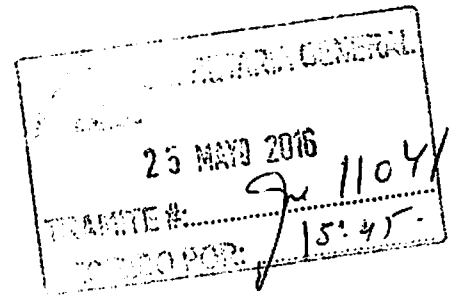




OFICIO: 00423 DR3-DPT-AE-2016  
Sección: Delegación Provincial de Tungurahua  
Asunto: Informe aprobado DR3-DPT-AE-00018-2016

Ambato, 25 MAYO 2016

Ingeniero  
Jaime Oswaldo Astudillo  
Presidente Ejecutivo  
Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.  
Ciudad



De mi consideración:

Para su conocimiento, me permito anexar un ejemplar del informe aprobado DR3-DPT-AE-0018-2016, correspondiente a la Auditoría a los Estados Financieros de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. por el ejercicio económico del año terminado al 31 de diciembre de 2015 realizado por la Contraloría General del Estado a través de la compañía UHY Assurance & Services, Auditores Cía. Ltda. En virtud del contrato de prestación de servicios de auditoría No. 040-CGE-DAYS-AE-2015 suscrito el 14 de diciembre de 2015.

Agradeceré confirmar la recepción del documento.

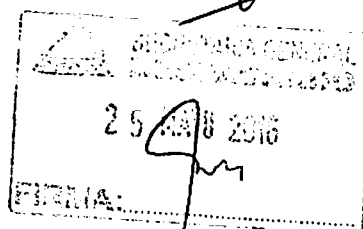
Atentamente  
Dios, Patria y Libertad  
Por el Contralor General del Estado

  
Lic. CPA. Milton Clavijo Mera  
Delegado Provincial de Tungurahua

Anexo: 1 Informe DR3-DPT-AE-0018-2016, 47 fojas (copias)

Sec Gral  
- Para conocimiento y resolución del  
Directorio y J.G. de Accionistas.

c.c. - DE





## **CONTRALORÍA GENERAL DEL ESTADO**

**AUDITORÍA EXTERNA DP TUNGURAHUA**

**DR3-DPT-AE-0018-2016**

**EMPRESA ELECTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.**

### **INFORME GENERAL**

**Auditoría a los Estados Financieros de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. por el ejercicio económico del año terminado al 31 de diciembre de 2015 realizado por la Contraloría General del Estado a través de la compañía UHY Assurance & Services, Auditores Cía. Ltda. en virtud del contrato de prestación de servicios de auditoría No. 040-CGE-DAYS-AE-2015 suscrito el 14 de diciembre de 2015.**

**TIPO DE EXAMEN :**

**AF**

**PERIODO DESDE : 2015/01/01**

**HASTA : 2015/12/31**

**EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.**

---

**Auditoría a los Estados Financieros por el ejercicio económico del año terminado al 31 de diciembre de 2015 realizado por la Contraloría General del Estado a través de la compañía UHY Assurance & Services, Auditores Cía. Ltda. en virtud del contrato de prestación de servicios de auditoría No. 040-CGE-DAyS-AE-2015 suscrito el 14 de diciembre de 2015.**

**DELEGACIÓN PROVINCIAL DE TUNGURAHUA**

---

**Ambato - Ecuador**

## RELACIÓN DE SIGLAS Y ABREVIATURAS UTILIZADAS

<b>SIGLAS</b>	<b>SIGNIFICADO</b>
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
CNIIF	Comité de Interpretación de las Normas Internacionales de Información Financiera
DF	Dirección Financiera
DPT	Dirección Provincial de Tungurahua
EEASA	Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte Sociedad Anónima
IASB	International Accounting Standard Board
NATHS	Normas de Administración del Talento Humano
NIC	Normas Internacionales de Contabilidad
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
NTCG	Normas Técnicas de Contabilidad Gubernamental
SISCOM	Sistema de Comercialización
SISFIN	Sistema Financiero
UGE	Unidad Generadora de Efectivo
USD	Dólares de Estados Unidos de América

## ÍNDICE

### CONTENIDO

Páginas No.

#### SECCIÓN I: INFORME DE AUDITORÍA INDEPENDIENTE

Dictamen Profesional de Auditores Independientes a los estados financieros y a las Notas a los Estados Financieros	1
Estado de Situación Financiera Comparativo	4
Estados de Resultados Integrales Comparativo	7
Estado de Flujos del Efectivo	9
Estados de Cambios en el Patrimonio	10
Notas a los Estados Financieros	11

#### SECCIÓN II: RESULTADOS DE LA AUDITORÍA

##### CAPÍTULO I CONTROL INTERNO

Seguimiento al cumplimiento de recomendaciones	78
--	----

##### ANEXO

Nómina de servidores relacionados con la auditoría	Anexo 1
--	---------

**EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.**

---

---

**SECCIÓN I**

**INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES**



Ref. Informe aprobado el: 18 de mayo de 2016  
Directora Regional 3

### **INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES**

Ambato, 18 MAYO 2016

Señores:

Presidente Ejecutivo y Miembros del Directorio

**EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.**

Ambato - Tungurahua

#### **Informe sobre los estados financieros**

1. Hemos auditado los estados financieros que se adjuntan de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2015 y los correspondientes estados de resultado integral, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, y un resumen de las políticas contables significativas y otras notas explicativas.

#### **Responsabilidad de la Administración por los estados financieros**

2. La Administración de la Empresa es responsable de la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF, y del control interno determinado por la gerencia como necesario para permitir la preparación de los estados financieros libres de errores materiales, debido a fraude o error.

U no A

## **Responsabilidad del Auditor**

3. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros basados en nuestra auditoría. Nuestra auditoría fue efectuada de acuerdo con las Normas Internacionales de Auditoría y Normas Ecuatorianas de Auditoría Gubernamental emitidas por la Contraloría General del Estado. Dichas normas requieren que cumplamos con requerimientos éticos y planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener certeza razonable de si los estados financieros están libres de errores materiales.

Una auditoría comprende la realización de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los saldos y revelaciones presentadas en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor incluyendo la evaluación de los riesgos de error material en los estados financieros debido a fraude o error. Al efectuar esta evaluación de riesgo, el auditor toma en consideración los controles internos relevantes para la preparación y presentación razonable de los estados financieros de la Empresa a fin de diseñar procedimientos de auditoría apropiados a las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la Empresa. Una auditoría también comprende la evaluación de que las políticas contables utilizadas son apropiadas y de que las estimaciones contables hechas por la gerencia son razonables, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionar una base para nuestra opinión de auditoría.

## **Opinión**

4. En nuestra opinión, los estados financieros antes mencionados presentan razonablemente en todos los aspectos materiales, la posición financiera de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S. A. al 31 de diciembre de 2015, el resultado de sus operaciones y sus flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera NIIF.





## Otros asuntos

5. La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, publicada en el Registro Oficial No. 418, Tercer Suplemento del 16 de enero de 2015, en la Décima Segunda disposición transitoria, señala:

*"... Empresas incluidas en el régimen previsto en el Mandato Constituyente No. 15.- Para el caso de las empresas citadas en el Mandato Constituyente No. 15, en la Disposición Transitoria Tercera, primer inciso, y en la Disposición Transitoria Segunda numeral 2.2.1.5 de la Ley Orgánica de Empresas Públicas, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, en el plazo de trescientos sesenta días (360) días, contado a partir de la expedición de la presente ley, llevará a cabo todas las acciones que sean necesarias, a efectos de que las mismas se estructuren como empresas públicas, para lo cual, consolidará a su favor el paquete accionario. Una vez consolidada la totalidad del paquete accionario a favor del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, estas empresas se disolverán sin liquidación y se transformarán en empresas públicas..."*

Sin embargo, la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. mantiene su gestión societaria y operativa sin ningún cambio y ha seguido convocando a las reuniones del Directorio en cumplimiento a las instrucciones impartidas por la Subsecretaría de Distribución y Comercialización de Energía del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable según consta en el correo electrónico del 23 de marzo de 2016, remitido por la unidad antes señalada a los Gerentes y Presidentes Ejecutivos de las Empresas Eléctricas. Sobre la base de esta instrucción, el Directorio de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., celebró una reunión del Directorio el 24 de febrero de 2016, hasta que se emitan nuevas disposiciones por parte de los órganos rectores del sector eléctrico.

6. Los estados financieros de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. por el año terminado el 31 de diciembre de 2014, fueron examinados por otros auditores, quienes emitieron una opinión sin salvedades el 20 de mayo de 2015.

UHY Assurance & Services Auditores Cía. Ltda.

Ambato, Abril 4, 2016



Edgar Ortega Haro  
Representante Legal



CPA. Luis Cabrera Ballesteros

**EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.**  
**ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA COMPARATIVO**  
**Por el período terminado el 31 de diciembre del 2015**  
**(En dólares)**

		Nota	2015	2014
<b>1</b>	<b>ACTIVO</b>		<b>233 373 014,84</b>	<b>208 849 559,11</b>
<b>11</b>	<b>ACTIVO CORRIENTE</b>		<b>66 645 651,78</b>	<b>47 680 224,68</b>
<b>111</b>	<b>EFFECTIVO Y SUS EQUIVALENTES</b>	<b>6</b>	<b>1 883 214,44</b>	<b>3 898 200,42</b>
11101	CAJA GENERAL		135 323,88	82 648,44
11102	FONDOS PARA CAMBIOS		9 100,00	7 700,00
11103	FONDOS ROTATIVOS		38 000,00	38 000,00
11104	BANCOS		1 700 790,56	3 769 853,98
<b>112</b>	<b>ACTIVOS FINANCIEROS</b>	<b>7</b>	<b>33 261 616,30</b>	<b>26 374 198,41</b>
11201	CUENTAS POR COBRAR CONSUMIDORES		7 197 967,78	6 262 442,34
11202	CUENTAS Y DOCUMENTOS POR COBRAR A CLIENTES NO RELACIONADOS		5 184 385,11	524 189,90
11203	CUENTAS Y DOCUMENTOS POR COBRAR A CLIENTES RELACIONADOS		5 401 974,33	5 895 140,61
11204	OTRAS CUENTAS POR COBRAR NO RELACIONADOS		1 056 296,74	1 624 589,02
11205	OTRAS CUENTAS POR COBRAR RELACIONADOS		15 127 966,56	12 730 019,10
11206	PROVISIÓN POR DETERIORO DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS		(708 974,22)	(662 182,58)
<b>113</b>	<b>INVENTARIOS</b>	<b>8</b>	<b>13 149 289,17</b>	<b>11 294 956,68</b>
11301	INVENTARIO DE MATERIALES Y SUMINISTROS		13 157 630,60	11 299 585,36
11302	INVENTARIO DE MATERIALES EN TRANSFORMACIÓN		2 236,42	-
11304	ESTIMACIÓN POR DETERIORO DE INVENTARIOS		(10 577,85)	(4 628,68)
<b>114</b>	<b>ANTICIPOS A PROVEEDORES Y GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO</b>	<b>9</b>	<b>7 016 535,88</b>	<b>4 829 906,40</b>
11401	ANTICIPOS A PROVEEDORES		6 528 000,91	4 389 201,36
11402	SEGUROS PAGADOS POR ANTICIPADO		181 522,44	109 794,76
11403	LICENCIAS Y SOFTWARE PAGADOS POR ANTICIPADO		144 952,54	330 910,28
11406	OTROS GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO		162 059,99	-
<b>115</b>	<b>ACTIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES</b>	<b>10</b>	<b>1 282 982,77</b>	<b>1 282 982,77</b>
11501	CRÉDITO TRIBUTARIO A FAVOR DE LA EMPRESA IVA		1 282 982,77	1 282 982,77
<b>117</b>	<b>OTROS ACTIVOS CORRIENTES</b>		<b>62 033,22</b>	<b>-</b>
11701	OTROS ACTIVOS		52 033,22	-
<b>12</b>	<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>		<b>176 727 363,06</b>	<b>159 169 334,43</b>
<b>121</b>	<b>PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO</b>	<b>11</b>	<b>176 693 481,06</b>	<b>159 135 452,43</b>
12141	BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		198 274 401,24	192 656 980,15
12151	DEPRECIACIÓN ACUMULADA DE BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		(93 870 887,14)	(90 088 842,00)

Cuchito

**EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.**  
**ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA COMPARATIVO**  
**Por el periodo terminado el 31 de diciembre del 2015**  
**(En dólares)**

		Nota	2015	2014
12142	PROYECTOS FERUM BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		34 243 104,39	33 783 020,43
12152	DEPRECIACIÓN ACUMULADA PROYECTOS FERUM BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		(13 841 606,21)	(12 884 642,75)
12143	PROYECTO PLANREP BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		3 123 496,53	2 758 954,26
12153	DEPRECIACIÓN ACUMULADA PROYECTO PLANREP BIENES E INSTALACIONES E SERVICIO		(461 907,04)	(278 015,24)
12144	PROYECTOS EEEP 2012 BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		3 355 327,93	981 630,35
12154	DEPRECIACIÓN ACUM. PROYECTOS EEEP 2012 BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		(186 235,73)	(26 817,32)
12145	BIENES E INSTALACIONES NO DESTINADAS AL SERVICIO ELÉCTRICO		2 183 830,96	2 183 830,96
12155	DEPRECIACIÓN ACUM. BIENES E INSTALACIONES NO DESTINADAS AL SERVICIO ELÉCTRICO		(1 030 996,95)	(1 007 586,27)
12147	OBRAS EN CONSTRUCCIÓN DE BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		40 806 546,11	29 173 370,31
12148	PROYECTOS PLAN PMD BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		4 182 046,00	2 006 056,91
12158	DEPRECIACIÓN ACUM. PROYECTOS PLAN PMD BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		(283 639,03)	(102 487,36)
<b>123</b>	<b>OTROS ACTIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>33 882,00</b>	<b>33 882,00</b>
<b>12301</b>	<b>OTRAS INVERSIONES</b>		<b>33 882,00</b>	<b>33 882,00</b>
<b>2</b>	<b>PASIVO</b>		<b>41 220 665,77</b>	<b>36 692 910,50</b>
<b>21</b>	<b>PASIVO CORRIENTE</b>		<b>29 362 453,28</b>	<b>28 433 537,23</b>
<b>211</b>	<b>CUENTAS Y DOCUMENTOS POR PAGAR</b>	<b>12</b>	<b>10 341 733,31</b>	<b>8 941 731,05</b>
21101	PROVEEDORES NO RELACIONADOS		3 112 845,80	3 271 312,70
21102	CUENTAS POR PAGAR		7 228 887,41	5 670 418,35
<b>212</b>	<b>OTRAS OBLIGACIONES CORRIENTES</b>	<b>13</b>	<b>800 864,71</b>	<b>777 797,68</b>
21201	CON LA ADMINISTRACIÓN TRIBUTARIA		285 725,64	228 090,27
21202	CON EL IESS		165 049,77	149 341,18
21203	POR BENEFICIOS DE LEY A EMPLEADOS		349 479,30	400 366,23
<b>213</b>	<b>CUENTAS POR PAGAR DIVERSAS CON RELACIONADOS</b>	<b>14</b>	<b>14 923 229,97</b>	<b>14 499 375,07</b>
21301	PROVEEDORES RELACIONADOS		9 973 337,81	14 193 643,54
21302	PLAN RENOVA MEER		4 949 892,16	305 731,53
<b>214</b>	<b>PORCIÓN CORRIENTE DE PROVISIONES POR BENEFICIOS A EMPLEADOS</b>	<b>15</b>	<b>1 297 485,13</b>	<b>1 282 657,00</b>
21401	JUBILACIÓN PATRONAL		493 292,88	499 257,00
21402	OTROS BENEFICIOS A CORTO PLAZO PARA LOS EMPLEADOS		804 192,25	783 400,00

C. 1207

**EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.**  
**ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA COMPARATIVO**  
**Por el período terminado el 31 de diciembre del 2015**  
**(En dólares)**

	Nota	2015	2014
<b>215 OTROS PASIVOS CORRIENTES</b>	<b>16</b>	<b>1 989 150,16</b>	<b>931 976,43</b>
21501 FONDOS DE GARANTÍA		188 298,42	188 539,21
21502 PROVISIÓN POR PROCESOS JUDICIALES		300 000,00	446 321,60
21503 OTRAS PROVISIONES CORRIENTES		236 448,19	297 115,62
21504 VALORES DE TERCEROS POR RECAUDAR		1 264 403,55	-
<b>22 PASIVO NO CORRIENTE</b>		<b>11 868 212,49</b>	<b>10 259 373,27</b>
<b>221 CUENTAS Y DOCUMENTOS POR PAGAR</b>	<b>17</b>	<b>3 340 125,16</b>	<b>3 002 492,75</b>
22101 DEPÓSITO DE ABONADOS		3 340 125,16	3 002 492,75
<b>222 PROVISIONES POR BENEFICIOS A EMPLEADOS</b>	<b>18</b>	<b>8 528 087,33</b>	<b>7 256 880,52</b>
22201 JUBILACIÓN PATRONAL		6 289 185,02	5 298 295,99
22202 OTROS BENEFICIOS NO CORRIENTES PARA LOS EMPLEADOS		2 238 902,31	1 958 584,53
<b>3 PATRIMONIO NETO</b>		<b>192 152 349,07</b>	<b>170 156 648,61</b>
<b>31 PATRIMONIO ATRIBUIBLE A LOS ACCIONISTAS</b>		<b>192 152 349,07</b>	<b>170 156 648,61</b>
<b>311 CAPITAL</b>	<b>19</b>	<b>127 375 665,00</b>	<b>127 375 665,00</b>
31101 ACCIONES		127 375 665,00	127 375 665,00
<b>312 APORTES DE ACCIONISTAS PARA FUTURA CAPITALIZACIÓN</b>	<b>20</b>	<b>38 973 341,24</b>	<b>19 241 295,47</b>
31201 APORTES		38 973 341,24	19 241 295,47
<b>313 RESERVA</b>	<b>21</b>	<b>2 808 068,20</b>	<b>2 660 315,87</b>
31301 RESERVA LEGAL		2 808 068,20	2 660 315,87
<b>315 RESULTADOS ACUMULADOS</b>	<b>22</b>	<b>19 401 849,19</b>	<b>19 401 849,19</b>
31503 AJUSTES DE EJERCICIOS ANTERIORES		410 643,33	410 643,33
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		2 075 447,98	2 075 447,98
<b>316 RESULTADOS</b>		<b>3 593 425,44</b>	<b>1 477 523,08</b>
<b>31601 RESULTADO DEL EJERCICIO CORRIENTE</b>		<b>3 593 425,44</b>	<b>1 477 523,08</b>
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO</b>		<b>233 373 014,84</b>	<b>206 849 559,11</b>

Dr. Juan Carlos Calderón  
CONTADOR GENERAL ( E )

Dr. Silva García V.  
DIRECTORA FINANCIERA ( E )

