

**REPUBLICA DE PANAMA
COMISION NACIONAL DE VALORES**

**ACUERDO 18-00
(De 11 de octubre de 2000)
Modificado por el Acuerdo No.8-2004 de 20 de diciembre de 2004**

ANEXO No. 2

**FORMULARIO IN-T
INFORME DE ACTUALIZACION
TRIMESTRAL**

Trimestre terminado el 31 de marzo de 2016

PRESENTADO SEGÚN EL DECRETO LEY 1 DE 8 DE JULIO DE 1999 Y EL ACUERDO No 18-00 DE 11 DE OCTUBRE DEL 2000.

INSTRUCCIONES GENERALES A LOS FORMULARIOS IN-A e IN-T:

A. Aplicabilidad

Estos formularios deben ser utilizados por todos los emisores de valores registrados ante la CNV, de conformidad con lo que dispone el Acuerdo No. 18-00 de 11 de octubre del 2000 (con independencia de si el registro es por oferta pública o los otros registros obligatorios). Los Informes de Actualización serán exigibles a partir del 1 de enero del año 2001. En tal virtud, los emisores con cierres fiscales a diciembre, deberán presentar su Informe Anual conforme las reglas que se prescriben en el referido Acuerdo. De igual forma, todos los informes interinos de emisores con cierres fiscales especiales (marzo, junio, noviembre y otros), que se deban recibir desde el 1 de enero del 2001 en adelante, tendrán que presentarse según dispone el Acuerdo No. 18-00. No obstante, los emisores podrán opcionalmente presentarlos a la Comisión antes de dicha fecha.

B. Preparación de los Informes de Actualización

Este no es un formulario para llenar espacios en blanco. Es únicamente una guía del orden en que debe presentarse la información. La CNV pone a su disposición el Archivo en procesador de palabras, siempre que el interesado suministre un disco de 3 ½. En el futuro, el formulario podrá ser descargado desde la página en *Internet* de la CNV.

Si alguna información requerida no le es aplicable al emisor, por sus características, la naturaleza de su negocio o por cualquier otra razón, deberá consignarse expresamente tal circunstancia y las razones por las cuales no le aplica. En dos secciones de este Acuerdo se hace expresa referencia al Acuerdo No. 6-00 de 19 de mayo del 2000 (modificado por el Acuerdo No. 15-00 de 28 de agosto del 2000), sobre Registro de Valores. Es responsabilidad del emisor revisar dichas referencias.

El Informe de Actualización deberá presentarse en un original y una copia completa, incluyendo los anexos.

Una copia completa del Informe de Actualización deberá ser presentada a la Bolsa de Valores en que se encuentre listados los valores del emisor.

H
A

La información financiera deberá ser preparada de conformidad con lo establecido por los Acuerdos No. 2-00 de 28 de febrero del 2000 y No. 8-00 de 22 de mayo del 2000. Cuando durante los periodos contables que se reportan se hubiesen suscitado cambios en las políticas de contabilidad, adquisiciones o alguna forma de combinación mercantil que afecten la comparabilidad de las cifras presentadas, el emisor deberá hacer clara referencia a tales cambios y sus impactos en las cifras.

De requerir alguna aclaración adicional, puede contactar a los funcionarios de la Dirección Nacional de Registro de Valores, en los teléfonos 225-9758, 227-0466.

RAZÓN SOCIAL DEL EMISOR: AES Panamá, S.R.L.

VALORES QUE HA REGISTRADO:

1. Bonos por la suma de \$82,704,000 con vencimiento el 21 de diciembre de 2016, a una tasa de interés de 6.35% emitido bajo regla 144/A Regulación S de la Securities and Exchange Commission (SEC) de los Estados Unidos.
2. Bonos por la suma de \$300,000,000 con vencimiento el 25 de junio de 2022, a una tasa de interés de 6.00% emitido bajo regla 144/A Regulación S de la Securities and Exchange Commission (SEC) de los Estados Unidos.

NÚMEROS DE TELÉFONO Y FAX DEL EMISOR: (507) 206-2600 Tel.- (507) 206-2612 fax

DIRECCIÓN DEL EMISOR: Costa del Este, Paseo Roberto Motta, Edificio Business Park V (Edificio Bladex), piso No. 11; apartado postal 0816-01990 Panamá, República de Panamá.

DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO: ilsa.pichardo@aes.com

M
CP

I PARTE

AES Panamá, S. R.L. (en lo sucesivo la "Compañía") fue constituida el 26 de octubre de 1999 como resultado de la fusión de Empresa de Generación Eléctrica Chiriquí, S. A. (en lo sucesivo "Chiriquí") y Empresa de Generación Eléctrica Bayano, S. A. (en lo sucesivo "Bayano"). Chiriquí y Bayano fueron incorporadas como sociedad anónima el 19 de enero de 1998, producto del proceso de privatización y reestructuración de la industria de energía eléctrica en la República de Panamá. Al momento de su incorporación la Compañía operaba una planta hidroeléctrica con una capacidad instalada de 150 megavatios en Bayano, una planta térmica con una capacidad de 42.8 megavatios localizada en la Provincia de Panamá, la cual dejó de operar en el año 2005 y el 18 de octubre de 2006 fue traspasada a la Empresa de Generación Eléctrica, S.A. (EGESA) quien asume todas las obligaciones y responsabilidades sobre la planta, según contrato de traspaso de las turbinas de gas, y las plantas hidroeléctricas de La Estrella y Los Valles con una capacidad instalada de 42 y 48 megavatios, respectivamente, localizadas en la Provincia de Chiriquí. La planta de Bayano culminó la expansión de la primera y segunda unidad incrementando su capacidad de 75 a 87 megavatios en ambas unidades y la construcción de la tercera unidad de 86 megavatios en el mes de febrero de 2004, totalizando 260 megavatios de capacidad instalada en el complejo Bayano. La Compañía construyó la hidroeléctrica Estí con una capacidad instalada de 120 megavatios, localizada en la Provincia de Chiriquí, la cual entró en operación comercial el 20 de noviembre de 2003. Adicionalmente, la Compañía inició en marzo de 2006, la repotenciación de las cuatro unidades de generación de las plantas La Estrella - Los Valles, incrementando su capacidad a 45 y 51 megavatios respectivamente en junio de 2006, y al 30 de junio de 2007 a 48 y 54 megavatios con la culminación del proyecto de repotenciación.

La Compañía inició en el último cuatrimestre del año 2014, la instalación de una central térmica tipo Barcaza denominado Proyecto Térmico Barcaza Estrella de Mar I con una capacidad instalada de 72 MW utilizando Bunker C (Fuel Oil No. 6) como combustible principal. La misma está actualmente ubicada en Cativá, Provincia de Colón y se encuentra en operación desde el 25 de marzo de 2015. Con la instalación de esta nueva central térmica la Compañía cuenta con una capacidad total 554 megavatios.

El 25 de septiembre de 2013, la Compañía acordó capitalizar la cuenta por cobrar que mantenía con su afiliada AES Changuinola, S.R.L. por \$63,227 generada por el contrato de suministro de energía que ambas compañías mantienen. A través de esta transacción, AES Panamá, S.R.L. pasa a ser propietaria del 20% de AES Changuinola, S.R.L. El 25 de noviembre de 2013 se perfecciona la transacción luego de efectuar los traspasos y emisión de acciones correspondientes.

El 16 de octubre de 2014 se inscribió en el Registro Público de Panamá la transformación de AES Panamá, S.A. en AES Panamá, S.R.L. (sociedad de responsabilidad limitada). El precitado cambio se da luego de la aprobación de la Junta Directiva y Asamblea de Accionistas de la sociedad. Como resultado de esta transformación la Compañía cancela las acciones comunes y emite cuotas a sus socios representadas con el mismo porcentaje de participación, adicionalmente fueron canceladas las acciones en tesorería.

El 25 de junio de 2015 en Asamblea de Socios, se aprobó la cesión de las cuotas propiedad de AES Panamá Energy, S.A. a favor de AES Elsta, B.V., subsidiaria en un 100% de The AES Corporation, a consecuencia de una reestructuración corporativa de Casa Matriz. La cesión fue debidamente inscrita en el Registro Público de Panamá efectivo el día 30 de septiembre de 2015.

Al 31 de marzo de 2016, AES Elsta, B.V., subsidiaria 100% de The AES Corporation (la Corporación), posee 105,353,687 (49.07%) cuotas de la Compañía, la República de Panamá posee 108,347,536 (50.46%) cuotas, los empleados y ex empleados de la Compañía poseen 1,016,205 (0.47%) cuotas.

A. Liquidez

	Marzo 31 2016	Marzo 31 2015
Flujos de efectivo de las actividades de operación		
Utilidad neta	7,889	4,089
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:	9,574	6,105
Cambios en activos y pasivos de operación	(17,453)	8,181
Efectivo neto provisto por las actividades de operación	10	18,375
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión	(5,125)	(15,258)
Efectivo neto utilizado en las actividades de financiamiento	—	(12,262)
Disminución neta de efectivo y equivalentes de efectivo	(5,115)	(9,145)
Efectivo al comienzo del año	33,089	56,469
Efectivo al final del periodo	27,974	47,324

El efectivo neto de la Compañía al 31 de marzo de 2016 y 2015, fue de \$27,974 y \$47,324 respectivamente, lo que representa una disminución de (19,350) con respecto al mismo período del año anterior.

Al 31 de marzo de 2016 se muestra un aumento en la utilidad neta de \$3,800 con relación al mismo período del 2015, mayormente generado por el incremento en las ventas de energía por \$16,430, a consecuencia principalmente de la puesta en operaciones de la barcaza Estrella de Mar I, el 25 de marzo del 2015, compensado parcialmente por un aumento en las compras de energía por (\$1,805) generado por la baja hidrología en comparación con el mismo periodo del 2015, producto de la reducción en los aportes hidrológicos por las condiciones climáticas del “Fenómeno El Niño”, lo que obligó a la Compañía a acudir al mercado spot para cumplir con sus contratos. Dentro del rubro de la compras al 31 de marzo de 2016 y 2015, se encuentran compensados \$680 y \$1,945, respectivamente, correspondientes a la compensación a recibir por parte del Gobierno, destinados a mitigar las pérdidas por el retraso en la construcción de la ampliación de la tercera línea de transmisión eléctrica. Los otros costos de venta de energía presentaron un incremento de (\$2,373), al igual que los gastos de operación y mantenimiento por (\$1,425), y los gastos de depreciación y amortización por (\$2,336), todo esto, como resultado de la puesta en operaciones de la barcaza Estrella de Mar I, a partir del 25 de marzo de 2015.

En cuanto al efectivo provisto por las actividades de operación, se muestra el efecto del mayor resultado al 31 de marzo de 2016, en comparación con el 2015. Este efecto es compensado por el aumento en las cuentas por cobrar, generado por mayor cobranza en 2015 debido al efectivo recibido en concepto de la compensación del Gobierno, y una disminución en las cuentas por pagar, principalmente por pagos efectuados por compras a proveedores producto del inicio de operaciones de la barcaza Estrella de Mar I.

Los flujos de efectivo utilizados por las actividades de inversión muestran una variación de \$10,134 principalmente por pagos realizados en marzo 2015, relacionados con la instalación de la barcaza Estrella de Mar I.

M
CB

Los flujos de efectivo utilizados por actividades de financiamiento muestran una variación de \$12,262, principalmente por la cancelación de las líneas de crédito en el primer trimestre del periodo 2015.

B. Recursos de Capital

Al cierre del 31 de marzo de 2016, se mantienen registrados como construcciones en proceso \$22,920, de los cuales \$13,277 están relacionados con algunos componentes asociados a la Barcaza Estrella de Mar I todavía en construcción y \$9,643 relacionados con otros proyectos asociados con las planta hidroeléctricas principalmente.

