de enero de 2008.

La base legal que rige las actividades de EEASA es muy extensa, a continuación detallamos las principales:

- Constitución de la República del Ecuador
- Ley Orgánica de Empresas Públicas
- Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica
- Ley de Compañías
- Código Tributario
- Ley de Régimen Tributario Interno y su Reglamento
- Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública y su Reglamento
- Reglamento de Comprobantes de Venta, Retención y Documentos Complementarios
- Resoluciones administrativas y circulares de los Organismos de Control
- Estatuto de la Empresa
- Disposiciones de la Junta General de Accionistas
- Reglamentos internos
- Disposiciones de la Presidencia Ejecutiva

2. BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN

Los Estados Financieros de Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. con corte al 31 de diciembre de 2017 y 2016 han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) al 31 de diciembre de 2017.

Bases de medición.- Los elementos de los estados financieros de la Empresa han sido preparados utilizando el método de costo histórico, excepto por ciertos elementos de propiedad, planta y equipo, que se valúan a sus valores razonables al cierre de cada periodo, como se explica en las políticas contables incluidas más adelante.

Costo histórico

Los activos se registran por el importe de efectivo y otras partidas pagadas, o por el valor razonable de la contrapartida entregada a cambio en el momento de la adquisición. Los pasivos se registran al importe de los productos recibidos a cambio de incurrir en la obligación o, en algunas circunstancias (por ejemplo, en el caso de los impuestos a las ganancias), por las cantidades de efectivo y equivalentes al efectivo que se espera pagar para satisfacer el pasivo en el curso normal de la operación.

Valor realizable (o de liquidación).- Los activos se llevan contablemente por el importe de efectivo y otras partidas equivalentes al efectivo que podrían obtenerse, en el momento presente, por la venta no forzada de los mismos. Los pasivos se llevan a su valor de liquidación; es decir, los importes no descontados de efectivo o equivalentes al efectivo que se espera pagar para cancelar los pasivos en el curso normal de la operación.

3. RESPONSABILIDAD DE LA INFORMACIÓN

La información contenida en los estados financieros son responsabilidad de la Administración de la Empresa, quien manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las NIIF. Los estados financieros fueron aprobados por la Presidencia Ejecutiva para su emisión el 24 febrero del 2017.

4. MONEDA DE PRESENTACIÓN

Los Estados Financieros son preparados en su moneda funcional que es el dólar de Estados Unidos de América.

5. PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES

5.1. Efectivo y sus equivalentes

El efectivo y sus equivalentes están constituidos por la recaudación aún no depositada, por los fondos que se mantienen en ocho entidades bancarias, en veinte y un fondos para cambios y en cinco fondos rotativos.

5.2. Instrumentos Financieros – Activos y Pasivos financieros

Los instrumentos financieros que maneja la EEASA están compuestos por las siguientes categorías: Activos y pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados (afectando a ganancias y pérdidas) y cuentas por cobrar. Para el caso de los pasivos financieros, existe un grupo denominado Otros pasivos financieros cuyas características se explican más adelante.

5.2.1. Activos financieros

Los activos financieros están representados principalmente por las cuentas por cobrar consumidores y las cuentas por cobrar por venta de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista, las cuales son con pagos fijos o determinables que no se negocian en un mercado activo y cuyo vencimiento no es mayor de 12 meses. El reconocimiento inicial de las cuentas por cobrar se mide por su valor razonable (precio de transacción). Posteriormente se miden al costo amortizado aplicando el método de interés efectivo, menos cualquier pérdida por deterioro, registrando el correspondiente ajuste de existir evidencia objetiva de riesgo de pago por parte del cliente.

Las cuentas por cobrar a consumidores cuyo vencimiento es mayor a 90 días son provisionadas al 100% por cuanto se consideran con poca probabilidad de recuperación. Los castigos de cuentas por cobrar se realizan a los cinco años de permanecer como incobrables en los estados financieros. Las recuperaciones de cuentas castigadas se registran en resultados en el momento en que se recuperan.

Las demás cuentas y documentos por cobrar compuestas por clientes relacionados y no relacionados, se registran inicialmente a su valor razonable. Posteriormente la comisión integrada por: Auditor Interno, Asesor Jurídico y Director Financiero, calificará el grado de cobrabilidad de los mismos y fijarán el monto de la provisión de activos financieros requerido para cada ejercicio económico.

5.3. Otros pagos anticipados

Corresponde a los pagos a proveedores por anticipos de contratos de estudios y consultoría, ropa de trabajo, servicios profesionales, construcción de obras, compra de equipos, materiales y otros. Estos pagos están respaldados por una garantía que cubre el 100% del valor anticipado. También se reconocen en este grupo los seguros, licencias de software, u otro tipo de pago realizado por anticipado, que no hayan sido devengados al cierre del ejercicio económico

5.4. Inventarios

En el momento del reconocimiento inicial se mide al costo de adquisición. Los inventarios adquiridos se valoran al precio de compra menos descuentos comerciales, más los gastos necesarios para ponerlos a disposición de uso, tales como impuestos no recuperables, transporte, almacenamiento y otros costos directamente atribuibles a la adquisición.

Posterior al reconocimiento inicial, las existencias se valoran al costo o a su valor neto realizable, según cual sea el menor, en caso de existir deterioro ocasionando disminución de su valor se rebajará su importe en libros hasta cubrir esa diferencia. El costo de los inventarios se determina usando el método promedio ponderado.

El valor neto realizable es el precio de venta estimado en el transcurso ordinario de la operación de la Empresa menos los costos estimados para realizar la venta; sin embargo, el Párrafo 7 de la NIC 2 determina que el valor neto realizable de los inventarios puede no ser igual al valor razonable menos los costos de venta. Considerando que los inventarios no son destinados para la venta sino principalmente

para consumo interno en la construcción de obras eléctricas y mantenimientos, el valor neto realizable en este caso, es medido en términos de obsolescencia basado en las características particulares de cada ítem de inventario.

Las existencias que se vean afectadas por cualquier clase de deterioro serán calificadas siguiendo los pasos establecidos en el Instructivo para la Calificación y Valoración de Materiales de Bodegas de la EEASA.

5.5. Propiedad, planta y equipo

La propiedad planta y equipo comprende las instalaciones generales, activos eléctricos y obras en construcción.

5.5.1. Medición inicial en el momento del reconocimiento

Las partidas de propiedad, planta y equipo se miden inicialmente por su costo que comprende su precio de adquisición más todos los costos directamente relacionados con la ubicación del activo en el lugar y en las condiciones necesarias para que pueda operar de la forma prevista por la Administración. No se ha considerado necesario incluir en el costo la estimación inicial de cualquier costo de desmantelamiento y retiro del elemento o de rehabilitación de la ubicación del activo, al final de la vida útil ya que el mismo es asumido por el adjudicado en los procesos de remate que la empresa realiza en base al Reglamento General Sustitutivo para el Manejo y Administración de Bienes del Sector Público, Reglamento General para la Administración, Utilización, Manejo y Control de los Bienes y Existencias del Sector Público codificación y reforma.

En el caso de los activos eléctricos construidos por la Empresa, el costo incluye todos los elementos del costo incurridos en la construcción.

5.5.2. Medición posterior al reconocimiento

Se miden por su valor razonable determinado en base a re-avalúo realizado por un perito independiente, menos la depreciación acumulada y provisiones por deterioro (en caso de aplicar). El último re-avalúo practicado fue con corte al 31 de diciembre del 2015. Los activos adquiridos posteriores a la fecha del re-avalúo, se encuentran registrados al costo de adquisición, menos la depreciación acumulada y provisiones por deterioro. La Empresa mantiene la política de revisar periódicamente las valorizaciones efectuadas para asegurarse que al cierre del periodo contable, el valor razonable de los activos no difiera significativamente de su importe en libros.

Los costos de ampliación, modernización o mejora que representan un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o una extensión de la vida útil de los bienes se capitalizan como mayor costo de los correspondientes bienes. Los gastos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación, se imputan a resultados, como costo del ejercicio en que se incurren.

Un elemento de Propiedad, planta y equipo es dado de baja en el momento de su disposición o por su venta y no por su uso. Cualquier utilidad o pérdida que surge de la baja del activo (calculada como la diferencia entre el valor neto de disposición y el

valor en libros del activo) es incluida en el estado de resultados en el ejercicio en el cual el activo es dado de baja.

La depreciación comienza cuando los bienes se encuentran disponibles para ser utilizados, esto es, cuando se encuentran en la ubicación y en las condiciones necesarias para ser capaces de operar de la forma prevista por la Administración. La depreciación es calculada linealmente durante la vida útil económica de los activos, hasta el monto de su valor residual.

5.6. Depreciación

Se aplicará consistentemente el método de depreciación lineal en función de la vida útil de los activos fijos. Los activos adquiridos o construidos hasta el año 2015, se deprecian en base a las vidas útiles remanentes establecidas en el último revalúo de activos fijos realizado. Los activos adquiridos o construidos con fecha posterior, se deprecian en base a los porcentajes establecidos en el Manual de Contabilidad para la Empresas de Distribución Eléctrica y Otros Servicios (MACEDL), los cuales *consideramos razonables y acordes a la realidad de los activos del sector eléctrico*; a continuación los detallamos:

Generación hidráulica	Entre 2.00% y 3.33%
Generación térmica	Entre 3.33% y 4.00%
Generación fotovoltaicas	Entre 2.00% y 2.86%
Líneas y subestaciones de sub-transmisión	Entre 2.00% y 2.86%
Líneas de distribución	Entre 4.00% y 6.67%
Subestaciones de distribución	Entre 4.00% y 6.67%
Servicios de abonados	6.67%
Edificios y estructuras	2.00%
Equipos y herramientas de trabajo	10.00%
Mobiliario y equipo de oficina	10.00%
Equipos de transporte	20.00%
Equipos de computación	33.33%
Equipo de laboratorio e ingeniería	10.00%
Equipos de comunicación	10.00%

El valor residual de los bienes es del 1% del valor base de depreciación (costo) según Resolución 06-2001 de la Junta General de Accionistas realizada el 17 de abril del 2001.

El importe reconocido por depreciación durante el ejercicio económico se reconoce como gasto del periodo dentro del Estado del Resultado Integral, en los grupos 51341, 51342, 51343, 51344, 51345, 51348 y 51349 según corresponda.

5.7. Inversiones a largo plazo

Las inversiones permanentes se registrarán al costo.

5.8. Deterioro del valor de los activos no corrientes

A cada fecha de reporte la Empresa evalúa si existen indicadores que un activo podría estar deteriorado. Si tales indicadores existen, o el deterioro se identifica producto de las pruebas anuales de deterioro de menor valor de inversiones y activos intangibles con vida útil indefinida, la Empresa realiza una estimación del monto recuperable del activo.

Cuando el valor en libros de un activo excede su monto recuperable, el activo es considerado deteriorado y es disminuido a su monto recuperable. El importe recuperable es el valor razonable de un activo menos los costos para la venta o el valor de uso, el que sea mayor.

Para evaluar si existen indicios de que un activo pueda haberse deteriorado la Empresa con el apoyo de su personal técnico evalúa en base a fuentes externas e internas de información, si existen circunstancias que hayan generado o pudieran generar deterioro en el valor de los activos.

5.9. Provisiones

Las provisiones se reconocen cuando la Empresa tiene una obligación presente legal o implícita, como consecuencia de un suceso pasado, cuya liquidación requiere una salida de recursos que se considera probable y que se puede estimar con fiabilidad. Dicha obligación puede ser legal o tácita, derivada de, entre otros factores, regulaciones, contratos, prácticas habituales o compromisos públicos que crean ante terceros una expectativa válida de que la Empresa asumirá ciertas responsabilidades.

5.10. Planes de beneficios definidos a empleados

El costo de proveer beneficios bajo los planes de beneficios definidos por concepto de jubilación, desahucio y retiro voluntario, es determinado, de acuerdo a lo señalado en la NIC 19 "Beneficios a los Empleados". El pasivo por beneficios a los empleados representa el valor presente de las obligaciones, las cuales son descontadas de acuerdo a valorizaciones realizadas por un actuario independiente. Las ganancias o pérdidas actuariales se reconocen en otro resultado integral, o en el resultado del periodo cuando existan nuevas metodologías de medición.

5.11. Medio ambiente

La Empresa para dar cumplimiento a la normativa medio ambiental, ha debido cumplir con requisitos exigidos para la elaboración de estudios de impacto ambiental. Los desembolsos por monitoreo ambiental se registran en gastos en el periodo en que se incurren.

5.12. Impuestos

En razón de la exención del pago del impuesto a la renta por efecto de la aplicación de la Ley Orgánica de Empresas Públicas, no se aplica la NIC 12.

5.13. Reconocimiento de ingresos

Los ingresos son reconocidos en la medida que es probable que los beneficios económicos fluyan a la Empresa y puedan ser confiablemente medidos. Los ingresos de actividades ordinarias que corresponden principalmente a la venta de energía, son reconocidos en base a los pliegos tarifarios aprobados por la ARCONEL. Los otros ingresos son medidos al valor razonable de la contraprestación recibida o por recibir. Los ingresos asociados con la operación se reconocen y registran, considerando el grado de terminación de la prestación a la fecha del balance.

Los ingresos por venta de energía, se reconocen una vez suministrado el servicio a los consumidores y clientes. La periodicidad de la facturación es mensual tanto en la venta directa a los abonados como en las ventas en el Mercado Eléctrico.

5.14. Costos y gastos

Se registran el momento que ocurre y ha sido devengado, independientemente de la fecha de cancelación. Los costos por compra de energía se determinan en función a las facturas mensualmente emitidas por los proveedores de energía. La energía no facturada es reconocida como costo en base a los informes que presenta el Departamento de Planificación. Representa la diferencia entre la energía comprada y la energía facturada.

El IVA pagado en la adquisición de bienes y servicios se carga directamente al costo o gasto según corresponda.

5.15. Estado de flujos de efectivo

El Estado de Flujos de Efectivo considera los movimientos durante cada ejercicio económico determinados mediante el método directo, para lo cual se consideran:

- Como flujos de efectivo las entradas y salidas de efectivo de bancos y fondos rotativos;
- Como actividades de operación o de explotación, las que constituyen la fuente principal de ingresos ordinarios, como también otras actividades no calificadas como de inversión o de financiamiento;
- Como actividades de inversión, las adquisiciones, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes;
- Como actividades de financiamiento aquellas que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero.

5.16. Estimaciones

Los supuestos claves respecto del futuro y otras fuentes clave de incertidumbre de estimaciones a la fecha del estado de situación financiera, que tienen un riesgo significativo de causar un ajuste material en los valores en libros de activos y pasivos se discuten a continuación:

5.16.1. Vida útil y valor residual de propiedad, planta y equipo:

La determinación de las vidas útiles y los valores residuales de los componentes de propiedad, planta y equipo involucra juicios y supuestos que podrían ser afectados si cambian las circunstancias. La Administración revisa estos supuestos en forma periódica y los ajusta en base prospectiva en el caso de identificarse algún cambio.

5.16.2. Beneficios a los empleados:

El costo de los beneficios a empleados que califican como planes de beneficios definidos de acuerdo a la NIC 19 "Beneficios a Empleados", es determinado usando valuaciones actuariales, según el método de unidad de crédito proyectada. La valuación actuarial involucra suposiciones respecto de tasas de descuento, futuros aumentos de sueldo, tasas de rotación de empleados y tasas de mortalidad, entre otros. Debido a la naturaleza de largo plazo de estos planes, tales estimaciones están sujetas a una cantidad significativa de incertidumbre.

Los costos de los servicios pasados se reconocen inmediatamente en la medida en que los beneficios ya han sido otorgados; de lo contrario, son amortizados utilizando el método de línea recta en el período promedio hasta que dichos beneficios son otorgados.

Los beneficios a los empleados están compuestos por:

Jubilación Patronal.- Es un beneficio para obreros y servidores en base al Artículo 20 del XIV Contrato Colectivo y al artículo 98 de las Normas de Administración del Talento Humano (NATHS). Decreto Ejecutivo 1701 del 18 de mayo del 2009.

Indemnización Jubilación.- Es un beneficio para obreros y servidores en base al Artículo 19 del XIV Contrato colectivo y al Artículo 97 de las (NATHS).

Retiro Voluntario.- Es un beneficio para obreros y servidores en base al artículo 55 del XIV Contrato Colectivo y el artículo 95 de las NATHS.

Desahucio.- Es un beneficio exclusivo para obreros en base al artículo 185 del Código del Trabajo y a la disposición general primera del XIV Contrato Colectivo.

El Ministerio de Relaciones Laborales mediante resolución No. MRL-2013-EDT-0400, de 19 de julio de 2013, estableció un nuevo régimen laboral, calificando a las obreras y obreros sujetos al Código del Trabajo y las servidoras y servidores

sujetos a la Ley Orgánica de Empresas Públicas, por lo que en la empresa operan dos regímenes salariales.

5.16.3. Valor justo de activos y pasivos:

En ciertos casos las NIIF requieren que activos y pasivos sean registrados a su valor justo. Valor justo es el monto al cual un activo puede ser comprado o vendido o el monto al 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. Las bases para la medición de activos y pasivos a su valor justo son los precios vigentes en mercados activos. En su ausencia, la Empresa estima dichos valores basada en la mejor información disponible, incluyendo el uso de modelos u otras técnicas de valuación.

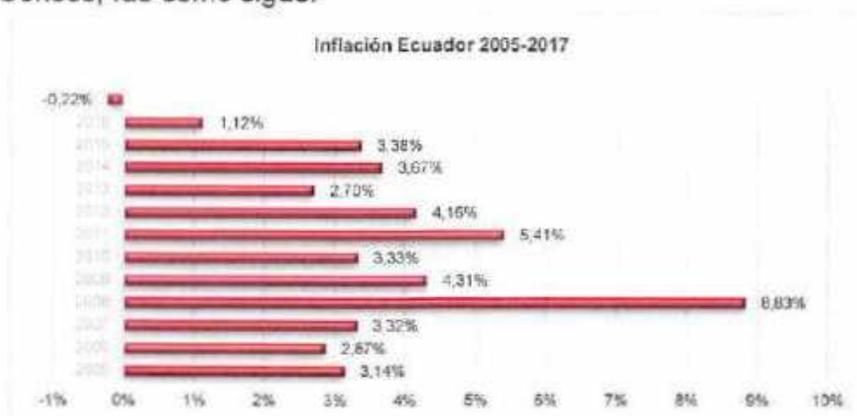
5.16.4. Valor de propiedad, planta y equipo:

La Empresa ha determinado el valor justo de sus Propiedades, Planta y equipos significativos como parte del proceso de adopción de las NIIF. Este ejercicio requirió la valorización de estos activos considerando las condiciones de mercado en la fecha de transición. El valor de mercado se determinó como el costo de reposición de los bienes, rebajando el monto de depreciación estimada basado en la antigüedad de los mismos.

A pesar de que estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlas, al alza o a la baja, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de estimación en los correspondientes estados financieros futuros.

5.17. Cambios en el poder adquisitivo de la moneda

El poder adquisitivo de la moneda dólar según lo mide el Índice de Precios al Consumidor del área urbana, calculado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, fue como sigue:



Los índices alcanzados en la economía dolarizada ecuatoriana no son indicativos de hiperinflación, por lo tanto no es necesario efectuar corrección monetaria conforme lo requiere la NIC 29.