Ing. Jaime Astudillo R.  
PRESIDENTE EJECUTIVO

**EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.**  
**ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES COMPARATIVO**  
**Por el período terminado el 31 de diciembre del 2015**  
**(En dólares)**

	Nota	2015	2014
41 INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS		62 748 810,43	56 768 042,87
411 PRESTACIÓN DE SERVICIOS	23	60 654 686,54	64 342 788,67
41101 VENTA DE ENERGÍA		59 388 515,53	64 342 788,67
41103 VENTAS CON TARIFA 12%		1 266 051,01	-
412 SUBVENCIONES DEL GOBIERNO	24	2 094 243,89	2 425 254,20
41201 MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE		2 094 243,89	2 425 254,20
511 COSTO DE VENTAS	25 (-)	59 513 896,68	57 741 651,25
51101 COMPRA DE ENERGÍA		33 839 448,96	32 450 088,56
Costo de:			
51201 GENERACIÓN HIDRÁULICA		206 913,80	313 395,44
51202 GENERACIÓN A COMBUSTIÓN INTERNA		75 030,21	224 276,39
51203 SUBTRANSMISIÓN		958 032,39	1 206 273,46
51204 DISTRIBUCIÓN		3 786 702,69	3 695 692,25
51205 SERVICIO A CONSUMIDORES		440 392,12	387 358,50
51206 COMERCIALIZACIÓN Y ADMINISTRACIÓN GENERAL		11 274 941,94	11 274 468,14
51341 DEPRECIACIÓN BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		6 997 861,52	6 534 292,28
51342 DEPRECIACIÓN PROYECTOS FERUM BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		1 396 723,78	1 379 478,52
51343 DEPRECIACIÓN PROYECTOS PLANREP BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		187 279,39	150 131,30
51344 GASTO DEPRECIACIÓN EEEP 2012		169 418,41	23 712,05
51348 DEPRECIACIÓN PROYECTOS PLAN PMD BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		181 151,67	102 487,36
<b>UTILIDAD/PÉRDIDA BRUTA</b>	<b>(=)</b>	<b>3 234 913,75</b>	<b>(973 608,38)</b>
413 OTROS INGRESOS OPERACIONALES	26 (+)	1 630 822,50	2 733 296,99
41301 CONEXIONES Y RECONEXIONES		-	37 311,31
41302 ARRIENDO DE PROPIEDADES E INSTALACIONES		-	44 121,21
41303 DERECHOS DE INSPECCIÓN, INSTALACIÓN, ACOMETIDAS		-	955,01
41304 MULTAS, DAÑOS, PERJUICIOS A PROPIEDADES DE LA EMPRESA		-	64 837,32
41305 INTERESES EN CONTRATOS		-	-
41306 CAMBIOS, TRASLADOS DE MEDIDOR Y ACOMETIDAS		-	35,00
41307 GESTIÓN DE COBRO EN PLANILLAS VENCIDAS		1 500 814,64	1 726 545,74
41308 INTERESES POR MORA		130 007,86	57 279,19
41309 APROBACIÓN DE PROYECTOS ELÉCTRICOS		-	5 766,49
41310 COMISIÓN EN RECAUDACIÓN TASA DE BASURA		-	268 810,51
41311 ADECUACIÓN DE INSTALACIONES		-	523 055,21
41313 RECUPERACIÓN DE VALORES		-	-
41314 SERVICIO DE ADMINISTRACIÓN CNEL BOLÍVAR		-	-
41315 INSTALACIÓN CIRCUITO EXPRESO		-	4 580,00

Sieba

		Nota	2015	2014
414	DONACIONES Y CONTRIBUCIONES	(+)	602 991,66	-
41401	CONTRIBUCIONES		602 991,66	-
	<b>RESULTADO OPERATIVO</b>	27 (=)	<b>5 468 727,91</b>	<b>1 759 688,81</b>
421	INGRESOS AJENOS A LA OPERACIÓN	28 (+)	807 829,29	371 033,16
42101	VENTA DE MATERIALES Y EQUIPOS		106 609,59	119 926,44
42102	MULTAS EN CONTRATOS		170 184,88	129 545,79
42104	OTRAS RENTAS		531 034,82	121 560,93
62	GASTOS NO OPERACIONALES	30 (-)	2 683 131,76	653 198,69
51345	DEPRECIACIÓN BIENES E INSTALACIONES NO AFINES AL SERVICIO ELÉCTRICO		23 410,68	23 976,00
52101	COMISIONES E INTERESES		7 317,64	15 323,83
52201	COSTO DE VENTA DE MATERIALES		53 669,98	61 841,73
52202	FÉRDIDAS NO OPERACIONALES		2 531 302,54	542 852,10
52203	OTROS GASTOS EVENTUALES QUE NO SON EXPLOTACIÓN		67 430,92	9 205,03
	<b>RESULTADO DEL EJERCICIO</b>	31 (=)	<b>3 593 425,44</b>	<b>1 477 523,08</b>
	<b>OTRO RESULTADO INTEGRAL</b>	32	-	-
	<b>RESULTADO INTEGRAL TOTAL</b>		<b>3 593 425,44</b>	<b>1 477 523,08</b>

Dr. Juan Carlos Calderón  
CONTADOR GENERAL ( E )

Dr. Silva Garcés V.  
DIRECTORA FINANCIERA ( E )

Ing. Jaime Astudillo R.  
PRESIDENTE EJECUTIVO

**EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.**  
**ESTADO DE FLUJOS DEL EFECTIVO**  
 Por el período terminado el 31 de diciembre de 2015  
 (En dólares)

	2015	2014
<b>FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE OPERACIÓN</b>		
<b>Cobros por actividades de operación</b>		
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios	59 719 041,10	53 368 200,84
Otros cobros por actividades de operación	2 238 768,75	6 289 798,34
<b>Pagos por actividades de operación</b>		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(49 869 769,51)	(44 730 217,10)
Pagos a y por cuenta de los empleados	1 251 456,80	(1 766 488,13)
Comisiones bancarias	(7 317,84)	(7 127,41)
<b>Efectivo neto proveniente de actividades de operación</b>	<b>13 332 179,30</b>	<b>13 152 166,54</b>
<b>FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>		
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(19 109 774,86)	(16 139 053,03)
Adquisiciones de inventarios	(11 723 455,43)	(9 459 605,42)
<b>Efectivo neto proveniente de actividades de inversión</b>	<b>(30 833 230,29)</b>	<b>(25 598 658,45)</b>
<b>FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN</b>		
Aporte en efectivo para futura capitalización	15 315 512,93	13 562 101,30
Dividendos pagados	(167 080,33)	-
Otras entradas (salidas) de efectivo	337 632,41	1 057 865,77
<b>Efectivo neto proveniente de actividades de financiación</b>	<b>15 486 065,01</b>	<b>14 619 967,07</b>
<b>Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo</b>		
<b>INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO</b>	<b>(2 014 986,98)</b>	<b>2 173 476,16</b>
<b>EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL PRINCIPIO DEL PERIODO</b>	<b>3 898 200,42</b>	<b>1 724 725,26</b>
<b>EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO</b>	<b>1 883 214,44</b>	<b>3 898 200,42</b>

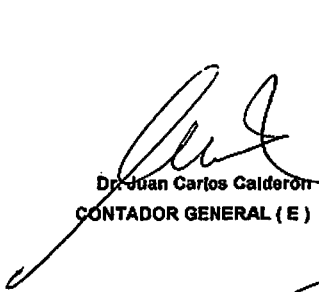
Dr. Juan Carlos Caldeón  
CONTADOR GENERAL ( E )

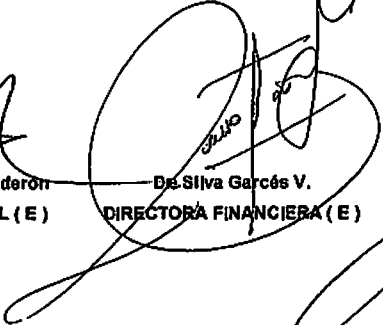
Dr. Silva García V.  
DIRECTORA FINANCIERA ( E )

Ing. Jaime Astudillo R.  
PRESIDENTE EJECUTIVO

**EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.**  
**ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO**  
**Por el período terminado el 31 de diciembre del 2015**  
**(En dólares)**

Detalle	Acciones ordinarias	Aportes futura capitalización	Reserva legal	Resultados acumulados	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2013	127 375 665,00	5 596 570,39	2 654 837,82	19 026 826,00	154 653 899,21
Utilidad del ejercicio 2014				1 477 523,08	1 477 523,08
Otro resultado integral del ejercicio 2014				-	-
Resultado Integral total del ejercicio 2014	-	-	-	1 477 523,08	1 477 523,08
Aportes cancelados por el MEER (efectivo)		13 218 899,03			13 218 899,03
Convenios cancelados excluye MEER (efectivo)		343 202,27			343 202,27
Convenios cancelados excluye MEER (permuta)		33 321,34			33 321,34
Incremento de reserva legal			5 478,05	(5 478,05)	-
Reinversión		49 302,44		(49 302,44)	-
Ajuste de ejercicios anteriores				(222 625,42)	(222 625,42)
Donaciones y contribuciones recibidas				652 429,10	652 429,10
Total de aportaciones, distribuciones y otras transacciones con los propietarios	-	13 644 725,08	5 478,05	375 023,19	14 025 226,32
Saldo al 31 de diciembre de 2014	127 375 665,00	19 241 295,47	2 660 315,87	20 879 372,27	170 156 648,61
Utilidad del ejercicio 2015				3 593 425,44	3 593 425,44
Otro resultado integral del ejercicio 2015				-	-
Resultado Integral total del ejercicio 2015	-	-	-	3 593 425,44	3 593 425,44
Aportes cancelados por el MEER (efectivo)		16 438 916,45			16 438 916,45
Aportes cancelados por el MEER (otros)		1 462 026,50			1 462 026,50
Convenios cancelados excluye MEER (efectivo)		668 412,40			668 412,40
Incremento de reserva legal			147 752,33	(147 752,33)	-
Reinversión		1 162 690,42		(1 162 690,42)	-
Ajuste de ejercicios anteriores					-
Donaciones y contribuciones recibidas					-
Pago de dividendos				(167 080,33)	(167 080,33)
Total de aportaciones, distribuciones y otras transacciones con los propietarios	-	19 732 045,77	147 752,33	(1 477 523,08)	18 402 275,02
Saldo al 31 de diciembre de 2015	127 375 665,00	38 973 341,24	2 808 068,20	22 995 274,63	192 152 349,07

  
**Dr. Juan Carlos Calderón**  
**CONTADOR GENERAL ( E )**

  
**Dr. Silvia Garcés V.**  
**DIRECTORA FINANCIERA ( E )**

  
**Ing. Jaime Astudillo R.**  
**PRÉSIDENTE EJECUTIVO**



## **NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS 2015**

### **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, y a partir del 30 de abril del 2012 en cumplimiento del Contrato de Asociación se encuentra administrando la CNEL Bolívar.

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. 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 de Compañías
- Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica
- Código Tributario
- Ley Orgánica 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

*Once*

- Resoluciones administrativas y circulares de los Organismos de Control
- Estatuto de la Empresa
- Disposiciones de la Junta General de Accionistas
- Disposiciones de la Presidencia Ejecutiva
- Reglamentos internos
- Normas Internacionales de Información Financiera

## **2. BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN**

**Declaración de cumplimiento.-** Los Estados Financieros de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. con corte al 31 de diciembre de 2015 y 2014 han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante "NIIF") y sus interpretaciones, emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB") vigentes al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

**Bases de medición.-** Los estados financieros de la Empresa han sido preparados sobre la base 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.-** El costo histórico generalmente se basa en el valor razonable de la contraprestación entregada a cambio de bienes y servicios.

**Valor razonable.-** El valor razonable se define como el precio que se recibiría por vender un activo o que se pagaría por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes en el mercado a la fecha de valuación independientemente de si ese precio es observable o estimado utilizando directamente otra técnica de valuación. Al estimar el valor razonable de un activo o un pasivo, la entidad tiene en cuenta las características del activo o pasivo, si los participantes del mercado tomarían esas características al momento de fijar el precio del activo o pasivo en la fecha de medición.

*Dele*

### **3. RESPONSABILIDAD DE LA INFORMACIÓN**

La información contenida en estos estados financieros anuales es 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 26 febrero del 2016.

### **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 siete entidades bancarias, en trece fondos para cambios y en cinco fondos rotativos.

#### **5.2. 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. Estas cuentas en el momento del reconocimiento se miden por su precio de transacción, por cuanto no tienen un componente financiero significativo. Posteriormente se miden al costo amortizado, menos cualquier deterioro, en los casos necesarios, registrando el correspondiente ajuste de existir evidencia objetiva de riesgo de pago por parte del cliente. No obstante el costo amortizado no presenta diferencias con respecto al monto facturado debido a que la transacción no contiene un componente financiero significativo y, son a corto plazo.

Trece

Las cuentas por cobrar a consumidores cuyo vencimiento va de 90 días en adelante 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 se registran a su valor justo, para lo cual la comisión integrada por: Auditor Interno, Asesor Jurídico y Director Financiero, calificará el grado de cobrabilidad de los activos financieros; como consecuencia fijarán el monto de la provisión por deterioro de activos financieros requerido para cada ejercicio económico.

Los activos financieros son equiparables con los activos exigibles (bajo el esquema de NEC) excepto por los anticipos de contratos que son agrupados por separado de acuerdo con la estructura de balances dispuesta por la Superintendencia de Compañías.

### **5.3. Valor razonable de activos y pasivos financieros**

El valor razonable de activos y pasivos financieros se determina utilizando técnicas de valoración adecuadas.

### **5.4. Servicios y 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.

Catorce

## **5.5. Inventarios**

En el momento del reconocimiento inicial se valoran al costo de adquisición. Los inventarios adquiridos se valoran al precio de compra menos descuentos de precio, 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 su valor neto realizable, el menor, en caso de existir alguna circunstancia que esté ocasionando disminución de su valor. 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, 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, el cual establece que a todo activo eléctrico que se da de baja (Propiedad, Planta y Equipo) y, es reingresado al inventario, se le determine el valor neto realizable en términos de porcentaje en relación al importe en libros antes de la baja.

## **5.6. Propiedad, planta y equipo**

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

*Quince*

#### **5.6.1. Medición en el momento del reconocimiento**

Las partidas de propiedad, planta y equipo se miden inicialmente por su costo. El costo de propiedades, planta y equipo 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, y Reglamento General para la Administración, Utilización y Control de los Bienes y Existencias del Sector Público.

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

#### **5.6.2. 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 2010. 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 (en caso de aplicar). 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.

*Directorio*

Un elemento de propiedad, planta y equipo es dado de baja en el momento de su disposición o cuando no se esperan futuros beneficios económicos de 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.

## **5.7. 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 2010, se deprecian en base a las vidas útiles remanentes establecidas en el último revalúo de activos fijos realizado en periodo de transición a las NIIF. Los activos adquiridos o construidos con fecha posterior, se deprecian en base a los porcentajes establecidos en el SUCOSE (Capítulo 4: tabla de porcentajes de depreciación), los cuales consideramos razonables y acordes a la realidad de los activos del sector eléctrico; a continuación los detallamos:

Generación hidráulica	Entre 2.50% y 3.33%
Generación térmica	Entre 2.00% y 7.14%
Líneas y subestaciones de subtransmisión	Entre 2,86% y 4.00%
Líneas de distribución	Entre 3.33% y 6.67%
Subestaciones de distribución	Entre 3.33% y 5.00%
Servicios de abonados	6.67%
Edificios y estructuras	3.00%
Equipos y herramientas de trabajo	10.00%
Mobiliario y equipo de oficina	10.00%
Equipos de transporte	20.00%
Equipos de computación	33.00%
Equipo de laboratorio e ingeniería	10.00%
Equipos de comunicación	10.00%

El valor residual de los bienes será el 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 en el año es clasificado como gasto dentro del Estado del Resultado Integral, en los grupos 51341, 51342, 51343, 51344, 51345 y 51348 según corresponda.

*Decreto*

#### **5.8. Inversiones a largo plazo**

Las inversiones permanentes se registrarán al costo.

#### **5.9. 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.

#### **5.10. 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.

*Dieciocho 7*



#### **5.11. 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.

#### **5.12. 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 período en que se incurren.

#### **5.13. 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.

#### **5.14. 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 el 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 Mayorista.

*Declaración*

#### **5.15. Costos y gastos**

Se registran el momento en que la Administración conoce el gasto y este 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.

#### **5.16. 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.

*Veinte 7*

## **5.17. 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:

### **5.17.1. 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.

### **5.17.2. 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.

*Ver punto 7*

**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 del artículo 19 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.

#### **5.17.3. 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.

#### **5.17.4. Valor justo de propiedad, planta y equipo**

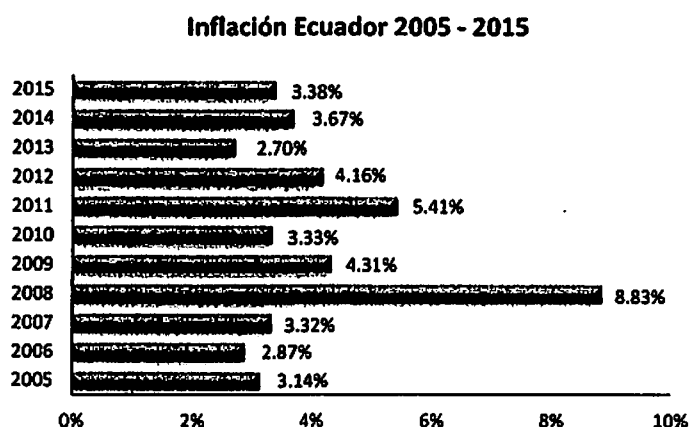
La Empresa ha determinado el valor justo de sus Propiedades, Planta y equipos significativos como parte del proceso de adopción de las NIIF. Este ejercicio requirió la valorización de estos activos considerando las condiciones de mercado en la fecha de transición. El valor de mercado se determinó como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

*Verificación*

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.

#### 5.18. Cambios en el poder adquisitivo de la moneda

El poder adquisitivo de la moneda USD 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.

#### 5.19. Aplicación de Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), al 31 de diciembre del 2015

##### 5.19.1 Normas nuevas y revisadas con efecto material sobre los estados financieros consolidados

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 2015 o posteriormente, de las cuales algunas no son aplicables para la Empresa:

Ver anexo 7

### **Modificaciones a la NIIF 10, NIIF 12 y NIC 27 - Entidades de Inversión**

Las modificaciones a las NIIF 10, NIIF 12 y a la NIC 27 Entidades de Inversión se aplicaron por primera vez en el año 2014. Las modificaciones a la NIIF 10 proporcionan una definición de entidad de inversión y requieren que una entidad que cumpla con esta definición, no consolide sus subsidiarias, sino que mida las subsidiarias a valor razonable con cambios en los resultados en sus estados financieros separados y consolidados. La Empresa no consolida los estados financieros por tanto esta modificación no es aplicable.