C. Resultados de las Operaciones

A continuación se presenta un cuadro comparativo de los resultados de la Compañía:

AES Panamá

Datos Comerciales	Unidad	2016	2015	VAR	% VAR
Ventas Energía en Contratos	GWh	731.45	587.30	144.15	24.5 %
Mercado Ocasional Neto	GWh	(242.90)	(58.46)	(184.44)	315.5 %
Ventas Spot de Energía	GWh	12.31	35.53	(23.22)	(65.4) %
Compras Spot Energía	GWh	255.21	93.99	161.22	171.5 %
IC Contrato de compra Energía (a precio Contrato)	GWh	152.74	258.23	(105.49)	(40.9) %
Generación Total de la Empresa	GWh	358.86	291.23	67.63	23.2 %
Spot Prices	Unidad	2016	2015	VAR	% VAR
Precio Spot Sistema	US\$/MWh	65.25	99.87	(34.62)	(34.7) %
Precio de Venta Spot	US\$/MWh	58.69	81.92	(23.23)	(28.4) %
Precio de Compra Spot	US\$/MWh	65.30	105.91	(40.61)	(38.3) %
Datos Operativos	Unidad	2016	2015	VAR	% VAR
Nivel Bayano	msum	57.56	59.75	(2.19)	(3.7) %
Aportes Bayano	m3/s	29.50	33.55	(4.05)	(12.1) %
Generación Bayano	GWh	94.56	77.71	16.85	21.7 %
Generación ESTI	GWh	85.95	123.22	(37.27)	(30.2) %
Generación La Estrella	Gwh	33.72	47.30	(13.58)	(28.7) %
Generación Los Valles	Gwh	37.96	43.00	(5.04)	(11.7) %
Generación Estrella de Mar I	Gwh	106.67	13.60	93.07	684.3 %
Importaciones	Gwh	1.23	—	1.23	— %
Pérdidas (línea y consumo)	Gwh	24.28	20.61	3.67	17.8 %
Ingresos Mercado Ocasional	Unidad	2016	2015	VAR	% VAR
Ingresos Ventas Spot	K\$	722.35	2,910.67	(2,188.32)	(75.2) %
Gastos por Compras Spot	K\$	16,664.74	9,954.78	6,709.96	67.4 %

M
CH

Ingresos

Ventas:

Las ventas de electricidad reflejan un aumento de \$16,430 al 31 de marzo de 2016 con respecto al mismo período en el 2015, debido a la puesta en operaciones de la barcaza “Estrella De Mar I” el 25 de marzo del 2015. La generación total hasta el 31 de marzo de 2016 fue de 358.86 GWh, un 23.2% mayor que el período anterior, mayormente ocasionado por la generación de la barcaza Estrella de Mar I. El nivel del embalse de Bayano cerró al 31 de marzo de 2016 con \$57.56 msnm y los aportes hídricos para esa planta fueron de \$29.5 m3/s, (12.1)% menos que el período anterior, producto de la reducción en los aportes hidrológicos por las condiciones climáticas del “Fenómeno El Niño”

Costos y gastos de operación

Compras y otros costos de ventas de energía:

Al 31 de marzo de 2016, las compras de energía aumentaron en (\$1,805) con relación al mismo período 2015, debido a la baja hidrología, por las condiciones climáticas del “Fenómeno El Niño”, lo que obligó a la Compañía a acudir al mercado spot para cumplir con sus contratos. Adicionalmente, se presenta en este rubro la compensación por parte del gobierno por \$680 y \$1,945, para el año 2016 y 2015, respectivamente, con el fin de mitigar las pérdidas sufridas como resultado del retraso en la construcción de la ampliación de la tercera línea de transmisión eléctrica.

Los otros costos de ventas de energía aumentaron en (\$2,373) al 31 de marzo de 2016, producto de los costos de combustible y costos de generación relacionados a la barcaza Estrella de Mar I que fue puesta en operaciones el 25 de marzo del 2015.

Costos de transmisión fijos:

Los costos de transmisión muestran una disminución de \$472, producto de ajuste a la tarifa del presente año.

Operación y mantenimiento:

Los gastos de operación y mantenimiento muestran un aumento al 31 de marzo de 2016 de (\$1,425) con relación al mismo período del año anterior, generado principalmente por los costos relacionados con la entrada en operación de la barcaza Estrella del Mar I.

Depreciación y amortización:

Los gastos de depreciación muestran un aumento de (\$2,336) de los cuales (\$1,218) corresponden a la depreciación de la barcaza, (\$118) corresponden a otros proyectos y (\$1,000) relacionados a la amortización del activo intangible.

Administración:

El gasto de honorarios de administración no muestra variaciones significativas.

Otros gastos e ingresos:

Los otros gastos e ingresos no muestra variaciones significativas.

D. Análisis de perspectivas

Conforme a los resultados del primer trimestre y a las proyecciones del resto del año, a nivel de margen variable del año 2016, se espera que los resultados sean superiores a los alcanzados en el año anterior, principalmente por la generación y contratos de suministros de la central térmica barcaza Estrella de Mar I desde inicio de año y a la disminución de los precios del mercado ocasional debido a la reducción de los precios de los combustibles y a la entrada en operación de nuevos proyectos de generación. Lo anterior a pesar que se ha reflejado una reducción en los aportes hidrológicos por las condiciones climáticas del Fenómeno El Niño.



II PARTE RESUMEN FINANCIERO

A. Presentación aplicable a emisores del sector comercial e industrial:

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA	1T16	4T15	3T15	2T15
Ventas o Ingresos Totales	75,743	81,456	80,971	77,366
Margen Operativo	16,626	19,656	17,687	21,464
Costos y Gastos Generales y Administrativos	50,704	53,353	54,893	51,854
Utilidad Neta	7,889	27,924	8,474	2,462
Cuotas de participación	214,717,428	214,717,428	214,717,428	214,717,428
Utilidad por Acción	0.04	0.13	0.04	0.01
Depreciación y Amortización	8,413	8,447	8,391	7,408
BALANCE GENERAL	31-mar-16	31-dic-15	30-sep-15	30-jun-15
Activo Circulante	107,380	110,060	134,708	139,860
Activos Totales	611,769	626,017	648,783	638,049
Pasivo Circulante	139,422	159,857	101,831	101,293
Pasivos a Largo Plazo	343,263	345,145	426,669	424,962
Capital Pagado	155,409	155,391	155,375	155,360
Déficit/Ganancia	(22,238)	(30,127)	(33,617)	(42,091)
Total Patrimonio	129,084	121,015	120,283	111,794
RAZONES FINANCIERAS				
Deuda Total/Patrimonio	3.74	4.17	4.39	4.71
Capital de Trabajo	(32,042)	(49,797)	32,877	38,567
Razón Corriente	0.77	0.69	1.32	1.38
Utilidad Operativa/Gastos Financieros	3.01	3.15	3.02	2.98

III PARTE ESTADOS FINANCIEROS

Se adjuntan los Estados Financieros de AES Panamá, S.R.L. en el anexo 1.

IV PARTE DIVULGACIÓN

De conformidad con lo establecido en el acuerdo 6-2001 de la Comisión Nacional de Valores, queda expresamente entendido que este documento ha sido preparado con el conocimiento de que su contenido será puesto a disposición del público inversionista y del público en general.

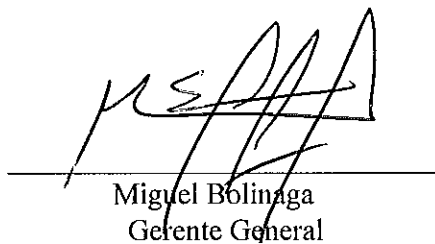
1. Medio de divulgación

El portal de Internet de la Compañía www.aespanama.com.

2. Fecha de divulgación

A partir del 31 de mayo de 2016.

FIRMA



Miguel Bolinaga
Gerente General



Estados Financieros

AES Panamá, S.R.L.

*Por los años terminados el 31 de marzo de 2016 (no auditados)
y 31 de diciembre de 2015 (auditado)*

CONTENIDO

Informe del Contador Público.....	1
Balances Generales	2
Estados de Resultados.....	4
Estados de Cambios en el Patrimonio.....	5
Estados de Flujos de Efectivo.....	6 - 7
Notas a los Estados Financieros	8 - 39

INFORME DEL CONTADOR PÚBLICO

Asamblea de Socios
AES Panamá, S.R.L.

Hemos revisado los estados financieros intermedios que se acompañan de AES Panamá, S.R.L., en adelante "la Compañía", los cuales comprenden los balances generales al 31 de marzo de 2016 y los estados conexos de resultados, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los tres meses terminados en esa fecha, y las correspondientes notas a los estados financieros.

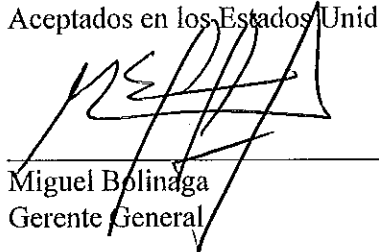
Responsabilidad de la Administración para los Estados Financieros

La Administración de la Compañía es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros intermedios, de conformidad con los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en los Estados Unidos de América ("US GAAP") y por el control interno que la administración determine que es necesario para permitir la preparación de estados financieros intermedios que estén libres de representaciones erróneas de importancia relativa, debido ya sea a fraude o error.

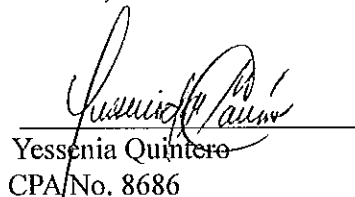
Responsabilidad del Contador Público

Nuestra responsabilidad es elaborar los estados financieros intermedios con base a los registros contables de la Compañía bajo los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en los Estados Unidos de América ("US GAAP"). Durante la elaboración de los estados financieros intermedios hemos revisado la información contable con la finalidad de validar la razonabilidad de las estimaciones hechas por la administración, así como evaluar la presentación en conjunto de los estados financieros en cuestión.

Consideramos que hemos obtenido información suficiente y apropiada acerca de los montos y revelaciones en los estados financieros intermedios. En nuestra opinión, los estados financieros presentan razonablemente, en todos sus aspectos importantes, la situación financiera de AES Panama, S.R.L. al 31 de marzo de 2016, y su desempeño financiero y sus flujos de efectivo por los tres meses terminados en esa fecha, de acuerdo con Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en los Estados Unidos de América ("US GAAP").



Miguel Bolinaga
Gerente General



Yessenia Quintero
CPA/No. 8686

30 de mayo de 2016
Panamá, República de Panamá

AES Panamá, S.R.L.**Balances Generales****Al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015***(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)*

<i>Notas</i>	2016	2015
ACTIVOS		
Activos a corto plazo		
	\$ 27,974	\$ 33,089
Efectivo y equivalentes de efectivo		
Cuentas por cobrar:		
Clientes	4,059	4,859
4 Compañías relacionadas	56,762	57,790
4 Compañías afiliadas	8,339	6,818
Otras	53	79
Inventarios, neto	5,874	6,297
6 Gastos pagados por anticipado	4,319	806
Total de activos a corto plazo	107,380	109,738
Activos a largo plazo		
Propiedad, planta y equipo, neto		
Terrenos	5,702	5,702
Edificios	253,430	253,430
Activos de generación eléctrica	478,932	478,856
Equipo y mobiliario de oficina	7,992	8,013
Equipo de transporte	2,016	1,958
Menos depreciación acumulada	(345,890)	(338,481)
Construcciones en proceso	22,920	22,734
5 Total de propiedad, planta y equipo, neto	425,102	432,212
Otros activos		
7 y 12 Efectivo restringido	2,635	2,635
4 y 6 Gastos pagados por anticipado	10,315	10,489
8 Activos intangibles, netos	17,000	18,000
Anticipo a proveedores	1,822	1,020
9 Inversión en afiliada	46,316	45,166
Otros	1,199	1,123
Total de otros activos a largo plazo	79,287	78,433
TOTAL DE ACTIVOS	\$ 611,769	\$ 620,383