5.18. Aplicación de Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), al 31 de diciembre del 2017

5.19.1 NORMAS NUEVAS Y REVISADAS CON EFECTO MATERIAL SOBRE LOS ESTADOS FINANCIEROS

A continuación un detalle de las normas nuevas y/o revisadas emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB), efectivas a partir del 1 de enero del 2017, las cuales no son aplicables o no han tenido efecto significativo en las revelaciones o importes reconocidos en los estados financieros:

Nuevas normas, modificaciones e interpretaciones	Asunto	Efectiva a partir de períodos que inician el año después de
Modificación a la NIIF 11 Contabilización de las adquisiciones de participaciones en operaciones conjuntas (publicada en mayo de 2014)	Especifica la forma de contabilizar la adquisición de una participación en una operación conjunta cuya actividad constituye un negocio.	Enero 1, 2016
Modificación de la NIC 15 y NIC 38 Métodos aceptables de depreciación y amortización (publicada en mayo de 2014)	Clarifica los métodos aceptables de amortización y depreciación del inmovilizado material e intangible, que no incluyen los basados en Ingresos.	Enero 1, 2016
Modificación a la NIC 16 y NIC 41: Plantas productoras (publicada en junio de 2014)	Las plantas productoras pasarán a llevarse a coste, en lugar de a valor razonable.	Enero 1, 2016
Modificaciones NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28: Entidades de Inversión (Diciembre 2014)	Clarificaciones sobre la excepción de consolidación de las sociedades de inversión	Enero 1, 2016
Modificación a la NIC 27 Método de participación en Estados Financieros Separados (publicada en agosto de 2014)	Se permitirá el método de participación en los estados financieros individuales de un inversor.	Enero 1, 2016
Modificaciones NIC 1: Iniciativa desgloses (Diciembre 2014)	Diversas aclaraciones en relación con los desgloses (materialidad, agregación, orden de las notas, etc.).	Enero 1, 2016
Mejoras a las NIIF Ciclo 2012-2014 (publicada en septiembre de 2014)	Modificaciones menores a una serie de normas.	Enero 1, 2016

A continuación se resume una breve explicación de cada norma y su efecto en los estados financieros.

Modificaciones a la NIIF 11 Contabilización de adquisiciones de intereses en Operaciones Conjuntas (Efectiva a partir de enero 1 de 2016)

Las modificaciones a la NIIF 11 proporcionan lineamientos para determinar cómo contabilizar la adquisición de una operación conjunta que constituya un negocio, según la definición de la NIIF 3 Combinaciones de Negocios. Específicamente, las modificaciones establecen que deberían aplicarse los

principios relevantes de contabilidad de combinaciones de negocios de la NIIF 3 y de otras normas (por ejemplo, NIC 36 Deterioro de Activos, con respecto a la prueba de deterioro de una unidad generadora de efectivo a la que se ha distribuido la plusvalía en una adquisición de una operación conjunta). Deben utilizarse los mismos requisitos para la formación de una operación conjunta si, y solo si, un negocio existente es aportado a la operación conjunta por una de las partes que participa en ella.

También se requiere a un operador conjunto, revelar la información relevante solicitada por la NIIF 3 y otras normas de combinación de negocios.

Las modificaciones a la NIIF 11 se aplican de manera prospectiva, para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016 o posteriormente. Esta norma no ha sido aplicable en el año 2016 y tampoco se prevé que en el futuro tenga un impacto sobre los estados financieros.

Modificaciones a la NIC 16 y NIC 38 Aclaración de los Métodos Aceptables de Depreciación y Amortización (Efectiva a partir de enero 1 de 2016)

Las modificaciones a la NIC 16 les prohíben a las entidades utilizar un método de depreciación para partidas de propiedad, planta y equipo basado en el ingreso. Mientras que las modificaciones a la NIC 38 introducen la presunción rebatible de que el ingreso no es un principio apropiado para la amortización de un activo intangible. Esta presunción solo puede ser rebatida en las dos siguientes circunstancias:

- Cuando el activo intangible es expresado como medida de ingreso o;
- Cuando se pueda demostrar que un ingreso y el consumo de beneficios económicos del activo intangible se encuentran estrechamente relacionados.

Las modificaciones se aplican prospectivamente para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016 o posteriormente. La Empresa usa el método de línea recta para la depreciación y amortización de propiedades, planta, equipo y bienes intangibles, respectivamente y considera que este método de línea recta es el más apropiado para reflejar el consumo de beneficios económicos inherentes a los respectivos activos.

Modificaciones a la NIC 16 y la NIC 41: Agricultura: Plantas Productoras (Efectiva a partir de enero 1 de 2016)

Las modificaciones a la NIC 16 y NIC 41 definen el concepto de planta productora y requieren que los activos biológicos que cumplan con esta definición sean contabilizados como propiedad, planta y equipo, de conformidad con la NIC 16, en lugar de la NIC 41. El producto agrícola de plantas productoras se sigue contabilizando según la NIC 41. La Empresa no se dedica a actividades agrícolas, por tanto no es aplicable.

Modificaciones a la NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28 - Entidades de Inversión: Aplicación de la Excepción de Consolidación (Efectiva a partir de enero 1 de 2016)

Las modificaciones a la NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28 aclaran que la excepción de la preparación de estados financieros consolidados está disponible para una entidad controladora que es una subsidiaria de una entidad de inversión, incluso si la entidad de inversión mide todas sus subsidiarias a valor razonable de conformidad con la NIIF 10. Adicionalmente, las modificaciones aclaran que la exigencia de una entidad de inversión para consolidar una subsidiaria que presta servicios relacionados con las actividades de inversión anteriores se aplica únicamente a las subsidiarias que no son entidades de inversión por sí mismas.

Esta norma no ha sido aplicable en el año 2016 y tampoco se prevé que en el futuro tenga un impacto sobre los importes reconocidos en los estados financieros.

Modificaciones a la NIC 27: Método de participación en los estados financieros separados (Efectiva a partir de enero 1 de 2016)

Las modificaciones a la NIC 27 permiten que en los estados financieros separados, se registren las inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas, usando el método de participación. Anteriormente sólo se permitía el método del costo o de acuerdo con la norma de instrumentos financieros. Adicionalmente, aclara que estados financieros separados, son aquellos presentados en adición a los estados financieros consolidados o en adición a los estados financieros de un inversionista que no tiene subsidiarias pero que tiene inversiones en asociadas o negocios conjuntos, para las cuales las inversiones se registran usando el método de participación.

Esta norma no ha sido aplicable en el año 2016 y tampoco se prevé que en el futuro tenga un impacto sobre los importes reconocidos en los estados financieros.

Modificaciones a la NIC 1 Iniciativa de Revelación (Efectiva a partir de enero 1 de 2016)

La Empresa ha aplicado estas enmiendas por primera vez en el año actual. Las enmiendas clarifican que una entidad no necesita proporcionar una revelación específica requerida por las NIIF, si la información resultante de tal revelación no es material, y da guía sobre las bases de información agregada y desagregada para propósitos de revelación. Sin embargo, las enmiendas reiteran que una entidad debe considerar proveer información adicional cuando el cumplimiento con un requerimiento específico de NIIF es insuficiente para permitir que los usuarios de los estados financieros entiendan el impacto de transacciones particulares, eventos y condiciones, sobre la posición financiera y resultados de operación.

En adición, la enmienda clarifica que la participación de una entidad en otro resultado integral proveniente de asociadas o negocios conjuntos registrados usando el método de participación debe presentarse por separado de aquellos que surgen de las operaciones del Grupo, y deben presentarse por separado en la participación de partidas que, de acuerdo con otras NIIF: (i) no serán reclasificadas posteriormente a resultados; y, (ii) serán reclasificadas posteriormente a resultados cuando se cumplan con condiciones específicas.

Respecto de la estructura de los estados financieros, las enmiendas proveen ejemplos de un orden sistemático o agrupación de notas.

La aplicación de estas enmiendas no ha tenido ningún impacto en la posición financiera y resultados de operación de la Empresa.

Mejoras anuales a las NIIF Ciclo 2012 – 2014: Modificaciones a la NIC 19 Planes de Beneficios Definidos - Tasa de descuento (Efectiva a partir de enero 1 de 2016)

Las modificaciones de la NIC 19 aclaran que la tasa utilizada para descontar las obligaciones por beneficios post-empleo debe determinarse con referencia a la de los rendimientos de mercado sobre bonos corporativos de alta calidad al final del período de reporte. La evaluación de la profundidad de un mercado para bonos corporativos de alta calidad debe ser a nivel de la moneda (es decir, la misma moneda en que los beneficios deben ser pagados). Para las monedas para las que no existe un mercado profundo de tales bonos corporativos de alta calidad, se deben utilizar los rendimientos de mercado de bonos del gobierno denominados en esa moneda a la fecha de reporte.

Al ser el dólar de los Estados Unidos la moneda de circulación en Ecuador y en la que se van a pagar los pasivos por beneficios definidos y considerando que el mercado de bonos corporativos de alta calidad en Ecuador no es profundo, se ha establecido que la tasa para descontar los pasivos por beneficios definidos debe ser determinada por referencia a la tasa de los rendimientos del mercado de bonos corporativos de alta calidad de los Estados Unidos. La tasa de descuento utilizada por la empresa actuaria se determina por referencia a la tasa pasiva referencial del Banco Central y se espera aplicar este cambio en el año actual.

5.19.2 NORMAS NUEVAS Y REVISADAS EMITIDAS PERO AÚN NO EFECTIVAS

La Empresa no ha aplicado las siguientes Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) nuevas y revisadas que han sido emitidas pero aún no son efectivas, aunque se permite aplicación anticipada. Un detalle es como sigue:

Nuevas normas, modificaciones e interpretaciones	Asunto	Efectiva a partir de periodos que inicien en o después de
Modificaciones a la NIC 7 - Iniciativa de Revelaciones	Exigen que las entidades incluyan información sobre los cambios en los pasivos derivados de actividades de financiación.	Enero 1, 2017
Modificaciones a la NIC 12 - Reconocimiento de Activos por Impuestos Diferidos por Pérdidas no Realizadas	Acleran la contabilización de los activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas.	Enero 1, 2017
NIIF 9 Instrumentos financieros (última fase publicada en julio de 2014)	Sustituye a los requisitos de clasificación, valoración, reconocimiento y baja en cuentas de activos y pasivos financieros, la contabilidad de coberturas y deterioro de NIC 39.	Enero 1, 2018
NIIF 15 Ingresos de Actividades Ordinarias Procedentes de Contratos con Clientes (publicada en mayo de 2014)	Nueva norma de reconocimiento de ingresos (Sustituye a la NIC 11, NIC 18, IFRIC 13, IFRIC 15, IFRIC 18 y SIC-31).	Enero 1, 2018
Modificaciones a la NIIF 2 - Clasificación y Medición de transacciones de Pagos Basados en Acciones	Enmiendas relacionadas con la clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones.	Enero 1, 2018
NIIF 16 Arrendamientos	Establece los principios para el reconocimiento, valoración, presentación, y desglose de los arrendamientos con el objetivo de garantizar que tanto arrendatario como arrendador facilitan información relevante que presenta una imagen fiel de dichas operaciones.	Enero 1, 2019
Modificación NIIF 10 y NIC 28 Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada/negocio conjunto (publicada en septiembre de 2014)	Clarificación en relación al resultado de estas operaciones si se trata de negocios o de activos.	Fecha por definir

A continuación presentamos un breve resumen de cada norma y su posible efecto en los estados financieros de la Empresa:

Modificaciones a la NIIF 7 - Iniciativa de Revelaciones (Efectiva a partir de enero 1 de 2017)

Las modificaciones requieren a una entidad proveer revelaciones que permitan a los usuarios de estados financieros evaluar los cambios en pasivos que surgen de actividades de financiamiento.

La Administración no prevé que la aplicación de estas modificaciones en el futuro tenga un impacto material sobre los estados financieros.

Modificaciones a la NIC 12 - Reconocimiento de Activos por Impuestos Diferidos por Pérdidas no Realizadas (Efectiva a partir de enero 1 de 2017)

Las modificaciones clarifican lo siguiente:

1. Disminuciones por debajo del costo en el saldo en libros de instrumentos de deuda a tasa fija, medidos a valor razonable, para los cuales la base tributaria se mantiene al costo, da lugar a una diferencia temporaria deducible, independientemente de si el tenedor de los instrumentos de deuda espera recuperar el saldo en libros mediante la venta o por el uso, o si es probable que el emisor pagará todos los flujos de caja contractuales.
2. Cuando una entidad evalúa si existirán utilidades gravables disponibles para ser utilizados como diferencia temporal deducible, y las leyes impositivas restringen la utilización de las pérdidas para deducirse de los ingresos gravables de un tipo específico, una entidad evalúa la diferencia temporaria deducible en combinación con otras diferencias temporarias deducibles de ese mismo tipo, pero de forma separada de otros tipos de diferencias temporarias.
3. La estimación de utilidades gravables futuras puede incluir la recuperación de algún tipo de activo de la entidad por un valor superior al saldo en libros si hay suficiente evidencia que es probable que la entidad alcanzará los mismos; y,
4. En la evaluación de si existen utilidades gravables futuras suficientes, una entidad debe comparar las diferencias temporarias deducibles con las utilidades gravables futuras excluyendo las deducciones impositivas que resulten de la reversión de dichas diferencias temporarias deducibles.

La Administración no prevé que la aplicación de estas modificaciones en el futuro tenga un impacto material sobre los estados financieros.

NIIF 9 - Instrumentos financieros (Efectiva a partir de enero 1 de 2018)

En julio del 2014, se emitió otra versión revisada de la NIIF 9, principalmente para incluir lo siguiente:

- Requerimientos de deterioro para activos financieros y,
- Modificaciones limitadas a los requisitos de clasificación y medición al introducir una categoría de medición a "valor razonable con cambios en otro resultado integral", para ciertos instrumentos deudores simples.

Los requisitos claves de la NIIF 9:

- Todos los activos financieros que se clasifican dentro del alcance de la NIC 39 - Instrumentos Financieros, se reconocerán posteriormente a su costo amortizado o valor razonable. Específicamente, los instrumentos de deuda

que se mantienen dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo sea el de recaudar los flujos de efectivo contractuales, y que tengan flujos de efectivo contractuales que son únicamente pagos de capital e intereses sobre el capital pendiente por lo general se miden al costo amortizado al final de los periodos contables posteriores. Los instrumentos de deuda mantenidos en un modelo de negocio cuyo objetivo se cumpla tanto al recaudar los flujos de efectivo contractuales como por la venta de activos financieros, y que tengan términos contractuales del activo financiero que dan lugar en fechas específicas a flujos de efectivo que solo constituyen pagos de capital e intereses sobre el importe del principal pendiente, son medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral. Todas las otras inversiones de deuda y de patrimonio se miden a sus valores razonables al final de los periodos contables posteriores. Además, bajo la NIIF 9, las entidades pueden hacer una elección irrevocable para presentar los cambios posteriores en el valor razonable de una inversión de patrimonio (no mantenida para negociar) en otro resultado integral, y solo con el ingreso por dividendos generalmente reconocido en el resultado del periodo.

- En la medición de los pasivos financieros designados a valor razonable con cambios en resultados, la NIIF 9 requiere que el importe generado por cambio en el valor razonable del pasivo financiero que sea atribuible a cambios en el riesgo de crédito del referido pasivo, se presente en otro resultado integral, a menos que, el reconocimiento de los efectos de los cambios en el riesgo de crédito del pasivo en otro resultado integral genere una asimetría contable en el resultado del periodo. Los cambios en el valor razonable atribuible al riesgo de crédito de un pasivo financiero no son posteriormente reclasificados al resultado del periodo. Según la NIC 39, la totalidad del importe del cambio en el valor razonable del pasivo financiero designado a valor razonable con cambios en resultados se presenta en el resultado del periodo.
- Respecto al deterioro de activos financieros, la NIIF 9 establece un modelo de deterioro por pérdida crediticia esperada, contrario al modelo de deterioro por pérdida crediticia incurrida, de conformidad con la NIC 39. El modelo de deterioro por pérdida crediticia esperada requiere que una entidad contabilice las pérdidas crediticias esperadas y cambios en esas pérdidas crediticias esperadas en cada fecha de reporte para reflejar los cambios en el riesgo crediticio desde el reconocimiento inicial. En otras palabras, ya no es necesario que ocurra un evento antes de que se reconozcan las pérdidas crediticias.
- La NIIF 9 mantiene los tres tipos de mecanismos de contabilidad de cobertura, que en la actualidad se establecen en la NIC 39. De conformidad con la NIIF 9, los tipos de transacciones elegibles para la contabilidad de cobertura son mucho más flexibles, específicamente, al ampliar los tipos de instrumentos que se clasifican como instrumentos de cobertura y los tipos de componentes de riesgo de partidas no financieras

elegibles para la contabilidad de cobertura. Además, se ha revisado y reemplazado la prueba de efectividad por el principio de "relación económica". Ya no se requiere de una evaluación retrospectiva para medir la efectividad de la cobertura. También se añadieron requerimientos de revelación mejorados sobre las actividades de gestión de riesgo de una entidad.

La Administración de la Empresa, prevé que la aplicación de la NIIF 9 en el futuro no tendrá efecto significativo sobre los importes reconocidos en los estados financieros adjuntos, en relación con los activos financieros y pasivos financieros de la Empresa.

NIIF 15 - Ingresos Procedentes de contratos con los clientes (Efectiva a partir de enero 1 de 2018)

En mayo del 2014 se emitió la NIIF 15, que establece un modelo extenso y detallado que deben utilizar las entidades en el registro y reconocimiento de ingresos procedentes de contratos con clientes. La NIIF 15 reemplazará el actual lineamiento de reconocimiento de ingresos, incluyendo la NIC 18 Ingresos, la NIC 11 Contratos de Construcción y las interpretaciones respectivas en la fecha en que entre en vigencia.

El principio fundamental de la NIIF 15 es que una entidad debería reconocer el ingreso que representa la transferencia de bienes o servicios establecidos contractualmente a los clientes, en un importe que refleje la contraprestación que la entidad espera recibir a cambio de bienes o servicios. Específicamente, la norma añade un modelo de 5 pasos para contabilizar el ingreso:

Paso 1: identificar el contrato con los clientes.

Paso 2: identificar las obligaciones de ejecución en el contrato.

Paso 3: determinar el precio de la transacción.

Paso 4: distribuir el precio de transacción a las obligaciones de ejecución en el contrato.

Paso 5: reconocer el ingreso cuando (o en la medida que) la entidad satisfaga la obligación.

Según la NIIF 15, una entidad contabiliza un ingreso cuando (o en la medida que) se satisfaga una obligación de ejecución, es decir, cuando el "control" de los bienes y servicios relacionados con una obligación de ejecución particular es transferido al cliente. Se han añadido muchos más lineamientos detallados en la NIIF 15 para poder analizar situaciones específicas. Además, la NIIF 15 requiere amplias revelaciones.

En Abril 2016, el IASB emitió "Clarificaciones a la NIIF 15" en relación a la identificación de obligaciones de ejecución, consideraciones de principal versus agente, así como una guía de aplicación para licencias.

La Administración de la Empresa prevé que la aplicación de la NIIF 15 en el futuro no tendrá un impacto significativo sobre los importes reconocidos en los estados financieros adjuntos y sus revelaciones.

Modificaciones a la NIIF 2 - Clasificación y Medición de transacciones de Pagos Basados en Acciones (Efectiva a partir de enero 1 de 2018)

Las modificaciones clarifican que:

1. En la estimación del valor razonable de pagos basados en acciones liquidados en efectivo, la contabilidad del efecto del cumplimiento o no cumplimiento de la irrevocabilidad de la concesión, debe seguir el mismo enfoque que los pagos basados en acciones liquidados en acciones.
2. Donde las leyes y regulaciones de impuestos requieran a una entidad efectuar una retención de un número específico de instrumentos de patrimonio igual al valor monetario de las obligación impositiva del empleado para cumplir con la obligación tributaria del empleado, la cual es remitida a la autoridad tributaria, por ejemplo, acuerdos de pagos basados en acciones que tienen una condición de pago neto. Dicho acuerdo debe ser calificado como liquidación en acciones en su totalidad, considerando que el pago basado en acciones hubiera sido clasificado como que se liquidará en patrimonio si no hubiera incluido la condición de pago neto.
3. La modificación de pagos basados en acciones que cambie la transacción de liquidación en efectivo a liquidación en acciones debe ser registrada como sigue:
 - i. El pasivo original es dado de baja;
 - ii. El pago liquidado en acciones es reconocido a la fecha de modificación al valor razonable del instrumento de patrimonio otorgado, en la medida que los servicios han sido prestados a la fecha de la modificación; y,
 - iii. Cualquier diferencia entre el saldo en libros del pasivo a la fecha de la modificación y el valor reconocido en patrimonio debe ser reconocido inmediatamente en resultados.