### **Modificaciones a la NIC 32 - Compensación de activos financieros y pasivos financieros**

La Empresa ha aplicado las modificaciones a la NIC 32 Compensación de Activos Financieros y Pasivos Financieros por primera vez en el año 2014.

Dichas modificaciones explican los requerimientos inherentes a la compensación de activos financieros y pasivos financieros. Específicamente, las modificaciones explican el significado: "actualmente, tiene un derecho exigible legalmente a compensar los importes reconocidos" y "realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente".

### **Modificaciones a la NIC 36 - Revelaciones de Importe Recuperable para Activos No Financieros**

La Empresa no ha aplicado las modificaciones a la NIC 36 Revelaciones de Importe Recuperable para Activos No Financieros por primera vez en el año 2014 y 2015, pues no son aplicables. Las modificaciones a la NIC 36 omiten el requerimiento de revelar el importe recuperable de una Unidad Generadora de Efectivo (UGE) a la que la plusvalía u otros activos intangibles con largas vidas útiles habían sido asignados cuando no existía deterioro o reverso con respecto a la UGE. Asimismo, las modificaciones agregan requerimientos de revelación adicionales que se aplican cuando se mide el importe recuperable de un activo o una UGE a valor razonable menos los costos de disposición. Estas nuevas revelaciones incluyen la jerarquía del valor razonable, suposiciones clave y técnicas de valoración aplicadas, en conjunción con la revelación requerida por la NIIF 13 Medición del Valor Razonable.

Verificación

## **Modificaciones a la NIC 39 Novación de Derivados y Continuación de la Contabilidad de Cobertura**

La Empresa no ha aplicado las modificaciones a la NIC 39 Novación de Derivados y Continuación de la Contabilidad de Cobertura por primera vez en el año 2014 y 2015, pues no son aplicables. Las modificaciones a la NIC 39 son más flexibles con el requerimiento de discontinuar la contabilidad de cobertura cuando un derivado, designado como instrumento de cobertura, es novado bajo ciertas circunstancias. Las modificaciones, además, explican que cualquier cambio al valor razonable de los derivados, designados como instrumento de cobertura, producto de la novación debe incluirse en la evaluación y medición de la efectividad de cobertura.

## **CINIIF 21 Gravámenes**

La Empresa no aplicó el CINIIF 21 Gravámenes por primera vez en el año 2014 y 2015, pues no es aplicable. El CINIIF 21 hace referencia a cuándo reconocer un pasivo para pagar un gravamen impuesto por el Gobierno. La interpretación define un gravamen y especifica que el evento obligante que da origen al pasivo es la actividad que genera el pago del gravamen, en conformidad con la legislación. La interpretación proporciona guías para determinar cómo registrar diferentes tipos de gravámenes, en especial, explica que ni la presión económica ni la hipótesis de negocio en marcha implican que una entidad tenga la obligación presente de pagar un gravamen que se producirá por operar en un período futuro.

### **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:

<b>Nuevas normas, modificaciones e interpretaciones</b>	<b>Asunto</b>	<b>Efectiva a partir de períodos que inicien en o después de</b>
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 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

*Quintana*

Nuevas normas, modificaciones e Interpretaciones	Asunto	Efectiva a partir de periodos que inician en o 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 16 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
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.	Enero 1, 2016
Modificaciones NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28 Sociedades 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

## NIIF 9 Instrumentos financieros

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.

*Verbois*



### 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 períodos 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 períodos 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 período.
- 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 período. Los cambios en el valor razonable atribuible al riesgo de crédito de un pasivo financiero no son posteriormente reclasificados al resultado del período. 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 período.

Veintiseis

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. Sin embargo, no es posible proporcionar una estimación razonable de ese efecto hasta que un examen detallado haya sido completado.

#### **NIIF 15 Ingresos Procedentes de contratos con los clientes**

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.

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. Sin embargo, no es posible proporcionar una estimación razonable de ese efecto hasta que un examen detallado haya sido completado.

*Detalles de 7*

## **Modificaciones a la NIIF 11 Contabilización de adquisiciones de intereses en Operaciones Conjuntas**

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. La Administración de la Empresa no prevé que la aplicación de estas modificaciones en el futuro pueda tener un impacto significativo sobre los importes reconocidos en los estados financieros.

## **Modificaciones a la NIC 16 y NIC 38 Aclaración de los Métodos Aceptables de Depreciación y Amortización**

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.

*Veintinueve*

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. La Administración de la Empresa considera que el 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**

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 esta modificación no tendrá impacto en los estados financieros.

#### **Modificaciones a la NIIF 10 y la NIC 28 Venta o Aportación de Activos entre un Inversionista y su Asociada o Negocio Conjunto**

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.

*Treinta*

Las modificaciones a la NIIF 10 y la NIC 28 se aplican de manera prospectiva, para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016 o posteriormente. La Administración de la Compañía no prevé que la aplicación de estas modificaciones en el futuro tenga un impacto sobre los importes reconocidos en los estados financieros.

#### **Modificaciones a la NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28 Entidades de Inversión: Aplicación de la Excepción de Consolidación**

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.

La Administración de la Empresa no prevé que la aplicación de estas modificaciones 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**

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.

La Administración considera que no es aplicable esta norma para la Empresa.

Treinta y uno 27

## **Mejoras anuales a las NIIF Ciclo 2012 - 2014**

Las mejoras anuales a las NIIF Ciclo 2012-2014 incluyen algunos cambios a varias NIIF que se encuentran resumidas a continuación:

Las modificaciones a la NIIF 5 aclaran que cuando la entidad reclasifica un activo (o grupo de activos) de mantenido para la venta a mantenido para su distribución a los propietarios (o viceversa), tal cambio se considera como una continuación del plan original de la disposición y por lo tanto, no son aplicables los requerimientos establecidos en la NIIF 5 en relación con el cambio de plan de venta. Las enmiendas también aclaran las guías aplicables cuando se interrumpe la contabilidad de activos mantenidos para su distribución.

Las modificaciones a la NIIF 7 proporcionan una guía adicional para aclarar si un contrato financiero de servicio corresponde a participación continua en la transferencia de un activo transferido, a efectos de la información a revelar de dicho activo.

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 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.

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

Treinta y dos

## ESTADO DE SITUACIÓN - Composición de saldos

### 6. EFECTIVO Y SUS EQUIVALENTES (111)

6.1. Al 31 de diciembre del 2015 y 2014, se presentan como siguen, en dólares

Código	Cuenta	Ref	2015	2014	Variación
111	EFECTIVO Y SUS EQUIVALENTES		1 883 214,44	3 898 200,42	(2 014 985,98)
11101	CAJA		135 323,88	82 646,44	52 677,44
11102	FONDOS PARA CAMBIO		9 100,00	7 700,00	1 400,00
11103	FONDOS ROTATIVOS		38 000,00	38 000,00	-
11104	BANCOS		1 700 790,56	3 769 853,98	(2 069 063,42)

### 6.2. Análisis

- Bancos

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

Tabla No. 1.- Movimiento anual de bancos 2015, en dólares

Código	Detalle	Saldo al 2014/12/31	Movimientos deudores	Movimientos acreedores	Saldo al 2015/12/31
1110401010001	BANCO DEL AUSTRO	51 679,38	391 585,42	394 408,29	48 856,51
1110401010002	BANCO DEL PACIFICO	100 192,97	156 699,56	193 767,10	63 125,43
1110401010003	BANCO DEL PICHINCHA	32 389,79	55 196,88	46 086,51	41 500,16
1110401010004	BANCO DE GUAYAQUIL	21 464,25	64 262,84	71 835,96	13 891,13
1110401010005	PRODUBANCO	5 576,41	14 539,67	13 145,55	6 970,53
1110401010008	BANCO DE FOMENTO	152 288,08	1 886 646,17	2 020 591,77	18 342,48
1110401010009	BANCO CENTRAL DEL ECUADOR	3 406 263,10	52 122 089,72	54 020 228,50	1 508 104,32
Total		3 769 853,98	54 691 000,26	56 760 063,68	1 700 790,66

### 7. ACTIVOS FINANCIEROS (112)

7.1. Al 31 de diciembre del 2015 y 2014, se presentan como siguen, en dólares

Código	Cuenta	Ref	2015	2014	Variación
11201	CUENTAS POR COBRAR CONSUMIDORES	a)	7 197 967,78	6 262 442,34	935 525,44
11202	CUENTAS Y DOCUMENTOS POR COBRAR A CLIENTES NO RELACIONADOS	b)	5 184 385,11	524 189,90	4 660 195,21
11203	CUENTAS Y DOCUMENTOS POR COBRAR A CLIENTES RELACIONADOS	c)	5 401 974,33	5 895 140,61	(493 166,28)
11204	OTRAS CUENTAS POR COBRAR NO RELACIONADOS	d)	1 056 286,74	1 624 589,02	(568 292,28)
11205	OTRAS CUENTAS POR COBRAR RELACIONADOS	e)	15 127 966,56	12 730 019,10	2 397 947,46
11206	PROVISIÓN POR DETERIORO DE ACTIVOS FINANCIEROS	f)	(706 974,22)	(662 182,56)	(44 791,66)
Total			33 281 616,30	26 374 198,41	6 887 417,89

Treinta y tres

## 7.2. Análisis

### a) 11201 Cuenta 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 2015 es 7 197 967,78 USD.
- El movimiento y el saldo anual de la cuenta consumidores se muestra a continuación:

Tabla No. 2.- Movimiento de la cuenta consumidores 2015, en dólares

Detalle	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
(+) Facturación energía	5 407 094	5 416 688	5 412 000	5 619 095	5 727 412	5 834 881	5 756 838	5 784 987	5 908 464	5 821 834	5 861 028	5 887 328	68 417 526
(+) Facturación ocasionales	11 232	10 504	9 180	13 343	9 622	9 216	6 768	10 468	8 561	16 286	43 519	8 901	157 598
(-) Recaudación energía	(5 232 001)	(5 124 316)	(5 451 130)	(5 430 668)	(5 530 735)	(5 635 126)	(5 802 794)	(5 720 723)	(5 757 132)	(5 808 055)	(5 745 865)	(5 880 390)	(67 098 936)
(-) Recaudación contratos	(11 232)	(10 519)	(9 180)	(13 343)	(9 721)	(9 216)	(6 831)	(10 468)	(8 563)	(16 371)	(44 134)	(8 923)	(158 498)
(+) Notas de crédito	-	15	-	-	-	-	63	-	2	83	615	21	800
(+/-) Rectificaciones	(13 433)	(10 245)	(32 574)	(113 085)	(34 926)	(14 393)	(25 171)	(27 256)	(14 419)	(38 265)	(20 332)	(18 895)	(360 994)
(-) Bajas	-	-	-	(3 311)	-	-	-	-	(2 625)	-	-	(16 134)	(21 971)
(*) Movimiento neto	161 660	282 124	(71 703)	72 032	161 652	185 341	(71 327)	17 008	134 387	(22 388)	94 831	(6 092)	935 825
(+) Saldo al 2014/12/31													6 262 442
(=) Saldo al 2015/12/31													7 197 968

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

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

Facturación total = Facturación de energía + facturación ocasionales

Recaudación total = 67 640 399

Facturación total = 68 575 124

% Recaudación anual = 99%

Treinta y cuatro



El saldo de la cuenta consumidores (7 197 968 USD), está integrado por la facturación del mes de diciembre 5 887 328 USD (82%) y la cartera con antigüedad mayor a 30 días 1 310 640 USD (18%), esta cartera se analiza a continuación:

Tabla No. 3.- Antigüedad de la cartera por provincia, en dólares

Antigüedad	2015					2014					Variación				
	Tung.	Pasta	Palora	Tena	Total	Tung.	Pastaza	Palora	Tena	Total	Tung.	Pastaza	Palora	Tena	Total
30 días	582 047	104 596	24 701	115 514	806 858	394 134	84 380	12 177	88 164	558 855	167 913	40 216	12 524	27 350	248 003
60 días	89 423	43 252	11 783	33 098	177 557	75 701	20 690	6 582	17 803	120 776	13 722	22 582	5 201	15 295	56 781
90 días	21 979	8 257	-	12 139	42 375	18 738	3 972	-	5 972	28 682	3 241	4 285	-	6 167	13 693
180 días	34 659	33 945	8 333	38 922	115 860	25 422	23 608	8 625	18 219	75 874	9 237	10 337	(292)	20 703	39 986
360 días	7 806	30 222	8 648	35 427	82 101	10 155	23 414	6 703	10 593	50 865	(2 350)	6 808	1 945	24 834	31 236
más de 360 días	5 781	48 002	8 144	23 982	85 890	5 749	24 640	5 224	5 230	40 843	32	23 362	2 920	18 733	45 047
Subtotal	721 694	268 274	61 609	259 082	1 310 640	629 899	160 704	39 311	145 980	876 894	191 795	107 870	22 298	113 082	434 746
	55%	20%	5%	20%	100%	60%	18%	4%	17%	100%	22%	12%	3%	13%	60%

**Comentario.-** Se observa una variación general entre el 2015 y 2014 de 434 746 USD, representando un incremento del 50%.

El saldo de la cuenta consumidores (7 197 967,78 USD), incluye 1 264 403,55 USD de valores de terceros, comprendiéndose como tales: tasa de basura, contribución bomberos, FERUM y seguro contra incendios. Ver también comentario de la **Tabla No. 25**

**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 2015 es 5 184 385,11 USD.
- Se registran principalmente los siguientes rubros: cargos fijos 5 161 873 USD y facturación por generación 21 273 USD, un detalle de los movimientos de la facturación por generación es como sigue:

Tabla No. 4.- Facturación por generación a no relacionados 2015, en dólares

Detalle	Saldo al 2014/12/31	Ventas	Cobros	Compensación	Reliquid.	Saldo al 2015/12/31
ACOSA (GC)	19	-	-	-	-	19
CENACE	-	65 350	-	(49 437)	10	15 923
<i>Tercera y cuarta</i>						

CORP AZUC. DEL	-	1 616	(1 371)	(280)	35	-
ECUADOR S.A.	-	1 984	248	(2 323)	91	-
ECOELECTRC	-	73	(73)	(1)	1	-
ECOLUZ	-	-	(141)	-	-	-
ECUDOS S.A.	141	-	(234)	-	11	1 298
EMAP-Q	-	1 924	-	(1 945)	21	-
ENERMAX	-	-	-	-	-	-
GUAPAN (GC)	1 316	-	-	-	-	1 316
HIDROABANICO	117	20 460	(19 329)	(1 408)	161	-
HIDROSANBARTOLO	-	916	(864)	(52)	-	-
LA FARGE	363	-	-	(363)	-	-
CEMENTOS S.A.	-	-	-	-	-	-
PLASTIGUAYAS	214	-	-	-	-	214
SAN CARLOS	-	1 831	(1 836)	-	55	51
SOLCHACRAS	-	-	-	290	-	290
ULYSSEAS INC.	2 162	-	-	-	-	2 162
<b>Total</b>	<b>4 332</b>	<b>95 676</b>	<b>(23 601)</b>	<b>(55 520)</b>	<b>386</b>	<b>21 273</b>

b) 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 5 159 914 USD.

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

CONVENIO DE ADMINISTRACIÓN CNEL BOLÍVAR AL 2015/12/31				
FINANCIAMIENTO	EEASA	CNEL	MEER	Total
Costos incurridos en administración	556 292	-	-	556 292
Plan 10 Millones	4 176 455	3 384 189	3 580 000	11 140 644
Planes complementarios	224 760	7 254 185	-	7 478 945
Sistema ARCGIS	202 407	97 032	-	299 439
<b>Total</b>	<b>5 159 914</b>	<b>10 735 406</b>	<b>3 580 000</b>	<b>19 475 320</b>
(-) INVERSIONES				Total
Administración	-	-	-	556 292
Plan 10 Millones	-	-	-	11 140 644
Planes complementarios	-	-	-	7 478 945
Sistema ARCGIS	-	-	-	299 439
<b>Total</b>	-	-	-	<b>19 475 320</b>
(=) SALDO DISPONIBLE				
Saldo de la cuenta 1120301010003	-	5 159 914	-	-
DETALLE				
Costos incurridos en administración	-	556 292	-	-
Período abril 2012 - abril 2013	198 392	-	-	-
Período mayo 2013 - en adelante	357 900	-	-	-
Plan 10 Millones	-	4,176 455	-	-
Préstamo a título gratuito	3 210 000	-	-	-
Erogaciones con recursos propios	966 455	-	-	-
Planes complementarios	-	224 760	-	-
Erogaciones con recursos propios	224 760	-	-	-
Sistema ARCGIS	-	202 407	-	-
Erogaciones con recursos propios	202 407	-	-	-
<b>Total</b>	-	<b>5 159 914</b>	-	-

Trenta y seis m

**Comentario.-** La cuenta por cobrar a CNEL Bolívar se sustenta en dos instrumentos legales:

1. Contrato de Asociación.- Suscrito el 16 de febrero del 2012, el cual se dio por terminado de común acuerdo y se firmó un nuevo contrato con la misma finalidad, cuya vigencia abarcó el período 30 de abril 2012 - 29 de abril del 2013. Posteriormente se suscribió un nuevo contrato que finaliza el 11 de julio del 2014. La cláusula séptima señala que la vigencia se prorrogará por el término de un año en caso de no expresar por escrito su voluntad de darlo por terminado; y,
  2. Contrato de mutuo o préstamo gratuito.- Suscrito el 2 de agosto del 2012 en el que se estipula el financiamiento del Plan 10 Millones y el préstamo que debe entregar la EEASA por el valor de 3 210 000 USD recuperable a dos años plazo.
- Otra cuenta importante del grupo 11203 es la cuenta por cobrar a Transelectric por la venta de la línea Baños Puyo, cuyo saldo al final del período es de 106 890 USD.
  - El grupo 11203 también se controla la facturación por generación a relacionados, cuyo saldo es 133 546 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 la facturación por generación a relacionados, en dólares

Detalle	Saldo al 2014/12/31	Ventas	Cobros	Compensación	Reliquid.	Ajustes	Saldo al 2015/12/31
CELECEP	-	2 673	-	(2 789)	116	-	-
EMAPA-Q	-	-	-	-	-	-	-
EMELNORTE	-	7 076	(3 143)	(5)	95	-	4 023
EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUEZ	2 048	1 348	(1 553)	-	19	-	1 862
EMPRESA ELÉCTRICA CENTRO SUR	4 864	13 323	(10 077)	-	172	-	8 282
EMPRESA ELÉCTRICA COTOPAXI	13 629	5 925	(6 546)	(2 460)	80	-	10 629
EMPRESA ELÉCTRICA QUITO	-	52 130	-	(52 727)	597	-	-
EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL SUR	-	4 340	-	(4 399)	59	-	-
EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA	-	4 514	-	(4 576)	62	-	-
GERENC. REGIONAL CNEL-GUAYAQUIL	4 581	71 155	(51 370)	(25 367)	1 001	-	-
GERENC. REGIONAL CNEL-BOLIVAR	5 468	1 043	(1 604)	582	14	-	5 503
GERENC. REGIONAL CNEL-EL ORO	-	13 352	(12 925)	(592)	164	-	-