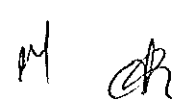
Estados Financieros Intermedios

<i>Notas</i>	2016	2015
PASIVOS Y PATRIMONIO		
Pasivos a corto plazo		
12 Bonos por pagar	\$ 82,396	\$ 82,296
Cuentas por pagar:		
Proveedores	10,004	23,478
4 Compañías relacionadas	5,130	4,656
4 Compañías afiliadas	23,757	34,519
Intereses por pagar	6,259	438
Impuesto sobre la renta por pagar	6,504	7,818
Gastos acumulados por pagar y otros pasivos	5,372	6,330
Total de pasivos a corto plazo	<u>139,422</u>	<u>159,535</u>
Pasivos a largo plazo		
Prima de antigüedad	819	749
Depósitos de clientes en garantía	267	267
12 y 19 Bonos por pagar, neto	294,856	294,688
18 Impuesto sobre la renta diferido, neto	44,727	42,863
5 Obligación por retiro de activo	1,280	1,266
Ingresos diferidos	1,314	—
Total de pasivos a largo plazo	<u>343,263</u>	<u>339,833</u>
PATRIMONIO		
Capital autorizado	141,139	141,139
Capital adicional pagado	14,270	14,252
Déficit acumulado	(22,238)	(30,127)
Impuesto complementario	(1,475)	(1,475)
Otras partidas integrales de afiliadas	(2,612)	(2,774)
Total de patrimonio	<u>129,084</u>	<u>121,015</u>
TOTAL DE PASIVOS Y PATRIMONIO	<u>\$ 611,769</u>	<u>\$ 620,383</u>

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

AES Panamá, S.R.L.**Estados de Resultados****Por los periodos terminados el 31 de marzo de 2016 y 2015***(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)*

<i>Notas</i>	2016	2015
4 Venta de electricidad	<u>\$ 75,743</u>	<u>\$ 59,313</u>
Costos y gastos de operación		
4 Compra de electricidad	30,582	28,777
15 Otros costos de venta de energía	5,733	3,360
4 Costos de transmisión	480	952
4, 6 y 10 Costo de arrendamiento operativo	4,646	1,846
16 Operación y mantenimiento	7,633	6,208
5 Depreciación y amortización	8,413	6,077
4 Administración	1,630	1,519
Total de costos y gastos de operación	<u>59,117</u>	<u>48,739</u>
Utilidad en operaciones	16,626	10,574
Otros (gastos) ingresos		
4 Ingresos por intereses	12	13
Gasto de intereses	(5,763)	(5,961)
5 Amortización de obligación de retiro de activo	(14)	(14)
4 y 17 Otros ingresos (gastos), neto	244	(156)
9 Participación patrimonial en afiliada	988	1,009
Total otros gastos, neto	<u>(4,533)</u>	<u>(5,109)</u>
Utilidad antes del impuesto sobre la renta	12,093	5,465
18 Impuesto sobre la renta	<u>4,204</u>	<u>1,376</u>
Utilidad neta	<u>\$ 7,889</u>	<u>\$ 4,089</u>

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

AES Panamá, S.R.L.

Estados de Cambios en el Patrimonio

Al 31 de marzo de 2016 v 31 de diciembre de 2015

(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)

	Capital Autorizado	Capital Adicional Pagado	Deficit Acumulado	Impuesto Complementario	Otras Partidas Integrales de Afiladas	Total de Patrimonio
Saldos al 31 de diciembre de 2014	\$ 141,139	\$ 14,191	\$ (48,642)	\$ (1,475)	\$ —	\$ 105,213
Utilidad neta	—	—	42,949	—	—	42,949
Otras partidas integrales de afiliada	—	—	4,066	—	(2,774)	1,292
Dividendos pagados (Nota 4)	—	—	(28,500)	—	—	(28,500)
Compensación basada en acciones	—	61	—	—	—	61
Saldos al 31 de diciembre de 2015	\$ 141,139	\$ 14,252	\$ (30,127)	\$ (1,475)	\$ (2,774)	\$ 121,015
Saldos al 31 de diciembre de 2015	\$ 141,139	\$ 14,252	\$ (30,127)	\$ (1,475)	\$ (2,774)	\$ 121,015
Utilidad neta	—	—	7,889	—	—	7,889
Otras partidas integrales de afiliada	—	—	—	—	162	162
Compensación basada en acciones	—	18	—	—	—	18
Saldos al 31 de marzo de 2016	\$ 141,139	\$ 14,270	\$ (22,238)	\$ (1,475)	\$ (2,612)	\$ 129,084

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

AES Panamá, S.R.L.**Estados de Flujos de Efectivo****Por los periodos terminados el 31 de marzo de 2016 y 2015***(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)*

	2016	2015
Flujos de efectivo de actividades de operación		
Utilidad neta	\$ 7,889	\$ 4,089
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciación de propiedad, planta y equipo	7,409	6,074
Amortización	1,003	3
Pérdida en venta de activo fijo	—	7
Provisión por obsolescencia de inventario	—	399
Gastos por incrementos de obligaciones por retiro de activos	14	13
Impuesto sobre la renta diferido	1,864	252
Amortización de costos financieros diferidos	233	277
Participación patrimonial en afiliada	(988)	(1,009)
Amortización de descuento en bonos	21	75
Compensación basada en acciones	18	15
Flujos de efectivo antes de los movimientos del capital de trabajo	17,463	10,195
Cambios en activos y pasivos de operación:		
Disminución en cuentas por cobrar	344	11,070
Disminución (aumento) en inventarios	423	(808)
Aumento en gastos pagados por anticipado	(3,339)	(1,241)
Aumento en ingresos diferidos activos	1,314	—
Disminución en cuentas por pagar	(19,814)	(7,676)
(Disminución) aumento en impuesto sobre la renta por pagar	(1,314)	1,086
Aumento en intereses por pagar	5,821	5,287
(Disminución) aumento en gastos acumulados por pagar y otros pasivos	(958)	446
Aumento en prima de antigüedad por pagar, netos de pagos	70	16
Efectivo neto provisto por las actividades de operación	10	18,375
Flujos de efectivo de actividades de inversión		
Aumento en anticipos para la adquisición de activos fijos	(802)	—
Adquisición de activos fijos	(12)	(29)
Construcciones en proceso	(4,235)	(15,173)
Fondos en fideicomiso	—	(2)
Otros activos a largo plazo	(76)	(54)
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión	(5,125)	(15,258)
Pasan ...	\$ (5,115)	\$ 3,117

M AR

AES Panamá, S.R.L.

Estados de Flujos de Efectivo (continuación)

Por los periodos terminados el 31 de marzo de 2016 y 2015

(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)

	2016	2015
Vienen ...	\$ (5,115)	\$ 3,117
Flujos de efectivo de actividades de financiamiento		
Abonos y cancelaciones de préstamos	—	(12,046)
Pagos de costos financieros	—	(216)
Efectivo neto utilizado en las actividades de financiamiento	—	(12,262)
Disminución neta de efectivo y equivalentes de efectivo	(5,115)	(9,145)
Efectivo y equivalentes de efectivo al comienzo del año	33,089	56,469
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	\$ 27,974	\$ 47,324
Información suplementaria		
Intereses pagados	\$ —	\$ 1,137
Impuesto sobre la renta pagado	\$ 3,569	\$ —

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

1. Información Corporativa

AES Panamá, S. R.L. (en lo sucesivo la “Compañía”) fue constituida el 26 de octubre de 1999 como resultado de la fusión de Empresa de Generación Eléctrica Chiriquí, S. A. (en lo sucesivo “Chiriquí”) y Empresa de Generación Eléctrica Bayano, S. A. (en lo sucesivo “Bayano”). Chiriquí y Bayano fueron incorporadas como sociedad anónima el 19 de enero de 1998, producto del proceso de privatización y reestructuración de la industria de energía eléctrica en la República de Panamá. Al momento de su incorporación la Compañía operaba una planta hidroeléctrica con una capacidad instalada de 150 megavatios en Bayano, una planta térmica con una capacidad de 42.8 megavatios localizada en la Provincia de Panamá, la cual dejó de operar en el año 2005 y el 18 de octubre de 2006 fue traspasada a la Empresa de Generación Eléctrica, S.A. (EGESA) quien asume todas las obligaciones y responsabilidades sobre la planta, según contrato de traspaso de las turbinas de gas, y las plantas hidroeléctricas de La Estrella y Los Valles con una capacidad instalada de 42 y 48 megavatios, respectivamente, localizadas en la Provincia de Chiriquí. La planta de Bayano culminó la expansión de la primera y segunda unidad incrementando su capacidad de 75 a 87 megavatios en ambas unidades y la construcción de la tercera unidad de 86 megavatios en el mes de febrero de 2004, totalizando 260 megavatios de capacidad instalada en el complejo Bayano. La Compañía construyó la hidroeléctrica Estí con una capacidad instalada de 120 megavatios, localizada en la Provincia de Chiriquí, la cual entró en operación comercial el 20 de noviembre de 2003. Adicionalmente, la Compañía inició en marzo de 2006, la repotenciación de las cuatro unidades de generación de las plantas La Estrella - Los Valles, incrementando su capacidad a 45 y 51 megavatios respectivamente en junio de 2006, y al 30 de junio de 2007 a 48 y 54 megavatios con la culminación del proyecto de repotenciación.

La Compañía inició en el último cuatrimestre del año 2014, la instalación de una central térmica tipo Barcaza denominado Proyecto Térmico Barcaza Estrella de Mar I con una capacidad instalada de 72 MW utilizando Bunker C (Fuel Oil No. 6) como combustible principal. La misma está actualmente ubicada en Cativá, Provincia de Colón y se encuentra en operación desde el 25 de marzo de 2015. Con la instalación de esta nueva central térmica la Compañía cuenta con una capacidad total 554 megavatios.

El 25 de septiembre de 2013, la Compañía acordó capitalizar la cuenta por cobrar que mantenía con su afiliada AES Changuinola, S.R.L. por \$63,227 generada por el contrato de suministro de energía que ambas compañías mantienen. A través de esta transacción, AES Panamá, S.R.L. pasa a ser propietaria del 20% de AES Changuinola, S.R.L. El 25 de noviembre de 2013 se perfecciona la transacción luego de efectuar los traspasos y emisión de acciones correspondientes.

El 16 de octubre de 2014 se inscribió en el Registro Público de Panamá la transformación de AES Panamá, S.A. en AES Panamá, S.R.L. (sociedad de responsabilidad limitada). El precitado cambio se da luego de la aprobación de la Junta Directiva y Asamblea de Accionistas de la sociedad. Como resultado de esta transformación la Compañía cancela las acciones comunes y emite cuotas a sus socios representadas con el mismo porcentaje de participación, adicionalmente fueron canceladas las acciones en tesorería.

1. Información Corporativa (continuación)

El 25 de junio de 2015 en Asamblea de Socios, se aprobó la cesión de las cuotas propiedad de AES Panamá Energy, S.A. a favor de AES Elsta, B.V., subsidiaria en un 100% de The AES Corporation, a consecuencia de una reestructuración corporativa de Casa Matriz. La cesión fue debidamente inscrita en el Registro Público de Panamá efectivo el día 30 de septiembre de 2015.

Al 31 de marzo de 2016, AES Elsta, B.V., subsidiaria 100% de The AES Corporation (la Corporación), posee 105,353,687 (49.07%) cuotas de la Compañía, la República de Panamá posee 108,347,536 (50.46%) cuotas, los empleados y ex empleados de la Compañía poseen 1,016,205 (0.47%) cuotas.

La Compañía genera y vende electricidad en el Mercado Eléctrico Panameño y Mercado Eléctrico Regional (MER), en donde el Mercado Panameño es regulado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), anteriormente Ente Regulador de los Servicios Públicos.

Al 31 de marzo de 2016, el 93.5% de la capacidad firme de las plantas de AES Panamá, S.R.L. se encuentra contratada bajo varios acuerdos de compra-venta de potencia y energía con compañías de distribución, grandes clientes y la compañía generadora AES Changuinola, S.R.L. Estos acuerdos tienen un término de duración de uno a diez años. La energía excedente será vendida en el mercado ocasional a los precios establecidos en el mismo (precio spot).