La Administración de la Empresa prevé que la aplicación de la NIIF 2 en el futuro no tendría un impacto significativo sobre los importes reconocidos en los estados financieros debido a que no tiene acuerdos de pagos basados en acciones que se liquiden en efectivo o no existen retenciones de impuestos aplicables.

NIIF 16 – Arrendamientos (Efectiva a partir de enero 1 de 2019)

La NIIF 16 introduce un modelo integral para la identificación de contratos de arrendamiento y tratamiento contable para arrendador y arrendatario, la NIIF 16 reemplaza la actual guía de arrendamientos incluida en la NIC 17 e interpretaciones relacionadas.

NIIF 16 diferencia entre arrendamientos y contratos de servicio sobre la base de si un activo identificado es controlado por el cliente. La diferenciación entre arrendamiento operativo y arrendamiento financiero ha sido eliminada para la contabilidad del arrendador y es reemplazada por un modelo en el cual el derecho de uso del activo y su correspondiente pasivo tiene que ser reconocido por el arrendador para todos los arrendamientos, excepto los arrendamientos de corto plazo y aquellos con un valor bajo de activo.

El derecho de uso del activo es inicialmente medido al costo y subsecuentemente medido al costo (sujeto a ciertas excepciones) menos depreciación acumulada y pérdidas por deterioro, ajustado por cualquier remediación del pasivo del arrendatario. El pasivo del arrendatario es inicialmente medido al valor presente de los pagos del arrendamiento que no son pagados a esa fecha. Posteriormente el pasivo del arrendatario es ajustado por intereses y pagos así como el impacto de las modificaciones al arrendamiento, entre otros. En adición, la clasificación de los flujos de caja de los pagos por arrendamientos operativos que de acuerdo con NIC 17 son presentados como flujos de caja de actividades de operación también tendrá impacto. De acuerdo con el modelo de NIIF 16 los pagos por arrendamiento serán divididos en principal e interés los cuales serán presentados como flujos de caja de actividades de financiamiento y de operación, respectivamente.

En contraste a la contabilidad del arrendatario, la NIIF 16 sustancialmente mantiene los requerimientos de NIC 17 para la contabilidad del arrendador y continúa con el requerimiento de clasificar el arrendamiento como operativo o financiero. Extensas revelaciones son requeridas con NIIF 16.

La Administración prevé que la aplicación de la NIIF 16 en el futuro no tendrá un efecto significativo sobre los importes reconocidos en los estados financieros y sus revelaciones.

Modificaciones a la NIIF 10 y la NIC 28 - Venta o Aportación de Activos entre un Inversor y su Asociada o Negocio Conjunto (Fecha de aplicación por definir)

Las modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28 se refieren a situaciones en las que hay una venta o contribución de activos entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto. Específicamente se establece que las ganancias o pérdidas resultantes de la pérdida de control de una subsidiaria que no contenga un negocio, en una transacción con una asociada o un negocio conjunto que se contabilicen utilizando el método de participación, se reconocen en el resultado

de la controladora sólo en la proporción de la participación de los inversionistas no relacionados en esa asociada o negocio conjunto. De igual forma, las ganancias y pérdidas resultantes de la remediación a valor razonable de las inversiones retenidas en alguna subsidiaria anterior (que se ha convertido en una asociada o un negocio conjunto que se contabilice según el método de participación) se reconocen en el resultado de la anterior controladora sólo en la proporción de la participación de los inversionistas no relacionados en la nueva asociada o negocio conjunto.

La fecha efectiva de las modificaciones a la NIIF 10 y la NIC 28 fue diferida para una fecha que aún no ha sido determinada, sin embargo, la aplicación anticipada es permitida. La Administración no prevé que la aplicación de estas modificaciones en el futuro tenga un impacto sobre los importes reconocidos en los estados financieros.

ESTADO DE SITUACIÓN – Composición de saldos

6. EFECTIVO Y SUS EQUIVALENTES (111)

6.1. Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, se presentan como siguen, en dólares

Código	Cuenta	Ref	2017	2016	Variación
111	EFECTIVO Y SUS EQUIVALENTES		10 623 348,78	11 686 912,68	(1 063 563,90)
11101	CAJA GENERAL		86 805,22	69 158,62	17 646,60
11102	FONDOS PARA CAMBIOS		10 100,00	10 100,00	-
11103	FONDOS ROTATIVOS		38 000,00	38 000,00	-
11104	BANCOS	a)	10 488 443,56	11 569 654,06	(1 081 210,50)

6.2. Análisis

a) Bancos

- El movimiento anual de la cuenta bancos se resume a continuación:

Tabla No. 1.- Movimiento anual de bancos durante el año 2017, en dólares

Código	Cuenta	Saldo 2016-12-31	Movimientos deudores	Movimientos acreedores	Saldo 2017-12-31
1110401010001	BANCO DEL AUSTRO	174 173,45	354 203,67	322 926,70	205 450,42
1110401010002	BANCO DEL PACIFICO	117 653,78	154 511,21	139 087,23	133 177,76
1110401010004	BANCO DE GUAYAQUIL	4 520,33	64 107,01	62 773,47	5 853,87
1110401010005	PRODUBANCO	6 089,98	20 581,56	17 073,86	9 597,68
1110401010008	BANCO BANECUADOR	85 626,17	7 210 123,56	1 946 456,15	5 349 293,58
1110401010009	BANCO CENTRAL ECUADOR	11 181 590,35	74 721 216,09	81 117 736,19	4 785 070,25
	Total	11 569 654,06	82 524 843,10	83 606 053,60	10 488 443,56

7. ACTIVOS FINANCIEROS (112)

7.1. Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, se presentan como siguen, en dólares:

Código	Cuenta	Ref	2017	2016	Variación
112	ACTIVOS FINANCIEROS		39 156 972,85	40 511 235,73	(1 354 262,88)
11201	CUENTAS POR COBRAR CONSUMIDORES	a)	8 208 508,04	8 057 253,36	151 254,68
11202	CUENTAS Y DOCUMENTOS POR COBRAR A CLIENTES NO RELACIONADOS	b)	7 194 038,69	6 702 506,29	491 532,40
11203	CUENTAS Y DOCUMENTOS POR COBRAR A CLIENTES RELACIONADOS	c)	4 426 094,39	5 456 436,76	(1 030 342,37)
11204	OTRAS CUENTAS POR COBRAR NO RELACIONADOS	d)	1 000 483,44	796 229,04	204 254,40
11205	OTRAS CUENTAS POR COBRAR RELACIONADOS	e)	19 205 331,51	20 344 968,33	(1 139 636,82)
11206	PROVISIÓN POR DETERIORO DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS	f)	(877 483,22)	(846 158,05)	(31 325,17)

7.2. Análisis

a) 11201 Cuentas por cobrar consumidores

- Esta cuenta registra la cartera comercial originada por la venta de energía a sus clientes clasificados dentro de las diferentes categorías del pliego tarifario; su saldo al 31 de diciembre del 2017 es 8 208 508,04 USD.
- El movimiento y el saldo anual de la cuenta consumidores se muestra a continuación:

Tabla No. 2.- Movimiento de la cuenta consumidores durante el año 2017, en dólares

Detalle	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
(*) Facturación energía	6 273 594,75	6 200 457,56	6 262 991,71	6 336 056,64	6 438 403,93	6 395 869,01	6 329 301,42	6 421 672,28	6 389 616,00	6 541 227,91	6 634 289,63	6 511 525,80	76 635 627,24
(*) Facturación ocasionales	13 773,64	10 546,82	10 788,98	12 301,20	9 933,31	10 696,03	6 617,30	15 997,84	7 414,25	13 253,42	0 257,01	0 257,01	129 626,81
(-) Recaudación energía	(6 079 297,69)	(5 684 152,66)	(6 752 784,45)	(6 200 544,63)	(6 265 444,74)	(6 424 905,30)	(6 442 127,51)	(6 477 239,45)	(6 217 693,64)	(6 439 513,75)	6 517 141,20)	(6 603 720,38)	(76 274 825,62)
(-) Recaudación contratos	(17 020,70)	(10 546,82)	(10 811,80)	(12 526,41)	(9 933,31)	(10 717,44)	(6 617,30)	(15 997,84)	(7 518,62)	(13 274,83)	(9 283,42)	(9 257,01)	(133 504,70)
(*) Notas de crédito	3 247,96		22,82	134,21		21,41			104,57	21,41	26,41		3 577,89
(+/-) Rectificaciones	(10 319,37)	(9 493,72)	(12 411,50)	(17 178,31)	(9 165,99)	(12 764,64)	(16 276,21)	(13 736,88)	(13 644,36)	(22 753,54)	(47 402,14)	(16 468,40)	(209 546,95)
(-) Bajas												(4 482,71)	(4 482,71)
(*) Movimiento neto	174 977,69	906 901,16	(502 203,50)	(71 696,30)	164 863,20	(41 831,13)	(129 902,30)	(69 006,05)	156 276,37	86 960,62	69 746,29	(198 662,59)	151 254,67
(*)												Saldo al 2016-12-31	8 057 253,56
(-)												Saldo al 2017-12-31	8 208 508,04

Comentario.- El porcentaje de recaudación anual es del 99,81% conforme se demuestra a continuación:

Recaudación total = Recaudación energía + recaudación contratos + rectificaciones + bajas

Facturación total = Facturación de energía + facturación ocasionales

Recaudación total = 76 618 782,09

Facturación total = 76 765 554,05

% Recaudación anual = 99,81%

- El saldo de la cuenta consumidores (8 208 508,04 USD), está integrado por la facturación del mes de diciembre que asciende a 6 511 525,80 USD (79%) y la cartera de 1 696 982,24 USD (21%), la misma que se analiza a continuación:

Tabla No. 3.- Antigüedad de la cartera por provincia durante el año 2017, en dólares

PERIODO	2017					2016					Variación				
	Tungurahua	Pastaza	Palora	Napo	Total	Tungurahua	Pastaza	Palora	Tena	Total	Tungurahua	Pastaza	Palora	Tena	Total
30 días	627 691,02	106 002,51	15 856,18	76 613,15	826 202,86	626 099,91	119 037,07	21 879,39	102 275,40	849 291,83	21 491,11	(13 034,56)	(6 023,21)	(23 462,31)	(21 028,97)
60 días	68 646,98	21 164,83	7 335,69	32 554,52	130 103,12	89 403,05	43 821,18	11 339,64	42 365,88	186 929,78	9 243,82	(22 656,25)	(4 002,95)	(9 411,36)	(20 826,24)
90 días	27 808,23	8 493,06	4 950,08	23 280,26	64 530,15	30 471,00	16 502,40	1 311,61	16 404,18	53 400,06	(2 682,27)	(8 020,34)	3 944,67	7 876,13	1 129,05
180 días	46 773,21	29 547,71	9 574,64	50 380,16	136 275,22	66 787,98	63 538,86	17 920,85	63 836,12	181 083,51	(9 014,27)	(23 991,15)	(6 346,21)	(3 455,56)	(45 807,59)
360 días	22 833,16	39 665,80	18 054,19	77 960,34	158 213,29	29 666,74	62 532,07	12 970,81	66 623,05	181 692,77	(7 133,58)	(12 886,47)	6 193,28	11 397,29	(3 479,48)
más de 360 días	29 211,39	135 715,89	29 682,67	155 978,55	350 588,60	16 051,30	64 935,87	15 707,60	61 349,53	198 101,10	13 180,00	50 780,32	13 015,01	74 632,02	152 437,44
Subtotal	852 964,99	348 583,80	84 460,45	419 367,06	1 695 982,24	827 479,99	370 387,25	60 789,96	361 851,19	1 640 508,39	25 065,00	(29 797,45)	3 670,49	57 515,81	56 473,85
	50%	20%	5%	25%	100%	50%	23%	5%	22%	100%	2%	-2%	0%	4%	3%

Comentario.- Se observa una variación general entre el 2017 y 2016 de 56 473,85 USD, representando un incremento del 3%.

El saldo de la cuenta consumidores (8 208 508,04 USD), incluye 1 437 065,41 USD de valores de terceros, comprendiéndose como tales: tasa de basura, contribución bomberos, FERUM y seguro contra incendios.

b) 11202 Cuentas y documentos por cobrar a clientes no relacionados

- Esta cuenta está conformada por cargos fijos, cheques devueltos y protestados de clientes, facturación clientes especiales, facturación por generación a no relacionados y créditos otorgados en la ventanilla de contratos. El saldo al 31 de diciembre del 2017 es 7 194 038,69 USD e incluye principalmente los siguientes rubros: cargos fijos 7 073 889,29 USD y facturación por generación 120 107,58 USD un detalle de los movimientos de la facturación por generación es como sigue:

Tabla No. 4.- Facturación por generación a no relacionados durante el año 2017, en dólares

Descripción	Saldo al 2016-12-31	Ventas	Cobros	Compensaciones	Reclasificaciones/ Ajustes	Saldo al 2017-12-31
CENAGE	70 994,70	47 154,26	-	-	(30 474,89)	87 674,07
CORPORACION AZUCARERA DEL ECUADOR S.A.		1 566,80	(1 357,46)	-	(1,04)	208,30
ECOELECTRC	1 045,49	3 950,67	(1 420,61)	(1 045,49)	(515,50)	2 014,56
ECOLUZ	3 255,47	12 185,76	(13 122,86)	-	(705,44)	1 612,93
ECUAGESA	0,54	2,52	(2,27)	-	0,04	0,83
ELECTROQUIL	477,36	-	(477,40)	-	0,04	0,00
EMAP-Q	11 282,52	4 660,95	(6 893,34)	(7 726,91)	(1 021,60)	182,62
ENERMAX	24 678,62	8 927,54	(30 181,75)	(867,81)	-	2 566,60
GENERADORA ROCAFUERTE GENEROCA		266,82	(266,82)	-	-	(0,00)
HIDROABANICO	8 030,00	53 694,69	(52 046,40)	-	(4 760,64)	4 917,65
HIDROALTO GENERACION DE ENERGIA		17 302,34	(8 237,42)	-	-	9 064,92
HIDROSANBARTOLO	20 737,34	43 428,40	(53 193,03)	-	-	10 972,71
INTERVISA TRADE	266,04	222,63	(266,04)	-	(222,63)	-
SAN CARLOS	4 599,34	6 460,08	(9 722,55)	-	(474,61)	882,26
TERMOGUAYAS GENERATION S.A.		20,13	-	-	-	20,13
TOTAL	145 347,42	199 865,69	(177 289,95)	(9 639,21)	(38 176,27)	120 107,58

c) 11203 Cuentas y documentos por cobrar a clientes relacionados

- Esta cuenta registra principalmente los derechos de cobro a CNEL Bolívar producto del Convenio de Administración por un total de 4 221 190,75 USD.

Tabla No. 5.- Resumen económico de las cuentas por cobrar a CNEL Bolívar durante el año 2017, en dólares

Detalle	Plan 10 Millones	Proyectos Complementarios	Gastos de administración	Total
Saldo a favor a 31 de diciembre de 2016	4 177 194,70	332 192,59	750 037,23	5 259 424,52
- Transferencias		(77 342,18)		(77 342,18)
- Regulación RSND BID I		(211 847,57)		(211 847,57)
- Pagos recibidos			(749 044,02)	(749 044,02)
Saldo a favor a 31 de diciembre de 2017	4 177 194,70	43 002,84	993,21	4 221 190,75

Comentario.- El saldo de la cuenta por cobrar a Unidad de Negocios CNEL Bolívar se sustenta en las Actas de conciliación de cuentas por cobrar y pagar administración de CNEL EP Unidad de Negocios Bolívar por EEASA con corte al 31 de marzo del 2016 de Plan 10 Millones; y, en la liquidación que consta en la cláusula cuarta del Acta de Terminación por mutuo acuerdo del Contrato de Asociación para la Administración de CNEL EP - Unidad de Negocio Bolívar, suscrita entre el Gerente General de CNEL EP y el Presidente Ejecutivo de la EEASA el 10 de agosto del 2016.

- En el grupo 11203 también se controla la facturación por generación a relacionados, cuyo saldo es 204 903,64 USD. Un detalle de los saldos y movimientos principales de las cuentas por cobrar a empresas e instituciones del Estado se presentan a continuación:

Tabla No. 6.- Movimiento de facturación por generación a relacionados durante el año 2017, en dólares

Descripción	Saldo al 2016-12-31	Ventas	Cobros	Compensaciones	Reclasificaciones	Saldo al 2017-12-31
CELECEP		3 842 24	-	(3 351 12)	-	491 12
EMELNORTE	8 175 15	14 165 33	(14 766 69)	-	-	7 573 79
EMPRESA ELECTRICA AZOGUEZ	1 856 80	1 012 33	(1 056 35)	-	-	1 770 58
EMPRESA ELECTRICA CENTRO SUR	10 646 89	28 424 30	(29 953 05)	-	-	9 118 14
EMPRESA ELECTRICA COTOPAXI	14 897 12	12 207 63	(12 931 29)	-	-	14 173 46
EMPRESA ELECTRICA QUITO	83 024 42	121 710 65	-	(195 204 93)	36 86	10 467 01
EMPRESA ELECTRICA REGIONAL SUR	7 238 39	(2 277 50)	(178 72)	-	-	4 782 17
EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA	7 058 19	8 056 93	(8 602 77)	-	-	6 512 35
GERENC REGIONAL CNEL-GUAYAQUIL		142 361 67	(139 858 16)	-	-	2 523 41
GERENC REGIONAL CNEL-BOLIVAR	5 835 67	2 472 04	(2 353 04)	-	-	5 954 67
GERENC REGIONAL CNEL-EL ORO		30 826 65	(29 745 32)	-	-	1 081 33
GERENC REGIONAL CNEL-ESMERALDAS	20 618 82	16 426 96	(15 637 99)	-	-	21 407 79
GERENC REGIONAL CNEL-GUAYAS-LOS RIO	20 370 66	56 870 33	(55 494 12)	-	-	21 746 89
GERENC REGIONAL CNEL-LOS RIOS	6 176 32	12 007 06	(11 609 38)	-	-	6 575 00
GERENC REGIONAL CNEL-MANABI	52 633 88	47 622 34	(46 038 43)	-	-	54 217 79
GERENC REGIONAL CNEL-MILAGRO	17 550 17	17 825 26	(17 303 56)	-	-	18 071 87
GERENC REGIONAL CNEL-SANTA ELENA	2 834 96	17 710 68	(17 260 53)	-	-	3 285 13
GERENC REGIONAL CNEL-SANTO DOMINGO		16 779 03	(16 028 40)	-	-	750 63
GERENC REGIONAL CNEL-SUCUMBIOS	12 912 55	10 720 10	(9 222 14)	-	-	14 410 51
TOTAL	272 729 63	568 763 94	(426 080 94)	(198 566 05)	36 86	204 903 64

d) 11204 Otras cuentas por cobrar no relacionados

- Está compuesta principalmente por anticipos remuneraciones, faltantes de inventario, cuentas por cobrar a proveedores de bienes y servicios y clientes incobrables del período 2013 - 2017. Su saldo al 31 de diciembre del 2017 es 1 000 483,44 USD.
- El movimiento anual de otras cuentas por cobrar no relacionadas se muestra a continuación:

Tabla No. 7.- Movimiento de otras cuentas por cobrar no relacionadas durante el año 2017, en dólares

Código	Cuenta	Saldo 2016-12-31	Movimientos deudores	Movimientos acreedores	Saldo 2017-12-31
1120401	ANTICIPO REMUNERACIONES	473 119,27	911 524,12	907 504,86	477 136,53
1120402	FALTANTES DE INVENTARIOS	112 086,86	1 339,08	850,88	112 575,06
1120403	FUNCIONARIOS, EMPLEADOS Y EX EMPLEADOS	498,11	71 393,00	70 333,74	1 557,37
1120404	A PROVEEDORES DE BIENES Y SERVICIOS	12 618,25	186 453,52	166 204,78	32 866,99
1120405	POR INSTALACIONES EVENTUALES	65 778,50	438 206,94	217 826,86	266 158,58
1120406	CLIENTES INCOBRABLES	129 896,72	137,03	81 245,83	48 787,92
1120407	ENTIDADES PÚBLICAS	1 138,12	548 000,05	507 739,18	41 398,99
1120408	MATERIALES SALIDOS DE BODEGA POR LIQUIDAR	1 093,21	166,22	1 281,43	-
Total		796 229,04	2 157 241,96	1 952 987,56	1 000 483,44