*Tricita y siete*

GERENC. REGIONAL CNEL-ESMERALDAS	17 788	6 993	(8 808)	-	93	-	18 046
GERENC. REGIONAL CNEL-GUAYAS-LOS RIO	9 082	25 682	(24 732)	-	341	-	10 252
GERENC. REGIONAL CNEL-LOS RIOS	3 859	5 493	(5 324)	-	71	-	4 099
GERENC. REGIONAL CNEL-MANABI	44 050	22 441	(21 802)	-	307	-	44 995
GERENC. REGIONAL CNEL-MILAGRO	14 140	8 352	(8 166)	-	112	-	14 438
GERENC. REGIONAL CNEL-SANTA ELENA	-	8 266	(8 040)	(348)	122	-	-
GERENC. REGIONAL CNEL-SANTO DOMINGO	-	7 110	(6 913)	(292)	95	-	-
GERENC. REGIONAL CNEL-SUCUMBIOS	11 271	4 190	(4 098)	2	52	-	11 417
SOCIEDAD HIDROELECTRICA IMBABURA	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>130 780</b>	<b>265 287</b>	<b>(173 101)</b>	<b>(92 970)</b>	<b>3 570</b>	<b>-</b>	<b>133 546</b>

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 2011 - 2015. Su saldo al 31 de diciembre del 2015 es 1 056 296,74 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 2015, en dólares

Código	Detalle	Saldo al 2014/12/31	Movimientos deudores	Movimientos acreedores	Saldo al 2015/12/31
1120401	ANTICIPO REMUNERACIONES	430 784,01	1 124 092,00	1 078 645,57	476 230,44
1120402	FALTANTES DE INVENTARIOS	127 310,72	46 213,79	49 084,40	124 440,11
1120403	FUNCIONARIOS, EMPLEADOS Y EX EMPLEADOS	5 563,51	33 315,83	36 376,38	2 502,96
1120404	A PROVEEDORES DE BIENES Y SERVICIOS	694 992,33	1 723 231,99	2 312 570,50	105 653,82
1120405	POR INSTALACIONES EVENTUALES	26 298,56	1 708 380,00	1 655 059,96	77 618,60
1120406	CLIENTES INCOBRABLES	333 070,87	11 168,70	79 343,93	264 895,64
1120407	ENTIDADES PÚBLICAS	4 666,65	210,66	210,66	4 666,65
1120408	MATERIALES SALIDOS DE BODEGA POR LIQUIDAR	1 902,37	1 037,76	2 651,61	288,52
<b>Total</b>		<b>1 624 689,02</b>	<b>4 645 660,73</b>	<b>5 213 943,01</b>	<b>1 056 296,74</b>

Trenta y ocho

**Comentario 1.-** Los faltantes de inventarios (1120402) corresponden al ex colaborador: Juan Naranjo por 111 677 USD, sobre este caso se encuentran en trámite dos acciones legales una de carácter civil signada con el número 16301-2013-0301 que se tramita en la Unidad Judicial Civil de Pastaza, y una acción penal que se tramita en la Fiscalía Provincial de Pastaza (Ref. Memorando AJ-088-2014, del 12 de septiembre). La diferencia de 12 764 USD se produjo por faltantes del inventario 2015 que fueron justificados en el primer bimestre del 2016.

**Comentario 2.-** La cuenta 1120406 Clientes Incobrables, registra las planillas dadas de baja temporalmente de los años 2011 al 2015, de acuerdo con la reglamentación interna de la EEASA.

**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 y déficit tarifario. Su saldo al 31 de diciembre del 2015 es 15 121 493,46 USD presentando el siguiente movimiento:

**Tabla No. 8.- Movimiento de cuentas al MEER 2015, en dólares**

Código	Detalle	Saldo al 2014/12/31	Movimientos deudores	Movimientos acreedores	Saldo al 2015/12/31
1120502010001	DECRETO 451-A TARIFA DIGNIDAD	2 984 820,38	3 671 416,09	44 450,41	6 611 786,06
1120502010002	SUBSIDIO TERCERA EDAD	1 210 236,48	709 016,50	604 915,83	1 314 337,15
1120502010004	DECRETO 242 COMPENSACIÓN CRISIS ENERGÉTICA	546 802,97	-	-	546 802,97
1120502010006	SUBSIDIO CAPACIDADES ESPECIALES	31 085,16	50 950,20	4 281,18	77 774,18
1120502010007	ZONAS AFECTADAS VOLCÁN TUNGURAHUA REG. CONELEC N° 001/11	62 891,84	36 375,92	30 277,42	68 990,34
1120502010009	DÉFICIT TARIFARIO 2013	3 887 830,23	-	2 133 252,44	1 754 577,79
1120502010010	DÉFICIT TARIFARIO 2011	276 899,77	-	276 899,77	-
1120502010011	DÉFICIT TARIFARIO 2012	1 076 471,17	-	1 076 471,17	-
1120502010012	DÉFICIT TARIFARIO 2014	2 652 981,10	181 180,28	0,02	2 834 161,36
1120502010013	DÉFICIT TARIFARIO 2015	-	1 913 063,61	-	1 913 063,61
<b>Total</b>		<b>12 730 019,10</b>	<b>6 562 002,60</b>	<b>4 170 528,24</b>	<b>15 121 493,46</b>

**Comentario.-** En el presente ejercicio se reconoció el Déficit Tarifario (cuenta 112052010012) en base al informe del Departamento de Planificación remitido con memorando DP-EEC-051-2016. Ver también Nota 24.

*Talina y nuave*

- Este grupo también está conformado por cuentas por cobrar a accionistas en un monto de 6 473,10 USD.

**f) 11206 Provisión por deterioro de activos financieros**

- Registra la provisión por clientes incobrables del período 2011 - 2015, la provisión de la cartera con antigüedad mayor a 90 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 2015 es - 706 974 USD.
- El movimiento anual de la provisión por deterioro de activos financieros se muestra a continuación:

**Tabla No. 9.- Movimiento de la provisión de cuentas incobrables año 2015, en dólares.**

( + )	Incremento neto de la provisión según Memorando AI-0024-2016	136 371
( - )	Regulación provisiones 2011-2014	(38 842)
( - )	Baja definitiva planillas 2010	(62 738)
( = )	Movimiento neto	44 791
( + )	Saldo al 2014/12/31	662 183
( = )	Saldo al 2015/12/31	706 974

**Comentario.-** Con el propósito de efectuar un análisis de los activos financieros al 31 de diciembre del 2015, Presidencia Ejecutiva conformó una Comisión integrada por el Director Financiero, Auditora Interna y Asesor Jurídico. Mediante Memorando AI-0024-2016, esta Comisión informó los resultados de su análisis. Según el informe presentado, el monto necesario de la provisión, se registró un incremento neto de 44 791 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 264 896 USD al 31 de diciembre de 2015 (31 de diciembre de 2014: 333 070,87 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.

*Cuarenta y*

## 8. INVENTARIOS (113)

8.1. Al 31 de diciembre del 2015 y 2014, se presentan como sigue, en dólares

Código	Cuenta	Ref	2015	2014	Variación
113	INVENTARIOS		13 149 289,17	11 294 956,68	1 854 332,49
11301	INVENTARIO DE MATERIALES Y SUMINISTROS	a)	13 157 630,80	11 299 585,36	1 858 045,24
11302	INVENTARIO DE MATERIALES EN TRANSFORMACIÓN		2 236,42	-	2 236,42
11304	ESTIMACIÓN DE DETERIORO PARA INVENTARIOS		(10 577,85)	(4 628,68)	(5 949,17)

## 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 año 2015, en dólares

Código	Detalle	Saldo al 2014/12/31	Movimientos deudores	Movimientos acreedores	Saldo al 2015/12/31
1130101010001	BODEGA 1 - WILLIAM TIPANQUIZA GUEVARA	2 187 563,15	2 273 982,31	1 664 194,44	2 797 351,02
1130101010002	BODEGA 2 - SANTIAGO PROAÑO	1 210 977,04	2 408 417,03	1 887 413,47	1 729 980,60
1130101010003	BODEGA 3 - WILLIAM TIPANQUIZA GUEVARA	1 192 933,38	211 267,36	345 758,57	1 058 442,17
1130101010004	BODEGA 4 - WILLIAM TIPANQUIZA GUEVARA	831 134,92	611 152,68	666 273,40	776 014,20
1130101010005	BODEGA 5 - JESSICA MARINA PAZ ROBALINO	2 282 503,51	9 668 000,28	8 281 914,22	3 668 589,57
1130101010006	BODEGA 6 - SANTIAGO PROAÑO	133 435,11	250 298,15	259 712,99	124 020,27
1130101020001	BODEGA 2 - JOHN POMBOZA ARROYO	16 498,51	22 229,24	22 960,43	15 767,32
1130102010001	BODEGA 7.- ESTEBAN CONDE	1 812 819,98	1 623 733,51	2 098 995,82	1 337 557,67
1130103010001	BODEGA8.-WALTER EDMUNDO TRAVEZ GARCÍA	64 403,90	76 781,67	56 637,57	84 548,00
1130104010001	BODEGA 9.- MÁRQUEZ T EDISON A.	1 567 315,86	2 138 878,63	2 347 984,07	1 358 210,42
1130105010001	BODEGA 1 - WILLIAM TIPANQUIZA GUEVARA	-	1 303,29	1 303,29	-
1130105010002	BODEGA 2 - SANTIAGO PROAÑO	-	270 996,59	238 028,10	32 968,49
1130105010003	BODEGA 3 - WILLIAM TIPANQUIZA GUEVARA	-	9 397,25	9 397,25	-
1130105010004	BODEGA 4 - WILLIAM TIPANQUIZA GUEVARA	-	20 779,22	19 504,67	1 274,55
1130105010005	BODEGA 5 - JESSICA MARINA PAZ ROBALINO	-	391 335,45	370 463,48	20 871,99
1130105010006	BODEGA 6 - SANTIAGO PROAÑO	-	25 544,37	25 544,37	-
1130105010007	BODEGA 7.- ESTEBAN CONDE	-	129 036,82	118 658,26	10 378,56
1130105010008	BODEGA8.-WALTER EDMUNDO TRAVEZ GARCÍA	-	199,73	199,73	-
1130105010009	BODEGA 9.- EDISON A. MARQUEZ T.	-	114 643,85	114 643,85	-
1130105010010	CONTRASTACIÓN DE MEDIDORES - LEOPOLDO ANDRADE	-	143 655,77	-	143 655,77
Total		11 299 585,36	20 387 633,20	18 529 587,96	13 157 630,80

- En el año 2015 se efectuó el inventario físico por medio de la firma Jesigval 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.

Cuarenta y uno en

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

9.1. Al 31 de diciembre del 2015 y 2014, se presentan como siguen, en dólares

Código	Cuenta	Ref	2015	2014	Variación
114	ANTICIPOS A PROVEEDORES Y GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO		7 016 535,88	4 829 906,40	2 186 629,48
11401	ANTICIPOS A PROVEEDORES	a)	6 528 000,91	4 389 201,36	2 138 799,55
11402	GASTO SEGUROS PAGADOS POR ANTICIPADO		181 522,44	109 794,76	71 727,68
11403	GASTO LICENCIAS Y SOFTWARE PAGADOS POR ANTICIPADO		144 952,54	330 910,28	(185 957,74)
11406	OTROS GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO		162 059,99	-	162 059,99

## 9.2. Análisis

### a) 11401 Anticipos a proveedores

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

Tabla No. 13.- Movimiento anual de anticipos a proveedores 2015, en dólares

Código	Detalle	Saldo al 2014/12/31	Montos entregados	Liquidación	Ajuste	Reclasif.	Saldo al 2015/12/31
1140101	CONTRATOS DE ESTUDIOS Y CONSULTORÍA	54 450	20 150	(24 620)			49 980
1140102	CONTRATOS ROPA DE TRABAJO	9 200		(9 200)			0
1140103	CONTRATOS SERVICIOS PROFESIONALES	44 141	68 665	(99 332)			13 475
1140104	CONTRATOS CONSTRUCCIÓN DE OBRAS	1 836 547	1 457 675	(2 139 529)		(140 224)	1 014 469
1140105	CONTRATOS COMPRA DE EQUIPOS Y MATERIALES	2 048 506	4 177 176	(4 959 895)	(0)	(150 680)	1 115 126
1140106	CONTRATOS DE OTROS SERVICIOS	370 107	699 980	(45 970)	(286)	(1 949)	1 021 883
1140107	COMPRA DE BIENES	26 251	125 014	(147 100)			4 164
1140110	ECUADOR ESTRATÉGICO		117 319	(117 319)			0
1140111	BANCO DE DESARROLLO DE AMÉRICA LATINA (CAF)		3 504 732	(1 476 290)		(68 277)	1 960 165
1140112	AGENCIA FRANCESA DE DESARROLLO		1 348 738				1 348 738
Total		4 389 201	11 519 460	(9 019 264)	(286)	(361 111)	6 528 001

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

Tabla No. 13.1- Composición de contratos de construcción de obras y compra de equipos y materiales, en dólares

ANTICIPOS AL 2015/12/31		6 528 000,91
1140104	CONTRATOS CONSTRUCCIÓN DE OBRAS	1 014 469,36
114010401	RECURSOS PROPIOS	640 896,86
114010409	PMD MEER	30 786,81
114010410	PMD	125 297,30

Cuarenta y dos



114010417	SAPG	43 874,58
114010418	PLAN RENOVAR MEER 2014	11 177,69
114010419	PMD MEER 2014	79 235,73
114010420	PMD COSTOS CALIDAD 2014	53 400,83
114010421	PROGRAMA PEC 2015	29 999,56
<b>1140105</b>	<b>CONTRATOS COMPRA DE EQUIPOS Y MATERIALES</b>	<b>1 115 126,32</b>
114010501	RECURSOS PROPIOS	487 258,11
114010510	PMD	111 007,00
114010523	PMD COSTOS CALIDAD 2014	22 400,00
114010524	RECTIFICACIONES PMD COSTOS DE CALIDAD 2015	375 842,60
114010525	EEASA PEC ACOMETIDA EXPRESA 2015	43 820,61
114010527	BID 2015	75 000,00
<b>1140106</b>	<b>CONTRATOS DE OTROS SERVICIOS</b>	<b>1 021 882,86</b>
114010601	TUNGURAHUA	31 168,65
114010602	SIDGE 2014	990 714,21
<b>1140111</b>	<b>BANCO DE DESARROLLO DE AMÉRICA LATINA (CAF)</b>	<b>1 960 164,78</b>
114011101	CAF 2015	1 960 164,78
<b>1140112</b>	<b>AGENCIA FRANCESA DE DESARROLLO</b>	<b>1 348 738,46</b>
114011201	AFD 2015	1 348 738,46
	<b>OTROS</b>	<b>67 619,13</b>

## 10. ACTIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES (115)

10.1. Al 31 de diciembre del 2015 y 2014, se presentan como siguen, en dólares

Código	Cuenta	Ref	2015	2014	Variación
115	ACTIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES		1 282 962,77	1 282 962,77	-
11501	CRÉDITO TRIBUTARIO A FAVOR DE LA EMPRESA IVA	a)	1 282 962,77	1 282 962,77	-

### 10.2. Análisis

a) Cuenta 11501.- 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.

*Cuarenta y tres*

**Comentario.-** Las gestiones que la Administración ha efectuado para la recuperación de este saldo se evidencian en el oficio No. PE-0595-2012 del 27 de febrero del 2012. En respuesta, el Ministerio de Finanzas mediante oficio MINFIN-SRF-2012-0106-O del 22 de marzo del 2012, dispone cumplir los requisitos del Acuerdo Ministerial No. 037 del 17 de febrero del 2012. En el año 2014 se efectuaron otras gestiones informadas mediante memorando DF-DIR-2572-2014 entre las que figura el trámite del oficio EEASA-PE-2498-2014 dirigido al Ministerio de Finanzas en el que se presentan los requisitos. En respuesta, se recibe el oficio MINFIN-SRF-201-0349-O del 8 de septiembre del 2014 en el que se incluyen nuevos requisitos que se están recopilando. Durante el año 2015 se insistió sobre la recuperación de estos valores mediante oficio PE-3207-2015, adjuntado los documentos requeridos. Según conversaciones mantenidas con funcionarios del Ministerio de Finanzas, el trámite se encuentra en proceso de revisión. Se estima que es probable su recuperación.