2. Base para la Preparación de los Estados Financieros

Los estados financieros están presentados con base en los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América ("US GAAP").

Los libros contables son llevados en balboas, unidad monetaria oficial de la República de Panamá, país en el cual la Compañía opera. El balboa está a la par y es de libre cambio con el dólar de los Estados Unidos de América. La República de Panamá no emite papel moneda y en su lugar utiliza el dólar estadounidense como moneda de curso legal.

Los estados financieros y notas son presentados en miles de dólares (\$) de los Estados Unidos de América, excepto donde sea indicado lo contrario.

3. Resumen de las Principales Políticas Contables

Las políticas de contabilidad más significativas de la Compañía se resumen a continuación:

Efectivo y equivalentes de efectivo

La Compañía considera como efectivo, el efectivo en caja, depósitos en cuentas corrientes y de ahorro y depósitos a plazo con vencimientos originales no mayores a tres (3) meses.

3. Resumen de las Principales Políticas Contables (continuación)

Efectivo restringido

El efectivo restringido incluye efectivo y equivalente de efectivo, los cuales tienen disposición limitada, debido a las restricciones impuestas por los acuerdos de financiamiento, los cuales establecen que el saldo es utilizado como garantías para el pago de los intereses de la deuda de los bonos 2016 descrita en las Notas 7 y 12.

Cuentas por cobrar

Las cuentas por cobrar se presentan al valor nominal menos la estimación para valuación de las cuentas por cobrar. Esta estimación es evaluada considerando el historial de cobros de clientes y partes relacionadas, la antigüedad de los saldos adeudados, así como evaluaciones específicas de balances individuales. Al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, no existe reserva para valuación de cuentas por cobrar.

Inventarios

Los inventarios, que consisten principalmente en combustible, materiales y repuestos, se valoran al costo o mercado, el más bajo. El costo es determinado utilizando el método de costo promedio. Los inventarios incluyen una provisión por obsolescencia de \$496 y \$496 al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, respectivamente.

Propiedad, planta y equipo

La propiedad, planta y equipo se registra al costo de adquisición, menos la depreciación acumulada. El costo incluye inversiones importantes para el mejoramiento y reemplazo de piezas críticas para las unidades de generación que extienden la vida útil o incrementan la capacidad. Cuando los activos son vendidos o retirados, el correspondiente costo y la depreciación acumulada se eliminan de las cuentas, y la ganancia o pérdida resultante se refleja en los estados de resultados.

La depreciación es calculada de acuerdo a la vida útil de los respectivos activos utilizando el método de línea recta.

Las tasas de depreciación utilizadas están basadas en la vida útil estimada de los activos que se detallan a continuación:

	<u>Vida Útil</u>
Edificios	30 a 50 años
Activos de generación (equipo de generación)	15 a 50 años
Activos de generación (equipo de electricidad)	5 a 50 años
Activos de generación (equipo de transmisión)	35 años
Equipo y mobiliario de oficina	3 a 20 años
Equipo de transporte	3 a 8 años

3. Resumen de las Principales Políticas Contables (continuación)

Obligación de retiro de activos

La Compañía registra el valor razonable del pasivo de la obligación contractual de retiro de un activo en el período en que se incurra en la obligación. Cuando un nuevo pasivo es reconocido, la Compañía capitaliza los costos del pasivo por el aumento del valor en libros de los activos de larga duración correspondiente. El pasivo se aumenta al valor presente de cada período y el costo capitalizado se amortiza sobre la vida útil del activo relacionado. En la liquidación de la obligación, la Compañía elimina la responsabilidad y, con base en el costo real a retirar, puede incurrir en una ganancia o pérdida.

Evaluación de deterioro de activos de larga vida

La Compañía evalúa el deterioro de los activos de larga vida basada en la proyección de flujos de efectivo no descontados cada vez que los eventos o cambios indican que hay riesgos de que el valor de cada activo no pueda ser recuperable. El valor en libros no es recuperable cuando los flujos de efectivo futuros descontados que se espera que resulten del uso del activo sean menos que el valor registrado de los activos. La Compañía considera una pérdida por deterioro como la diferencia entre el valor en libros del activo y su valor razonable determinado con base en los flujos de efectivo futuros no descontados.

Inversión en afiliada

Esta categoría comprende los valores representativos de capital adquiridos con el fin de participar patrimonialmente en otra afiliada. Las inversiones registradas en esta categoría se registran utilizando el método de participación patrimonial.

Arrendamientos operativos

Arrendamientos en los cuales la arrendadora retiene sustancialmente los riesgos y beneficios sobre la propiedad del activo, son considerados arrendamientos operativos. Los pagos sobre estos arrendamientos, de acuerdo con las tarifas establecidas en los contratos respectivos, son reconocidos como gastos de forma lineal a lo largo del plazo de arrendamiento. Los pagos de arrendamiento acumulados menos el gasto de arrendamiento se registran como un pago por adelantado (si el neto es un débito).

Mantenimiento mayor y menor

Todos los desembolsos reconocidos como mantenimiento mayor representan gastos hechos para el reacondicionamiento de la planta y otros activos. Estos gastos son capitalizados y amortizados de acuerdo a la vida útil de cada activo. Los gastos de mantenimiento menor son cargados directamente al estado de resultados.

3. Resumen de las Principales Políticas Contables (continuación)

Construcciones en proceso

Los pagos de proyectos en construcción incluyen los costos de salarios, ingeniería, intereses, seguros y otros costos de las renovaciones y mejoras que extienden la vida útil de la propiedad, planta y equipo y se capitalizan. Los saldos de construcción en proceso son transferidos a los activos de generación eléctrica cuando los activos están disponibles para el uso esperado. Las construcciones en proceso consisten principalmente de costos asociados al proyecto de la Barcaza de generación. Por el periodo terminado el 31 de marzo de 2016, la Compañía capitalizó \$49,316 registrados en activos de generación eléctrica y \$13,277 registrados en las construcciones en proceso en relación con algunos componentes todavía en proceso. Durante el periodo de construcción, los intereses son capitalizados y se incluyen como parte de los costos de construcción en proceso. Al 31 de marzo de 2016 y 2015, la Compañía capitalizó intereses por el monto total de \$322 y \$780 respectivamente, los cuales son transferidos a la cuenta de activo fijo junto con los costos de construcción, una vez estén disponibles para su uso esperado.

Compensación basada en acciones

A ciertos empleados de la Compañía se le concedieron opciones sobre acciones en virtud del plan de compensación basado en acciones creado por la Corporación. Este plan permite la emisión de opciones de compra de acciones comunes de la Corporación a un precio igual al 100% del precio de mercado de las acciones de la Corporación a la fecha en que la opción es otorgada. Generalmente, las opciones de acciones emitidas en virtud de este plan pueden ser ejercidas por el empleado un año después de la fecha de otorgamiento y otras son redimibles a tres años (33% anual).

Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, se reconoció el costo de compensación de las opciones por \$18 y \$61, respectivamente.

Costos de financiamiento diferidos

Los costos de financiamiento de préstamos a largo plazo, obtenidos para la construcción de activos son capitalizados y amortizados utilizando el método de interés efectivo durante el periodo de financiamiento. Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, los costos de financiamiento diferido son de \$5,387 y \$5,634, respectivamente.

Reconocimiento y concentración de ingresos

Los ingresos producto de las ventas de electricidad en contratos se reconocen cuando la energía contratada es entregada a los clientes conforme a las liquidaciones mensuales de potencia y energía, con base en los precios establecidos en los contratos de suministro y de reserva de potencia y/o energía; igualmente la Compañía reconoce ingresos de la venta de energía en el mercado ocasional.

3. Resumen de las Principales Políticas Contables (continuación)

Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2016 y 2015, el 94% y el 90% de los ingresos respectivamente, son derivados de contratos de suministros con las empresas distribuidoras (EDEMET, EDECHI y ENSA), nueve grandes clientes (Cemento Panamá, la Contraloría General de la República, Caja de Seguro Social, Sunstar Hotel, Gold Mills, Avipac, Inc, Cemento Interoceánico, Embajada de los Estados Unidos y Varela Hermanos) y el contrato de reserva con la generadora AES Changuinola, S.R.L.

Ingresos por intereses

Los ingresos por intereses corresponden a intereses ganados de las cuentas a plazo fijo calculados a la tasa efectiva de interés aplicable, y a intereses comerciales que se determinan según contratos con clientes.

Impuesto sobre la renta

El impuesto sobre la renta del año comprende tanto el impuesto corriente como el impuesto diferido. El impuesto sobre la renta es reconocido en el estado de resultados del año corriente, salvo para los impuestos relacionados con elementos directamente vinculados con el patrimonio, en cuyo caso serán reconocidos en el patrimonio de los accionistas.

El impuesto sobre la renta corriente se refiere al impuesto estimado a pagar sobre la utilidad fiscal, utilizando la tasa vigente a la fecha del estado de resultados y cualquier otro ajuste sobre el impuesto a pagar de años anteriores.

El impuesto sobre la renta diferido es calculado con base en el método del pasivo, considerando las diferencias temporales entre los valores de los activos y pasivos informados para propósitos financieros, y los montos utilizados para propósitos fiscales. El valor que resulte de estas diferencias será reconocido como un activo o pasivo de impuesto diferido en el balance general y valuado a la tasa de impuesto en que la Gerencia estime serán realizadas dichas diferencias. El monto de impuesto sobre la renta diferido reconocido en el estado de resultados está basado en la forma de realización de las diferencias temporales en el ejercicio fiscal respectivo, utilizando la tasa de impuesto sobre la renta vigente a la fecha del ejercicio fiscal correspondiente. La Compañía establece una reserva de valuación cuando es más probable de que no, que todo o una porción de un activo del impuesto diferido no será utilizada.

Uso de estimaciones

La presentación de los estados financieros en conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América, requiere que la Administración efectúe estimaciones y supuestos que afectan los saldos y montos de los activos, pasivos y resultados, como también las revelaciones de activos y pasivos contingentes. Los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones. Las estimaciones más importantes son las de la valuación y determinación de la vida útil de los activos de larga vida y la evaluación de los posibles litigios y reclamos.

(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)

3. Resumen de las Principales Políticas Contables (continuación)

Fondo de cesantía / prima de antigüedad acumuladas

El Código de Trabajo establece en la legislación laboral panameña el reconocimiento de una prima de antigüedad de servicios. Para tal fin, se ha establecido una provisión, la cual se calcula sobre la base de una semana por cada año de trabajo, lo que es igual al 1.92% sobre los salarios pagados en el año.

La Ley 44 de 12 de agosto de 1995 establece, desde la vigencia de la ley, la obligación de los empleadores a constituir un fondo de cesantía para pagar a los empleados la prima de antigüedad y la indemnización por despido injustificado que establece el Código de Trabajo. Este fondo se constituye con base a la cuota parte relativa a la prima de antigüedad y el 5% de la cuota parte mensual de la indemnización.

Nuevas Normas de Contabilidad emitidas pero no vigentes

Actualización de norma contable (ASU por sus siglas en inglés) No. 2014-09, Ingresos procedentes de contratos con los clientes (Tema 606)

En mayo de 2014, el FASB emitió la ASU No. 2014-09, que aclara los principios para el reconocimiento de ingresos y dará lugar a un estándar común de ingresos por principios de contabilidad generalmente aceptados de Estados Unidos de América y las Normas Internacionales de Información Financiera. El objetivo de la nueva norma es proporcionar un modelo de reconocimiento de ingresos única y general para todos los contratos con los clientes para mejorar la comparabilidad. El estándar de ingresos contiene principios que una entidad aplicará para determinar la medición de los ingresos y el momento de cuando se reconoce. La norma requiere que una entidad reconozca ingresos para describir la transferencia de bienes o servicios a los clientes por un importe que la entidad espera tener derecho a cambio de tales bienes o servicios. La norma es efectiva para períodos anuales que comienzan después del 15 de diciembre de 2016 y los períodos intermedios en el mismo. No se permite la adopción anticipada. La norma permite el uso de cualquiera entre una retrospectiva completa o enfoque retrospectivo modificado. La Compañía aún no ha seleccionado un método de transición y actualmente está evaluando el impacto de la adopción de la norma en su posición financiera y resultados de operación.