Comentario 1.- Los faltantes de inventarios (1120402) corresponden al ex colaborador: Juan Naranjo por 111 676,53 USD, y la diferencia de 898,53 se

produjo por faltantes del inventario 2017 que serán justificados en el primer bimestre del 2018. Sobre el caso del señor Naranjo existe un informe del examen especial efectuado por la Contraloría General del Estado.

e) 11205 Otras cuentas por cobrar relacionados

- Corresponde principalmente a cuentas por cobrar al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) por subsidios por tarifa de la dignidad, tercera edad, compensación crisis energética, capacidades especiales, volcán Tungurahua, déficit tarifario y programa PEC. Su saldo al 31 de diciembre del 2017 es 19 205 331,51 USD presentando el siguiente movimiento:

Tabla No. 8.- Movimiento de cuentas al MEER durante el año 2017, en dólares

Código	Cuenta	Saldo 2016-12-31	Movimientos deudores	Movimientos acreedores	Saldo 2017-12-31
1120502010001	DECRETO 451-A TARIFA DIGNIDAD	9 762 659,78	3 293 945,75	2 553 328,91	10 503 276,62
1120502010002	SUBSIDIO TERCERA EDAD	2 072 303,49	735 471,67	720 285,34	2 087 489,82
1120502010004	DECRETO 242 COMPENSACIÓN CRISIS ENERGÉTICA	546 802,97	-	-	546 802,97
1120502010006	SUBSIDIO CAPACIDADES ESPECIALES	153 004,24	99 142,56	43 405,08	208 741,72
1120502010007	SUBSIDIO VOLCÁN TUNGURAHUA	107 671,41	40 408,66	33 235,76	114 842,31
1120502010009	DÉFICIT TARIFARIO 2013	1 754 577,79	-	-	1 754 577,79
1120502010012	DÉFICIT TARIFARIO 2014	2 834 161,36	0,03	1 547 168,70	1 286 992,69
1120502010013	DÉFICIT TARIFARIO 2015	1 815 172,17	-	1 072 598,19	742 575,98
1120502010014	DÉFICIT TARIFARIO 2016	133 646,15	-	23 815,75	109 830,40
1120502010015	DÉFICIT TARIFARIO 2017	-	880 499,41	539 132,09	341 367,32
1120502010050	COMPRA DE ACCIONES A ACCIONISTAS PRIVADOS	9 884,86	-	-	9 884,86
1120502010051	SUBSIDIO PROGRAMA PEC	1 155 084,11	524 794,92	180 930,00	1 498 949,03
Total		20 344 968,33	5 574 261,00	6 713 897,82	19 205 331,51

Comentario.- En el presente ejercicio se reconoció el Déficit Tarifario (cuenta 1120502010014) en base a la información proporcionada por el MEER.

f) 11206 Provisión por deterioro de activos financieros

- Registra la provisión por clientes incobrables del período 2013-2017, la provisión de la cartera con antigüedad mayor a 61 días y otros rubros que a criterio de la Comisión para la calificación de activos financieros presentan riesgo de incobrabilidad. Su saldo al 31 de diciembre del 2017 es menos 877 483,22 USD.
- El movimiento anual de la provisión por deterioro de activos financieros se muestra a continuación:

Tabla No. 9.- Movimiento provisión de cuentas incobrables durante el año 2017, en dólares.

(+)	Movimiento neto del año	(76 345,56)
(-)	Ajuste de la provisión consumidores y otros	112 433,97
(-)	Recuperación valores dados de baja	(4 763,24)
(=)	Incremento neto de la provisión	<u>31 325,17</u>
(+)	Saldo al 2016-12-31	<u>846 158,05</u>
(=)	Saldo al 2017-12-31	<u>877 483,22</u>

Comentario.- Con el propósito de efectuar un análisis de los activos financieros al 31 de diciembre del 2017, Presidencia Ejecutiva conformó una Comisión integrada por la Directora Financiera (E), Auditora Interna (E) y Asesor Jurídico. Mediante Memorando DF-DIR-0328-2018, esta Comisión informó los resultados de su análisis. Según el informe presentado, el monto necesario de la provisión, se registró un incremento neto de 31 325,17 USD.

La concentración del riesgo de crédito es limitada debido a que la base de clientes es grande y dispersa. La estimación para cuentas de cobro dudoso incluye cuentas por cobrar a clientes que se encuentran deterioradas, las cuales ascienden a 48 787,92 USD (31 de diciembre de 2016: 129 896,72 USD). El deterioro reconocido representa la diferencia entre el valor en libros de esas cuentas por cobrar a clientes y el valor presente de los recursos que se espera recibir de su liquidación. La Entidad no mantiene colateral sobre estos saldos.

8. INVENTARIOS (113)

8.1. Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, se presentan como sigue, en dólares

Código	Cuenta	Ref	2017	2016	Variación
113	INVENTARIOS		12 279 743,15	14 398 373,08	(2 118 629,91)
11301	INVENTARIO DE MATERIALES Y SUMINISTROS	a)	12 356 439,89	14 485 365,09	(2 128 925,10)
11302	INVENTARIO DE MATERIALES EN TRANSFORMACIÓN		45 274,71	-	45 274,71
11304	ESTIMACIÓN POR DETERIORO DE INVENTARIOS	b)	(121 971,58)	(85 992,03)	(36 979,52)

8.2. Análisis

a) 11301 Inventario de materiales y suministros

- La empresa cuenta con 9 bodegas ubicadas en Tungurahua (No. 1 a la 6), Pastaza (No. 7), Morona Santiago (No. 8) y Napo (No. 9). En el siguiente cuadro se muestran los movimientos de cada una:

Tabla No. 10.- Bodegas en funcionamiento durante el año 2017, en dólares

Código	Cuenta	Saldo al 2016-12-31	Movimientos deudores	Movimientos acreedores	Saldo al 2017-12-31
113010100001	BODEGA 1 - CASTRO ORTIZ BYRON GUSTAVO	2 991 175,72	2 618 943,94	3 434 909,99	2 175 209,67
113010100002	BODEGA 2 - PAZ ROVALINO JESSICA MARIANA	1 571 771,58	5 112 774,37	5 229 943,61	1 454 602,04
113010100003	BODEGA 3 - CASTRO ORTIZ BYRON GUSTAVO	922 104,09	641 639,21	678 536,42	885 205,88
113010100004	BODEGA 4 - CASTRO ORTIZ BYRON GUSTAVO	911 739,07	1 186 215,24	1 584 193,73	513 760,58
113010100005	BODEGA 5 - PROAÑO DEL VALLE SANTIAGO	4 907 500,75	2 699 652,01	3 347 723,47	4 159 329,29
113010100006	BODEGA 6 - PAZ ROVALINO JESSICA MARIANA - BODEGA TEMPORAL 2 5 Y 6 - WILLIAM TIPANQUIZA GUEVARA	88 094,88	183 731,93	213 924,32	57 902,49
113010100007		-	301 150,06	361 159,06	-
1130101020001	BODEGA 2 - PAZ ROVALINO JESSICA MARIANA	17 779,05	291,03	1 816,79	16 223,89
1130102010001	BODEGA 7.- CONDE ESTEBAN	1 521 890,24	1 714 232,48	1 765 101,23	1 471 021,49
1130103010001	BODEGA 8.- WALTER EDMUNDO TRAVEZ GARCIA	80 780,81	128 317,99	125 360,06	92 716,74
1130104010001	BODEGA 9.- MARQUEZ T EDISON A.	1 507 816,71	1 791 820,03	1 793 216,77	1 506 422,87
1130105010001	BODEGA 1 - CASTRO ORTIZ BYRON GUSTAVO	-	49 569,86	49 569,86	-
1130105010002	BODEGA 2 - PAZ ROVALINO JESSICA MARIANA	-	859 331,60	955 381,74	949,76
1130105010003	BODEGA 3 - CASTRO ORTIZ BYRON GUSTAVO	-	15 114,66	15 114,66	-
1130105010004	BODEGA 4 - CASTRO ORTIZ BYRON GUSTAVO	-	31 240,50	31 240,50	-
1130105010005	BODEGA 5 - PROAÑO DEL VALLE SANTIAGO	-	268 745,90	268 745,90	-
1130105010006	BODEGA 6 - PAZ ROVALINO JESSICA MARIANA	-	3 536,46	3 536,46	-
1130105010007	BODEGA 7.- CONDE ESTEBAN	-	141 397,19	141 397,19	-
1130105010008	BODEGA 8.- WALTER EDMUNDO TRAVEZ GARCIA	-	1 344,04	1 344,04	-
1130105010009	BODEGA 9.- MARQUEZ T EDISON A. CONTRASTACIÓN DE MEDIDORES - LEOPOLDO ANDRADE	-	52 651,43	52 651,43	-
1130105010010		55 710,19	439 058,77	471 715,67	23 093,29
1130105010011	BATERIAS SUBESTACIONES - CARLOS CASTILLO	-	6 880,29	6 880,25	-
1130105010012	BODEGA 12.- TEMPORAL - WILLIAM TIPANQUIZA	-	206 513,90	206 513,90	-
	Total	14 485 365,09	18 541 048,28	20 669 993,38	12 356 439,99

- En el año 2017 se efectuó el inventario físico por medio de la firma Empresarial Díaz & Bonilla S.A.
- El deterioro de los inventarios se cuantifica mediante el procedimiento establecido en el Instructivo reformado para la calificación y valoración de materiales de bodegas de la EEASA.

b) 11304 Estimación por deterioro de inventarios

La estimación por deterioro de inventarios en el año 2017 fue de 121 971,55 USD, se la realizó como parte del trabajo de las constataciones físicas anuales a los materiales con calificación (1) nuevo. Sin embargo, el movimiento de la cuenta de resultados de deterioro refleja movimiento total por el valor de 547 735,17 USD pues no solamente incluye la estimación realizada anualmente, también contiene el ajuste de aquellos materiales que son considerados para remate y que se los ajusta hasta llegar a su valor neto de realización o base de remate y adicionalmente se incluye el ajuste de deterioro que sufren aquellos materiales utilizados en instalaciones eventuales.

9. ANTICIPOS A PROVEEDORES Y GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO (114)

9.1. Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, se presentan como siguen, en dólares

Código	Cuenta	Ref	2017	2016	Variación
114	ANTICIPOS A PROVEEDORES Y GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO		4 440 203,93	4 786 357,18	(346 153,25)
11401	ANTICIPOS A PROVEEDORES	a)	3 805 706,56	4 320 282,48	(514 575,92)
11402	SEGUROS PAGADOS POR ANTICIPADO		354 457,54	309 957,07	44 500,47
11403	LICENCIAS Y SOFTWARE PAGADOS POR ANTICIPADO		61 418,44	112 582,79	(51 164,35)
11406	OTROS GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO		218 621,39	43 534,84	175 086,55

9.2. Análisis

a) 11401 Anticipos a proveedores

- El movimiento anual de anticipos a proveedores se muestra a continuación:

Tabla No. 11.- Movimiento anual de anticipos a proveedores durante el año 2017, en dólares

Código	Cuenta	Saldo 2016-12-31	Movimientos deudores	Movimientos acreedores	Saldo 2017-12-31
1140101	CONTRATOS DE ESTUDIOS Y CONSULTORÍA	55 468,00	10 165,00	59 718,00	5 915,00
1140102	CONTRATOS ROPA DE TRABAJO	7 978,41	-	7 978,41	-
1140103	CONTRATOS SERVICIOS PROFESIONALES	16 340,11	175 659,05	125 990,87	66 008,29
1140104	CONTRATOS CONSTRUCCIÓN DE OBRAS	1 568 600,87	2 365 040,61	2 568 831,74	1 364 809,74
1140105	CONTRATOS COMPRA DE EQUIPOS Y MATERIALES	608 428,35	2 811 648,37	2 065 248,29	1 354 828,43
1140106	CONTRATOS DE OTROS SERVICIOS	1 246 248,29	328 077,11	1 466 000,21	108 325,19
1140107	COMPRA DE BIENES	454,86	22 627,41	18 583,27	4 499,00
1140111	BANCO DE DESARROLLO DE AMÉRICA LATINA (CAF)	-	37 400,00	37 400,00	-
1140112	AGENCIA FRANCESA DE DESARROLLO	531 290,91	459 834,19	950 140,91	40 984,19
1140113	BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO FERUM BID II	285 472,68	548 831,56	66 338,75	767 965,49
1140114	BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO FERUM BID III	-	767 757,26	751 139,58	16 617,68
1140115	BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO BID III	-	54 676,96	54 676,96	-
1140116	PRESUPUESTO DEL ESTADO	-	151 452,59	75 699,04	75 753,55
Total		4 320 282,48	7 733 170,11	8 247 746,03	3 805 706,56

- Una clasificación más detallada de estos contratos es la siguiente:

Tabla No. 11.1- Composición de contratos de construcción de obras y compra de equipos y materiales durante el año 2017, en dólares

Código	Detalle	Saldo 2017-12-31
11401	ANTICIPOS A PROVEEDORES	3 805 706,56
1140101	CONTRATOS DE ESTUDIOS Y CONSULTORÍA	5 915,00
114010101	TUNGURAHUA	5 915,00
1140103	CONTRATOS SERVICIOS PROFESIONALES	66 008,29
114010301	TUNGURAHUA	66 008,29
1140104	CONTRATOS CONSTRUCCIÓN DE OBRAS	1 364 809,74

Código	Detalle	Saldo 2017-12-31
114010401	RECURSOS PROPIOS	1 336 763,84
114010422	PROGRAMA PMD CC 2016	28 045,90
1140105	CONTRATOS COMPRA DE EQUIPOS Y MATERIALES	1 354 828,43
114010501	RECURSOS PROPIOS	1 288 453,43
114010511	PLAN REP	66 375,00
1140106	CONTRATOS DE OTROS SERVICIOS	108 325,19
114010601	TUNGURAHUA	108 325,19
1140107	COMPRA DE BIENES	4 499,00
114010701	ANTICIPOS CON ORDENES DE PAGO	4 499,00
1140112	AGENCIA FRANCESA DE DESARROLLO	40 984,19
114011201	AFD 2015	40 984,19
1140113	BID FERUM BID II	767 965,49
114011301	FERUM BID II	767 965,49
1140114	BID FERUM BID III	16 617,68
114011401	FERUM BID III	16 617,68
1140116	PRESUPUESTO DEL ESTADO	75 753,55
114011601	CONVENIO INTERINSTITUCIONAL MEER Y EEASA	75 753,55

10. PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO (121)

10.1. Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, se presentan como sigue, en dólares

Código	Cuenta	Ref	2017	2016	Variación
121	PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO		209 615 347,88	202 315 825,76	7 299 522,12
12141	BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO	a)	285 254 637,32	278 222 931,83	7 031 705,49
12151	DEPRECIACIÓN ACUMULADA DE BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		(127 920 238,59)	(120 379 024,91)	(7 541 213,68)
12142	PROYECTOS FERUM BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO	b)	13 507 700,47	12 205 353,61	1 302 346,86
12152	DEPRECIACIÓN ACUMULADA PROYECTOS FERUM BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		(6 062 473,04)	(5 662 285,51)	(400 187,43)
12143	PROYECTO PLANREP BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO	c)	812 570,76	814 321,92	(1 751,16)
12153	DEPRECIACIÓN ACUMULADA PROYECTO PLANREP BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		(186 419,05)	(149 624,38)	(36 794,67)
12144	PROYECTOS EEEP 2012 BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO	d)	772 597,54	775 950,33	(3 352,79)
12154	DEPRECIACIÓN ACUM PROYECTOS EEEP 2012 BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		(151 776,15)	(103 223,55)	(48 552,60)
12145	BIENES E INSTALACIONES NO DESTINADAS AL SERVICIO ELÉCTRICO	e)	1 824 065,54	1 824 065,54	-
12155	DEPRECIACIÓN ACUM BIENES E INSTALACIONES NO DESTINADAS AL SERVICIO ELÉCTRICO		(923 917,81)	(897 080,41)	(26 837,40)
12147	OBRAS EN CONSTRUCCIÓN DE BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO	f)	22 240 840,66	27 005 407,39	(4 764 566,73)
12148	PROYECTOS PLAN PMD BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO	g)	22 562 545,15	9 103 924,64	13 478 620,51
12158	DEPRECIACIÓN ACUM PROYECTOS PLAN PMD BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		(2 323 844,23)	(525 409,84)	(1 798 434,39)
12149	URBANIZACIONES, LOTIZACIONES Y CONJUNTOS HABITACIONALES	h)	207 604,71	83 823,19	123 781,52
12159	DEPRECIACIÓN ACUM URBANIZACIONES, LOTIZACIONES Y CONJUNTOS HABITACIONALES		(18 545,40)	(3 303,99)	(15 241,41)

10.2. Análisis

- Controla el inmovilizado material financiado con recursos propios así como los activos eléctricos construidos con aportes de los accionistas para electrificación rural, urbano marginal, programa de reducción de pérdidas y proyectos financiados por Ecuador Estratégico EP.
- No existen gravámenes sobre la propiedad, planta y equipo de la empresa
- Durante el ejercicio económico se ha generado un gasto de depreciación de 13 257 527,01 USD.
- Valor razonable.- El valor razonable de las Propiedades, Planta y Equipos se determinó según re-avaluó llevado a cabo en el año 2015 por parte de peritos independientes como parte de las políticas respecto de la Propiedad, Planta y Equipo que se establece en el MACEDDEL que indica "Después del reconocimiento como activo, un elemento de propiedad, planta y equipo cuyo valor razonable pueda medirse con fiabilidad, se contabiliza por su importe revaluado, siendo este su valor razonable en la fecha de la revaluación menos cualquier depreciación acumulada y pérdida por deterioro acumulado subsiguiente. La revaluación se realizará por lo menos cada 5 años. Adicionalmente, el mantenimiento preventivo sobre activos eléctricos para su normal funcionamiento disminuye la incidencia del deterioro.
- Solamente en casos esporádicos la empresa debe incurrir en costos de remediación ambiental; específicamente en centrales y subestaciones. Se ha determinado que en el evento de cierre y abandono de aquellas instalaciones, las áreas comprometidas con efectos al ambiente son la casa de máquinas, ductos, tanques de combustibles y tuberías de desembarco. El mantenimiento constante de la infraestructura sumado a las medidas preventivas para el tratamiento de contaminantes, mitigan el impacto ambiental cuya remediación en todo caso sería mínima; por lo tanto, la Administración considera que no se debe realizar una provisión por rehabilitación ya que no se cumplen todas las condiciones técnicas para reconocerla.
- Una desagregación detallada de la composición de la propiedad, planta y equipo es como sigue:

a) 12141 - Bienes e instalaciones en servicio

- Su clasificación es la siguiente:

Tabla No. 12.- Clasificación de los bienes e instalaciones en servicio durante el año 2017.