## 11. PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO (121)

11.1. Al 31 de diciembre del 2015 y 2014, se presentan como sigue, en dólares

Código	Cuenta	Ref	2015	2014	Variación
121	PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO		176 693 481,06	159 135 452,43	17 558 028,63
12141	BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO	a)	198 274 401,24	192 656 980,15	5 617 421,09
12151	DEPRECIACIÓN ACUMULADA DE BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		(93 670 887,14)	(90 068 842,00)	(3 602 045,14)
12142	PROYECTOS FERUM BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO	b)	34 243 104,39	33 763 020,43	480 083,96
12152	PROYECTOS FERUM DEPRECIACIÓN DE BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		(13 841 606,21)	(12 884 842,75)	(956 963,46)
12143	PROYECTOS PLAN REP BIENES E INST. SERVICIO	c)	3 123 496,53	2 758 954,26	364 542,27
12153	PROYECTO PLAN REP DEPREC. ACUMULADA BIENES E INSTALACI. SERVICIO		(461 907,04)	(278 015,24)	(183 891,80)
12144	PROYECTOS EEEP BIENES E INSTALACIONES Y SERVICIOS	d)	3 355 327,93	981 630,36	2 393 697,58
12154	DEPREC. ACUMULADA EEP BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		(196 235,73)	(26 817,32)	(169 418,41)
12145	BIENES E INSTALACIONES NO AFINES AL SERVICIO ELÉCTRICO	e)	2 183 830,96	2 183 830,96	-
12155	DEPRECIACIÓN ACUMULADA BIENES E INSTALACIONES NO DESTINADAS AL SERVICIO ELÉCTRICO		(1 030 996,95)	(1 007 588,27)	(23 410,68)
12147	OBRAS EN CONSTRUCCIÓN DE BIENES E INSTALACIONES	f)	40 806 546,11	29 173 370,31	11 633 175,80
12148	PROYECTOS PLAN PMD BIENES E INST. SERVICIO	g)	4 192 046,00	2 006 056,91	2 185 989,09
12158	DEPRECIACIÓN ACUMULADA PROYECTOS PLAN PMD BIENES E INST.SERVICIO		(283 639,03)	(102 487,38)	(181 151,67)

Cuarenta y cuatro %

## 11.2. Análisis

- Controla el inmovilizado material financiado con recursos propios así como los activos eléctricos contruidos 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 8 955 845 USD. (Ver también Tabla No. 19 movimiento integral de propiedad, planta y equipo 2015, en dólares y Nota No. 25).
- Valor razonable.- El valor razonable de las Propiedades, Planta y Equipos se determinó según re-avaluó llevado a cabo en el año 2011 por parte de peritos independientes con el propósito de la aplicación de las NIIF por primera vez, y a la fecha de cierre de los estados financieros, no existen claros indicios de deterioro que ameriten ser revelados o que sea necesario estimar una provisión para cubrir tales efectos en el 2015. 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:

Cuarenta y cinco

a) 12141 - Bienes e instalaciones en servicio

- Su clasificación es la siguiente:

Tabla No. 14.- Clasificación de los bienes e instalaciones en servicio, 2015

CLASIFICACIÓN DE LOS ACTIVOS		COMPOSICIÓN		
A	Centrales hidroeléctricas:	Península		
B	Centrales de combustión interna:	Línea		
C	Líneas de subtransmisión:	Huachi - Montalvo	Totoras - Montalvo	Samanga - Atocha
		Samanga - Ambato	Ambato - Oriente	Atocha - Huachi
		Península - Loreto	Samanga - Pillaro	Oriente - Totoras
		Totoras - Peñe	Peñe - Baños	Baños - San Francisco
		Montalvo - Quero	Transelectric - Puyo	Puyo - Mushuflacta
D	Subestaciones de subtransmisión:	S/E Huachi	S/E Baños	S/E Atocha
		S/E Peñe	S/E Oriente	S/E Montalvo
		S/E Samanga	S/E Loreto	S/E Pillaro
		S/E San Francisco	S/E Quero	S/E Puyo
		S/E Mushuflacta	S/E Tena	
E	Líneas de distribución:	Redes aéreas	Red subterránea	
F	Subestaciones de distribución:	S/E Batán	S/E Línea - Península	S/E Palora
G	Instalaciones de servicio a consumidor:	Acometidas	Medidores	
H	Instalaciones generales:	Terranos 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. 15.- Clasificación de los proyectos FERUM, 2015

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	Sistemas de distribución
F	Año 2005		Acometidas y medidores	Sistemas de distribución
G	Año 2006	Generación Fotovoltaica	Acometidas y medidores	Sistemas de distribución
H	Año 2007		Acometidas y medidores	Sistemas de distribución
I	Año 2008		Acometidas y medidores	Sistemas de distribución
J	Año 2010		Acometidas y medidores	Sistemas de distribución
K	Año 2011		Acometidas y medidores	Sistemas de distribución
L	Año 2012		Acometidas y medidores	Sistemas de distribución
M	Año 2013		Acometidas y medidores	Sistemas de distribución
N	Año 2014		Acometidas y medidores	Sistemas de distribución
O	Año 1998			Sistemas de distribución
P	Año 1999			Sistemas de distribución

Cuarenta y seis m

c) 12143 - Proyectos PLAN REP

Tabla No. 16.- Clasificación de los proyectos PLANREP, 2015

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. 17.- Clasificación de los proyectos EEEP, 2015

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. 18.- Clasificación de los bienes e instalaciones que no son de servicio eléctrico, 2015

CLASIFICACIÓN	COMPOSICIÓN			
A	CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	Central Miraflores	Edificios y Estructuras	
		Central Río Verde	Terrenos y Servidumbres	
			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. 18.1- Clasificación de obras en construcción, 2015

Código	Detalle	Saldo al 2014/12/31	Movimientos deudores	Movimientos acreedores	Saldo al 2015/12/31
1214700	REINGRESOS MATERIALES OBRAS		547 229,93	547 229,93	
1214701	PROGRAMA GENERACIÓN	53 022,31	181 987,90	51 963,52	183 046,69
1214702	COSTOS INDIRECTOS POR DISTRIBUIR		19 527 988,28	19 527 988,28	

cuarenta y siete

1214704	ACOMETIDAS	3 442 415,48	16 004 833,95	4 348 447,55	15 098 801,88
1214706	LÍNEAS Y SUBESTAC.DE SUBTRANSMISION	3 915 706,84	10 089 643,21	4 038 745,80	9 946 604,05
1214707	SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	16 844 339,32	10 645 821,22	16 090 941,66	11 399 218,88
1214708	ALUMBRADO PÚBLICO Y SEÑALES LUMINOS.	2 920 825,13	2 140 799,01	2 625 531,83	2 436 092,31
1214709	INSTALACIONES GENERALES	1 997 081,43	422 981,87	677 281,00	1 742 782,30
<b>Total</b>		<b>29 173 370,31</b>	<b>69 641 285,37</b>	<b>47 808 109,67</b>	<b>40 808 546,11</b>

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

Tabla No. 18.2- Clasificación de los Proyectos Plan PMD bienes e instalaciones en servicio, 2015

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

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

cuarenta y ocho 7

Tabla No. 19.1- Movimiento integral de la propiedad, planta y equipo 2014, en dólares

Descripción	Saldo 2013/12/31	Adiciones				Transf. De inventario				Bajas y retiros				Saldo al 2014/12/31			
		Compras	Costos	Event. Lqu.	Transf. de obras en construcc.	Dob	Haber	Dob	Haber	Dob	Haber	Dob	Haber	Saldo al 2014/12/31	Ajustes	Depreciac. incorp.	Otras Depreciac.
Bienes e instalaciones e generables	7 075 270	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7 075 270	(5 508 039)	-	(98 877)
- Centrales de transmisión	2 369 965	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 586 878	(1 814 095)	-	(57 709)
- Líneas de transmisión	22 681 735	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23 254 753	(8 881 081)	-	(1 332)
- Líneas de subestaciones	104 052 751	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	108 434 011	(48 282 786)	-	(178 421)
- Instalaciones de servicios a consumidor	23 882 064	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25 264 453	(10 278 021)	-	(21 878)
- Instalaciones generables	24 113 400	82 494	-	-	-	611 804	(4 748)	1 372 557	(9 439)	26 041 615	(9 684 146)	-	-	182 656 960	(8 638 148)	(2 988)	(202 633)
Subtotal	184 195 306	92 494	-	-	-	614 235	(4 748)	1 372 557	(9 439)	182 656 960	(8 638 148)	-	-	182 656 960	(8 638 148)	(2 988)	(202 633)
Proyecto FERUM	33 529 251	-	-	-	-	-	-	-	-	33 763 020	(11 653 448)	-	-	23 763 020	(11 653 448)	-	(24 470)
Subtotal	33 529 251	-	-	-	-	-	-	-	-	33 763 020	(11 653 448)	-	-	33 763 020	(11 653 448)	-	(24 470)
Proyecto PLANREP	2 008 878	-	-	-	-	-	-	-	-	2 758 854	(128 137)	-	-	2 758 854	(128 137)	-	(11 440)
Subtotal	2 008 878	-	-	-	-	-	-	-	-	2 758 854	(128 137)	-	-	2 758 854	(128 137)	-	(11 440)
Proyecto EEP	78 547	-	-	-	-	-	-	-	-	981 630	(3 105)	-	-	981 630	(3 105)	-	(19 058)
Subtotal	78 547	-	-	-	-	-	-	-	-	981 630	(3 105)	-	-	981 630	(3 105)	-	(19 058)
Proyecto PMD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2 006 057	(52 972)	-	-	2 006 057	(52 972)	-	(50 102)
Subtotal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2 006 057	(52 972)	-	-	2 006 057	(52 972)	-	(50 102)
Subtotal	2 183 831	-	-	-	-	-	-	-	-	2 183 831	(883 610)	-	-	2 183 831	(883 610)	-	(23 976)
Bienes e instalaciones que no son de servicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	221 996 710	92 494	-	-	-	614 235	(4 748)	1 432 187	(11 114)	234 330 473	(98 618 450)	-	-	234 330 473	(98 618 450)	(2 988)	(309 973)
Otras en construcción - Mantenimiento y Otros	21 762 135	-	-	-	-	-	-	-	-	29 372 975	(199 604)	-	-	29 372 975	(199 604)	-	-
Subtotal	21 762 135	-	-	-	-	-	-	-	-	29 372 975	(199 604)	-	-	29 372 975	(199 604)	-	-
Total	243 758 845	12 853 367	3 148 010	440	-	11 368 665	(3 683 678)	1 432 187	(2 661 306)	253 693 843	(98 618 450)	-	-	253 693 843	(98 618 450)	(2 988)	(309 973)
Subtotal	243 758 845	12 853 367	3 148 010	440	-	11 368 665	(3 683 678)	1 432 187	(2 661 306)	253 693 843	(98 618 450)	-	-	253 693 843	(98 618 450)	(2 988)	(309 973)
Total	243 758 845	12 853 367	3 148 010	440	-	11 368 665	(3 683 678)	1 432 187	(2 661 306)	253 693 843	(98 618 450)	-	-	253 693 843	(98 618 450)	(2 988)	(309 973)

DEPRECIACIÓN ACUMULADA

Movimiento del gasto depreciación		Deprec. Otras		Deprec. Otras		Deprec. Otras		Deprec. Otras		Deprec. Otras		Deprec. Otras	
Total		Incorp.		Incorp.		Incorp.		Incorp.		Incorp.		Incorp.	
Bienes e instalaciones en servicio	202 633	6 268 261	63 398	6 534 292	-	1 379 479	-	1 355 008	6 133	150 131	-	1 379 479	-
Bienes proyecto FERUM	24 470	1 355 008	63 398	6 534 292	-	1 379 479	-	1 355 008	6 133	150 131	-	1 379 479	-
Bienes proyecto PLANREP	11 440	132 559	6 133	150 131	-	1 379 479	-	132 559	6 133	150 131	-	1 379 479	-
Bienes proyecto EEP	19 058	4 654	-	23 712	-	1 379 479	-	4 654	-	23 712	-	1 379 479	-
Bienes proyecto PMD	52 372	50 102	13	102 487	-	1 379 479	-	50 102	13	102 487	-	1 379 479	-
Bienes e instalaciones que no son de servicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	309 973	7 834 560	69 544	8 214 078	-	3 099 958	-	3 099 958	69 544	8 214 078	-	3 099 958	-

Tabla No. 19.1- Movimiento integral de la propiedad, planta y equipo 2015, en dólares

Descripción	Saldo 2014/12/31	Adiciones				Transf. de				Bajas y				Saldo 2015/12/31			
		Costos	Event. Lqu.	Dob.	Haber	Costos	Event. Lqu.	Dob.	Haber	reintegr. netos	Dob.	Haber	Ajustes netos	Saldo 2015/12/31	Adición	Depreciac. incorp.	Depreciac. Otras existencias
Bienes e instalaciones en servicio	7 075 270	-	-	-	-	51 713	-	-	-	-	-	-	-	7 075 270	(5 607 016)	-	(88 511)
- Carreteras, redes eléctricas	1 586 878	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 638 591	(1 237 482)	-	(43 434)
- Instalaciones de combustión	23 254 753	-	-	-	-	3 007 147	-	-	-	-	-	-	-	25 844 939	(9 376 796)	-	(2 068)
- Subestaciones de transmisión	109 434 011	-	-	-	-	5 540 701	-	-	-	-	-	-	-	114 330 763	(62 136 760)	-	(27 366)
- Líneas y subestaciones de distribución	25 264 453	-	-	-	-	1 101 711	-	-	-	-	-	-	-	22 490 716	(11 062 593)	-	(22 469)
- Instalaciones generales	26 041 615	24 245	-	-	-	162 187	-	-	-	-	-	-	-	26 984 119	(10 648 194)	-	(948)
Proyectos FERUM	33 763 020	-	-	-	-	1 228 148	-	-	-	-	-	-	-	34 243 104	(12 884 643)	-	(3 920)
Subtotal	192 656 930	24 245	-	-	-	9 871 459	-	-	-	-	-	-	-	192 274 401	(90 068 842)	-	(949)
Proyectos PLANREP	2 758 954	-	-	-	-	380 480	-	-	-	-	-	-	-	3 123 497	(278 015)	-	(9)
Subtotal	2 758 954	-	-	-	-	380 480	-	-	-	-	-	-	-	3 123 497	(278 015)	-	(9)
Proyecto EEEP	961 630	-	-	-	-	2 402 060	-	-	-	-	-	-	-	3 365 328	(26 817)	-	(4 577)
Subtotal	961 630	-	-	-	-	2 402 060	-	-	-	-	-	-	-	3 365 328	(26 817)	-	(4 577)
Proyecto PND	2 006 057	-	-	-	-	2 378 499	-	-	-	-	-	-	-	4 384 556	(102 487)	-	2 719
Subtotal	2 006 057	-	-	-	-	2 378 499	-	-	-	-	-	-	-	4 384 556	(102 487)	-	2 719
Bienes e instalaciones que no son de servicio	2 183 631	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2 183 631	(1 007 586)	-	(23 411)
Subtotal	2 006 057	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2 183 631	(1 007 586)	-	(23 411)
Obraz en construcción - Mantenimiento y Otros	28 173 370	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28 173 370	-	-	-
Subtotal	28 173 370	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28 173 370	-	-	-
Total	263 503 643	16 762 649	3 403 624	766	-	16 760 605	3 403 624	766	-	-	-	-	-	263 503 643	-	-	-
PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO																	
Saldo al 2014/12/31	176 683 461	-	-	-	-	40 808 648	-	-	-	-	-	-	-	208 176 753	(104 358 391)	-	(949)
Depreciación acumulada																	
Saldo al 2014/12/31	1 369 744	352 796	16 031 905	58 719 643	12 510 736	15 818 788	104 603 614	20 401 496	20 401 496	20 401 496	20 401 496	20 401 496	20 401 496	20 401 496	20 401 496	20 401 496	20 401 496
Saldo al 2015/12/31	1 369 744	352 796	16 031 905	58 719 643	12 510 736	15 818 788	104 603 614	20 401 496	20 401 496	20 401 496	20 401 496	20 401 496	20 401 496	20 401 496	20 401 496	20 401 496	20 401 496

Movimiento del gasto de depreciación									
Deprec. Obras incorp.	Deprec. Obras existencias	Ajuste	Total						
358 664	6 575 189	64 009	6 997 862	Bienes e instalaciones en servicio					
21 456	1 371 347	3 920	1 396 723	Bienes proyecto FERUM					
16 733	170 638	8	187 280	Bienes proyecto PLANREP					
43 896	120 945	4 577	169 418	Bienes proyecto EEEP					
45 862	138 209	2 719	181 162	Bienes proyecto PND					
-	23 411	-	23 411	Bienes e instalaciones que no son de servicio					
466 411	6 389 639	69 796	6 955 846	Total					



Nota: No existen las tablas No. 20 y No. 21

Tabla No. 22.- Activos depreciables, con tope depreciatorio y terrenos, al 2015/12/31, en dólares.

PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO	Depreciándose			Tope depreciatorio			Terrenos		Total	
	Valor reemp.	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	5 211 466	3 933 720	1 277 746	1 772 990	1 771 807	1 184	90 814	7 075 270	5 705 526	1 369 744
- Centrales de combustión interna	1 047 593	711 791	335 803	574 939	574 002	937	16 059	1 638 591	1 285 793	352 798
- Líneas y subestaciones de subtransmisión	22 520 283	8 805 173	13 715 110	1 009 342	1 007 981	1 381	2 315 315	25 844 939	9 813 134	16 031 805
- Líneas y subestaciones de distribución	101 420 462	43 099 437	58 321 025	12 645 306	12 511 684	133 622	264 996	114 330 763	55 611 121	58 719 643
- Instalaciones de servicios a consumidor	21 139 115	8 641 001	12 498 114	1 261 604	1 248 982	12 622	-	22 400 719	9 889 983	12 510 736
- Instalaciones generales	17 199 159	6 806 875	10 392 284	4 577 317	4 558 456	18 862	5 207 643	26 984 119	11 365 331	15 618 788
Bienes proyecto ferum	32 961 830	12 584 414	20 397 425	1 281 265	1 277 192	4 073	-	34 243 104	13 841 606	20 401 498
Bienes proyecto planrep	3 123 497	481 907	2 681 590	-	-	-	-	3 123 497	481 907	2 681 590
Bienes proyecto ecep	3 355 328	196 236	3 159 092	-	-	-	-	3 355 328	196 236	3 159 092
Bienes proyecto pmd	4 192 046	283 639	3 908 407	-	-	-	-	4 192 046	283 639	3 908 407
Bienes e instalaciones que no son de servicio	1 833 081	680 231	952 849	169 106	150 766	18 340	181 644	2 183 831	1 030 997	1 152 834
<b>TOTAL</b>	<b>214 003 869</b>	<b>86 384 424</b>	<b>127 619 445</b>	<b>23 291 869</b>	<b>23 100 848</b>	<b>191 021</b>	<b>8 076 470</b>	<b>245 372 207</b>	<b>109 485 272</b>	<b>135 886 935</b>
Instalaciones generates	17 474	6 888	10 587	4 673	4 654		5 277	27 425	11 541	15 884
	752	818	935	319	393	18 926	594	668	211	455
	196 529	79 497	117 031	18 618	18 448		2 798	217 946	97 944	120 002
Activos eléctricos	116	806	510	550	455	172 095	875	541	661	480
<b>TOTAL</b>	<b>214 003 869</b>	<b>86 384 424</b>	<b>127 619 445</b>	<b>23 291 869</b>	<b>23 100 848</b>	<b>191 021</b>	<b>8 076 470</b>	<b>245 372 207</b>	<b>109 485 272</b>	<b>135 886 935</b>

Comentario.- Los activos con tope depreciatorio tienen un valor en libros de 191 021 USD.

## 12. CUENTAS Y DOCUMENTOS POR PAGAR (211)

12.1. Al 31 de diciembre del 2015 y 2014, se presentan como sigue, en dólares

Código	Cuenta	Ref	2015	2014	Variación
211	CUENTAS Y DOCUMENTOS POR PAGAR		10 341 733,31	8 941 731,05	1 400 002,26
21101	PROVEEDORES NO RELACIONADOS	a)	3 112 845,90	3 271 312,70	(158 466,80)
21102	CUENTAS POR PAGAR	b)	7 228 887,41	5 670 418,35	1 558 469,06

## 12.2. Análisis

### a) 21101 Proveedores no relacionados

- Su movimiento es el siguiente:

Tabla No. 23.- Movimiento de la cuenta proveedores no relacionados 2015, en dólares

Código	Detalle	Saldo al 2014/12/31	Movimientos deudores	Movimientos acreedores	Saldo al 2015/12/31
2110101	PROVEEDORES DE ENERGIA NO RELACIONADOS	1 319 324,00	6 042 657,85	6 526 738,95	1 803 403,10
2110102	PROVEEDORES DE BIENES Y SERVICIOS NO RELACIONADOS	1 951 988,70	18 808 900,07	18 166 354,17	1 309 442,80
Total		3 271 312,70	24 851 557,92	24 693 091,12	3 112 845,90

- Los proveedores de energía no relacionados con saldos más importantes son: Termoguayas (408 394 USD), Electroquil (484 635 USD), Intervisa Trade (364 355 USD) y Sociedad Agrícola e Industrial San Carlos (135 215 USD). Representan el 77% del total. Las obligaciones con los proveedores de energía no generan intereses.