Actualización de norma contable (ASU por sus siglas en inglés) No. 2015-11 Inventario (tema 330) Simplificación de Medición del Inventario:

En julio 2015, el FASB emitió la ASU No. 2015-11, que simplifica la subsecuente medición del inventario. Reemplaza la medición actual del menor entre el costo o valor de mercado por el menor entre el costo y el valor de realización neto. Esta norma es efectiva para los reportes anuales iniciados después del 15 de diciembre de 2016 y para los períodos intermedios posteriores. La adopción anticipada es permitida. La nueva norma debe ser aplicada prospectivamente. La Compañía se encuentra evaluando el impacto de la adopción de la norma en su posición financiera y resultados de operación.

3. Resumen de las Principales Políticas Contables (continuación)

Actualización de norma contable (ASU por sus siglas en inglés) No. 2016-02, Arrendamiento (tema 842)

El 25 de febrero de 2016, el FASB emitió la ASU No. 2016-2 que establece que todos los arrendatarios deberán registrar el derecho de uso de los activos y la obligación de compromisos de pagos para todos los arrendamientos, con excepción de aquellos con vencimiento de 12 meses o menos. Todos los otros arrendamientos, se alocarán ya sea como arrendamientos financieros o arrendamientos operativos. Esta norma es efectiva para periodos anuales iniciados después del 15 de diciembre de 2018 para entidades públicas y para periodos anuales iniciados después del 15 de diciembre de 2019 para entidades no públicas. Se permite su aplicación anticipada. La Compañía se encuentra evaluando el impacto de la adopción de la norma en su posición financiera y resultados de operación.

4. Cuentas y Transacciones con Compañías Afiliadas y Relacionadas

El Gobierno Panameño posee una inversión significativa en las compañías de generación, distribución y transmisión de la industria de energía eléctrica de Panamá. Consecuentemente, todas las transacciones con estas compañías son consideradas transacciones con partes relacionadas.

Mediante la Resolución del Consejo de Gabinete No.42, el Gobierno Nacional, consciente en las limitaciones en la capacidad de transmisión, dispone reconocerle a la Compañía hasta \$40,000 en el 2014; hasta \$30,000 en el 2015 y hasta \$30,000 en el 2016, con el fin de mitigar las pérdidas que ésta sufra o pueda sufrir como resultado del retraso en la construcción de la ampliación de la tercera línea de transmisión eléctrica.

Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2016 y 2015, la Compañía ha registrado una compensación por este concepto de \$680 y \$1,945 respectivamente, en las compras de electricidad en los estados de resultados.

Aí 31 de marzo de 2016 se han cobrado \$36,594, correspondientes a compensaciones reconocidas del año 2014, y el saldo de \$9,352 se encuentra registrado en el balance general en el rubro de cuentas por cobrar – compañías relacionadas.

El 20 de abril de 2015, la Contraloría General de la República de Panamá presentó un recurso ante la Corte Suprema de Justicia para determinar si la resolución del Gobierno de Panamá, que autoriza un acuerdo con AES Panamá S.R.L. (Resolución de Gabinete No. 42 de 31 de marzo de 2014, o la Resolución del Gabinete) contraviene ciertos artículos de la Constitución de la República de Panamá.

De conformidad con la legislación panameña, la Corte Suprema de Justicia pidió al Procurador General de la República emitir una opinión sobre la moción. El 7 de mayo de 2015, el Procurador General opinó que la Resolución de Gabinete debe ser declarada inconstitucional.

4. Cuentas y Transacciones con Compañías Afiliadas y Relacionadas (continuación)

La Corte Suprema ordenó que la citación fuera publicada en un periódico de la localidad durante 3 días consecutivos, por lo que dentro de los 10 días hábiles de la fecha de la última publicación, la Contraloría General, y cualquier otra persona podría exponer sus observaciones por escrito sobre el fondo del caso. En julio 2015, los abogados de AES Panamá S.R.L., presentaron los argumentos finales y a la fecha no ha habido sentencia sobre este caso.

De acuerdo a los abogados la probabilidad de riesgos o implicaciones, por parte de AES Panamá S.R.L., es remota, basándose exclusivamente en los méritos legales citados por el Procurador General de la República.

Los saldos y transacciones con partes relacionadas al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, se detallan como sigue:

<u>En los balances generales</u>	<u>Mar-2016</u>	<u>Dic-2015</u>
<u>Cuentas por cobrar:</u>		
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S. A. (EDEMET)	\$ 30,174	\$ 31,609
Ministerio de Economía y Finanzas	9,352	8,672
Elektra Noreste, S. A. (ENSA)	8,656	9,145
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A. (EDECHI)	6,283	6,030
Caja de Seguro Social	1,128	678
Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA)	784	967
Contraloría General de la República	204	70
Enel Fortuna, S.A.	128	332
Empresa de Generación Eléctrica Bahía Las Minas, S. A.	48	262
Autoridad del Canal de Panamá	5	2
Oficina de Electrificación Rural (OER)	—	23
	<u>\$ 56,762</u>	<u>\$ 57,790</u>
<u>Cuentas por pagar:</u>		
Enel Fortuna, S. A.	\$ 2,046	\$ 355
Elektra Noreste, S. A. (ENSA)	1,026	809
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S. A. (EDEMET)	786	830
Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA)	555	572
Autoridad del Canal de Panamá	372	1,843
Empresa de Generación Eléctrica Bahía Las Minas, S. A.	254	98
Empresa de Generación Eléctrica, S.A. (EGESA)	88	90
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A. (EDECHI)	3	59
	<u>\$ 5,130</u>	<u>\$ 4,656</u>

*(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)***4. Cuentas y Transacciones con Compañías Afiliadas y Relacionadas (continuación)**

En los estados de resultados por los periodos terminados el 31 de marzo de 2016 y 2015:

<u>En los estados de resultados</u>	<u>Mar-2016</u>	<u>Mar-2015</u>
<u>Ingresos:</u>		
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S. A. (EDEMET)	\$ 45,380	\$ 36,638
Elektra Noreste, S. A. (ENSA)	12,958	6,080
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A. (EDECHI)	9,368	7,079
Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA)	1,956	125
Caja de Seguro Social	724	849
Enel Fortuna, S.A.	240	89
Contraloría General de la República	167	199
Empresa de Generación Eléctrica Bahía Las Minas, S. A.	93	400
Autoridad del Canal de Panamá	6	32
Empresa de Generación Eléctrica, S.A. (EGESA)	—	1,247
Oficina de Electrificación Rural (OER)	—	2,159
	<u>\$ 70,892</u>	<u>\$ 54,897</u>
<u>Costo de transmisión fijo:</u>		
Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA)	\$ 458	\$ 952
Empresa de Generación Eléctrica Bahía Las Minas, S. A.	22	—
	<u>\$ 480</u>	<u>\$ 952</u>
<u>Compra de energía</u>		
Enel Fortuna, S. A.	\$ 3,179	\$ 2,629
Elektra Noreste, S. A. (ENSA)	2,103	—
Autoridad del Canal de Panamá	1,556	1,838
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S. A. (EDEMET)	1,051	335
Empresa de Generación Eléctrica Bahía Las Minas, S. A.	586	249
Empresa de Generación Eléctrica, S.A. (EGESA)	32	—
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A. (EDECHI)	30	—
Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA)	14	779
	<u>\$ 8,551</u>	<u>\$ 5,830</u>
<u>Compras de energía: (compensación y penalidades)</u>		
Ministerio de Economía y Finanzas (Compensación)	\$ 680	\$ 1,945
<u>Otros costos de ventas de energía: (penalidades y costos de transmisión)</u>		
Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA)	544	1,079
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S. A. (EDEMET)	281	—
Elektra Noreste, S. A. (ENSA)	7	—
	<u>\$ 832</u>	<u>\$ 1,079</u>

*(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)***4. Cuentas y Transacciones con Compañías Afiliadas y Relacionadas (continuación)**

Los saldos y transacciones con afiliadas al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, se detallan como sigue:

<u>En los balances generales</u>	<u>Mar-2016</u>	<u>Dic-2015</u>
Cuentas por cobrar:		
AES Changuinola, S.R.L.	\$ 5,331	\$ 3,935
AES Elsta BV	1,448	1,448
Otras Afiliadas	657	638
AES Latin America S.R.L.	507	401
AES Corporation	207	207
Global Energy Holding	189	189
	<u>\$ 8,339</u>	<u>\$ 6,818</u>
Cuentas por pagar:		
AES Changuinola, S.R.L.	\$ 12,940	\$ 24,792
AES Solution LLC	10,340	9,329
Otras Afiliadas	248	222
AES Corporation	146	176
AES CLESA y Cía, Sociedad en Comandita de Capital variable	83	—
	<u>\$ 23,757</u>	<u>\$ 34,519</u>

Ventas y compras de energía

El 9 de marzo de 2007, la Compañía firmó con AES Changuinola, S.R.L. un contrato para la compra-venta de Potencia Firme y Energía por un período de diez años (del 2011 al 2020). El 14 de mayo de 2010 firmó la enmienda No.1 al contrato de reserva No.01-07, en donde adicionó dos nuevos renglones de compra-venta de Potencia Firme y Energía por un período de 10 años, a partir de 2012 y 2013. El 25 de junio de 2012 se firmó la enmienda No. 2, a través de la cual se modificó la duración del mismo, extendiendo su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2030. El 29 de agosto de 2013 se firmó la enmienda No. 3 a este contrato, según la cual a partir del 1º de enero de 2014 el contrato de reserva es administrado como un contrato físico y se agrega un cuarto renglón para completar la venta de potencia firme de Chan I hasta el año 2030. El 7 de diciembre de 2015 se firmó la enmienda No. 4, a través de la cual se establecen los precios de la potencia y energía contratada hasta el año 2030, resultante del acto de licitación ETESA 01-12.

Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2016 y 2015, se han registrado por este contrato, ventas por \$1,255 y \$8, respectivamente, y compras por \$14,503 y \$21,057, respectivamente.

(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)

4. Cuentas y Transacciones con Compañías Afiliadas y Relacionadas (continuación)

Por este contrato, a partir de enero de 2014, se registró un arrendamiento operativo por \$615 mensual hasta el 31 de diciembre de 2015. Este contrato fue modificado a través de una adenda firmada el 7 de diciembre de 2015, que modifica los precios de compra de energía. Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2016 y 2015, se han registrado por este concepto \$4,646 y \$1,846, respectivamente, en el rubro de costo de arrendamiento operativo en el estado de resultados y el excedente del gasto por \$11,801 y \$6,556, respectivamente, se encuentra registrado en el balance general en el rubro de gastos pagados por anticipado en otros activos (Notas 6 y 10).

El 30 de junio de 2015, la Compañía firmó con AES Changuinola, S.R.L. un contrato de reserva de solo potencia por un periodo de 5 años, empezando el 1º de julio de 2015.

Servicios administrativos

La Compañía mantiene un contrato de administración con AES Changuinola, S.R.L., el cual establece un honorario equivalente al 1% del EBITDA (utilidad antes de impuesto de renta, depreciación y amortización, por sus siglas en inglés). Al 31 de marzo de 2016 y 2015, el total de honorarios cargados a ingresos de administración, incluidos en otros ingresos netos, asciende a \$138 y \$177.

En noviembre de 2010, la Compañía efectuó un nuevo contrato de administración con AES Solutions LLC, subsidiaria de la Corporación, con vigencia del 1º de enero de 2010 al 31 de diciembre de 2018. El acuerdo establece que los honorarios anuales serán por la suma mínima de \$4,000, suma que será ajustada anualmente en consecuencia de los cambios inflacionarios y será el Consejo de Administradores (anteriormente Junta Directiva) quien apruebe semestralmente los cargos facturados que anualmente serán al menos el monto mínimo acordado. El total de honorarios reconocidos en gastos de administración asciende a \$1,611 y \$1,500 para los tres meses terminados el 31 de marzo de 2016 y 2015, respectivamente.