CLASIFICACIÓN DE LOS ACTIVOS		COMPOSICIÓN		
A	Centrales hidroeléctricas:	Península		
B	Centrales de combustión interna:	Lligua		
C	Líneas de subtransmisión:	Huachi - Montalvo	Totoras - Montalvo	Samanga - Atocha
		Samanga - Ambato	Ambato - Oriente	Atocha - Huachi
		Península - Loreto	Samanga - Pillaro	Oriente - Totoras
		Totoras - Pelileo	Pelileo - Baños	Baños - San Francisco
		Montalvo - Quero	Transelectric - Puyo	Puyo - Mushullacta
		Tena - Tena Norte		
D	Subestaciones de subtransmisión:	S/E Huachi	S/E Baños	S/E Atocha
		S/E Pelileo	S/E Oriente	S/E Montalvo
		S/E Samanga	S/E Loreto	S/E Pillaro
		S/E Quero	S/E Totoras	S/E Loreto 2
		S/E Puyo	S/E Mushullacta	S/E Tena
		S/E Tena Norte	S/E Batán	
E	Líneas de distribución:	Redes aéreas	Red subterráneas	
F	Subestaciones de distribución:	S/E Batán	S/E Lligua - Península	S/E Loreto
		S/E Palora		
G	Instalaciones de servicio a consumidor:	Acometidas	Medidores	
H	Instalaciones generales:	Tarimos y Servidumbres	Edificios y Estructuras	Mobiliario y Equipo de oficina
		Equipos de Transporte	Herram., Equ. de taller y garaje	Equipo de lab. e ingeniería
		Equipos de comunicación	Proyecto SIGDE	Equipos de computación
		Equipos de bodega y diversos		

b) 12142 - Proyectos FERUM

- Están clasificados por año de ejecución:

Tabla No. 13.- Clasificación de los proyectos FERUM durante el año 2017

CLASIFICACIÓN	COMPOSICIÓN		
A	Año 2000		Sistemas de distribución
B	Año 2001		Sistemas de distribución
C	Año 2002		Sistemas de distribución
D	Año 2003		Sistemas de distribución
E	Año 2004		Acometidas y medidores
F	Año 2005		Acometidas y medidores
G	Año 2005	Generación Fotovoltaica	Acometidas y medidores
H	Año 2007		Acometidas y medidores
I	Año 2008		Acometidas y medidores
J	Año 2010		Acometidas y medidores
K	Año 2011		Acometidas y medidores
L	Año 2012		Acometidas y medidores
M	Año 2013		Acometidas y medidores
N	Año 2014		Acometidas y medidores
O	Año 2017	Generación Fotovoltaica	Acometidas y medidores
P	Año 1998		Sistemas de distribución
Q	Año 1999		Sistemas de distribución

c) 12143 - Proyectos PLAN REP

Tabla No. 14.- Clasificación de los proyectos PLANRE durante el año 2017

CLASIFICACIÓN	COMPOSICIÓN		
A	Año 2010	Acometidas y medidores	Sistemas de distribución
B	Año 2011	Acometidas y medidores	Sistemas de distribución
C	Año 2012	Acometidas y medidores	Sistemas de distribución
D	Año 2013	Acometidas y medidores	Sistemas de distribución

d) 12144 - Proyectos EEEP

Tabla No. 15.- Clasificación de los proyectos EEEP durante el año 2017

CLASIFICACIÓN	COMPOSICIÓN		
A	Año 2012	Acometidas y medidores	Sistemas de distribución
B	Año 2013	Acometidas y medidores	Sistemas de distribución
C	Año 2014	Acometidas y medidores	Sistemas de distribución

e) 12145 - Bienes e instalaciones que no son de servicio eléctrico

Tabla No. 16.- Clasificación de los bienes e instalaciones que no son de servicio eléctrico durante el año 2017, en dólares.

CLASIFICACIÓN	COMPOSICIÓN			
A	CENTRALES HIDROELECTRICAS	Central Miraflores	Edificios y Estructuras	
B	CENTRALES DE COMBUSTIÓN INTERNA	Central Batán	Edificios y Estructuras	
C	LÍNEAS Y SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN	Subestación Loreto	Equipos de Subestaciones	
D	INSTALACIONES GENERALES			
	Paseo Socavón C/Península	Auditorio/Sede Social/Canchas	Edificios y Estructuras	Terrenos y Servidumbres

f) 12147 – Obras en construcción.- Su composición es la siguiente:

Tabla No. 16.1- Clasificación de obras en construcción durante el año 2017, en dólares.

Código	Detalle	Saldo al 2016-12-31	Movimientos deudores	Movimientos acreedores	Saldo al 2017-12-31
1214700	REINGRESOS MATERIALES OBRAS	-	570 727,05	570 727,05	-
1214701	PROGRAMA GENERACIÓN	293 496,29	343 646,57	296 730,12	340 412,74
1214702	COSTOS INDIRECTOS POR DISTRIBUIR	-	15 905 850,29	15 905 850,29	-
1214704	ACOMETIDAS	17 426 203,64	8 725 398,73	18 512 676,59	7 638 930,78
1214706	LÍNEAS Y SUBESTAC DE SUBTRANSMISIÓN	1 597 726,25	3 895 033,40	4 648 469,74	844 289,91
1214707	SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	4 783 784,57	10 641 181,22	5 756 469,36	9 668 496,43
1214708	ALUMBRADO PÚBLICO Y SEÑALES LUMINOS	1 242 986,07	2 493 524,21	1 228 608,11	2 507 902,17
1214709	INSTALACIONES GENERALES	1 661 205,57	1 942 790,38	2 363 187,32	1 240 808,63
	Total	27 005 407,39	44 518 151,85	49 282 718,58	22 240 840,66

g) 12148 - Proyectos Plan PMD bienes e instalaciones en servicio:

Tabla No. 16.2- Clasificación de los Proyectos Plan PMD bienes e instalaciones en servicio hasta el año 2017.

CLASIFICACIÓN	COMPOSICIÓN		
A	Año 2013	Acometidas y medidores	Sistemas de distribución
B	Año 2014	Acometidas y medidores	Sistemas de distribución
C	Año 2015	Acometidas y medidores	Sistemas de distribución

h) 12149 - Urbanizaciones, lotizaciones y conjuntos habitacionales:

Tabla No. 16.3- Clasificación de los Proyectos Urbanizaciones, lotizaciones y conjuntos habitacionales hasta el año 2017.

CLASIFICACIÓN	COMPOSICIÓN		
A	Año 2015		Sistemas de distribución
B	Año 2016		Sistemas de distribución

- El movimiento integral de la propiedad, planta y equipo se resume en el siguiente cuadro:

Tabla No. 17.1.- Movimiento integral de la propiedad, planta y equipo durante el año 2016, en dólares.

Descripción	PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO										DEPRECIACIÓN ACUMULADA									
	Saldo 2015-12-31	Adiciones			Transf. De obras en construcc.	Transf. De inventario		Bajas y reintegros netos	Ajustes netos		Saldo al 2016-12-31	Saldo al 2015-12-31	Gasto depreciación			Inv. Centro costos	Bajas	Ajustes netos	Saldo al 2015-12-31	Saldo al 2016-12-31
		Concebras	Costos	Event.L. Iq.d.		Debe	Haber		Debe	Haber			Deprec. Obras Incomp.	Deprecias. Obras existentes	Ajuste					
Bases e instalaciones																				
-Centrales hidroeléctricas	7.075.270	-	-	-	-	-	-	-	1.400.000	-	8.500.890	(5.705.500)	-	(77.600)	(5.187)	-	-	(1.022.630)	(7.611.417)	294.405
-Centrales de combustión interna	1.638.591	-	-	-	-	-	-	-	602.998	-	2.241.489	(1.285.792)	-	(37.859)	17.415	-	-	(758.538)	(2.052.705)	178.600
-Líneas y subestaciones de subtransmisión	25.844.933	-	-	-	12.632.804	-	-	(77.374)	1.165.001	-	38.565.613	(9.613.134)	(442.286)	(803.087)	26.407	-	17.373	1.262.025	(9.653.611)	29.932.219
-Líneas y subestaciones de distribución	114.330.763	-	-	-	3.098.651	-	-	(1.354.050)	25.005.171	-	141.078.220	(55.511.121)	(50.405)	(4.030.056)	(1.471.377)	-	969.829	(5.005.669)	(55.349.758)	75.728.461
-Instalaciones de servicios al consumidor	22.430.710	-	-	-	493.022	-	-	(2.880.000)	31.574.089	-	61.292.621	(8.500.956)	(46.577)	(1.267.805)	(1.098.536)	-	1.000.473	(9.905.301)	(21.216.615)	30.032.614
-Instalaciones generales	26.904.119	53.768	-	2.584	340.835	1.486.414	(3.517)	(285.309)	5.450.336	-	35.018.803	(11.305.331)	(29.857)	(857.803)	(201.802)	(598.530)	254.193	(1.752.300)	(14.441.516)	20.577.314
Subtotal	196.274.401	53.768	-	2.584	16.476.212	1.486.414	(3.517)	(5.666.945)	65.562.015	-	279.222.932	(93.670.687)	(622.235)	(8.875.506)	(3.821.279)	(598.530)	3.050.168	(16.040.736)	(120.379.025)	157.843.907
Proyectos FERUM	34.243.104	-	-	-	-	-	-	(595.399)	-	(21.442.452)	13.205.354	(13.841.606)	-	(1.260.042)	765.736	-	334.039	8.338.547	(5.652.246)	8.543.098
Subtotal	34.243.104	-	-	-	-	-	-	(595.399)	-	(21.442.452)	13.205.354	(13.841.606)	-	(1.260.042)	765.736	-	334.039	8.338.547	(5.652.246)	8.543.098
Proyectos PLANREP	3.123.497	-	-	-	-	-	-	(70.482)	-	(2.235.693)	814.322	(461.007)	-	(162.181)	119.179	-	11.905	343.379	(148.674)	694.698
Subtotal	3.123.497	-	-	-	-	-	-	(70.482)	-	(2.235.693)	814.322	(461.007)	-	(162.181)	119.179	-	11.905	343.379	(148.674)	694.698
Proyectos EBEP	3.355.328	-	-	-	-	-	-	(839)	-	(2.578.538)	775.950	(195.230)	-	(151.137)	100.855	-	275	142.020	(102.224)	672.727
Subtotal	3.355.328	-	-	-	-	-	-	(839)	-	(2.578.538)	775.950	(195.230)	-	(151.137)	100.855	-	275	142.020	(102.224)	672.727
Proyectos FMD	4.110.046	-	-	-	8.181.099	-	-	-	-	(3.264.220)	9.103.925	(283.039)	(300.805)	(258.361)	142.032	-	-	235.433	(525.410)	8.578.515
Subtotal	4.110.046	-	-	-	8.181.099	-	-	-	-	(3.264.220)	9.103.925	(283.039)	(300.805)	(258.361)	142.032	-	-	235.433	(525.410)	8.578.515
Urbanizaciones, laboratorios y Compu mesh	-	-	-	-	-	-	-	-	83.823	-	83.823	-	-	(1.602)	(1.582)	-	-	-	(3,304)	80,519
Subtotal	-	-	-	-	-	-	-	-	83.823	-	83,823	-	-	(1,602)	(1,582)	-	-	-	(3,304)	80,519
Instalaciones que no son de servicio	2.183.631	-	-	-	-	-	-	(663.374)	-	(303.309)	1.824.065	(1.030.997)	-	(27.601)	(5.493)	-	526.318	(396.307)	(897.680)	526.805
Subtotal	2.183.631	-	-	-	-	-	-	(663.374)	-	(303.309)	1.824.065	(1.030.997)	-	(27.601)	(5.493)	-	526.318	(396.307)	(897.680)	526.805
Total																				
Obras en construcción	40.606.540	15.324.815	3.029.487	126	(24.657.311)	10.121.956	(3.285.201)	435.536	-	(14.479.095)	27.205.407	-	-	-	-	-	-	-	-	27.205.407
Obras en construcción - Materiales y Otros	-	-	-	-	(291.001)	-	-	-	-	-	(291.001)	-	-	-	-	-	-	-	-	(291.001)
Subtotal	40.606.540	15.324.815	3.029.487	126	(24.948.312)	10.121.956	(3.285.201)	435.536	-	(14.479.095)	27.005.407	-	-	-	-	-	-	-	-	27.005.407
Total	286.178.753	15.378.584	3.039.487	3.700	(291.001)	11.587.930	(3.288.710)	(5.503.004)	65.040.447	(44.690.540)	330.635.779	(109.485.272)	(913.699)	(8.731.402)	(2.500.553)	(598.530)	3.625.607	(6.348.815)	(157.719.915)	202.185.836

	Movimiento del gasto depreciación			
	Deprec. Obras Incomp.	Deprecias. Obras existentes	Ajuste	Total
Bases e instalaciones en servicio	622.235	8.875.506	3.621.279	11.119.020
Proyectos FERUM	-	1.300.042	(765.736)	484.306
Proyectos PLANREP	-	162.181	(119.179)	43.002
Proyectos EBEP	-	151.137	(100.855)	50.282
Proyectos FMD	300.805	258.361	(142.032)	477.224
Urbanizaciones	-	1.602	1,582	3,304
Obras e instalaciones que no son de servicio	-	27.601	5,493	28,094
Total	923.040	9.731.482	2,900.253	12,215.134

Tabla No. 17.2.- Movimiento integral de la propiedad, planta y equipo durante el año 2017, en dólares.

Descripción	PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO										DEPRECIACIÓN ACUMULADA											
	Saldo 2016-12-31	Adiciones			Transf. de obras en construcc.	Transf. De inventario		Bajas y reintegros netos	Ajustes netos		Saldo 2017-12-31	Saldo al 2016-12-31	Adic.	Gasto depreciación			Inv. Centro costos	Bajas	Ajuste	Saldo al 2017-12-31	Saldo al 2017-12-31	
		Compras	Costos	Event. Liqu.		Debe	Haber		Debe	Haber				Depreciac. Obras incorpor.	Depreciac. Obras existentes	Ajuste						
Bienes e instalaciones en servicio																						
- Centrales hidroeléctricas	8 606 602	-	-	-	-	-	-	-	-	8 606 602	(7 611 487)	-	-	(83 123)	-	-	-	-	(7 694 610)	811 283		
- Centrales de combustión interna	2 241 488	-	-	-	-	-	-	-	-	2 241 488	(2 682 785)	-	-	(20 444)	-	-	-	-	(2 963 239)	158 249		
- Líneas y subestaciones de subtransmisión	30 585 870	40 778	-	-	4 358 884	-	-	(347 411)	6 259	43 658 378	(9 653 651)	-	-	(45 546)	(52 812)	(875)	-	389 720	16 301	(10 346 704)	33 303 614	
- Líneas y subestaciones de distribución	141 076 220	-	-	-	3 316 548	-	-	(1 675 405)	3 958	142 523 637	(55 345 700)	-	-	(108 520)	(5 505 427)	(143)	-	1 594 234	-	(58 558 616)	73 124 839	
- Instalaciones de servicios a consumidor	51 782 028	-	-	-	2 039 720	-	-	(2 334 513)	-	51 497 845	(21 258 813)	-	-	(246 242)	(2 918 004)	-	-	1 675 327	-	(22 746 732)	28 751 062	
- Instalaciones generales	35 018 933	108 008	-	-	234 480	2 242 293	(35 359)	(826 750)	64 812	36 498 377	(14 441 519)	-	-	(9 290)	(566 334)	(80 202)	(612 854)	670 310	(115 022)	(15 648 215)	21 188 162	
Subtotal	276 222 932	179 844	-	-	9 959 042	2 242 293	(35 359)	(5 383 082)	74 969	285 254 637	(126 376 925)	-	-	(458 404)	(10 334 205)	(91 220)	(612 854)	4 295 600	(99 131)	(127 920 239)	187 334 309	
Proyecto FERUM	12 295 354	-	-	-	1 417 154	-	-	(114 607)	-	13 597 700	(6 662 280)	-	-	(23 378)	(473 138)	-	-	96 325	-	(6 062 473)	7 445 227	
Subtotal	12 295 354	-	-	-	1 417 154	-	-	(114 607)	-	13 597 700	(6 662 280)	-	-	(23 378)	(473 138)	-	-	96 325	-	(6 062 473)	7 445 227	
Proyecto PLANREP	814 322	-	-	-	-	-	-	(1 751)	-	812 571	(145 624)	-	-	(37 301)	-	-	-	566	-	(186 419)	626 152	
Proyecto EEEP	775 950	-	-	-	-	-	-	(3 352)	-	772 598	(103 224)	-	-	(49 241)	-	-	-	589	-	(191 776)	580 821	
Subtotal	775 950	-	-	-	-	-	-	(3 352)	-	772 598	(103 224)	-	-	(49 241)	-	-	-	589	-	(191 776)	626 821	
Proyecto PMD	0 103 325	-	-	-	19 678 621	-	-	-	-	22 582 546	(525 410)	-	-	(686 052)	(1 112 033)	(349)	-	-	-	(2 323 641)	26 258 701	
Subtotal	9 103 925	-	-	-	19 678 621	-	-	-	-	22 582 546	(525 410)	-	-	(686 052)	(1 112 033)	(349)	-	-	-	(2 323 641)	26 258 701	
Urbanizaciones	83 823	-	-	-	-	-	-	-	123 762	207 608	(3 304)	-	-	(8 077)	(7 365)	-	-	-	-	(18 645)	189 059	
Subtotal	83 823	-	-	-	-	-	-	-	123 762	207 608	(3 304)	-	-	(8 077)	(7 365)	-	-	-	-	(18 645)	189 059	
Bienes e instalaciones que no son de servicio	1 824 066	-	-	-	-	-	-	-	-	1 824 066	(597 080)	-	-	(25 337)	-	-	-	-	-	(923 918)	900 148	
Subtotal	1 824 066	-	-	-	-	-	-	-	-	1 824 066	(597 080)	-	-	(25 337)	-	-	-	-	-	(923 918)	900 148	
Total	303 030 371	179 844	-	-	24 845 816	2 242 293	(35 359)	(5 499 993)	198 758	324 961 721	(127 719 953)	-	-	(1 118 531)	(12 049 532)	(99 724)	(612 854)	4 393 121	(99 131)	(127 587 214)	187 374 507	
Obras en construcción	27 005 407	10 504 059	2 753 868	188	(21 845 824)	10 823 115	(3 161 939)	407 000	-	(467 760)	23 227 145	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23 227 145	
Obras en construcción - Mantenimiento, Obras	-	-	-	-	(956 304)	-	-	-	-	-	(956 304)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(956 304)
Total	27 005 407	10 504 059	2 753 868	188	(25 832 128)	10 823 115	(3 161 939)	407 000	-	(467 760)	22 240 841	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22 240 841	
Total General	330 035 778	19 722 933	2 753 868	188	(366 311)	13 066 407	(3 197 298)	(5 092 993)	198 758	347 202 562	(127 719 953)	(1 716)	-	(1 118 531)	(12 049 532)	(99 724)	(612 854)	4 393 121	(99 131)	(127 587 214)	209 615 348	

	Movimiento del gasto depreciación			
	Deprec. Obras incorp.	Depreciac. Obras existentes	Ajuste	Total
Bienes e instalaciones en servicio	(458 404)	(10 334 205)	(90 350)	(10 882 959)
Bienes proyecto FERUM	(23 378)	(473 138)	-	(506 516)
Bienes proyecto PLANREP	-	(37 301)	-	(37 301)
Bienes proyecto EEEP	-	(49 241)	-	(49 241)
Bienes proyecto PMD	(686 052)	(1 112 033)	(349)	(1 798 434)
Urbanizaciones	-	(8 077)	(7 365)	(15 241)
Bienes e instalaciones que no son de servicio	-	(25 337)	(404)	(25 827)
Total	(1 118 531)	(12 049 532)	(99 264)	(13 257 327)

- Un resumen de la propiedad, planta y equipo se muestra a continuación:

Tabla No. 18.- Activos depreciables, con tope depreciatorio y terrenos, al 31 de diciembre de 2017, en dólares.