Tabla No. 23.1- Movimiento de la cuenta proveedores de energía no relacionados 2015, en dólares

Descripción	Saldo al 2014/12/31	Facturac.	Pago	Retenciones	Compensación	Ajuste	Reclasific.	Saldo al 2015/12/31
ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN ALGNOTEC S.A.	2 449	10 508	(11 027)	-	-	-	-	1 930
ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN GENR	2 435	12 392	(11 959)	-	(803)	-	-	2 064
BRINEFORCORP S.A.	2 572	16 069	(15 763)	-	-	-	-	2 877
CORPORACIÓN AZUCARERA ECUATORIANO S.A.	23 612	238 458	(186 469)	(2 392)	(277)	-	(26 251)	46 681
ECOELECTRIC	46 382	159 645	(155 084)	(1 586)	(124)	-	-	49 234
ECOLUZ	8 060	63 622	(64 209)	(641)	(1)	-	-	6 832
ELECTRISOL	-	1 905	(1 905)	-	-	-	3 373	3 373
ELECTROQUIL S.A.	263 313	1 454 770	(1 052 470)	(11 689)	(62 108)	-	(107 180)	484 635
EMPRESA PUBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO ENERGIA PLANTA	18 789	30 282	(38 118)	-	-	-	-	10 953
FOTOVOLTAICA EPFOTOVOLTAICA S.A.	6 028	34 183	(34 285)	-	-	-	-	5 925
ENERMAX S.A.	13 653	69 301	(62 173)	-	(1 945)	-	-	18 835
GENERACION SOLAR MANABITA S.A.	1 237	7 383	(7 544)	(7)	-	-	-	1 070
GENERADORA ROCAFUERTE S.A.	84 708	338 835	(337 519)	(3 384)	-	-	-	82 639
GONZAENERGY S A	2 951	17 898	(17 538)	-	-	-	-	3 311
GRANSOLAR S.A.	11 394	67 838	(67 077)	-	-	-	-	12 154
HIDALGO & CONSTRUCTORES HIDALGO	11 987	126 072	(130 944)	13 508	-	-	-	20 622
HIDROABANICO S.A.	12 419	59 525	(57 856)	-	(1 408)	-	-	12 680

Descripción	Saldo al 2014/12/31	Facturac.	Pago	Retenciones	Compensación	Ajuste	Reclasific.	Saldo al 2015/12/31
HIDROSANBARTOLO S.A.	-	268 476	(174 226)	-	(52)	-	-	94 198
INTERVISA TRADE	233 542	1 061 210	(918 948)	(9 334)	(4 116)	-	-	384 355
LAFARGE CEMENTOS S.A.S	4 488	2 520	(8 018)	(84)	-	-	(926)	-
LOJAENERGY SA	812	12 480	(10 157)	-	-	-	-	3 135
RENOVALOJA SA	616	10 927	(8 823)	-	-	-	-	2 720
SABIANGO SOLAR S A	424	6 800	(5 053)	-	-	-	-	2 171
SAN PEDRO SOLAR ENERGY S.A.	3 050	18 326	(18 123)	-	-	-	-	3 253
SANERSOL S A	2 894	15 342	(15 976)	-	-	-	-	2 260
SARACAYSOL SA	2 894	15 493	(16 076)	-	-	-	-	2 311
SOCIEDAD AGRÍCOLA E INDUSTRIAL SAN CARLOS	134 497	390 129	(386 072)	(3 896)	2	-	555	135 215
SOCIEDAD ELÉCTRICA IMBABURA	-	572	(572)	-	-	-	-	-
SOLCHACRAS S.A.	1 764	11 403	(13 457)	-	-	-	290	-
SOLHUAQUI S.A.	1 598	13 928	(13 279)	-	-	-	-	2 247
SOLSANTONIO S A	1 359	13 186	(12 289)	-	-	-	-	2 256
SOLSANTROS S A	2 961	15 860	(15 246)	-	-	-	-	3 575
SUNSAU S.A.	2 245	14 642	(14 677)	-	-	-	-	2 210
SURENERGY S.A.	1 363	16 814	(15 186)	-	-	-	-	2 991
TERMOGUAYAS GENERATION S.A.	406 587	1 718 393	(1 775 437)	(18 095)	(30 234)	-	107 180	408 394
UNACEM ECUADOR S.A.	-	18 576	(17 992)	(175)	563	-	-	972
VALSOLAR ECUADOR S.A.	3 966	15 731	(16 614)	-	-	-	-	3 083
WILDTECSA S.A.	2 257	14 684	(14 721)	-	-	-	-	2 220
EXPALSA	21	-	-	-	-	-	-	21
<b>Total</b>	<b>1 319 324</b>	<b>6 384 178</b>	<b>(5 718 879)</b>	<b>(37 754)</b>	<b>(100 505)</b>	<b>-</b>	<b>(22 960)</b>	<b>1 803 403</b>

- Los proveedores de bienes y servicios no relacionados con saldos más importantes son: Electrocables (561 188 USD), Empresa Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP (262 332 USD), Skycompany S.A. (103 061 USD), Incable S.A. (91 035 USD). Representan el 77% 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. 24.- Movimiento de órdenes de pago 2015, en dólares

Código	Detalle	Saldo al 2014/12/31	Movimientos deudores	Movimientos acreedores	Saldo al 2015/12/31
211020101	TUNGURAHUA	3 179 709,96	55 806 127,58	57 518 298,72	4 891 881,10
	<b>Total</b>	<b>3 179 709,96</b>	<b>55 806 127,58</b>	<b>57 518 298,72</b>	<b>4 891 881,10</b>

Tabla No. 25.- Movimiento de otras cuentas por pagar 2015, en dólares

Código	Detalle	Saldo al 2014/12/31	Movimientos deudores	Movimientos acreedores	Saldo al 2015/12/31
211020201	ENTIDADES DEL SECTOR PUBLICO	-	264 507,84	264 507,84	-
211020202	FUNCIONARIOS, EMPLEADOS Y EX EMPLEADOS	33 865,89	477 563,50	473 762,69	30 065,08
211020203	OTRAS CUENTAS POR LIQUIDAR	135 903,60	17 628 932,98	17 611 935,98	118 908,60
211020204	LIQUIDACIÓN DE SUELDOS	7 465,34	5 608 490,66	5 610 745,47	9 720,15
211020205	TASAS E IMPUESTOS RECAUDADOS A FAVOR DE TERCEROS	2 247 753,45	7 807 972,12	5 560 220,49	1,82
211020207	GARANTÍAS RECIBIDAS	3 300,00	1 400,00	100,00	2 000,00
211020208	RETENCIONES A FAVOR DE TERCEROS	59 163,59	1 253 977,83	1 288 316,61	73 502,57
211020209	OTRAS	3 246,12	6 282,47	84 317,59	81 281,24
211020210	ACCIONISTAS	10,40		934 686,06	934 696,46
211020211	TASAS POR PAGAR A FAVOR DE TERCEROS		7 049 102,89	8 135 935,28	1 086 832,39
<b>Total</b>		<b>2 490 708,39</b>	<b>40 098 229,69</b>	<b>39 944 527,81</b>	<b>2 337 006,31</b>

**Comentario.-** La cuenta 211020205 Tasas e impuestos recaudados a favor de terceros incluye 1 264 403,55 USD correspondientes a la facturación de diciembre del 2015 (Ver tabla 3, Nota. 7).

### 13. OTRAS OBLIGACIONES CORRIENTES (212)

13.1. Al 31 de diciembre del 2015 y 2014, se presentan como siguen, en dólares

Código	Cuenta	Ref	2016	2014	Variación
212	OTRAS OBLIGACIONES CORRIENTES		800 864,71	777 797,68	23 067,03
21201	CON LA ADMINISTRACIÓN TRIBUTARIA		285 725,64	228 090,27	57 635,37
21202	CON EL IESS		165 649,77	149 341,18	16 308,59
21203	POR BENEFICIOS DE LEY A EMPLEADOS		349 479,30	400 366,23	(50 886,93)

Código	Detalle	Saldo al 2014/12/31	Movimientos deudores	Movimientos acreedores	Saldo al 2015/12/31
21201	CON LA ADMINISTRACIÓN TRIBUTARIA	228 090,27	2 409 401,96	2 467 037,33	285 725,64
21202	CON EL IESS	149 341,18	1 929 616,41	1 945 925,00	165 649,77
21203	POR BENEFICIOS DE LEY A EMPLEADOS	400 366,23	1 029 217,86	978 330,93	349 479,30
21204	DIVIDENDOS POR PAGAR		167 080,33	167 080,33	
212	OTRAS OBLIGACIONES CORRIENTES	777 797,68	5 535 316,56	5 558 373,69	800 864,71

### 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 2015.
- Se adeuda al IESS aportes, préstamos y fondos de reserva.
- Por beneficios de ley a empleados debe considerarse el décimo tercer y décimo cuarto sueldo y las vacaciones por pagar.

#### 14. CUENTAS POR PAGAR DIVERSAS CON RELACIONADOS (213)

14.1. Al 31 de diciembre del 2015 y 2014, se presentan como siguen, en dólares

Código	Cuenta	Ref	2015	2014	Variación
213	CUENTAS POR PAGAR DIVERSAS CON RELACIONADAS		14 923 229,97	14 499 375,07	423 854,90
21301	PROVEEDORES RELACIONADOS	a)	9 973 337,81	14 193 643,54	(4 220 305,73)
21302	PROGRAMAS DE GOBIERNO RENOVA - PEC	b)	4 949 892,16	305 731,53	4 644 160,63

#### 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, como es el caso de Ecuador Estratégico. Los proveedores que registran un mayor saldo son: CELEC EP 9 243 261 USD y Elecaustro 259 761 USD que constituyen un 95% del total.

El movimiento de proveedores relacionados se muestra a continuación:

Tabla No. 26.- Movimiento de proveedores relacionados 2015, en dólares

Descripción	Saldo al 2014/12/31	Compras	Pagos	Retenc.	Compensación estaje	Compensación	Reclasif	Transf. programas	Saldo al 2015/12/31
CENACE	303 882	1 420 665	(1 701 073)	-	25 983	(49 437)	-	-	-
CELEC EP	10 433 046	24 284 689	(21 747 620)	-	(55 451)	(3 819 381)	147 999	-	9 243 261
CNEL REGIONAL EL ORO	28 760	46 022	(47 488)	-	-	(6 099)	6 963	-	28 158
CNEL REGIONAL SANTO DOMINGO	23 360	25 946	(26 758)	-	-	6 041	(5 521)	-	23 068
EMPRESA ELÉCTRICA EMELNORTE	24 468	40 823	(45 502)	-	-	-	-	-	19 788
EMPRESA ELÉCTRICA COTOPAXI	-	34 071	(31 611)	-	-	(2 460)	-	-	-
EMPRESA ELÉCTRICA QUITO	171 328	604 180	(552 927)	-	-	(97 218)	-	-	125 383
EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL SUR	18 094	85 845	(63 251)	-	-	(7 695)	-	-	32 993
EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA	18 815	49 159	(43 330)	-	-	(4 576)	-	-	20 068
ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL	798 587	351 312	(481 856)	-	-	(290 997)	(377 046)	-	-
ELECAUSTRO	266 525	836 019	(822 195)	-	-	(20 588)	-	-	259 761
CNEL SANTA ELENA	595	83	(678)	-	-	246	-	-	246
SOCIEDAD HIDROELÉCTRICA IMBABURA S.A.	727	3 147	(3 637)	(37)	-	-	-	-	-
ELECTRISOL S.A.	3 144	16 677	(16 449)	-	-	-	(3 373)	-	-
CNEL GUAYAQUIL DISTRIBUIDORA	-	-	-	-	-	(19 596)	229 047	-	209 450
ECUADOR ESTRATÉGICO EP - CONVENIOS PARA ZONA ORIENTAL NAPO Y PASTAZA	2 091 152	-	(2 807 594)	-	-	-	-	716 442	-
MATERIALES RECIBIDOS EN PRÉSTAMO CNEL BOLÍVAR	11 180	-	-	-	-	-	-	-	11 180
<b>Total</b>	<b>14 193 644</b>	<b>27 798 619</b>	<b>(28 392 170)</b>	<b>(37)</b>	<b>(29 468)</b>	<b>(4 311 760)</b>	<b>(1 930)</b>	<b>716 442</b>	<b>9 973 338</b>

Cincuenta y cinco y

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 2015 y 2014, se presentan como siguen, en dólares

Código	Cuenta	Ref	2015	2014	Variación
214	PORCIÓN CORRIENTE DE PROVISIONES POR BENEFICIOS A EMPLEADOS		1 297 485,13	1 282 657,00	14 828,13
21401	JUBILACIÓN PATRONAL	a)	493 292,88	499 257,00	(5 964,12)
21402	OTROS BENEFICIOS PARA LOS EMPLEADOS	b)	804 192,25	783 400,00	20 792,25

### 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 memorando DRI-DIR-0108-2016 del 29 de enero del 2016, emitidos por el Departamento de Relaciones Industriales, encargado del manejo de recursos humanos. Ver también Nota No. 18

## 16. OTROS PASIVOS CORRIENTES (215)

16.1. Al 31 de diciembre del 2015 y 2014, se presentan como siguen, en dólares

Código	Cuenta	Ref	2015	2014	Variación
215	OTROS PASIVOS CORRIENTES		1 989 150,16	931 976,43	1 057 173,73
21501	FONDOS DE GARANTÍA		188 298,42	188 539,21	(240,79)
21502	PROVISIÓN POR PROCESOS JUDICIALES		300 000,00	446 321,60	(146 321,60)
21503	OTRAS PROVISIONES CORRIENTES		236 448,19	297 115,62	(60 667,43)
21504	VALORES DE TERCEROS POR RECAUDAR		1 264 403,55	-	1 264 403,55

Cincuenta y seis

## 16.2. Análisis

- Los fondos de garantía corresponden al 5% de los contratos de mano de obra. Tienen como propósito garantizar la calidad del trabajo contratado.
- Las provisiones por procesos judiciales que la empresa eventualmente pagaría en el 2016, de acuerdo con el criterio vertido por el Asesor Jurídico de la institución. Referencia Memorando AJ-005-2016 del 22 de enero del 2016.

## 17. CUENTAS Y DOCUMENTOS POR PAGAR (221)

17.1. Al 31 de diciembre del 2015 y 2014, se presentan como siguen, en dólares

Código	Cuenta	Ref	2015	2014	Variación
221	CUENTAS Y DOCUMENTOS POR PAGAR		3 340 125,16	3 002 492,75	337 632,41
22101	DEPOSITO DE ABONADOS	a)	3 340 125,16	3 002 492,75	337 632,41

## 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 2015 y 2014, se presentan como siguen, en dólares

Código	Cuenta	Ref	2015	2014	Variación
222	PROVISIONES POR BENEFICIOS A EMPLEADOS		8 528 087,33	7 256 880,52	1 271 206,81
22201	JUBILACIÓN PATRONAL	a)	6 289 185,02	5 298 295,99	990 889,03
22202	OTROS BENEFICIOS NO CORRIENTES PARA LOS EMPLEADOS	b)	2 238 902,31	1 958 584,53	280 317,78

*Cuenta y siete*

## 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:

**Nota:** No existe la tabla No. 27

Tabla No. 28.- Porción corriente y no corriente de beneficios a empleados 2015, en dólares

Provisión	Corto plazo	Largo plazo	Total
Jubilación patronal	493 293	6 289 185	6 782 478
Retiro voluntario	-	331 746	331 746
Indemnización jubilación	783 400	1 327 027	2 110 427
Desahucio	20 792	580 130	600 922
<b>Total</b>	<b>1 297 485</b>	<b>8 628 087</b>	<b>9 925 572</b>

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

Detalle	Jubilación Patronal	
	2015	2014
Valor presente de la obligación por beneficios definidos al 31/12/2014	5 797 553	4 225 625
Costo financiero	(289 878)	(211 281)
Costo actual del servicio	1 274 803	1 783 209
Valor presente de la obligación por beneficios definidos al 31/12/2015	6 782 478	5 797 553
<b>Bases de cálculo</b>		
Número de empleados	212	219
Personal con menos de 10 años de servicio	65	70
Personal con más de 10 años de servicio	147	149
Jubilados con pensión patronal de la empresa	113	109
Promedio de la pensión por jubilación patronal	281,00	272,00
Tasa de interés actuarial	6% anual	6% anual
Tasa de inversión	6% anual	6% anual
Incremento de sueldos en el largo plazo	1,5% anual	1,5% anual
Rotación del personal	6%	6%

Cincuenta y ocho m



Detalle	Despido - Desahucio		Acogerse a la jubilación patronal		Retiro Voluntario	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Valor presente de la obligación por beneficios definidos al 31/12/2014	432 162	754 498	1 978 076	1 941 787	331 746	691 164
Costo financiero	(21 608)	(37 725)	(98 904)	(97 089)		(34 558)
Costo actual del servicio	190 368	(284 611)	231 254	133 378		(324 880)
Valor presente de la obligación por beneficios definidos al 31/12/2015	600 922	432 162	2 110 427	1 978 076	331 746	331 746
Bases de cálculo						
Número de empleados	182	146	212	219		79
Grupo asegurado	182	146	212	219		79
Promedio mensual de sueldos	1 268,00	1 431,00	1 503,00	1 431,00		1 431,00
Promedio de edad	40 años	44 años	45 años	44 años		44 años
Tiempo de servicio promedio en la empresa	14 años	17 años	19 años	17 años		17 años
Tasa de Descuento	6%	6%	6%	6%		6%
Tasas de rotación y estabilidad	6% - 100%	6% - 100%	5% - 100%	6% - 100%		6%-100%
Incremento de sueldos en el largo plazo	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%		1.5%
Incremento de sueldos para la proyección al 31 diciembre		2%				

## 19. CAPITAL (311)

19.1. Al 31 de diciembre del 2015 y 2014, se presentan como siguen, en dólares

Código	Cuenta	Ref	2015	2014	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 2015 no se emitieron acciones.
- Al 31 de diciembre del 2015 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.