Ingresos por alquiler

Al 31 de marzo de 2016 y 2015 la Compañía facturó por concepto de alquileres a compañías afiliadas la cantidad de \$68 y \$68, respectivamente. Estos contratos tienen una duración de un año con opción a renovación automática, la última renovación está vigente desde el mes de febrero de 2016. Los ingresos por alquiler están registrados en la cuenta de otros ingresos en el estado de resultados.

Seguros

La Compañía mantiene un seguro contratado contra todo riesgo con ASSA Compañía de Seguros, S.A., compañía que a su vez diversifica el riesgo al reasegurarse con un grupo de empresas aseguradoras dentro de las cuales se incluye una empresa relacionada de AES Panamá, S.R.L. llamada AES Global Insurance Corporation. La póliza contratada con ASSA Compañía de Seguros, S. A. cubre todo riesgo operacional incluyendo roturas de maquinarias y lucro cesante.

*(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)***4. Cuentas y Transacciones con Compañías Afiliadas y Relacionadas (continuación)**

Por este contrato se han registrado gastos de seguros por \$961 y \$985 por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2016 y 2015, respectivamente. Estos montos se encuentran incluidos en el rubro de operación y mantenimiento en el estado de resultados.

Dividendos

La Compañía no ha recibido dividendos de su afiliada AES Changuinola, S.R.L., ni ha pagado dividendos a sus socios al 31 de marzo de 2016.

Otros

La Compañía mantiene en sus libros cuentas por cobrar por \$1,255 y \$8 al 31 de marzo de 2016 y 2015, respectivamente, por concepto de ventas de energía relacionadas al contrato de compra de energía que mantiene con su afiliada AES Changuinola, S.R.L. desde enero 2011. Durante el período las cuentas por pagar por compras de energía relacionadas a este contrato se compensan con las cuentas por cobrar y se presentan en el balance general. Al 31 de marzo de 2016 y 2015 no se ha realizado compensaciones. El acuerdo firmado entre las partes también estipulaba que se cobraría un 7% de interés sobre los saldos vencidos y no cancelados, el cual queda sin efecto luego de la capitalización de la deuda que mantenía con AES Panamá, S.R.L.

5. Propiedad, planta y equipo

	31 de marzo de 2016						
	Terrenos	Edificios	Activos de generación eléctrica	Equipo y mobiliario de oficina	Equipo de transporte	Construcciones en proceso	Total
Costo:							
Al inicio del año	\$ 5,702	\$253,430	\$ 478,856	\$ 8,013	\$ 1,958	\$ 22,734	\$ 770,693
Adiciones	—	—	(25)	13	24	287	299
Reclasificaciones y ajustes	—	—	101	(34)	34	(101)	—
Al final del año	<u>5,702</u>	<u>253,430</u>	<u>478,932</u>	<u>7,992</u>	<u>2,016</u>	<u>22,920</u>	<u>770,992</u>
Depreciación Acumulada:							
Al inicio del año	—	82,716	248,723	5,911	1,131	—	338,481
Gasto del año	—	2,130	5,064	152	63	—	7,409
Reclasificaciones y ajustes	—	—	—	(8)	8	—	—
Al final del año	<u>—</u>	<u>84,846</u>	<u>253,787</u>	<u>6,055</u>	<u>1,202</u>	<u>—</u>	<u>345,890</u>
Saldo neto	<u>\$ 5,702</u>	<u>\$168,584</u>	<u>\$ 225,145</u>	<u>\$ 1,937</u>	<u>\$ 814</u>	<u>\$ 22,920</u>	<u>\$ 425,102</u>

AES Panamá, S.R.L.

Notas a los Estados Financieros

31 de marzo de 2016

(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)

5. Propiedad, Planta y Equipo, Neto (continuación)

	31 de diciembre de 2015						
	Terrenos	Edificios	Activos de generación eléctrica	Equipo y mobiliario de oficina	Equipo de transporte	Construcciones en proceso	Total
Costo:							
Al inicio del año	\$ 5,702	\$238,676	\$ 441,130	\$ 7,356	\$ 1,735	\$ 43,626	\$ 738,225
Adiciones	—	—	37	340	197	34,156	34,730
Reclasificaciones y ajustes	—	14,754	39,885	317	92	(55,048)	—
Ventas y descartes	—	—	(2,196)	—	(66)	—	(2,262)
Al final del año	5,702	253,430	478,856	8,013	1,958	22,734	770,693
Depreciación Acumulada:							
Al inicio del año	—	87,794	217,511	5,336	981	—	311,622
Gasto del año	—	8,485	18,998	611	216	—	28,310
Reclasificaciones y ajustes	—	(13,563)	13,599	(36)	—	—	—
Ventas y descartes	—	—	(1,385)	—	(66)	—	(1,451)
Al final del año	—	82,716	248,723	5,911	1,131	—	338,481
Saldo neto	\$ 5,702	\$170,714	\$ 230,133	\$ 2,102	\$ 827	\$ 22,734	\$ 432,212

Al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, se han capitalizado intereses y costos financieros diferidos por \$336 y \$1,637, respectivamente.

Al 31 de marzo de 2016, las construcciones en proceso están relacionadas principalmente con los costos de adquisición y puesta en marcha de la Barcaza Estrella del Mar I compuesta por siete motores búnker con una capacidad aproximada de 10.3 MW cada motor; su instalación y su conexión con la red de interconexión (Nota 13). Parte de este proyecto capitalizado al 31 de marzo de 2016, asciende a \$49,316 registrados en activos de generación eléctrica y \$13,277 registrados en las construcciones en proceso en relación con algunos componentes todavía en construcción. Los \$9,643 restantes en construcciones en proceso corresponden a otros proyectos.

En el 2014, la Compañía reconoció una obligación por retiro de activo, la cual fue generada debido al compromiso que tiene la Compañía de retiro y desmantelamiento de los equipos e instalaciones que están ubicados en el terreno alquilado a Refinería Panamá, S. de R.L. para la operación de la barcaza de generación (Nota 13). El valor presente por este concepto asciende a \$970 y \$1,031 al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, respectivamente y se presenta en el balance general como activos de generación eléctrica y se detalla a continuación:

	Mar-2016	Dic-2015
Costo	\$ 1,213	\$ 1,213
Depreciación Acumulada	(243)	(182)
Saldo Neto	\$ 970	\$ 1,031

*(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)***5. Propiedad, Planta y Equipo, Neto (continuación)**

La siguiente tabla resume los montos reconocidos en relación con las obligaciones de retiro de activos para los períodos indicados :

	<u>Mar-2016</u>	<u>Dic-2015</u>
Saldo inicial	\$ 1,266	\$ 1,213
Gasto por incrementos	14	53
Saldo final	<u>\$ 1,280</u>	<u>\$ 1,266</u>

6. Gastos Pagados por Anticipado

Los gastos pagados por anticipado al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015 se detallan a continuación:

	<u>Mar-2016</u>	<u>Dic-2015</u>
Seguros	\$ 3,018	\$ 68
Adelanto a proveedores	852	567
Otros	234	38
Fianzas	174	102
ANAM - Concesiones de agua	41	31
Total de gastos pagados por anticipado, corto plazo	<u>\$ 4,319</u>	<u>\$ 806</u>
 Gastos prepagados - afiliadas (nota 4)	 \$ 10,315	 \$ 10,489
Total de gastos pagados por anticipado, largo plazo	<u>\$ 10,315</u>	<u>\$ 10,489</u>

7. Efectivo Restringido

En diciembre de 2006, la Compañía coloca títulos de deuda, emitidos bajo la regla 144A/Regulation S de la Bolsa de Valores de Nueva York (Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos – SEC), en el mercado internacional y nacional por la suma de \$300,000 con el propósito principal de refinanciar los saldos de capital, intereses y otros cargos adeudados por la Compañía producto de una emisión de deuda por \$320,000 en el año 2003.

Como parte de los acuerdos establecidos en la nueva deuda de \$300,000 se incluye la creación de un fondo de fideicomiso con la cuenta denominada “Cuenta Acumulada del Servicio de la Deuda”. Este fondo fue constituido por AES Panamá, S.R.L., como fideicomitente y HSBC Bank USA, National Association como fiduciario y agente colateral con propósito general de mantener un fondo de efectivo para cumplir con las obligaciones de pago de intereses de un semestre.

En junio de 2015, la Compañía coloca títulos de deuda en el mercado internacional y nacional por la suma de \$300,000 con el propósito principal de refinanciar parcialmente los saldos de capital, intereses y otros cargos adeudados por la Compañía, de la emisión de deuda del 2006, y a su vez cancelar el préstamo sindicado obtenido en el 2014 para la construcción de la barcaza.

AES Panamá, S.R.L.
Notas a los Estados Financieros
31 de marzo de 2016

(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)

7. Efectivo Restringido (continuación)

Con dicho refinanciamiento, la Compañía cancela \$217,296 de los bonos de \$300,000 con vencimiento en el 2016. Producto de la cancelación anticipada de los bonos 2016, se redujo el efectivo restringido requerido para el pago de intereses de este financiamiento. Al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015 el saldo del efectivo restringido es de \$2,635 y \$2,635, respectivamente.

8. Activos Intangibles, netos

En junio 2015, AES Panamá, S.R.L. firmó un acuerdo con Erryl Capital Inc. e International Electric Power, LLC, para adquirir tres contratos de compra de energía por un monto de \$20,000, para un período de 5 años a partir de julio de 2015. El gasto de amortización por año asciende \$4,000, finalizando en julio de 2020.

El importe pagado por los contratos de compra de energía fue reconocido como un activo intangible amortizado por la vigencia de estos contratos, bajo el método línea recta.

El activo intangible se detalla a continuación:

	<u>Mar-2016</u>	<u>Dic-2015</u>
Activo intangible	\$ 20,000	\$ 20,000
Amortización acumulada	(3,000)	(2,000)
Activo intangible, neto	<u><u>\$ 17,000</u></u>	<u><u>\$ 18,000</u></u>

9. Inversión en Afiliada

El 25 de septiembre de 2013 el Consejo de Administradores (anteriormente Junta Directiva) de AES Panamá, S.R.L. aprueba la capitalización de la deuda que mantenía AES Changuinola, S. R.L. con la Compañía por \$63,227. El Consejo de Administradores, luego de revisar las evaluaciones independientes para determinar el valor razonable de AES Changuinola, S.R.L., determinó que el monto de la deuda antes mencionada representaba el 20% del valor de AES Changuinola, S.R.L. El 25 de noviembre de 2013 se perfecciona la transacción luego de efectuar los traspasos y emisión de acciones correspondientes.

Debido a que la compañía afiliada AES Changuinola, S.R.L. se encuentra bajo control común con la misma entidad que AES Panamá, S.R.L. el registro inicial de la inversión se realiza al valor en libros sobre el patrimonio de la compañía afiliada, que a la fecha de la transacción ascendía a \$208,535. El monto equivalente al 20% de la participación ascendía a \$41,707. La diferencia entre el valor de la participación de la inversión y la deuda capitalizada (\$63,227) debe ser registrada en el patrimonio y aplicada a las utilidades retenidas debido a que no se debe reconocer ganancias ni pérdidas por las transferencias de activos entre entidades bajo control común; el monto registrado en patrimonio es de \$21,520. La presentación de este monto en utilidades acumuladas se ha ajustado retrospectivamente a partir del capital adicional pagado en los estados financieros.