Propiedad, planta y equipo	Depreciándose			Tope depreciatorio			Terrenos		Total		
	Valor reempl.	Deprec. Acum.	Valor actual	Valor reemplazo	Deprec. Acum.	Valor actual	Valor actual	Valor reemplazo	Deprec. Acum.	Valor actual	
Bienes e instalaciones en servicio											
- Centrales hidroeléctricas	8 332 437,76	7 651 804,55	880 633,21	42 091,00	42 805,24	185,66	130 493,28	8 505 892,02	7 694 609,59	811 282,13	
- Centrales de combustión interna	2 131 669,19	1 995 791,16	135 878,03	87 500,00	87 478,10	21,9	22 119,47	2 241 488,69	2 083 239,26	158 248,40	
- Líneas y subestaciones de sustransmisión	40 798 183,37	10 548 315,40	30 249 867,97	490	448,03	1,17	2 062 744,97	40 050 378,34	10 349 764,23	33 300 614,11	
- Líneas y subestaciones de distribución	156 791 382,54	85 009 081,72	71 782 290,82	4 397 845,10	4 399 536,42	2 308,68	1 334 449,16	142 523 656,83	80 399 618,14	73 124 038,69	
- Instalaciones de servicios a consumidor	51 254 795,34	22 504 072,67	28 750 722,67	243 049,51	242 719,80	329,71		51 467 844,85	22 748 792,47	28 751 052,38	
- Instalaciones generales	29 388 794,46	14 554 500,45	14 834 294,01	1 097 352,63	1 094 714,15	2 638,48	8 349 229,53	36 835 376,62	15 649 214,60	21 186 162,02	
Proyectos FERUM	13 223 850,02	5 779 417,32	7 444 432,70	293 850,45	293 055,72	794,73		13 507 700,47	8 062 473,04	7 445 227,43	
Proyectos PLANREP	812 170,76	198 019,13	614 151,63	400	399,92	0,08		812 570,76	198 419,05	614 151,71	
Proyectos EEEP	772 597,54	151 776,15	620 821,39					772 597,54	151 776,15	620 821,39	
Proyectos PMD	22 582 345,15	2 323 844,33	20 258 500,82	200	199,9	0,1		22 582 545,15	2 323 844,23	20 258 700,92	
Urbanizaciones, Infraestructuras y Conjuntos	207 604,71	18 412,02	189 192,69	0	153,38			207 604,71	18 565,40	189 192,69	
Bienes e instalaciones que no son de servicio	1 565 026,73	869 089,81	795 936,92	73 104,00	94 828,00	18 276,00	85 934,81	1 824 065,54	823 917,81	900 147,73	
Total	307 949 037,57	131 389 894,71	176 559 142,86	6 226 742,69	6 197 319,56	29 556,51	10 785 941,23	324 961 721,49	137 587 214,27	187 374 646,60	
PLLA											
Instalaciones generales	29 388 794,46	14 554 500,45	14 834 294,01	1 097 352,63	1 094 714,15	2 638,48	8 349 229,53	36 835 376,62	15 649 214,60	21 186 162,02	
Activos obsoletos	278 960 243,11	116 835 384,26	161 724 848,85	5 129 390,06	5 102 605,41	26 918,03	4 436 711,70	288 129 344,87	121 937 999,67	166 191 478,58	
TOTAL	307 949 037,57	131 389 894,71	176 559 142,86	6 226 742,69	6 197 319,56	29 556,51	10 785 941,23	324 961 721,49	137 587 214,27	187 374 646,60	

Comentario.- Los activos con tope depreciatorio tienen un valor en libros de 29 556,51 USD.

11. ACTIVOS POR IMPUESTOS NO CORRIENTES (126)

11.1. Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, se presentan como siguen, en dólares

Código	Cuenta	Ref	2017	2016	Variación
126	ACTIVOS POR IMPUESTOS NO CORRIENTES		1 098 222,64	1 098 222,64	-
12601	CRÉDITO TRIBUTARIO A FAVOR DE LA EMPRESA IVA	a)	1 098 222,64	1 098 222,64	-

11.2. Análisis

a) **Cuenta 12601.-** En esta cuenta se controla el saldo del IVA pendiente de recuperar hasta noviembre del 2011 de acuerdo al artículo 73 de la Ley de Régimen Tributario Interno. A partir de diciembre del 2011, este artículo fue cambiado por la Ley Orgánica de Fomento Ambiental y Optimización de Recursos del Estado, suspendiendo el derecho a la devolución del IVA a empresas públicas.

Comentario.- La Administración de la EEASA ha efectuado varias gestiones para la recuperación del saldo. Las comunicaciones oficiales con el Ministerio de Finanzas son las siguientes: Oficio No. PE-0595-2012 respuesta con oficio MINFIN-SRF-2012-0106-O. Oficio EEASA-PE-2498-2014 respuesta con oficio MINFIN-SRF-201-0349-O. Oficio PE-3207-2015; y, Oficio EEASA-PE-1336-2017 respuesta con oficio MINFIN-SRF-2017-0581-O. En el mes de marzo del 2017 el Ministerio de Finanzas en su oficio MINFIN-SRF-2017-0197-O señala que según sus estadísticas la EEASA registra a su favor 1 098 222,64 USD. Durante el año 2018 continuarán las gestiones para recuperar este importe.

12. CUENTAS Y DOCUMENTOS POR PAGAR (211)

12.1. Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, se presentan como sigue, en dólares

Código	Cuenta	Ref	2017	2016	Variación
211	CUENTAS Y DOCUMENTOS POR PAGAR		4 794 849,60	5 711 409,64	(916 560,04)
21101	PROVEEDORES NO RELACIONADOS	a)	1 694 918,94	2 196 545,57	(501 626,63)
21102	CUENTAS POR PAGAR	b)	3 099 930,66	3 514 864,07	(414 933,41)

12.2. Análisis

a) 21101 Proveedores no relacionados

- Su movimiento es el siguiente:

Tabla No. 19.- Movimiento de la cuenta proveedores no relacionados durante el año 2017, en dólares.

Código	Cuenta	Saldo 2016-12-31	Movimientos deudores	Movimientos acreedores	Saldo 2017-12-31
2110101	PROVEEDORES DE ENERGÍA NO RELACIONADOS	662 141,53	2 510 029,38	2 207 319,49	359 431,64
2110102	PROVEEDORES DE BIENES Y SERVICIOS NO RELACIONADOS	1 534 404,04	11 469 096,98	11 290 180,24	1 335 487,30
	Total	2 196 545,57	13 999 126,36	13 497 499,73	1 694 918,94

- Los proveedores de energía no relacionados con saldos más importantes son: Industrial San Carlos (71 882,80 USD), Ecuagesa (43 920,90 USD), Hidro San Bartolo (29 182,32 USD) Hidroalto (29 060,08 USD), representan el 48% del total. Las obligaciones con los proveedores de energía no generan intereses.

Tabla No. 19.1- Movimiento de la cuenta proveedores de energía no relacionados durante el año 2017, en dólares.

Descripción	Saldo al 2016-12-31	Facturación	Pago	Retenciones	Compensaciones	Reclasificaciones	Saldo al 31/12/2017
ALTERNATIVAS DE GENERACION ALGENOTEC S.A.	2 604,32	9 520,60	(10 811,68)	-	-	-	1 613,14
ALTERNATIVAS DE GENERACION GENR	2 500,77	9 675,71	(10 650,98)	-	-	-	1 585,50
BRINEFORCORP S.A.	2 714,26	10 559,62	(20 960,69)	8 928,27	-	-	1 239,26
CORPORACION AZUCARERA ECUATORIANO S.A.	52 412,35	75 580,39	(104 425,03)	(928,75)	-	-	22 638,96

EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A. EEASA
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS EJERCICIO ECONÓMICO 2017

Descripción	Saldo al 2016-12-31	Facturación	Pago	Retenciones	Compensaciones	Reclaficaciones	Saldo al 31/12/2017
ECOELECTRIC	27 304,53	99 199,91	(96 476,56)	(1 012,86)	(1 045,49)	-	24 969,51
ECOLUZ	3 273,79	14 325,75	(14 739,65)	(143,62)	-	-	2 710,27
ECLAGESA	53 721,57	322 728,19	(339 194,42)	(3 334,72)	(0,02)	-	43 920,90
ELECTRISOL	-	8 313,18	(5 129,33)	(834,42)	-	-	2 349,43
ELECTROQUIL S.A.	-	4 033,39	(3 993,06)	(40,33)	-	-	(0,00)
EMAC-BGP ENERGY COMPAÑIA DE ECONOMIA MIXTA CEM	-	8 713,39	(6 372,56)	-	-	-	2 340,83
EMPRESA PUBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO	8 016,87	31 543,67	(28 461,46)	-	(7 725,91)	-	3 373,17
ENERGIA PLANTA FOTOVOLTAICA EPFOTVOLTAICA S.A.	6 510,05	29 832,55	(28 294,43)	-	-	-	4 048,17
ENERMAX S.A.	1 177,92	61 685,73	(60 608,46)	-	(867,81)	-	1 368,38
FIDEICOMISO MERCANTIL DE ADMINISTRACION HIROTAMBO	-	46 212,58	(31 714,32)	(434,80)	-	(4 710,56)	9 352,87
GASGREEN S.A.	7 692,58	58 707,03	(49 403,23)	(525,97)	-	-	14 470,41
GENERACION SOLAR MANABITA S.A.	1 325,38	6 365,97	(6 150,77)	-	-	-	1 544,58
GENERADORA ROCAFUERTE S.A.	76 238,90	54 747,49	(120 888,01)	(907,22)	-	-	9 191,16
GONZAENERGY S.A.	3 504,16	14 736,19	(15 961,71)	-	-	-	2 278,64
GRANSOLAR S.A.	13 133,53	30 461,42	(55 156,48)	-	-	-	8 438,47
HIDALGO & HIDALGO CONSTRUCTORES	2 537,32	113 393,17	(106 057,26)	(1 136,24)	-	-	9 737,00
HIDROABANICO S.A.	17 125,32	45 800,21	(55 601,36)	-	-	-	7 324,17
HIDROALTO GENERACION DE ENERGIA	-	100 639,53	(71 479,45)	-	-	-	29 060,08
HIDROSANBARTOLO S.A.	83 603,54	250 273,12	(304 594,34)	-	-	-	29 162,32
HIDROSIGCHOS C.A.	-	34 674,29	(16 795,94)	-	-	-	17 878,35
HIDROTAMBO	7 623,03	25 692,12	(28 842,55)	(258,92)	-	(4 215,68)	-
HIDROVICTORIA S.A.	3 710,45	45 661,37	(41 017,36)	(443,66)	-	-	6 130,48
HIDROELECTRICA PALMIRA NANEGAL	-	2 496,08	-	-	-	-	2 496,08
INTERVISA TRADE	11 139,19	-	-	(10 734,59)	-	-	404,60
LOJAENERGY SA	3 502,80	19 632,13	(14 796,80)	-	-	-	2 340,05
RENOVALOJA SA	3 020,90	12 216,61	(13 272,17)	-	-	-	1 965,34
SABIANGO SOLAR S.A.	3 294,60	13 473,58	(14 617,96)	-	-	-	2 150,22
SAN PEDRO SOLAR ENERGY S.A.	3 609,14	14 935,62	(16 251,90)	-	-	-	2 292,86
SANERSOL S.A.	2 812,19	11 260,08	(12 533,58)	-	-	-	1 438,69
SARACAYSOL SA	2 594,03	11 443,51	(12 605,04)	-	-	-	1 422,50
SOCIEDAD AGRICOLA E INDUSTRIAL SAN CARLOS	106 936,17	228 279,51	(260 926,96)	(2 405,90)	-	(0,02)	71 882,80
SOCIEDAD HIDROELECTRICA IMBABURA S.A.	-	1 233,62	(647,13)	(7,85)	-	19,16	597,77
SOLCHACRAS S.A.	2 502,39	9 668,97	(10 995,33)	-	-	-	1 375,03
SOLHUAQUI S.A.	2 743,20	10 219,16	(11 602,96)	-	-	-	1 358,30
SOLSANTONIO S.A.	2 805,09	10 367,18	(11 787,09)	-	-	-	1 385,17
SOLSANTROS S.A.	2 846,09	11 519,03	(12 903,09)	-	-	-	1 465,03
SUNSAU S.A.	2 733,61	9 284,35	(10 788,86)	-	-	-	1 249,30
SURENERGY S.A.	3 184,19	13 048,81	(14 187,64)	-	-	-	2 045,36
TERMOGUAYAS GENERATION S.A.	113 766,32	247 141,49	(358 233,47)	(3 598,32)	-	-	1 079,02
UNACEM ECUADOR S.A.	2 894,39	4 024,48	(6 808,54)	(59,51)	-	-	50,82
VALSOLAR ECUADOR S.A.	3 493,95	12 721,67	(14 107,49)	-	-	-	2 108,13
WILDTCSA S.A.	1 472,15	12 506,48	(12 434,19)	-	-	-	1 544,44
TOTAL	662 141,53	2 173 868,83	(2 440 152,58)	(17 879,78)	(9 639,23)	(8 907,13)	359 431,64

- Los proveedores de bienes y servicios no relacionados con saldos más importantes son: Gamma Solutions 709 397,07 USD, CNEL EP 331 959,77 USD, y Seguros Sucre 160 842,33 USD. Representan el 90% del total. Las obligaciones con los proveedores de bienes y servicios no generan intereses.

b) 21102 Cuentas por pagar

- Está conformada por órdenes de pago y otras cuentas por pagar. Un detalle de los saldos y movimientos principales, se presentan a continuación:

Tabla No. 20.- Movimiento de órdenes de pago durante el año 2017, en dólares.

Código	Cuenta	Saldo 2016-12-31	Movimientos deudores	Movimientos acreedores	Saldo 2017-12-31
2110201	ORDENES DE PAGO	931 810,54	75 308 880,53	75 135 088,45	758 018,46
2110202	OTRAS CUENTAS POR PAGAR	2 583 053,53	27 435 411,82	27 194 270,49	2 341 912,20
Total		3 514 864,07	102 744 292,35	102 329 358,94	3 099 930,66

Tabla No. 21.- Movimiento de otras cuentas por pagar durante el año 2017, en dólares.

Código	Cuenta	Saldo 2016-12-31	Movimientos deudores	Movimientos acreedores	Saldo 2017-12-31
211020201	Entidades del sector público	0,00	97 800,00	129 720,00	31 920,00
211020202	Funcionarios empleados y ex empleados	30 253,24	254 229,99	257 915,99	33 939,24
211020203	Otras cuentas por liquidar	368 868,29	6 920 976,57	6 731 098,97	178 990,89
211020204	Liquidación de sueldos	8 665,31	5 567 079,37	5 567 344,71	8 933,85
211020207	Garantías recibidas	7 000,00	0,00	0,00	7 000,00
211020208	Retenciones a favor de terceros	67 320,24	1 288 909,33	1 287 365,02	65 775,93
211020209	Otras	80 607,65	68 575,84	7 246,78	19 278,60
211020210	Accionistas	934 695,46	0,00	0,00	934 696,46
211020211	Tasas por pagar a favor de terceros	1085639,34	13237640,64	13213578,93	1061377,63
Total		2 583 053,53	27 435 411,74	27 194 270,41	2 341 912,20

Comentario.- El saldo de la cuenta 211020211 Tasas por pagar a favor de terceros corresponde a la facturación de diciembre del 2017.

13. OTRAS OBLIGACIONES CORRIENTES (212)

13.1. Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, se presentan como siguen, en dólares

Código	Cuenta	Ref	2017	2016	Variación
212	OTRAS OBLIGACIONES CORRIENTES		1 513 542,13	1 121 139,86	392 402,27
21201	CON LA ADMINISTRACIÓN TRIBUTARIA		228 132,16	203 530,22	24 601,94
21202	CON EL IEES		163 513,01	158 381,13	5 131,88
21203	POR BENEFICIOS DE LEY A EMPLEADOS		351 371,98	352 878,94	(1 506,96)
21204	DIVIDENDOS POR PAGAR		770 524,98	406 349,57	364 175,41

Tabla No. 22.- Movimiento de otras obligaciones corrientes durante el año 2017, en dólares.

Código	Cuenta	Saldo 2016-12-31	Movimientos deudores	Movimientos acreedores	Saldo 2017-12-31
21201	CON LA ADMINISTRACIÓN TRIBUTARIA	203 530,22	1 781 429,68	1 806 031,62	228 132,16
21202	CON EL IEES	158 381,13	1 948 096,76	1 953 228,64	163 513,01
21203	POR BENEFICIOS DE LEY A EMPLEADOS	352 878,94	925 747,97	924 241,01	351 371,98
21204	DIVIDENDOS POR PAGAR	406 349,57	149 779,53	513 954,94	770 524,98
Total		1 121 139,86	4 805 053,94	5 197 456,21	1 513 542,13

13.2. Análisis

- La EEASA adeuda a la Administración Tributaria las retenciones en la fuente del impuesto a la renta, IVA, e IVA percibido en diciembre del 2017.
- Se adeuda al IESS aportes, préstamos y fondos de reserva de diciembre 2017.
- Por beneficios de ley a empleados debe considerarse el décimo tercer y décimo cuarto sueldo y las vacaciones por pagar acumuladas a diciembre 2017.

14. CUENTAS POR PAGAR DIVERSAS CON RELACIONADOS (213)

14.1. Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, se presentan como siguen, en dólares

Código	Cuenta	Ref	2017	2016	Variación
213	CUENTAS POR PAGAR DIVERSAS CON RELACIONADOS		13 804 700,82	20 147 055,42	(6 342 354,60)
21301	PROVEEDORES RELACIONADOS	a)	6 244 679,84	13 349 119,88	(7 104 440,04)
21302	PLAN RENOVA MEER	b)	7 560 020,98	6 797 935,54	762 085,44

14.2. Análisis

- a) Cuenta 21301.- Las transacciones con proveedores relacionados registran principalmente la compra de energía eléctrica y las transferencias de recursos recibidas para la ejecución de inversiones específicas. Los proveedores que registran un mayor saldo son: CELEP EP 5 592 262,59 USD y Elecaastro 248 391,65 USD que constituyen un 94% del total.

- El movimiento de proveedores relacionados se muestra a continuación:

Tabla No. 23.- Movimiento de proveedores relacionados durante el año 2017, en dólares.

Descripción	Saldo al 2016-12-31	Compras	Pagos	Retenc	Compensación	Reclasif	Saldo al 2017-12-31
CELEG EP	12 509 446,32	19 121 662,67	(20 203 371,49)	10 734,59	(5 846 209,50)	-	5 592 262,59
CENACE	24 711,49	29 609,28	(26 789,48)	-	-	-	27 531,29
CNEL	-	-	-	228 938,70	-	-	228 938,70
CNEL REGIONAL EL ORO	23 054,43	-	-	-	-	(23 054,43)	-
CNEL REGIONAL SANTO DOMINGO	20 397,11	-	-	-	-	(20 397,11)	-
ELECAUSTRO	277 516,16	590 313,35	(611 575,09)	-	(7 662,76)	-	248 391,65
ELECTRISOL S.A.	3 390,48	5 320,68	(9 545,68)	834,42	-	-	0,00
EMPRESA ELÉCTRICA COTOPAXI	16 574,83	24 495,32	(30 417,85)	-	-	-	10 652,00
EMPRESA ELÉCTRICA EMELNORTE	20 211,41	83 648,47	(85 990,19)	-	-	-	17 869,69
EMPRESA ELÉCTRICA QUITO	183 049,85	402 657,57	(299 912,30)	-	(205 391,17)	-	80 403,95
EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL SUR	48 344,18	57 739,17	(69 159,40)	-	(22 481,41)	-	14 442,54
EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA	24 551,32	73 848,46	(74 212,34)	-	-	-	24 187,43
SOCIEDAD HIDROELÉCTRICA IMBABURA S.A.	1 204,96	3 636,41	(4 778,18)	(44,05)	-	(19,16)	0,00
Total	13 152 452,26	20 372 931,37	(21 395 751,89)	240 463,66	(6 081 944,86)	(43 470,70)	6 244 679,84

b) Cuenta 21302.- Comprende los planes emblemáticos de gobierno relacionados con renovación de refrigeradoras (RENOVA) y desde el 2015 se dio impulso al Programa de Cocción Eficiente (PEC) que consiste en el financiamiento a los clientes por la adquisición de cocinas de inducción. Los valores recaudados mensualmente se transfieren al Ministerio de Finanzas.

15. PORCIÓN CORRIENTE DE PROVISIONES POR BENEFICIOS A EMPLEADOS (214)

15.1. Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, se presentan como siguen, en dólares

Código	Cuenta	Ref	2017	2016	Variación
214	PORCIÓN CORRIENTE DE PROVISIONES POR BENEFICIOS A EMPLEADOS		1 381 342,41	1 342 789,07	38 553,34
21401	JUBILACIÓN PATRONAL	a)	562 442,41	530 639,07	31 803,34
21402	OTROS BENEFICIOS A CORTO PLAZO PARA LOS EMPLEADOS	b)	818 900,00	812 150,00	6 750,00

15.2. Análisis

a) y b) 21401 Jubilación patronal y 21402 otros beneficios corto plazo para los empleados

- La porción corriente de provisiones por beneficios a empleados se cuantificó en base al informe de proyección estimada, emitido por el Departamento de Relaciones Industriales, encargado del manejo de recursos humanos.