Cincuenta y nueve

## 20. APORTES DE ACCIONISTAS PARA FUTURA CAPITALIZACIÓN (312)

20.1. Al 31 de diciembre del 2015 y 2014, se presentan como siguen, en dólares

Código	Cuenta	Ref	2015	2014	Variación
312	APORTES DE ACCIONISTAS PARA FUTURA CAPITALIZACIÓN		38 973 341,24	19 241 295,47	19 732 045,77
31201	APORTES		38 973 341,24	19 241 295,47	19 732 045,77

### 20.2. Análisis

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

**Nota:** No existe la tabla No. 29

Tabla No. 30.- Movimiento de aportes para futura capitalización 2015, en dólares

Cuenta	Detalle	Convenios	Programas	Reinvers. utilidades	Total
3120101000007	REINVERSIÓN UTILIDADES AÑO 2014	-	-	995 610,02	995 610,02
3120101050003	MEER - Reforzamiento PMD 2014 – BID	-	8 971 086,78	-	8 971 086,78
3120101050004	MEER - FERUM BID II	-	158 733,49	-	158 733,49
3120101080001	PMD 2015	-	1 468 039,51	-	1 468 039,51
3120101080002	CAF (CORPORACIÓN ANDINA DE FOMENTO)	-	5 124 614,92	-	5 124 614,92
3120101080003	PROYECTOS ECUADOR ESTRATÉGICO EP	-	2 178 468,25	-	2 178 468,25
3120102	GAD PROVINCIAL DE TUNGURAHUA	3 200,00	-	70 994,92	74 194,92
3120103	GAD MUNICIPALIDAD DE AMBATO	206 887,29	-	31 674,34	238 561,63
3120104	GAD PROVINCIAL DE PASTAZA	-	-	16 558,00	16 558,00
3120105	GAD MUNICIPAL DE PASTAZA	68 000,00	-	8 377,83	76 377,83
3120106	GAD MUNICIPAL DEL CANTÓN SAN PEDRO DE PELILEO	-	-	9 423,28	9 423,28
3120107	GAD MUNICIPAL DEL CANTÓN BAÑOS DE AGUA SANTA	84 349,81	-	4 206,82	88 556,63
3120108	GAD MUNICIPAL DE MOCHA	58 127,28	-	3 413,23	59 540,51
3120110	GAD MUNICIPAL DE TISALEO	60 000,00	-	3 432,81	63 432,81
3120111	GAD MUNICIPAL DEL CANTÓN SANTIAGO DE PILLARO	-	-	3 387,03	3 387,03
3120112	GAD MUNICIPAL DEL CANTÓN SANTIAGO DE QUERO	105 850,19	-	2 961,19	108 811,38
3120113	GAD MUNICIPAL DE SAN CRISTÓBAL DE PATATE	54 203,48	-	2 980,78	57 184,26
3120114	GAD MUNICIPAL DEL CANTÓN CEVALLOS	19 917,16	-	2 271,55	22 188,71
3120115	GAD MUNICIPAL DE PALORA	-	-	1 514,94	1 514,94
3120116	GAD PROVINCIAL DE MORONA SANTIAGO	-	-	1 254,38	1 254,38
3120117	GAD PROVINCIAL DE NAPO	901,88	-	286,32	1 188,18
3120118	GAD MUNICIPAL DE CARLOS JULIO AROSEMENA TOLA	-	-	304,56	304,56
3120119	GAD MUNICIPAL DE TENA	4 616,99	-	512,48	5 129,47
3120120	GAD MUNICIPAL DE ARCHIDONA	4 358,34	-	269,75	4 628,09
3120121	GAD MUNICIPAL DE MERA	-	-	3 205,19	3 205,19
3120122	CÁMARA DE COMERCIO DE AMBATO	-	-	25,60	25,60
3120123	CÁMARA DE INDUSTRIAS DE TUNGURAHUA	-	-	25,60	25,60
(=)	Movimiento Neto	668 412,40	17 900 942,95	1 162 690,42	19 732 045,77
(+)	Saldo al 2014/12/31				19 241 295,47
(=)	Saldo al 2015/12/31				38 973 341,24

sesenta y

**Comentario.-** En la resolución No 04-2015 de la Junta General de Accionistas del 20 de julio del 2015 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.

## 21. RESERVAS (313)

21.1. Al 31 de diciembre del 2015 y 2014, se presentan como siguen, en dólares

Código	Cuenta	Ref	2015	2014	Variación
313	RESERVAS		2 808 068,20	2 660 315,87	147 752,33
31301	LEGAL		2 808 068,20	2 660 315,87	147 752,33

### 21.2. Análisis

a) Del resultado del ejercicio 2015 se incorporó a reserva legal el valor de 147 752,33 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. RESULTADOS ACUMULADOS (315)

22.1. Al 31 de diciembre del 2015 y 2014, se presentan como siguen, en dólares

Código	Cuenta	Ref	2015	2014	Variación
315	RESULTADOS ACUMULADOS		19 401 849,19	19 401 849,19	-
31503	AJUSTES DE EJERCICIOS ANTERIORES		410 643,33	410 643,33	-
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		2 075 447,98	2 075 447,98	-

**Comentario.-** Las cuentas patrimoniales del grupo 315 no tuvieron movimiento durante el período 2015.

*Se envía uno*

## ESTADO DE RESULTADOS - Composición de saldos

### 23. PRESTACIÓN DE SERVICIOS (411)

23.1. Durante los años terminados el 31 de diciembre del 2015 y 2014 fueron realizados como sigue, en dólares:

Código	Cuenta	Ref	2015	2014	Variación
411	PRESTACIÓN DE SERVICIOS		60 654 586,54	54 342 788,67	6 311 777,87
41101	VENTA DE ENERGÍA		59 388 515,53	54 342 788,67	5 025 726,86
41103	VENTAS CON TARIFA 12%		1 266 051,01	-	1 266 051,01

### 23.2. Análisis

- Las ventas de energía al sector residencial constituyen el rubro más representativo (44%), seguido del sector industrial (20%), comercial (16%) y alumbrado público (10%), estos cuatro rubros abarcan el 90% de las ventas de energía. Un detalle por provincia se muestra a continuación:

Tabla No. 31.- Ventas de energía 2015 por tarifa y por provincia, en dólares

Tarifa	Tungurahua	Pastaza	Morona	Napo	Total general	%
Residencial	21 082 707	2 472 158	307 211	2 505 879	26 367 955	44%
Industrial	11 100 030	510 130	26 810	180 413	11 817 383	20%
Comercial	6 774 613	1 382 972	74 932	1 180 148	9 412 664	16%
Alumbrado publico	4 854 535	689 972	58 282	620 933	6 223 724	10%
Entidades oficiales alumbrado publico	1 278 388	397 321	37 334	411 900	2 124 943	4%
Bombeo de agua	1 130 528	14 228	1 091	11 791	1 157 638	2%
Asistencia social	367 332	184 888	6 494	109 857	668 570	1%
Entidades sector eléctrico	364 943	-	-	-	364 943	1%
Instituciones de beneficencia	425 242	110 867	8 163	88 479	632 752	1%
Autoconsumos empresa	126 160	17 835	664	8 406	153 068	0%
Capacidades especiales	68 866	34 423	3 376	50 547	157 211	0%
Cultos religiosos	52 350	9 680	1 072	4 488	67 590	0%
Escenarios deportivos	63 147	37 698	2 591	35 231	138 667	0%
Peaje de distribución	19 077	-	-	-	19 077	0%
Perdidas transporte de energía	1 542	-	-	-	1 542	0%
Subsidio cruzado	1 412	32 411	-	26 968	60 792	0%
<b>Total general</b>	<b>47 710 874</b>	<b>5 894 584</b>	<b>628 019</b>	<b>5 236 039</b>	<b>59 368 516</b>	<b>100%</b>
Participación por provincia	80%	10%	1%	9%		

**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.

*Sesenta y dos m*

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

## 24. SUBVENCIONES DEL GOBIERNO (412)

24.1. Durante los años terminados el 31 de diciembre del 2015 y 2014 fueron realizados como sigue, en dólares:

Código	Cuenta	Ref	2015	2014	Variación
412	SUBVENCIONES DEL GOBIERNO		2 094 243,89	2 425 254,20	(331 010,31)
41201	DÉFICIT TARIFARIO MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA	a)	2 094 243,89	2 425 254,20	(331 010,31)

## 24.2. Análisis

a) El valor del déficit tarifario correspondiente al 2015 se reconoció con el debido sustento entregado por el Departamento de Planificación DP-EEC-051-2016. Ver también comentario de la Nota No. 7 e)

## 25. COSTO DE VENTAS (511)

25.1. Durante los años terminados el 31 de diciembre del 2015 y 2014 fueron causados como sigue, en dólares:

Código	Cuenta	Ref	2015	2014	Variación
511	COSTO DE VENTAS		33 839 448,96	32 450 088,56	1 389 360,40
51101	COMPRA DE ENERGÍA		31 673 530,70	32 450 088,56	(776 557,86)
51102	PÉRDIDAS POR ENERGÍA NO FACTURADA		2 165 918,26	-	2 165 918,26
512	GASTOS DE GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN		16 742 012,95	17 101 461,18	(359 448,23)
51201	GENERACIÓN HIDRÁULICA		206 913,60	313 395,44	(106 481,84)
51202	GENERACIÓN A COMBUSTIÓN INTERNA		75 030,21	224 275,39	(149 245,18)
51203	SUBTRANSMISIÓN		958 032,39	1 206 273,46	(248 241,07)
51204	DISTRIBUCIÓN		3 786 702,69	3 695 692,25	91 010,44
51205	SERVICIO A CONSUMIDORES		440 392,12	387 356,50	53 035,62
51206	COMERCIALIZACIÓN Y Administración GENERAL		11 274 941,94	11 274 468,14	(113 739,05)
513	DEPRECIACIONES		8 955 845,45	8 214 077,51	741 767,94
51341	DEPRECIACIÓN DE BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		6 997 861,52	6 534 292,28	463 569,24
51342	DEPRECIACIÓN PROYECTOS FERUM BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		1 396 723,78	1 379 478,52	17 245,26
51343	PROYECTO PLAN DE REP GASTO DEPRECIACIÓN BIENES E INST. SERVICIO		187 279,39	150 131,30	37 148,09
51344	GASTO DEPRECIACIÓN EEEP		169 418,41	23 712,05	145 706,36
51345	DEPRECIACIÓN BIENES INSTALACIONES NO AFINES AL SERVICIO ELÉCTRICO		23 410,68	23 976,00	(565,32)
51348	PROYECTOS PLAN PMD BIENES E INST. SERVICIO		181 151,67	102 487,36	78 664,31
<b>Total</b>			<b>59 537 307,36</b>	<b>57 765 627,25</b>	<b>1 771 680,11</b>
51345	DEPRECIACIÓN BIENES INSTALACIONES NO AFINES AL SERVICIO ELÉCTRICO		(23 410,68)	(23 976,00)	565,32
<b>Total</b>			<b>59 513 896,68</b>	<b>57 741 651,25</b>	<b>1 772 245,43</b>

Sesenta y tres

**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 2015 como en el 2014 con la finalidad de comparar estos ejercicios sobre una misma base.

## 25.2. Análisis

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

**Tabla No. 32.- Incidencia de gastos operaciones por provincia 2015, en dólares**

Función	Ref	Tungurahua	Pastaza	Palora	Napo	Total	%
<b>Compra de energía</b>		26 916 214	3 392 357	376 929	3 153 949	33 839 449	58.88%
Energía comprada para la reventa Napo					3 153 949	3 153 949	
Energía comprada para la reventa Palora	N1			376 929		376 929	
Energía comprada para la reventa Pastaza			3 392 357			3 392 357	
Energía comprada para la reventa Tungurahua		26 916 214				26 916 214	
<b>Generación a combustión interna</b>		75 030				75 030	0.13%
Operación central. combustión interna		75 030				75 030	
<b>Generación hidráulica</b>		206 914				206 914	0.35%
Operación centrales hidroeléctricas		143 111				143 111	
Mantenimiento centrales hidroeléctricas		63 803				63 803	
<b>Subtransmisión</b>		839 471	58 502		60 059	958 033	1.61%
Mantenimiento líneas de Subtransmisión		10 766				10 766	
Operación líneas de Subtransmisión		192 579	38 355		40 423	271 357	
Operación s/e Subtransmisión		220 845	6 026		5 044	231 915	
Supervisión general e Ingeniería		416 281	14 122		14 592	443 995	
<b>Distribución</b>		2 648 688	553 625	149 485	434 926	3 786 703	6.36%
Mantenim. alumbrado público y señales luminosas		478 692	72 666	10 819	63 329	625 508	
Mantenimiento red área y subterránea		1 402 537	325 414	55 327	282 063	2 065 341	
Mantenimiento transformadores y cap		227 608				227 608	
Operación alumbrado público y señales luminosas		39 021				39 021	
Operación red aérea y subterránea		600 538	155 543	83 319	89 534	828 934	
Operación s/e distribución		92				92	
<b>Comercialización y administración general</b>		10 113 745	551 006	67 472	542 718	11 274 942	18.95%
Mantenimiento instalaciones general		178 401	31 456	1 117	31 853	242 827	
Operación administración	N2	5 737 936	162 136	16 474	143 640	6 060 186	
Operación comercialización		4 197 408	357 414	49 882	367 225	4 971 929	
<b>Servicio a Consumidores</b>		196 884	117 714	41 338	84 466	440 392	0.74%
Mantenimiento medidores					4 312	4 312	
Operación instalaciones servicio abonados		167 537	80 649	7 791	29 627	285 604	
Operación medidores		29 347	37 065	33 547	50 517	150 476	
<b>Depreciaciones</b>		6 266 247	1 137 375	244 328	1 284 485	8 932 435	15.01%
Centrales de combustión interna		48 310	0	0	0	48 310	
Centrales hidroeléctricas		98 511	0	0	0	98 511	

Sesenta y cuatro

Función	Ref	Tungurahua	Pastaza	Palora	Napo	Total	%
Depreciación proyectos FERUM bienes e instalaciones en servicio		780 323	98 137	92 764	425 500	1 396 724	
Gasto depreciación EEEP		0	33 985	13 034	122 399	169 418	
Instalación de servicio a consumidor	N3	1 151 783	123 706	25 550	74 144	1 375 183	
Instalaciones generales		488 306	41 524	18 951	62 592	611 373	
Líneas y subestaciones de distribuc		2 912 271	608 213	76 869	549 206	4 146 559	
Líneas y subestaciones sub transmisión		519 877	166 170	0	31 879	717 926	
Proyecto plan de rep gasto depreciación bienes e inst. servicio		172 674	6 640	0	7 966	187 280	
Proyectos plan PMD bienes e inst. servicio		94 192	59 000	17 160	10 799	181.152	
<b>Total general</b>		<b>47 263 193</b>	<b>5 810 580</b>	<b>879 531</b>	<b>5 560 592</b>	<b>59 513 897</b>	<b>100.00%</b>

### Comentarios.-

N1. Durante el período se ha efectuado compras en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), 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	30 004 109	89%
RE LIQUIDACIONES NETAS (N/C Y N/D)	383 317	1%
CONVENIO GOBIERNO PROVINCIAL TUNGURAHUA	10 448	0%
MERCADO SPOT	3 441 576	10%
<b>Total</b>	<b>33 839 449</b>	<b>100%</b>

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

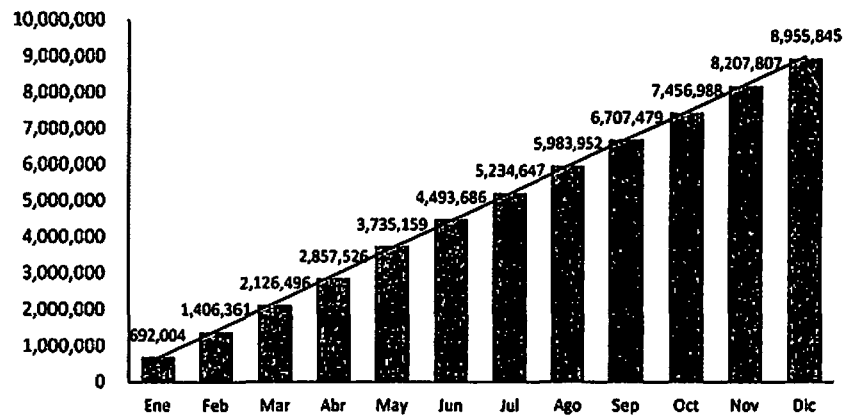
Operación administración	Monto	%	Operación comercialización	Monto	%
Indemnización, separación, desahucio	2 480 316	41%	Transf. Mano de obra empleados	1 888 859	39%
Transf. Mano de obra empleados	1 020 145	17%	Convenio por cobro y corte servicio	946 461	19%
Contribuciones oficiales	593 336	10%	Servicios diversos	335 638	7%
Servicios diversos	698 017	12%	Ctto.y Conv. por toma lecturas	563 829	12%
Seguros	213 515	4%	Otros	1 237 144	23%
Otros	1 074 856	18%			
<b>Total</b>	<b>6 060 186</b>	<b>100%</b>	<b>Total</b>	<b>4 971 930</b>	<b>100%</b>

Mantenimiento e instalaciones general 242 827 USD.