9. Inversión en Afiliada

Al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015 la inversión en afiliada se detalla así:

<u>Afiliada</u>	<u>Actividad</u>	% de participación		<u>31-mar</u>	<u>31-dic</u>
		<u>2016</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
AES Changuinola, S.R.L.	Generación eléctrica (Hidroeléctrica)	20%	20%	\$ 46,316	\$ 45,166

<u>Afiliada</u>	<u>Fecha de Información</u>		<u>Activos</u>	<u>Pasivos</u>	<u>Patrimonio</u>	<u>Ingresos</u>	<u>Gastos</u>	<u>Utilidad</u>	<u>Participación</u>
	<u>Financiera</u>							<u>Neta</u>	<u>Patrimonial</u>
AES Changuinola, S.R.L.	31-mar-16		\$ 664,088	\$ 429,908	\$ 234,180	\$ 19,402	\$ 14,460	\$ 4,942	\$ 988

Al 31 de marzo de 2016 y 2015, la Compañía ha registrado en concepto de la participación del 20% en los resultados de AES Changuinola, S.R.L., una ganancia de \$988 y de \$1,009, respectivamente. Este monto se encuentra registrado en el balance general dentro del rubro de inversión en afiliada y en el estado de resultados dentro de participación patrimonial en afiliada.

10. Arrendamiento Operativo

En agosto de 2013 el contrato de compra-venta de energía con AES Changuinola, S.R.L. fue enmendado para que la Compañía, a partir de enero de 2014, pague a AES Changuinola, S.R.L. por la totalidad de su energía generada, su potencia firme y el factor de prima de construcción sobre la facturación de energía y de capacidad. AES Changuinola, S.R.L. solo puede suplir el contrato de compra-venta con sus activos de generación. Bajo términos comerciales el contrato de compra-venta es definido como un contrato físico.

Dicha característica condiciona a que sea remoto que alguien distinto a la Compañía tome energía de la generada por AES Changuinola, S.R.L. La Compañía es requerida a pagar por la capacidad firme y la prima de construcción de capacidad, no obstante exista generación de energía. De acuerdo a la estructura del contrato, la Gerencia determinó que éste califica para ser contabilizado como un arrendamiento operativo según ASC 840 *Arrendamientos*. Los pagos mínimos del arrendamiento son determinados en base al factor de capacidad de la prima de construcción y los precios de capacidad establecidos en el contrato de compra-venta. Los pagos de energía y su factor de prima de construcción no son considerados como parte de los pagos mínimos, debido a que no existen pagos mínimos establecidos por estos conceptos. Los pagos mínimos determinados durante la vida del contrato son contabilizados sobre la base de línea recta y la diferencia entre el valor lineal y la facturación es contabilizada como un activo en los balances de la Compañía.

10. Arrendamiento Operativo (continuación)

El total de pagos futuros mínimos por concepto de arrendamientos, derivados del contrato de arrendamiento operativo no cancelables suscritos al 31 de marzo de 2016 se van a satisfacer en los siguientes plazos:

	<u>2016</u>
A un año	\$ 13,415
Después de un año y hasta cinco años	89,431
Después de cinco años	<u>160,978</u>
Total de pagos a futuro	<u>\$ 263,824</u>

11. Préstamos por Pagar

Los préstamos a corto plazo son originados por el uso de líneas de crédito con vencimiento a seis meses. Al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, la Compañía no mantiene saldos por pagar relacionados a estas líneas de crédito.

Sin embargo, al 31 de marzo de 2016, mantiene líneas de crédito autorizadas (no utilizadas) con diferentes instituciones bancarias por un monto de \$81,332.

El 28 de octubre de 2014, la Compañía adquirió un préstamo sindicado por un total de \$57,300 con un grupo de bancos y The Bank of Nova Scotia (Panamá) S.A. (Scotiabank) actuando como agente administrativo, por un periodo de 5 años. Este préstamo fue adquirido con el fin de financiar el 100% del costo de adquisición de la barcaza de generación y costos asociados, instalación y conexión de la misma con la red de interconexión de ETESA. Este préstamo fue cancelado en el mes de junio 2015, luego del refinanciamiento parcial de los bonos 2016 realizado en dicho mes (Nota 12).

Al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, la Compañía no mantiene préstamos por pagar.

12. Bonos por Pagar, Neto

Bonos 2016

El 21 de diciembre de 2006, la Compañía refinanció la deuda por \$320,000 con una nueva facilidad por \$300,000. Esta facilidad fue suscrita y distribuida por Credit Suisse y UBS Investment Bank y fue emitida mediante título de deuda por \$300,000, emitido bajo la regla 144A/Regulation S de la Bolsa de Valores de Nueva York (New York Stock Exchange) en el mercado internacional y nacional con vencimiento el 21 de diciembre de 2016 y a una tasa de interés anual de 6.35% con un solo pago al vencimiento del monto principal y pagos semestrales de intereses.

Los bonos con vencimiento en el 2016 fueron emitidos de acuerdo a disposiciones del Contrato de Emisión llevado a cabo entre AES Panamá, S.R.L. y HSBC Bank USA, National Association como fiduciario.

12. Bonos por Pagar, Neto (continuación)

A continuación se detallan los compromisos y restricciones más relevantes de esta deuda, los cuales fueron modificados a partir de la ejecución del refinanciamiento parcial de los bonos 2016:

- La Compañía debe mantener una “Cuenta Acumulada del Servicio de la Deuda” con los fondos depositados y disponibles para cubrir un semestre de intereses. Ver Nota 7.

Al 31 de marzo de 2016, la Compañía está en cumplimiento de todos sus compromisos y restricciones.

Al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, el saldo de los bonos 2016 se detallan a continuación:

	<u>Mar-2016</u>	<u>Dic-2015</u>
Bonos 2016	\$ 82,704	\$ 82,704
Descuento por amortizar	(65)	(86)
Costos financieros diferidos	(243)	(322)
Total bonos por pagar a corto plazo, neto	<u><u>\$ 82,396</u></u>	<u><u>\$ 82,296</u></u>

La amortización del descuento se presenta en los estados de resultados como gastos de intereses.

Bonos 2022

El 18 de junio de 2015, la Compañía coloca títulos de deuda por \$300,000 con lo cual cancela \$217,046 de los bonos 2016 y el saldo a la fecha del préstamo sindicado a plazo por \$55,491. Esta facilidad fue suscrita y distribuida por Banco General, S.A. y Deutsche Bank Securities Inc. y fue emitida mediante título de deuda por \$300,000 emitido bajo la regla 144A/Regulation S de la Bolsa de Valores de Nueva York (New York Stock Exchange) en el mercado internacional y nacional con vencimiento el 25 de junio de 2022 y a una tasa de interés anual de 6.00% con un solo pago al vencimiento del monto principal y pagos semestrales de intereses. Como parte de los acuerdos establecidos en la nueva deuda de \$300,000, la Compañía está obligada a reservar la cantidad del siguiente pago de intereses a lo largo del acuerdo por medio de efectivo o/y carta de crédito; la Compañía optó por utilizar una carta de crédito. Los costos de financiamientos diferidos netos relacionados a este financiamiento totalizan \$5,144 y \$5,312 al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015.

Los bonos por pagar con vencimiento en el 2022, fueron emitidos de acuerdo a disposiciones del Contrato de Emisión llevado a cabo entre AES Panamá, S.R.L. y Deutsche Bank Trust Company Americas como fiduciario.

A continuación se detallan los compromisos y restricciones más relevantes de esta deuda:

- La Compañía debe mantener una “Cuenta Acumulada del Servicio de la Deuda” con los fondos depositados y disponibles para cubrir un semestre de intereses.
- Restricciones al momento de incurrir en ciertas deudas:

12. Bonos por Pagar, Neto (continuación)

- a. La Compañía puede incurrir en deudas siempre y cuando el ratio de cobertura de intereses no sea menor que 2.5; y
- b. La cuenta para el servicio de deuda esté completamente fondeada.
- c. La Compañía podrá tomar otras deudas adicionales al principal hasta un máximo de \$50,000, sin tener que cumplir con el ratio.
- d. El ratio podrá ser mayor a cero y menor que 4.25 si se incurre en endeudamiento en cualquier fecha a partir de la fecha de emisión y hasta el 30 de junio de 2016, inclusive; menor que 3.75 si se incurre en endeudamiento después del 30 de junio de 2016 y hasta el 30 de junio de 2017, inclusive; y menos que 3.5 si se incurre en endeudamiento en cualquier fecha posterior.
- Limitación en la venta de activos de generación.
- Deberá presentar estados financieros auditados a más tardar 120 días después del cierre del período fiscal.

Al 31 de marzo de 2016, la Compañía está en cumplimiento de todos sus compromisos y restricciones.

Al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, el saldo de los bonos 2022 se detallan a continuación:

	<u>Mar-2016</u>	<u>Dic-2015</u>
Bonos 2022	\$ 300,000	\$ 300,000
Costos financieros diferidos	(5,144)	(5,312)
Total bonos por pagar a largo plazo, neto	<u><u>\$ 294,856</u></u>	<u><u>\$ 294,688</u></u>

La amortización del descuento se presenta en los estados de resultados como gastos de intereses.

13. Compromisos y Contingencias**Compromisos****Contratos de compra-venta de energía**

La Compañía ha contraído ciertas obligaciones contractuales con los contratos de suministro de potencia y energía asociada a los contratos de concesión de generación. La Compañía mantiene fianzas de garantía por un monto de \$76,769 para garantizar las obligaciones de acuerdo con los contratos firmados con las compañías distribuidoras y fianzas de garantía por un monto de \$28,000 a favor de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos / Contraloría General de la República de Panamá por la concesión de la explotación del aprovechamiento hidroeléctrico, las cuales garantizan la generación de energía eléctrica.

13. Compromisos y Contingencias (continuación)

La Compañía también mantiene una carta de crédito stand-by por un monto de \$7,140 para garantizar los pagos por las compras en el mercado ocasional y \$91 para las compras de energía en el Mercado Eléctrico Regional. Adicionalmente, la Compañía mantiene garantías a favor de ETESA por \$724 y \$10 para garantizar los pagos por los servicios de transmisión.

La Compañía también mantiene una carta de crédito stand-by por un monto de \$3,000 para garantizar los pagos por las compras de los combustibles requeridos para la operación de la barcaza.

Producto de la licitación EDEMET-EDECHI 01-05, el 7 de diciembre de 2005 la Compañía firmó los contratos EDEMET 05-12 y EDECHI 013-05 para el suministro de potencia y energía a largo plazo, ambos por un período de 10 años que van del 2009 al 2018.

El 26 de octubre de 2006, a consecuencia de la licitación EDEMET-EDECHI 02-05, la Compañía firmó los contratos EDEMET 15-06 y EDECHI 19-06 para el suministro de potencia y energía asociada a largo plazo. La primera por 15MW con EDEMET y la segunda por 35MW con EDECHI, ambas con vigencia del 1° de enero de 2011 al 31 de diciembre de 2020.

El 9 de marzo de 2007, la Compañía firmó con AES Changuinola, S.R.L. un contrato para la compra-venta de Potencia Firme y Energía por un período de diez años (del 2011 al 2020). El 14 de mayo de 2010 firmó la enmienda No.1 al contrato de reserva No.01-07, en donde adicionó dos nuevos renglones de compra-venta de Potencia Firme y Energía por un período de 10 años, a partir de 2012 y 2013. El 25 de junio de 2012 se firmó la enmienda No. 2, a través de la cual se modificó la duración del mismo, extendiendo su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2030. Mediante notificación del 30 de mayo de 2013, AES Changuinola, S.R.L. invoca el derecho que le otorgó la cláusula novena del Contrato de Reserva No. 01-07 y sus enmiendas donde se contempla la imposibilidad de cumplir a cabalidad con sus obligaciones contractuales por la aparición de un evento de caso fortuito, basándose en la extrema temporada seca que experimenta Panamá en ese año. En consecuencia, a partir del 1° de mayo de 2013 AES Changuinola, S.R.L., brinda el suministro de energía a AES Panamá, S.R.L. únicamente de la energía generada por las unidades de la Central Hidroeléctrica Changuinola I, al precio establecido en el contrato en referencia. El evento de caso fortuito fue levantado por AES Changuinola, S.R.L, a partir del 2 de octubre de 2013. El 29 de agosto de 2013 se firmó la enmienda No. 3 a este contrato, la cual establece que a partir del 1° de enero de 2014 el contrato de reserva será administrado como un contrato físico y se agrega un cuarto renglón para completar la venta de potencia firme de Chan I hasta el año 2030. El 7 de diciembre de 2015 se firmó la enmienda No. 4, a través de la cual se establecen los precios de la potencia y energía contratada hasta el año 2030, resultante del acto de licitación ETESA 01-12.