16. OTROS PASIVOS CORRIENTES (215)

16.1. Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, se presentan como siguen, en dólares

Código	Cuenta	Ref	2017	2016	Variación
215	OTROS PASIVOS CORRIENTES		1 963 036,62	1 756 228,44	206 808,18
21501	FONDOS DE REPARO		119 805,85	18 178,90	103 428,95
21502	PROVISIÓN POR PROCESOS JUDICIALES	a)	160 000,00	230 000,00	(70 000,00)
21503	OTRAS PROVISIONES CORRIENTES		246 365,36	162 496,74	93 868,62
21504	VALORES DE TERCEROS POR RECAUDAR		1 437 065,41	1 357 554,80	79 510,61

16.2. Análisis

a) Cuenta 21502.- Las provisiones por procesos judiciales que la empresa eventualmente pagaría en el 2017, de acuerdo con el criterio verificado por el Asesor Jurídico de la institución. Referencia Memorando AJ-003-2018 del 22 de enero del 2018.

17. CUENTAS Y DOCUMENTOS POR PAGAR (221)

17.1. Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, se presentan como siguen, en dólares

Código	Cuenta	Ref	2017	2016	Variación
221	CUENTAS Y DOCUMENTOS POR PAGAR		3 919 315,98	3 607 099,40	312 216,58
22101	DEPÓSITO DE ABONADOS	a)	3 919 315,98	3 607 099,40	312 216,58

17.2. Análisis

a) **Cuenta 22101.-** Esta cuenta registra los valores entregados por los abonados que solicitan un nuevo servicio como garantía del buen uso de la acometida y el equipo de medición, valor que es reintegrado previa la deducción de sus deudas en el momento que el abonado prescinde del servicio de energía eléctrica.

18. PROVISIONES POR BENEFICIOS A EMPLEADOS (222)

18.1. Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, se presentan como siguen, en dólares

Código	Cuenta	Ref	2017	2016	Variación
222	PROVISIONES POR BENEFICIOS A EMPLEADOS		9 426 925,20	9 123 538,10	303 387,10
22201	JUBILACIÓN PATRONAL	a)	7 484 101,96	6 635 702,25	848 399,71
22202	OTROS BENEFICIOS NO CORRIENTES PARA LOS EMPLEADOS	b)	1 942 823,24	2 487 835,85	(545 012,61)

18.2. Análisis

a) y b) Jubilación patronal y otros beneficios no corrientes a los empleados

- Los movimientos de las provisiones a largo plazo son los siguientes:

Tabla No. 24.- Porción corriente y no corriente de beneficios a empleados durante el año 2017, en dólares.

Provisión	Corto plazo	Largo plazo	Total
Jubilación patronal	582 442,41	7 484 101,96	8 046 544,37
Retiro voluntario	-	405 263,58	405 263,58
Indemnización jubilación	783 400,00	1 086 983,95	1 870 383,95
Desahucio	35 500,00	450 575,71	486 075,71
Total	1 381 342,41	9 426 925,20	10 808 267,61

- Las presunciones principales usadas para propósitos de los cálculos actuariales son las siguientes:

EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A. EEASA
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS EJERCICIO ECONÓMICO 2017

Detalle	Jubilación Patronal	
	2017	2016
Valor presente de la obligación por beneficios definidos al 2016-12-31	7 188 341,32	7 188 341,32
Costo financiero	(501 843,89)	(481 580)
Costo actual del servicio	1 381 846,94	845 443
Valor presente de la obligación por beneficios definidos al 2017-12-31	8 048 544,37	7 188 341,32
Bases de cálculo		
Número de empleados	192	192
Personal con menos de 10 años de servicio	52	52
Personal con más de 10 años de servicio	140	140
Jubilados con pensión patronal de la empresa	122	119
Promedio de la pensión por jubilación patronal	298,00	292,80
Tasa de interés actuarial	7% anual	6,88% anual
Tasa de inversión	7% anual	6,88% anual
Incremento de sueldos en el largo plazo	1,8% anual	1,5% anual
Rotación del personal:		
Incremento de sueldos en el largo plazo	1,5% anual	1,5%
Tasa de rotación y estabilidad (incluyendo jubilados)	6%	10,37%

Detalle	Despido - Desahucio		Acogerse a la jubilación patronal		Retiro Voluntario	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Valor presente de la obligación por beneficios definidos al 2016-12-31	652 768,56	652 768,56	2 241 953,71	2 241 953,71	406 263,58	406 263,58
Costo financiero	(45 893,79)	32 038,24	(158 836,76)	(108 847,75)		
Costo actual del servicio	(120 999,05)	19 908,00	(214 833,00)	240 075,00		
Valor presente de la obligación por beneficios definidos al 2017-12-31	486 075,71	652 768,56	1 878 383,95	2 241 953,71	406 263,58	406 263,58
Bases de cálculo						
Número de empleados	145	146	183	201		
Grupo asegurado	145	146	183	201		
Promedio mensual de sueldos	1 327,00	1 308,00	1 436,00	1 427,69		
Promedio de edad	42 años	42 años	48 años	45 años		
Tiempo de servicio promedio en la empresa	16 años	16 años	20 años	19 años		
Tasa de Descuento	7%	6,88%	7%	6,88%		
Tasas de rotación y estabilidad						
Tasa de rotación y estabilidad (incluyendo jubilados)	6%	10,37%	8%	10,37%		
Incremento de sueldos en el largo plazo	1,5%	1,8%	1,5%	1,5%		

19. CAPITAL (311)

19.1. Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, se presentan como siguen, en dólares

Código	Cuentas	Ref	2017	2016	Variación
311	CAPITAL		127 375 665,00	127 375 665,00	-
31101	ACCIONES		127 375 665,00	127 375 665,00	-

19.2. Análisis

- El número de acciones autorizadas es 236'069.662 (Resolución No. 21-2011 de Junta General de Accionistas);
- El número de acciones emitidas y totalmente pagadas es 127'375.665;
- Durante el ejercicio económico 2017 no se emitieron acciones;
- Al 31 de diciembre del 2017 no existen acciones suscritas no pagadas;
- El valor nominal de cada acción es de 1,00 USD;
- Todas las acciones emitidas son de carácter ordinario, no existen acciones preferenciales ni sujetas a restricciones;
- No se cuenta con acciones emitidas en tesorería ni acciones bajo opciones y contratos de venta;
- A la fecha de presentación de los Estados Financieros, la Junta General de Accionistas no ha decidido sobre el pago de los dividendos, por esta razón no constan como pasivos dentro del Balance General.

20. APORTES DE ACCIONISTAS PARA FUTURA CAPITALIZACIÓN (312)

20.1. Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, se presentan como siguen, en dólares

Código	Cuenta	Ref	2017	2016	Variación
312	APORTES DE ACCIONISTAS PARA FUTURA CAPITALIZACIÓN		55 224 165,89	59 724 093,63	(4 499 927,74)
31201	APORTES		55 224 165,89	59 724 093,63	(4 499 927,74)

20.2. Análisis

- La variación en más se explica por los aportes recibidos durante el periodo, los mismos que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla No. 25.- Movimiento de aportes para futura capitalización durante el año 2017, en dólares.

Cuenta	Detalle	Programas	Convenios	Otros	Total
3120101090001	RSND BID I	645 089,67		(7 608 213,90)	(6 963 124,23)
3120101090002	RSND BID II	119 034,32			119 034,32
3120101090003	RSND BID III	55 000,00			55 000,00
3120101090006	RSND AFD	939 467,58			939 467,58
3120101090007	RSND CAF	33 066,53			33 066,53
3120101100002	FERUM BID II con ext de red	-			-
3120101100003	FERUM BID II sin ext de red	364 898,55			364 898,55
3120101100004	FERUM BID III	951 729,51			951 729,51
(=)	Movimiento Neto	3 108 288,16		(7 608 213,90)	(4 499 925,74)
(+)	Saldo al 2016-12-31				59 724 093,63
(=)	Saldo al 2017-12-31				55 224 165,89

Comentario.- En la resolución No 04-2017 de la Junta General de Accionistas del 22 de mayo del 2017 se estableció que el MEER reinvierta el 100% de sus utilidades y el resto de accionistas reinviertan el 50% y el 50% restante sea repartido.

Tabla No. 25.1- Resumen de Capital Social y Aportes para futura capitalización por accionista durante el año 2017, en dólares.

Accionistas	Capital social	Aportes futura capitalización	Total
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE	95 376 992,00	52 659 717 37	148 036 709,37
GAD AMBATO	6 068 023,00	681 695,41	6 749 718,41
GAD PATATE	571 043,00	63 939,58	634 982,58
GAD PELILEO	1 805 268,00	191 416,71	1 996 684,71
GAD PILLARO	648 871,00	90 230,97	739 101,97
GAD BAÑOS DE AGUA SANTA	805 885,00	102 972,98	908 857,98
GAD QUERO	567 290,00	268 337,16	835 627,16
GAD MOCHA	653 890,00	126 998,17	780 888,17
GAD CEVALLOS	435 172,00	25 271,19	460 443,19
GAD TISALEO	657 641,00	65 159,14	722 800,14
GAD PASTAZA	1 604 986,00	171 628,53	1 776 614,53
GAD MERA	614 035,00	4 813,13	618 848,13
GAD PALORA	290 225,00	13 394,94	303 619,94
GADP TUNGURAHUA	13 600 877,00	268 666,01	13 869 543,01
GADP PASTAZA	3 172 105,00	107 236,46	3 279 341,46
GADP MORONA SANTIAGO	240 308,00	1 883,66	242 191,66
GAD TENA	98 179,00	338 611,58	436 790,58
GAD ARCHIDONA	51 678,00	7 975,14	59 653,14
GAD CARLOS JULIO AROSEMENA	58 346,00	14 928,08	73 274,08
GADP NAPO	54 851,00	19 289,68	74 140,68
TOTAL	127 375 665,00	55 224 165 89	182 599 830,89

21. RESERVAS (313)

21.1. Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, se presentan como siguen, en dólares

Código	Cuenta	Ref	2017	2016	Variación
313	RESERVA		3 622 050,11	3 167 410,78	454 639,33
31301	RESERVA LEGAL		3 622 050,11	3 167 410,78	454 639,33

21.2. Análisis

a) Del resultado del ejercicio 2016 se incorporó a reserva legal el valor de 454 639,33 USD de acuerdo con el artículo 297 de la Ley de Compañías, las reservas se seguirán constituyendo hasta alcanzar el 50% del valor del capital social.

22. OTROS RESULTADOS INTEGRALES (314)

- En el presente ejercicio económico no se registraron otros resultados integrales.

23. RESULTADOS ACUMULADOS (315)

23.1. Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, se presentan como siguen, en dólares

Código	Cuenta	Ref	2017	2016	Variación
315	RESULTADOS ACUMULADOS		28 807 422,32	22 229 882,48	3 577 839,84
31501	UTILIDADES NETAS ACUMULADAS	a)	6 405 532,30	2 627 733,29	3 577 799,01
31503	AJUSTES DE EJERCICIOS ANTERIORES		410 843,33	410 843,33	-
31504	RESULTADOS ACUMULADOS PROVENIENTES DE LA ADOPCIÓN DE NIIF POR PRIMERA VEZ		16 915 757,88	16 915 757,88	-
31505	RESERVA POR DONACIONES Y CONTRIBUCIONES		2 075 468,81	2 075 447,98	40,83

23.2. Análisis

a) Los resultados del ejercicio económico 2016 fueron transferidos a la cuenta 31501 utilidades acumuladas, excepto el valor de 513 954,94 USD considerado como dividendos por pagar.

ESTADO DE RESULTADOS – Composición de saldos

24. PRESTACIÓN DE SERVICIOS (411)

24.1. Durante los años terminados el 31 de diciembre del 2017 y 2016 fueron realizados como sigue, en dólares:

Código	Cuenta	Ref	2017	2016	Variación
411	PRESTACIÓN DE SERVICIOS		67 379 583,93	64 848 015,70	2 531 568,23
41101	VENTA DE ENERGÍA		64 471 843,12	62 751 410,26	1 720 432,86
41102	OTRAS VENTAS CON TARIFA 0%		688 202,80	840 591,43	(152 388,63)
41103	VENTAS CON TARIFA 12%		1 331 072,98	480 325,05	850 747,93
41104	VENTAS CON TARIFA 14%		888 465,03	775 688,96	112 776,07

24.2. Análisis

- Las ventas de energía al sector residencial constituyen el rubro más representativo (44%), seguido del sector industrial (20%), comercial (17%) y alumbrado público (10%), estos cuatro rubros abarcan el 91% de las ventas de energía. Un detalle por provincia se muestra a continuación:

Tabla No. 26.- Ventas de energía por tarifa y por provincia durante el año 2017, en dólares.

Tarifa	Tungurahua	Pastaza	Morona	Napo	Total general	%
Residencial	22 700 926,59	2 657 074,32	338 811,40	2 711 809,28	28 408 621,59	44%
Comercial	7 733 688,06	1 522 255,11	97 573,94	1 356 518,43	10 710 035,54	17%
Industrial	12 262 644,18	574 834,19	31 443,90	164 177,50	13 033 099,77	20%
Capacidades especiales	54 502,32	29 187,40	2 550,34	43 188,01	129 409,07	0%
Alumbrado público	5 112 771,80	734 786,17	65 589,64	681 420,37	6 594 547,98	10%
Entidades oficiales alumbrado público	1 161 354,62	346 641,32	30 866,62	551 046,74	2 089 911,30	3%
Asistencia social	450 690,31	205 117,40	5 943,87	113 371,33	775 082,91	1%
Instituciones de beneficencia	414 836,00	115 888,35	4 197,59	92 722,81	627 644,56	1%
Cultos religiosos	54 130,00	9 960,59	1 158,29	5 662,12	70 911,00	0%
Escenarios deportivos	81 207,56	44 437,10	6 782,16	33 709,60	166 136,42	0%
Bombeo de agua	815 876,38	23 393,12	1 451,76	6 224,32	846 945,58	1%
Autoconsumos empresa	133 633,06	23 741,79	730,41	13 756,10	171 861,36	0%
Subsidio cruzado	6 573,11	30 698,19	-	26 159,15	63 430,45	0%
Redondeo	0,02	-	-	-	0,02	0%
Entidades sector eléctrico	727 741,01	-	-	-	727 741,01	1%
Peaje de distribución	55 030,83	-	-	-	55 030,83	0%
Perdidas transporte energía	1 423,73	-	-	-	1 423,73	0%
Total general	61 766 999,58	6 318 015,06	687 081,92	6 799 746,56	64 471 843,12	100%
Participación por provincia	80%	10%	1%	9%	100%	

Comentario 1.- Como puede apreciarse, las ventas en la provincia de Tungurahua aportan el 80% de los ingresos totales de la empresa por el rubro venta de energía.

Comentario 2.- Las tarifas que cobra la empresa a sus abonados están reguladas por el pliego tarifario vigente.

25. SUBVENCIONES DEL GOBIERNO (412)

25.1. Durante los años terminados el 31 de diciembre del 2017 y 2016 fueron realizados como sigue, en dólares:

Código	Cuenta	Ref	2017	2016	Variación
412	SUBVENCIONES DEL GOBIERNO		341 367,32	133 646,16	207 721,17
41201	MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE	a)	341 367,32	133 646,15	207 721,17

25.2. Análisis

a) El valor del déficit tarifario correspondiente al 2017 se reconoció con el debido sustento entregado por el Departamento de Planificación DP-EEC-0047-2018.

26. COSTO DE VENTAS (511)

26.1. Durante los años terminados el 31 de diciembre del 2017 y 2016 fueron causados como sigue, en dólares:

Código	Cuenta	Ref	2017	2016	Variación
511	COSTO DE VENTAS		55 958 070,06	62 399 656,91	(6 441 586,85)
51101	COMPRA DE ENERGÍA		22 557 324,45	32 470 630,83	(9 913 306,38)
51201	GENERACIÓN HIDRÁULICA		610 112,41	219 570,01	390 542,40
51202	GENERACIÓN A COMBUSTIÓN INTERNA		92 014,84	126 047,71	(34 032,87)
51203	SUBTRANSMISIÓN		1 667 967,23	2 076 003,36	(407 336,15)
51204	DISTRIBUCIÓN		4 500 492,20	4 156 759,39	343 732,81
51205	SERVICIO A CONSUMIDORES		627 387,33	482 684,38	144 722,95
51206	COMERCIALIZACIÓN Y ADMINISTRACIÓN		12 672 381,99	10 574 066,57	2 098 315,42
51341	DEPRECIACIÓN BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		10 833 958,35	11 119 020,01	(285 061,66)
51342	DEPRECIACIÓN PROYECTOS FERUM BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		496 513,63	494 305,71	2 207,92
51343	DEPRECIACIÓN PROYECTOS PLAN REP BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		37 300,57	43 002,83	(5 702,26)
51344	GASTO DEPRECIACIÓN EEEP 2012		49 241,26	50 182,60	(941,34)
51348	DEPRECIACIÓN PROYECTOS PLAN PMD BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		1 798 434,39	477 224,25	1 321 210,14
51349	DEPRECIACIÓN URBANIZACIONES, LOTIZACIONES Y CONJUNTOS HABITAC		15 241,41	3 303,99	11 937,42
51401	GASTOS POR DETERIORO DE PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO		-	107 877,25	(107 877,25)

Comentario.- Por efectos de presentación y mejora de la información financiera, se excluye del costo la depreciación de bienes e instalaciones no afines al servicio eléctrico tanto en el 2017 como en el 2016 con la finalidad de comparar estos ejercicios sobre una misma base.

26.2. Análisis

- El estado de resultados está presentado según la función del gasto, un detalle por provincia se muestra a continuación:

Tabla No. 27.- Incidencia de gastos operacionales por provincia durante el año 2017, en dólares.