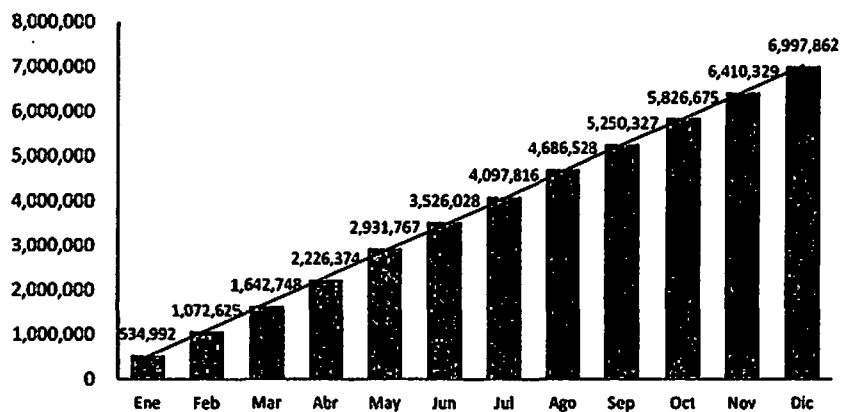
N3. El gasto depreciación muestra un comportamiento lineal como se verá en los gráficos expuestos a continuación, lo cual es consistente con el método de depreciación adoptado por la empresa, así tenemos:

Sesenta y cinco

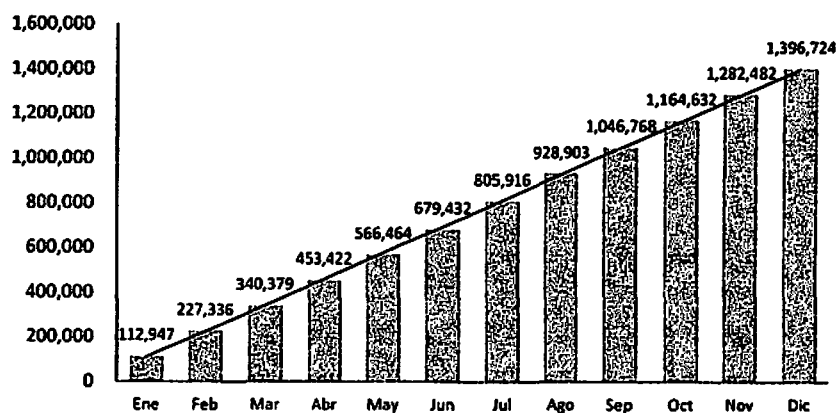
**Gráfico No. 1.- Total gasto depreciación año 2015**



**Gráfico No. 2.- Depreciación bienes e instalaciones en servicio**



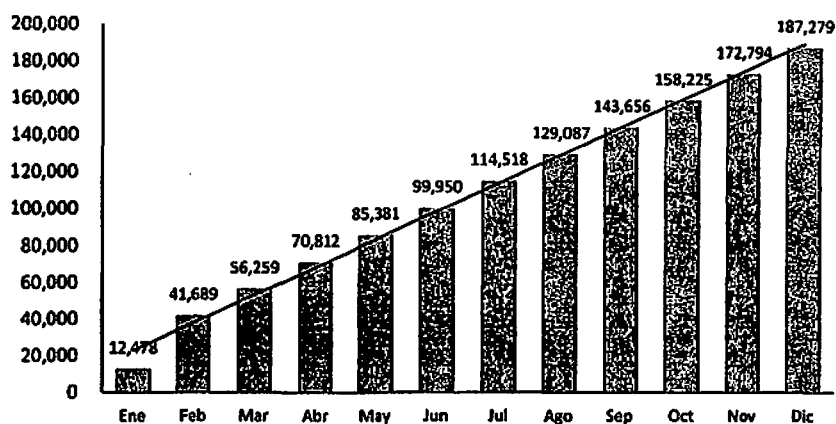
**Gráfico No. 3.- Depreciación proyectos FERUM**



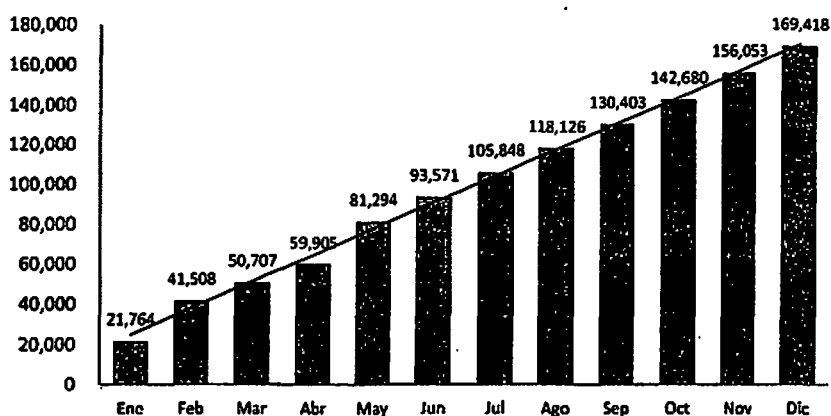
Sesenta y seis m



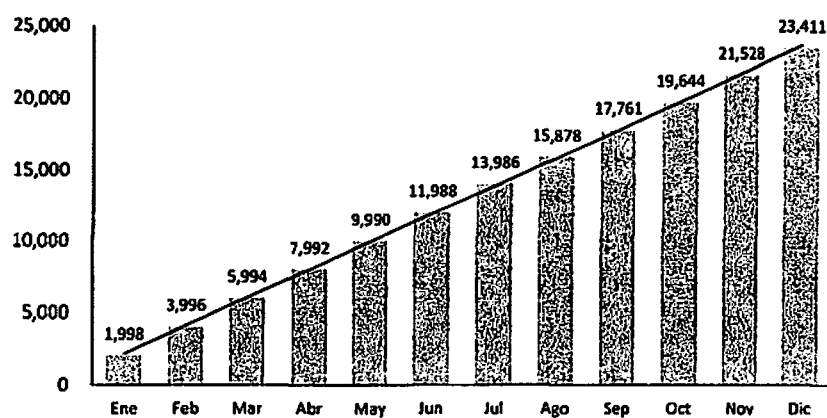
**Gráfico No. 4.- Depreciación proyectos PLAN REP**



**Gráfico No. 5.- Depreciación proyectos Ecuador Estratégico EP**

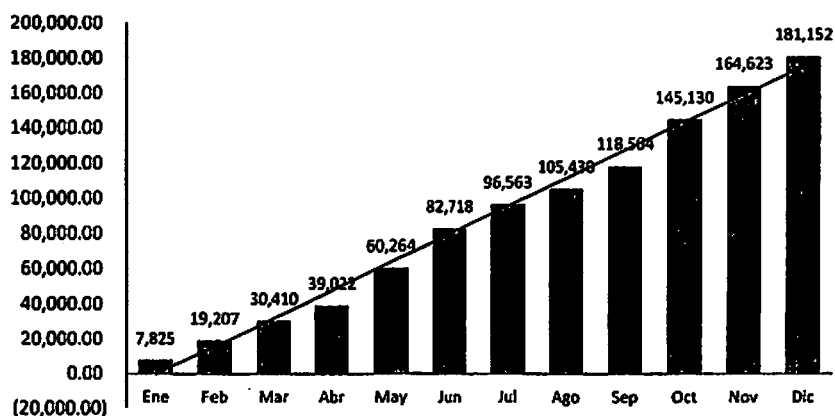


**Gráfico No. 6.- Depreciación PLAN PMD bienes e instalaciones en servicio**



Seenta y siete

**Gráfico No. 7.- Depreciación bienes e instalaciones no afines al servicio eléctrico**



## 26. OTROS INGRESOS OPERACIONALES (413)

26.1. Durante los años terminados el 31 de diciembre del 2015 y 2014 fueron realizados como sigue, en dólares:

Código	Cuenta	Ref	2015	2014	Variación
413	INTERESES GANADOS		1 630 822,50	2 733 298,99	(1 102 474,49)
41301	CONEXIONES Y RECONEXIONES		-	37 311,31	(37 311,31)
41302	ARRIENDO DE PROPIEDADES E INSTALACIONES		-	44 121,21	(44 121,21)
41303	DERECHOS DE INSPECCIÓN INSTALACIÓN ACOMETIDAS		-	955,01	(955,01)
41304	MULTAS, DAÑOS, PERJUICIOS A PROPIEDADES DE LA EMPRESA		-	64 837,32	(64 837,32)
41306	CAMBIOS, TRASLADOS DE MEDIDOR Y ACOME		-	35,00	(35,00)
41307	GESTIÓN DE COBRO EN PLANILLAS VENCIDAS (RR)		1 500 814,64	1 726 545,74	(225 731,10)
41308	INTERESES POR MORA		130 007,86	57 279,19	72 728,67
41309	APROBACIÓN DE PROYECTOS ELÉCTRICOS		-	5 766,49	(5 766,49)
41310	COMISIÓN EN RECAUDACIÓN TASA BASURA		-	268 810,51	(268 810,51)
41311	ADECUACIÓN DE INSTALACIÓN		-	523 055,21	(523 055,21)
41315	INSTALACIÓN CIRCUITO EXPRESO		-	4 580,00	(4 580,00)

## 26.2. Análisis

- a) Los ingresos por gestión de cobro en planillas vencidas se recaudan en aplicación de los valores vigentes autorizados en memorando DC-DIR-0415-2013.

*Sección y otros*

## 27. RESULTADO OPERATIVO

- El resultado operativo es positivo 5 468 728 USD principalmente por otros ingresos de actividades ordinarias.

## 28. INGRESOS AJENOS A LA OPERACIÓN (421)

28.1. Durante los años terminados el 31 de diciembre del 2015 y 2014 fueron realizados como sigue, en dólares:

Código	Cuenta	Ref	2015	2014	Variación
421	INGRESOS AJENOS A LA OPERACIÓN		807 829,29	371 033,16	436 786,13
42101	VENTA DE MATERIALES Y EQUIPOS		106 609,59	119 926,44	(13 316,85)
42102	MULTAS EN CONTRATOS		170 184,88	129 545,79	40 639,09
42104	OTRAS RENTAS		531 034,82	121 560,93	409 473,89

### 28.2. Análisis

- Con respecto al 2015 existe un incremento del 117%.
- Otras rentas comprende principalmente venta de planos y especificaciones y reingresos a bodega.

## 29. INGRESOS EXTRAORDINARIOS (43)

- En el presente ejercicio no se produjeron este tipo de ingresos

## 30. GASTOS NO OPERACIONALES

30.1. Durante los años terminados el 31 de diciembre del 2015 y 2014 fueron causados como sigue, en dólares:

Código	Cuenta	Ref	2015	2014	Variación
521	GASTOS FINANCIEROS		7 317,64	15 323,83	(8 006,19)
52101	COMISIONES E INTERESES		7 317,64	15 323,83	(8 006,19)

Código	Cuenta	Ref	2015	2014	Variación
522	OTROS GASTOS		2 662 403,44	613 898,86	2 038 504,58
52201	COSTOS DE VENTA DE MATERIALES		53 669,98	61 841,73	(8 171,75)
52202	PÉRDIDAS NO OPERACIONALES	a)	2 531 302,54	542 852,10	1 988 450,44
52203	OTROS GASTOS EVENTUALES QUE NO SON DE EXPLOTACIÓN		67 430,92	9 205,03	58 225,89

*Setenta y nueve m*

### 30.2. Análisis

a) Las pérdidas no operacionales fueron producidas por bajas de activos eléctricos (2 362 192 USD), deterioro de inventarios (122 539 USD).

### 31. RESULTADO DEL EJERCICIO

- En el 2015, se registró un resultado de 3 593 425 USD, se detalla a continuación:

Ingresos de actividades ordinarias	62 748 810
( - ) Costo de Ventas	59 513 897
( = ) Utilidad Bruta	3 234 914
( + ) Otros ingresos de actividades ordinarias	2 233 814
( = ) Resultado operativo	5 468 728
( + ) Ingresos ajenos a la operación	807 829
( - ) Gastos no operacionales	2 683 132
( = ) Resultado del ejercicio	3 593 425

**Comentario.-** Los ingresos de actividades ordinarias incluyen el valor del déficit tarifario. En el ejercicio 2015 se reconoció por este concepto el valor de 2 094 244 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. (Ver también nota 24)

### 32. OTRO RESULTADO INTEGRAL DEL EJERCICIO

- En el presente ejercicio no se registran este tipo de resultados.

*Setenta y*

### **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.

*Setenta y uno*

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 ha sido efectiva. 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.

*Setenta y dos m*

**(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 Mayorista, 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 blanklet, vehículos, incendio, asalto y/o robo, equipo electrónico, todo riesgo sobre rotura de maquinaria, responsabilidad civil y, equipo y maquinaria.

**SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS**

Al 31 de diciembre del 2015 y 2014, además de los saldos revelados en **Notas 7c, 7e, 13, 14, 15 y 18** la principal transacción con partes relacionadas corresponde las compras netas de energía en ambos años a empresas generadoras del Estado por 27 798 619 USD (32 682 759 USD en el 2014).

Como se indica en la **Nota No. 25**, para la provisión de energía existen contratos firmados a cinco años plazo con diversas generadoras, actualmente fusionadas a través de CELEC EP, contratos que van desde el año 2009 hasta el año 2014.

*Setenta y tres*

## Préstamos a partes relacionadas

	Al 31 de diciembre del	
	2015	2014
Préstamos a Directores	63 081	52 500

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:

	2015	2014
Remuneraciones	638 194	505 444

## 34. 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 2015 en calidad de actora o demandada, según información proporcionada por la Dirección de Asesoría Jurídica de la Empresa:

Procesos patrocinados por abogados internos y externos:

NATURALEZA	CANTIDAD DE JUICIOS	ACTORA	CUANTÍA US DÓLARES	DEMANDADO	ESTADO ACTUAL
Civil	2	Varios/Otros	28 000	EEASA	En trámite
Contenciosas					
Administrativas	2	Varios/Otros	950 000	EEASA	En trámite

Como se puede observar en este resumen, existen 4 causas en calidad de demandada por un monto total de 978 000 USD.

*Setenta y cuatro*



De las demandas planteadas en contra de la EEASA, existe una; cuya cuantía asciende a 750 000,00 USD por reclamo de indemnización pecuniaria por afectación a la integridad física de la demandante, según informe del Asesor Jurídico de la empresa, esta demanda se encuentra en proceso de formulación y presentación de pruebas por parte de los litigantes. 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.

### 35. CUENTAS DE ORDEN

Al 31 de diciembre del 2015 y 2014, están constituidas como sigue:

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
	(US dólares)	
Garantías entregadas por la empresa	2 177	2 177
Contratos	16 427,097	18 149 171
Pólizas y garantías en custodia de tesorería	91 551,094	90 964 706
Bienes de control	218 095	211 327
Bodegas (cocinas/focos)	183 091	0
<b>Total</b>	<b>108 381 554</b>	<b>109 327 380</b>

### 36. COMPROMISOS Y CONTRATO

Durante el año 2015 se suscribieron los siguientes contratos:

- Contratos comerciales suscritos con terceras personas.- Dentro del periodo 2015 se suscribieron 290 contratos por un monto de 33 092 837 USD, entre los que se incluyen:

INESA	Construcción línea de subtransmisión a 69 kv Tena-Tena Norte.	1 171 450 USD
COLECOM CIA. LTDA.	Repotenciación de centros de transformación redes de baja tensión acometidas y medidores, Tungurahua canton Ambato urbano parroquias la merced, la península, canton Ambato rural parroquias Huachi Grande, Totoras, Picalhua, Izamba, ATAHUALPA, PARA EL PROGRAMA DE COCCION EFICIENTE- SEGUNDA ETAPA.	1 232 120 USD
CONSTRUCTRAVEL S.A.	Repotenciación de centros de transformación redes de baja tensión acometidas y medidores, Tungurahua cantón Ambato rural parroquias Juan b. vela, santa rosa, Pilahuin, Tungurahua cantones Cevallos, Quero, Mocha Y Tisaleo para el programa de cocción eficiente, segunda etapa.	1 151 976 USD
ENSILECTRIC S.A.	Construcción s/e Batán 69/13.8 kv y línea de subtransmisión asociada	2 198 800 USD
INCABLE S.A.	Adquisición. de conductores eléctricos para la adecuación de acometidas y medidores, zona 2, en atención al convenio de asociatividad temporal para compras corporativas con financiamiento CAF-programa de eficiencia energética designado por el MEER a la EECS.	1 987 375 USD

*Setenlay enue 79*

### 37. LEY ORGÁNICA DE EMPRESAS PUBLICAS; 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..."*

### 38. EVENTOS POSTERIORES

Entre diciembre 31 del 2015 (fecha de corte de los estados financieros) y febrero 26 del 2016 (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 2015.

Atentamente,

  
Dr. Juan Carlos Calderón

**CONTADOR GENERAL (E)**

JCC/SGV.

*Setenta y seis*



Ambato, 04 de abril de 2016

Señores:

Presidente Ejecutivo y Miembros del Directorio

**EMPRESA ELECTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.**

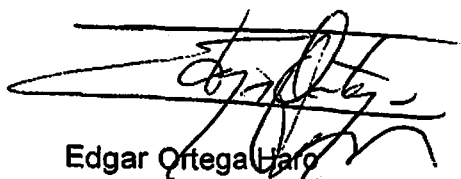
Ambato - Tungurahua

De mi consideración:

Como parte de nuestra auditoria a los estados financieros de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S. A., por el año terminado el 31 de diciembre de 2015, sobre los cuales emitimos nuestro dictamen en la primera sección de este informe, consideramos la estructura de control interno, a efectos de determinar nuestros procedimientos de Auditoría, en la extensión requerida por las Normas Internacionales de Auditoria y Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas. Bajo estas normas, el objeto de dicha evaluación fue establecer un nivel de confianza en los procedimientos de contabilidad y de control interno.

Nuestro estudio y evaluación del control interno, nos permitió además, determinar la naturaleza, oportunidad y alcance de los procedimientos de auditoria necesarios para expresar una opinión sobre los estados financieros de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. y no tenía por objeto detectar todas las debilidades que pudiesen existir en el control interno, pues fue realizada en base de pruebas selectivas de los registros contables y la respectiva documentación sustentatoria. Nuestra evaluación no previó condiciones reportables, que pueden afectar a las operaciones de registro, proceso, resumen y los procedimientos para reportar información financiera uniforme con las afirmaciones de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., en los estados financieros.

Atentamente,



Edgar Ortega Haro  
Representante Legal

*Setenta y siete*

## CAPITULO I

### CONTROL INTERNO

#### **Seguimiento al cumplimiento de las recomendaciones**

En el oficio No. AI-019-2016 emitido por la Unidad de Auditoría Interna de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S. A. se efectuó la Evaluación al Cumplimiento de Resoluciones y Recomendaciones emitida por la Junta General de Accionistas, Directorio, Contraloría General del Estado, Auditoría Externa, Comisario Revisor; y, Auditoría Interna efectuadas en el año 2014, que abarcó el periodo de enero de 2015 a enero de 2016.

Como resultado de la evaluación se determinó la emisión total de 250 resoluciones y recomendaciones, de las cuales 231 que equivalen al 84% se cumplieron íntegramente, 16 que representan el 14% se encontraron en proceso de cumplimiento y 3, que equivalen al 2% se determinaron como no aplicables.

En lo que corresponde a las recomendaciones emitidas por Auditoría Externa en el dictamen a los Estados Financieros por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2014, se emitieron dos recomendaciones:

- Propiedad, planta y equipo
- Al Director Financiero
- 1. Dispondrá al Bodeguero que previo la entrega de los bienes que se adquieran, requiera al Jefe del Área de Costos e Inventarios, el código correspondiente, que será ubicado en una parte visible de cada uno.
- Estado actual de la Recomendación:

Mediante memorando DF-CON-1912-2015 del 31 de julio de 2015, la Directora Financiera (Encargada) dispone a los bodegueros de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., que:

*Satenta y ocho*

*"... previo a la entrega de los bienes que se adquieran, requerirá al Jefe del Área de Costos e Inventarios, el código correspondiente, que será ubicado en una parte visible de cada uno..."*

En la auditoría efectuada con corte al 31 de diciembre de 2015, hemos verificado selectivamente, que los bienes cuentan con la identificación en un lugar visible del mismo.

- Donaciones no afectadas a resultados del ejercicio
- Al Director Financiero
- 2. Dispondrá a la Contadora General, registrar los aportes recibidos para obras de electrificación, afectando al resultado del ejercicio de acuerdo a lo establecido en la Normas Internacionales de Contabilidad.
- Estado actual de la Recomendación:

Mediante memorando No. DF-ING-0020-2016 de fecha 6 de enero de 2016, la jefatura del área de ingresos, con el visto bueno del Director Financiero a esa fecha, comunica que:

*"... Para dar cumplimiento a esta recomendación a partir del 1 de enero de 2015 se registra en la cuenta ingresos grupo 414, se adjunta anexo al balance..."*

En la auditoría efectuada con corte al 31 de diciembre de 2015, se verificó que los aportes recibidos para obras de electrificación, se registran en la cuenta ingresos grupo 414.



Edgar Ortega Haro  
Representante Legal

*setenta y nueve de m*

# Nómina de servidores relacionados con la auditoría

Anexo 1

Nombres y apellidos	Cargo	Período de gestión	
		Desde	Hasta
Jaime Oswaldo Astudillo Ramírez	Presidente Ejecutivo	2015-01-01	2015-12-31 (*)
Angel Roberto Salazar Cárdenas	Director Financiero	2015-01-01	2015-12-31 (*)
Silvia Marlene Garcés Villacrés	Contadora General	2015-01-01	2015-12-31 (*)

(\*) Continúa después del 2015-12-31.

97