Función	Ref	Tungurahua	Pastaza	Palora	Napo	Total	%
Compra de energía		17 810 759,51	2 301 745,26	238 098,39	2 206 721,29	22 557 324,45	40,31%
Energía comprada para la reventa	N1	17 810 759,51	2 301 745,26	238 098,39	2 206 721,29	22 557 324,45	
Generación a combustión interna		92 014,84	-	-	-	92 014,84	0,16%
Operación central. combustión interna		83 722,48	-	-	-	83 722,48	
Mantenimiento central. combustión interna		3 292,36	-	-	-	3 292,36	
Generación hidráulica		610 112,41	-	-	-	610 112,41	1,09%
Operación centrales hidroeléctricas		162 141,00	-	-	-	162 141,00	
Mantenimiento centrales hidroeléctricas		447 971,41	-	-	-	447 971,41	
Subtransmisión		1 604 152,60	90 895,48	-	72 619,15	1 667 667,23	2,91%
Mantenimiento líneas de Subtransmisión		-	-	-	-	-	
Operación líneas de Subtransmisión		625 087,25	28 5710,94	-	19 907,67	673 565,86	
Operación s/e Subtransmisión		269 990,07	40 721,94	-	34 669,35	345 381,36	
Supervisión general e ingeniería		589 069,28	21 603,10	-	17 821,92	628 524,30	
Distribución		3 294 430,33	509 504,49	163 783,48	542 773,90	4 500 492,20	8,04%
Mantenim. alumbrado público y señales luminosas		533 612,75	75 528,61	19 947,75	71 087,56	700 176,67	
Mantenimiento red área y subterránea		1 582 035,57	249 002,56	60 239,48	283 579,43	2 175 857,04	
Mantenimiento transformadores y cap		422 275,14	-	-	-	422 275,14	
Mantenimiento S/E distribución		117,60	5 928,00	-	-	6 045,60	
Operación alumbrado público y señales luminosas		74 472,21	537,60	-	537,60	75 547,41	
Operación red aérea y subterránea		669 755,14	178 507,73	83 596,25	187 569,31	1 119 428,43	
Operación s/e distribución		12 161,82	-	-	-	12 161,82	
Comercialización y administración general		10 768 901,61	681 397,34	178 968,61	1 063 117,43	12 692 385,00	22,88%
Mantenimiento instalaciones general		281 962,67	19 774,97	1 066,67	38 192,03	340 996,34	
Operación administración		4 429 631,41	125 736,67	69 031,95	155 105,90	4 779 505,93	
Operación comercialización	N2	6 057 707,53	516 885,70	108 857,09	869 819,50	7 452 270,82	
Servicio a Consumidores		306 029,90	149 154,38	72 855,32	99 346,73	627 386,33	1,12%
Mantenimiento medidores		4 690,18	-	-	-	4 690,18	
Operación instalaciones servicio abonados		207 433,92	93 114,25	10 225,30	37 834,25	348 607,72	
Operación medidores		93 905,80	56 040,13	62 631,02	61 512,18	274 112,13	
Depreciaciones		9 578 477,58	1 589 087,60	326 621,31	1 657 503,02	13 251 689,51	23,84%
Centrales de combustión interna		20 443,86	-	-	-	20 443,86	
Centrales hidroeléctricas		83 122,68	-	-	-	83 122,68	
Depreciación proyectos FERUM bienes e instalaciones en servicio		303 350,16	42 841,64	22 386,31	127 935,62	496 513,53	
Gasto depreciación EEEP		-	6 213,03	2 353,19	37 775,04	46 341,26	
Instalación de servicio a consumidor		2 404 726,34	239 025,69	52 391,61	496 162,59	3 192 306,23	
Instalaciones generales		935 162,97	47 027,35	4 932,00	57 637,15	1 044 759,47	
Líneas y subestaciones de distrib	N3	3 759 607,72	504 895,07	216 767,65	739 022,66	5 220 312,50	
Líneas y subestaciones sub transmisión		987 240,76	191 310,12	-	120 682,04	1 299 232,92	
Proyecto plan de rep gasto depreciación bienes e inst. servicio		34 254,93	718,60	-	2 318,84	37 300,57	
Proyectos plan FMD bienes e inst. servicio		1 541 317,45	134 055,21	27 890,55	95 171,16	1 798 434,37	
Urbanizaciones, lotizaciones y conjuntos habitacionales		15 241,41	-	-	-	15 241,41	
Total general		44 264 878,58	8 281 784,65	969 326,11	6 642 081,52	55 558 070,86	100%

Comentarios.-

N1. Durante el periodo se ha efectuado compras en el Mercado Eléctrico (ME), a través de contratos regulados firmados a cinco años plazo, y en el mercado ocasional, un resumen de este rubro se presenta a continuación:

Compras de energía por origen	Total anual	%
Contratos regulados	18.315.071,49	72%
Re liquidaciones netas (n/c y n/d)	91.838,18	0%
Convenio Gobierno Provincial Tungurahua	10.690,30	0%
Mercado spot	5.140.024,50	27%
Total	22.667.324,46	100%

N2. Los gastos de operación en administración y comercialización incluyen:

Operación administración			Operación comercialización		
	Monto	%		Monto	%
Provisiones laborales	1.206.226,90	25%	Mano de obra	1.957.367,28	26%
Mano de obra	1.182.307,60	25%	Servicios diversos	1.658.338,46	22%
Mantenimiento	347.841,17	7%	Corte	1.201.037,32	16%
Seguridad	291.739,57	6%	Mantenimiento	657.059,58	9%
Seguros	285.023,02	6%	Materiales	585.038,63	8%
Tasas, impuestos y contribuciones	193.307,25	4%	Locuras	628.602,66	7%
Suministros	187.235,68	4%	Seguridad	226.947,43	3%
Otros	1.085.823,64	4%	Otros	718.868,17	2%
Total	4.779.605,93	100%	Total	7.552.279,82	100%

Mantenimiento e instalaciones generales 340.596,24 USD

N3. El gasto depreciación muestra un comportamiento lineal, lo cual es consistente con el método de depreciación adoptado por la empresa, como se muestra a continuación:

Gráfico No. 1.- Total gasto depreciación año 2017



27. OTROS INGRESOS OPERACIONALES (413)

27.1. Durante los años terminados el 31 de diciembre del 2017 y 2016 fueron realizados como sigue, en dólares:

Código	Cuenta	Ref	2017	2016	Variación
413	OTROS INGRESOS OPERACIONALES		17 844,17	2 276 626,98	(2 258 782,82)
41307	GESTIÓN DE COBRO EN PLANILLAS VENCIDAS		-	1 709 777,54	(1 709 777,54)
41308	INTERESES POR MORA	a)	17 844,17	112 131,74	(94 287,57)
41312	AJUSTES DE EJERCICIOS ANTERIORES		-	273 787,71	(273 787,71)
41317	CONVENIO DE COOPERACIÓN PROGRAMA PEC		-	180 930,00	(180 930,00)

27.2. Análisis

a) Los ingresos por gestión de cobro en planillas vencidas se recaudan en aplicación de los valores vigentes autorizados

28. DONACIONES Y CONTRIBUCIONES (414)

28.1. Durante los años terminados el 31 de diciembre del 2017 y 2016 fueron causados como sigue, en dólares:

Código	Cuenta	Ref	2017	2016	Variación
414	DONACIONES Y CONTRIBUCIONES		1 416 305,75	954 082,45	462 213,33
41401	CONTRIBUCIONES CLIENTES		1 283 176,26	670 260,26	412 907,00
41402	CONTRIBUCIONES URBANIZACIONES, LOTIZACIONES Y CONJUNTOS HABITACIONALES		123 781,52	83 823,19	39 958,33

Comentario.- En la cuenta 41401 se registró contribuciones de clientes tanto para construcciones como para materiales y equipos necesarios para la dotación del servicio eléctrico.

29. RESULTADO OPERATIVO

- El resultado operativo es positivo 13 197 031,14 USD principalmente por otros ingresos de actividades ordinarias.

30. INGRESOS AJENOS A LA OPERACIÓN (421)

30.1. Durante los años terminados el 31 de diciembre del 2017 y 2016 fueron realizados como sigue, en dólares:

Código	Cuenta	Ref	2017	2016	Variación
421	INGRESOS AJENOS A LA OPERACIÓN		1 591 983,94	1 361 553,10	230 330,84
42101	VENTA DE MATERIALES Y EQUIPOS		60 420,97	88 988,08	(28 567,11)
42102	MULTAS EN CONTRATOS		85 166,04	223 159,62	(137 993,58)
42104	OTRAS RENTAS		1 446 296,93	1 049 405,40	396 891,53

30.2. Análisis

- Con respecto al 2016 existe un incremento del 38%.
- Otras rentas comprende principalmente reingresos de activos eléctricos y reversión de la provisión por pasivos contingentes.

31. GASTOS NO OPERACIONALES

31.1. Durante los años terminados al 31 de diciembre del 2017 y 2016 fueron causados como sigue, en dólares principalmente por:

Código	Cuenta	Ref	2017	2016	Variación
521	GASTOS FINANCIEROS		5 480,81	6 366,42	(885,61)
52101	COMISIONES E INTERESES		5 480,81	6 366,42	(885,61)

Código	Cuenta	Ref	2017	2016	Variación
522	OTROS GASTOS		1 321 295,67	2 593 421,42	(1 272 125,75)
52201	COSTO DE VENTA DE MATERIALES		23 193,12	45 856,76	(22 663,64)
52202	PÉRDIDAS NO OPERACIONALES	a)	993 396,92	1 620 645,39	(627 248,47)
52203	OTROS GASTOS EVENTUALES QUE NO SON EXPLOTACIÓN	b)	304 705,63	926 919,27	(622 213,64)

31.2. Análisis

a) Las pérdidas no operacionales fueron producidas principalmente por bajas de activos eléctricos y deterioro de inventarios.

b) Dentro de la cuenta 52203 constan principalmente ajustes de subsidios.

32. RESULTADO DEL EJERCICIO

- En el 2017 se registró un resultado de 13 435 301,20 USD. Se detalla a continuación:

Ingresos de actividades ordinarias	67 720 951,25
(-) Costo de Ventas	55 958 070,06
(=) Utilidad Bruta	11 762 881,19
(+) Otros ingresos operacionales	1 434 149,95
(=) Resultado operativo	13 197 031,14
(+) Ingresos ajenos a la operación	1 591 883,94
(-) Gastos no operacionales	1 353 613,88
(=) Resultado del ejercicio	13 435 301,20

Comentario.- Los ingresos de actividades ordinarias incluyen el valor del déficit tarifario. En el ejercicio 2017 se reconoció por este concepto el valor de 341 367,32 USD, debiendo aclarar que este valor no ha sido recibido mediante transferencias

provenientes del MEER, hasta la fecha de emisión de los presentes estados financieros.

33. GESTIÓN DE RIESGOS

Política de gestión de riesgos

(a) Considerando sobre todo las contingencias externas, la Compañía, está expuesta a un conjunto de riesgos de mercado, financieros y operacionales inherentes a su negocio; sobre la base de su responsabilidad la administración busca identificar y manejar dichos riesgos de la manera más adecuada, con el objetivo de minimizar potenciales efectos adversos sobre la rentabilidad de la empresa.

1.1. Riesgo de mercado

El más alto porcentaje de los ingresos de la Compañía, provienen de la venta de energía, al desarrollarse el negocio en condiciones donde no existe un mercado competitivo, a consecuencia del marco legal en el que operan las distribuidoras en el Ecuador, debido a la demarcación del área de concesión definida por el ARCONEL en su condición de organismo regulador, el riesgo de competencia es prácticamente inexistente.

Cabe señalar que la Compañía, sólo tiene actividad en el mercado asignado y tiene una cartera específica asociada con su actividad principal en la generación de ingresos.

1.2. Riesgo financiero

Los principales riesgos financieros a los que la Compañía está expuesta son: riesgo de crédito y riesgo de liquidez.

(a) Riesgo de crédito

El riesgo de crédito surge principalmente de la eventual deuda de algunos de los clientes de la Compañía, por acumulación de planillas mensuales de consumo de energía, lo que afectaría la capacidad de recaudar fondos de cuentas por cobrar pendientes. Las potenciales pérdidas por este concepto se limitan mediante una adecuada política de cobranza y una efectiva gestión de cartera.

La Compañía administra estas exposiciones con medidas radicales, como la suspensión y retiro del servicio, con lo cual se mitiga el riesgo de crédito, evitando que surjan pérdidas mayores.

(b) Riesgo de liquidez

Este escenario se generaría en la medida en que la Compañía no pudiese cumplir con sus obligaciones como resultado de exiguos recursos de efectivo disponibles o por limitaciones para recurrir a créditos.

La estructura económica financiera del sector eléctrico ecuatoriano, particularmente en el ámbito de la distribución de energía, está presentando contingencias que inciden y afectan al disponible, pues los recursos por subsidios y déficit tarifario no fluyen oportunamente y más bien tienen una importante antigüedad de retraso.

Por otro lado, el nivel superior del régimen del sector eléctrico ecuatoriano emite disposiciones para atención prioritaria y preferencial al programa emblemático de cocción eficiente denominado PEC, comprometiendo recursos que obliga trasladar de otros programas.

1.3. Otros de riesgos operacionales

(a) Riesgos operacionales y de activos fijos

La totalidad de los activos de infraestructura de la Compañía (construcciones, instalaciones, maquinarias, etc.) se encuentran adecuadamente cubiertos de los riesgos operativos por pólizas de seguros, condición que es de respaldo significativo pues ante la *ocurrencia de siniestros de cualquier proporción, la respuesta de las coberturas han sido efectivas*. Los activos eléctricos tienen riesgos de incendio y otros riesgos de la naturaleza, los que a su vez están cubiertos por seguros. Si bien estos factores en el pasado no han provocado daños significativos a las plantas, no es posible asegurar que esto no ocurra en el futuro.

(b) Continuidad y costos de suministros de insumos y servicios

La gestión comercial de la Compañía, involucra un proceso de despacho de carga, normado y gestionado de forma estandarizada para todas las distribuidoras del país, por el Mercado Eléctrico, en tal sentido, la probabilidad de ocurrencia de una contingencia puntual, está relacionada al Sistema Nacional Interconectado, que en todo caso sería temporal.

El abastecimiento de materias primas e insumos para la distribución, comercialización y generación, están debidamente controlados con procesos oportunos de provisión, sobre la base del Plan Operativo Anual y el Plan Anual de Contratación, relacionados con el presupuesto y su ejecución.

Es importante señalar que el Sistema de Gestión de la Calidad implementado en la empresa, sobre la base de las Normas ISO 9001-2008, respalda, controla y evalúa los once macroprocesos y veinte y nueve procesos.

Debe mencionarse que la empresa cuenta con un plan integral de seguros, con coberturas para los siguientes ramos: fidelidad tipo blanket, vehículos, incendio, asalto

y/o robo, equipo electrónico, todo riesgo sobre rotura de maquinaria, responsabilidad civil y, equipo y maquinaria.

34. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, además de los saldos revelados en **Notas 7c, 7e, 13, 14, 19, 20, 25 y 27**, la principal transacción con partes relacionadas corresponde a las compras netas de energía en ambos años a empresas generadoras del Estado por 20.372.931,00 (27 342 371,61 en el 2016).

Como se indica en la **Nota No. 26 N1**, para la provisión de energía existen contratos firmados con diversas generadoras, actualmente fusionadas a través de CELEC EP.

Préstamos a partes relacionadas

	Al 31 de diciembre del	
	2017	2016
Préstamos a Directores	24 445,64	60 043,00

La Compañía otorgó préstamos a corto plazo a varios ejecutivos, por estos préstamos la Compañía no cobra ninguna tasa de interés de acuerdo a la LOEP y reglamentación interna.

Retribuciones a Directores y a Gerencia

A los Directores, EEASA los retribuye con sus remuneraciones.

A continuación los valores entregados por concepto de remuneraciones de dicho personal:

	2017	2016
Remuneraciones	597 191,52	612 546,16

35. CONTINGENCIAS

A continuación presentamos un resumen de las causas judiciales y administrativas pendientes de sentencia o resolución, que mantiene la Empresa al 31 de diciembre del 2017 en calidad de demandada, según información proporcionada por la Dirección de Asesoría Jurídica de la Empresa:

Procesos patrocinados por abogados internos y externos:

Naturaleza	Cantidad de juicios	Demandante	Cuantía USD	Demandado	Estado actual
Civil	3	Varios/Otros	120 000,00	EEASA	En trámite
Contenciosas Administrativas	1	Varios/Otros	750 000,00	EEASA	En trámite
Laboral	1	Ex personal EEASA	50 000,00	EEASA	En trámite

Existen 5 causas en calidad de demandada por un monto total de 920 000,00 USD, dentro de las cuales la más significativa asciende a 750 000,00 USD por reclamo de indemnización pecuniaria por afectación a la integridad física de la demandante. Según el informe del Asesor Jurídico de la Empresa, en esta demanda se ha concluido con el proceso de evacuación de las pruebas solicitadas por las partes. Se encuentra en estado de dictar sentencia.

La Administración en base al criterio del Asesor Legal considera que no se requieren provisiones, excepto por las provisiones indicadas en la **Nota No. 16**.

36. CUENTAS DE ORDEN

Al 31 de diciembre del 2017 y 2016, están constituidas como sigue:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
	(dólares)	
Garantías entregadas por la empresa	5 782,84	2 176,54
Contratos	8 090 166,95	6 380 375,16
Pólizas y garantías en custodia de tesorería	95 470 336,59	94 237 009,20
Bienes de control	197 808,85	165 126,22
Bodegas (cocinas/focos)	<u>65 781,29</u>	<u>127 977,08</u>
Total	<u>103 829 876,52</u>	<u>100 912 664,20</u>

37. COMPROMISOS Y CONTRATO

Durante el año 2017 se suscribieron los siguientes contratos:

- Contratos comerciales suscritos con terceras personas.- Dentro del periodo 2017 se suscribieron 308 contratos por un monto de 20 239 444,00 USD entre los que se incluyen:

Contratista	Concepto	Valor con IVA
Servicios de Mecánica Industrial Diseño Construcción y Montajes S.C.C.	Construcción de la línea de subtransmisión a 69 Kv Totoras-Pelileo	1 077 606,97
Velastegui Cruz Cristian David	Provisión de componentes menores, instalación y puesta en funcionamiento del equipo solar fotovoltaico para electrificar a 17 comunidades indígenas de la provincia de Pastaza.	930 526,87
Consortio Enercym	Suministro materiales y mano de obra, dirección técnica y puesta en servicio para la electrificación rural comunidades aisladas de la provincia de Pastaza con sistemas fotovoltaicos, comunidades: Juyuintsa, Wiririma, Santo Tomas, Maku Urku y Muripichi.	655 518,25
Cisneros Sanchez Francisco Vinicio	Construcción obra civil re subterránea Ficoa atocha primera etapa	614 586,53
Lumintec s.a.	Poste hormigón 12 mts. 500 kg, orden de compra catalogo electrónico n° ce-20170000725858	463 302,84
Lumintec s.a.	Poste hormigón 10 mts. 400 kg., orden de compra catalogo electrónico n° ce-20170000729071	375 194,52
Tecnoplus cia. Ltda.	Instalación, configuración y pruebas de la infraestructura que conforma el nuevo sistema de lata disponibilidad en el centro de cómputo CECON	352 430,40
Consortio Suraka	Suministro de materiales, mano de obra, dirección técnica y puesta en servicio de sistemas fotovoltaicos para la electrificación de comunidades aisladas de la provincia de Pastaza.	339 253,80

Consortio Conselec	Suministro de materiales, mano de obra, dirección técnica y puesta en servicio para la construcción de redes eléctricas nuevas de distribución de medio y bajo voltaje en la provincia de Morona Santiago, sectores: centro agrícola, Kuankash Kunamp	321 512,81
G&S Ingenieros Cia. Ltda.	Modernización de las redes eléctricas del centro de la ciudad de Baños	321 004,51
Automation & electric s. A. Automelecsa	Adquisición de luminarias led para el mejoramiento del alumbrado público en el centro de la ciudad de Ambato	317 276,66
Perez de Mora Rosario Isabel	Construcción de la agencia Quero	308 549,47
Ecuatoriana de Matriceria Ecuamatriz Cia. Ltda.	Adquisición de cajas de seguridad programa PMD-CC-2017	302 279,04

38. LEY ORGÁNICA DE EMPRESAS PÚBLICAS; OPERACIONES DE EEASA

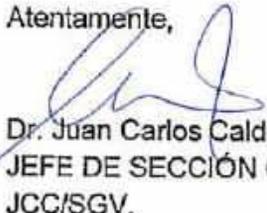
En octubre 16 del 2009, fue publicada en el Suplemento R.O. No. 48, la Ley Orgánica de Empresas Públicas, la cual en su Disposición Transitoria Segunda, dentro de la parte correspondiente al Régimen Transitorio para las Sociedades Anónimas en las que el Estado a través de sus Entidades y organismos es accionista mayoritario, se refiere a las sociedades anónimas del sector eléctrico, siendo de especial importancia mencionar el numeral 2.2.1.1 que dice: *"Las acciones y los certificados de aportes para futuras capitalizaciones en las empresas eléctricas de generación, transmisión, distribución y comercialización de propiedad del Fondo de Solidaridad, serán transferidas al Ministerio Rector encargado del sector eléctrico ecuatoriano."*

Así mismo el numeral 2.2.1.5. que hace referencia a la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., por estar dentro de las empresas incluidas en el Mandato No. 15, manifiesta en su parte pertinente lo siguiente: *"hasta que se expida el nuevo marco jurídico del sector eléctrico, seguirán operando como compañías anónimas reguladas por la Ley de Compañías, exclusivamente para los asuntos de orden societario. Para los demás aspectos tales como el régimen tributario, fiscal, laboral, contractual, de control y de funcionamiento de las empresas se observarán las disposiciones contenidas en esta Ley..."*

39. EVENTOS POSTERIORES

Entre diciembre 31 del 2017 (fecha de corte de los estados financieros) y febrero 9 del 2017 (fecha de presentación de los estados financieros), no han existido eventos que revelar ni que afecten significativamente los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre del 2017.

Atentamente,


Dr. Juan Carlos Calderón
JEFE DE SECCIÓN CONTABILIDAD (E)
JCC/SGV.