El 13 de octubre de 2008 producto de la licitación EDEMET 01-08, la Compañía firmó los contratos EDEMET 04-08 y ELEKTRA 07-08 para el suministro de potencia y energía a largo plazo, ambos por un período de diez años que van desde el año 2012 al 2022. Adicional en la misma licitación EDEMET 01-08, la Compañía firmó los contratos EDEMET 08-08 y ELEKTRA 09-08 para el suministro de potencia y energía a largo plazo, ambos por un periodo de diez años que van desde el año 2013 al 2022.

13. Compromisos y Contingencias (continuación)

Posteriormente el 16 de julio de 2009, se firma la enmienda No. 1 a estos contratos. Al 31 de diciembre de 2015, la Compañía mantiene cartas de crédito por un monto de \$4,437, relacionados a estos contratos.

El 28 de noviembre de 2008, la Compañía firmó el Contrato GC. 01-09 con el Gran Cliente Cemento Panamá para el suministro de potencia y energía por un periodo de 10 años empezando en el año 2009.

Adicionalmente, en abril de 2011 se firmó la enmienda No.2 al contrato GC- 02-09, entre AES Panamá, S.R.L. e Importadora Ricamar y la adenda No.1 al contrato GC-02-10 entre AES Panamá, S.R.L. e Importadora Ricamar, ambos para el “Suministro de Potencia Firme y Energía a un Gran Cliente”, ambos con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2015.

En agosto de 2012, la Compañía participó en el acto de licitación de largo plazo ETESA 01-12 y el 17 de septiembre de 2012 ETESA notificó la adjudicación de la oferta principal presentada por AES Panamá, S.R.L. por monto de potencia de 159 MW del 2019 a 2020, 209 MW para el año 2021, 309 MW para el año 2022 y 350 MW del año 2023 al 2030. En octubre de 2012 se firmaron los contratos con las tres distribuidoras, producto de la adjudicación (EDEMET 117-12, EDECHI 122-12 y ELEKTRA 062-12).

El 7 de noviembre de 2012, la Compañía firmó el Contrato No. 254-2012-ADM con la Contraloría General de la República para el Suministro de Potencia Firme y Energía a Gran Cliente. Este contrato estuvo vigente hasta noviembre de 2015. Sin embargo, la Contraloría General de la República aprobó la firma de la enmienda N° 1 al Contrato No. 254-2012-ADM para la continuidad del Suministro de Potencia Firme y Energía.

El 28 de diciembre de 2012, la Compañía firmó un contrato con Gold Mills de Panamá para el suministro de potencia firme y energía con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2018. El inicio de suministro fue a partir del 27 de abril de 2013.

En diciembre de 2012, la Compañía firmó un contrato para Suministro de Potencia y Energía a Gran Cliente con la Caja de Seguro Social con vigencia hasta 36 meses luego del inicio del suministro. El cliente inició suministro el 7 de diciembre de 2013.

Como resultado de la adjudicación de la Licitación Pública Internacional ETESA 03-12, la Compañía firmó con Elektra Noreste (ENSA) - contrato DME-016-12, con EDEMET - contrato No. 24-12 y con EDECHI - contrato 45-12; para el suministro de energía de excedente desde julio 2012 hasta el 31 de diciembre de 2015.

El 28 de febrero de 2013, culminó el contrato No.01-12 de la Compañía con la Oficina de Electrificación Rural. Este contrato fue reemplazado por el No. 01-13 firmado con fecha de inicio del 1º de marzo de 2013, para suministro de energía a la Oficina de Electrificación Rural con vigencia hasta el 31 de octubre de 2013. En octubre se firmó la adenda No. 1 para extender el contrato de suministro hasta el 31 de diciembre de 2013.

13. Compromisos y Contingencias (continuación)

El 1º de agosto de 2014 se firmó la adenda No. 2 para extender el contrato de suministro hasta el 28 de febrero de 2014. El 17 de diciembre se firmó entre las partes la adenda No. 3 para extender el contrato de suministro a la Oficina de Electrificación Rural hasta el 31 de marzo de 2015. Este contrato se dio por terminado el 31 de marzo de 2015.

En junio de 2013, la Compañía firmó los siguientes contratos para suministro de potencia y energía a grandes clientes:

- Cemento Interoceánico, contrato No. 02-13. Entrada el 1º de julio de 2013 y finalización de suministro el 31 de diciembre de 2015. El cliente inició suministro el 20 de agosto de 2013. En diciembre 2015, la Compañía firmó la enmienda N° 2 al contrato No. 02-13 el cual extendió la vigencia del contrato de suministro de potencia y energía hasta el 31 de diciembre de 2020.
- Embajada de los Estados Unidos, contrato No. 05-13. Entrada el 15 de septiembre de 2013 y finalización de suministro el 31 de diciembre de 2015. El cliente inició suministro el 2 de noviembre de 2013. En diciembre 2015, se firmó la enmienda N°1 al contrato No. 05-13 el cual extendió la vigencia del contrato de suministro de potencia y energía hasta el 31 de diciembre de 2020.
- Avipac Inc, contrato No. 06-13. Entrada el 1º de agosto de 2013 y finalización de suministro el 31 de diciembre de 2015. El cliente inició suministro el 10 de agosto de 2013. En diciembre 2015, se firmó la enmienda N°1 al contrato No. 06-13 el cual extendió la vigencia del contrato de suministro de potencia y energía hasta el 31 de diciembre de 2020.
- Varela Hermanos, contrato No. 07-13. Entrada el 1º de septiembre de 2013 y finalización del suministro para el 31 de diciembre de 2015. El cliente entró en operación el 8 de febrero de 2014. En diciembre 2015, se firmó la enmienda N°1 al contrato No. 07-13 el cual extendió la vigencia del contrato de suministro de potencia y energía hasta el 31 de diciembre de 2020.

El 20 de mayo de 2014, la Compañía firmó con Empresa de Generación Eléctrica, S.A. (EGESA) el Contrato N° 2014-05 por la prestación del servicio de generación térmica de electricidad utilizando una barcaza con capacidad instalada de 72 MW, utilizando bunker como combustible adquirida por AES Panamá, S.R.L. La Barcaza inició pruebas el 21 de marzo de 2015 finalizando las pruebas el 25 de marzo de 2015, por lo cual fue entregada al Centro Nacional de Despacho (CND) para operar dentro del Sistema Eléctrico Nacional.

Mediante la Resolución de Gabinete No. 62 de 23 de junio de 2015, el Consejo de Gabinete emite concepto favorable a la terminación unilateral del Contrato N° 2014-05 por la prestación del servicio de generación térmica suscrito entre EGESA y AES Panamá, S.R.L.; el contrato finalizó el 30 de junio de 2015.

(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)

13. Compromisos y Contingencias (continuación)

El 30 de junio de 2015, la Compañía firmó los contratos EDEMET N° 29-14, EDECHI N° 33-14 y ENSA N° DME 012-14 para el suministro de potencia y energía por un periodo de 5 años a partir del 1° de julio de 2015. Estos contratos serán suplidos principalmente por la central térmica Barcaza Estrella de Mar I.

El 30 de junio de 2015, la Compañía firmó con AES Changuinola, S.R.L. un contrato de reserva de solo potencia por un periodo de 5 años, empezando el 1° de julio de 2015.

Contrato de compra de combustible

El 29 de octubre de 2014, AES Panamá, S.R.L. firmó un contrato con Refinería Panamá, S.R.L. para la compra del combustible principal (Fuel Oil # 6 o Bunker) a ser utilizado por el proyecto térmico de generación Barcaza Estrella de Mar I. El contrato tiene vigencia por un período de 5 años a partir de marzo de 2015. Adicional la Compañía firmó la adenda No.1 para la compra de combustible Fuel Oil # 2 (diésel) requeridas para los servicios auxiliares de la central Estrella del Mar I.

Los montos estimados en la siguiente tabla representan el total de los montos contractuales hasta el año 2020 por el término del contrato de Refinería Panamá, S.R.L.:

	Compromiso
<u>Año</u>	<u>(en miles de US\$)</u>
2016	\$ 21,083
2017	19,952
2018	10,386
2019	895
2020	325
Total:	\$ 52,641

Contrato de arrendamiento operativo

La Compañía mantiene un contrato de arrendamiento operativo con Refinería Panamá, S.R.L. por el terreno ubicado en Bahía Las Minas, Provincia de Colón en Panamá con fin de utilizar la base en tierra para el montaje del equipo de generación de energía eléctrica de la Barcaza Estrella de Mar I. La Compañía construyó estructuras de soporte en la propiedad arrendada incluyendo, una subestación eléctrica y equipo de transmisión, línea de tubería para el abastecimiento del combustible, muelles, depósitos de almacenamiento para equipos, entre otros. Este arrendamiento tiene una vigencia de 5 años a partir de marzo de 2015, inicio de la operación comercial de la Barcaza Estrella de Mar I.

13. Compromisos y Contingencias (continuación)

Los montos establecidos en la siguiente tabla representan el total de los montos contractuales por el término del contrato por arrendamiento operativo con Refinería Panamá, S.R.L.:

	<u>2016</u>
A un año	\$ 720
Después de un año y hasta cinco años	<u>2,240</u>
Total de pagos a futuro, neto	<u>\$ 2,960</u>

Contratos de Concesión

La Compañía ha adquirido contratos de concesión de cincuenta años que otorgan ciertos derechos, incluyendo la generación y venta de electricidad producida por las plantas hidroeléctricas y los derechos de agua para el uso de los ríos Bayano, Chiriquí, Los Valles y Caldera. La Compañía está obligada a administrar, operar y dar mantenimiento a las plantas durante el término de los contratos. Dicho término podrá ser renovado por cincuenta años adicionales sujetos a la aprobación previa de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).

Los términos más importantes de los contratos de concesión firmados entre la Compañía y la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) se detallan a continuación:

- La ASEP otorga a la Compañía una concesión para la generación de energía hidroeléctrica mediante la explotación del aprovechamiento hidroeléctrico ubicado sobre los ríos Bayano, Chiriquí, Los Valles y Caldera.
- La Compañía está autorizada a prestar el servicio público de generación de electricidad, el cual comprende la operación y mantenimiento de las plantas de generación eléctrica, con sus respectivas líneas de conexión a las redes de transmisión y equipos de transformación, con el fin de producir y vender en el sistema eléctrico nacional y realizar ventas internacionales de energía.
- El término de vigencia de cada una de las concesiones otorgadas tiene una duración de 50 años. El mismo puede ser prorrogado por un período de hasta 50 años, previa solicitud a la ASEP.
- La Compañía tendrá el derecho de poseer, operar y mantener los bienes de los complejos y realizar mejoras sobre los mismos. Se requerirá aprobación previa en los casos en que la Compañía aumente la capacidad de alguna de las plantas en 15% o más en el mismo sitio.
- La Compañía tendrá la libre disponibilidad de los bienes propios y los bienes de los complejos.
- La Compañía tendrá los derechos sobre los bienes inmuebles y derechos de vía o paso, dentro de los Complejos Hidroeléctricos pudiendo realizar todas las actividades necesarias para la generación y venta de energía hidroeléctrica. Asimismo, la Compañía también tendrá el derecho de vía o acceso a las áreas de los complejos hidroeléctricos actualmente habilitadas y en uso.
- La Compañía podrá solicitar la adquisición forzosa de inmuebles y la constitución de servidumbres en su favor conforme lo estipula la Ley No. 6 y su reglamento.

13. Compromisos y Contingencias (continuación)

Contingencias

La Compañía está involucrada en ciertos procesos legales en el curso normal de los negocios. Es la opinión de la Compañía y sus abogados que ninguno de los reclamos pendientes tendrá efectos materiales adversos en los resultados de sus operaciones, posición financiera o flujos de efectivo. La Compañía puede estar expuesta a costos ambientales en el curso ordinario del negocio. Los pasivos son registrados cuando los estudios de impacto ambiental indican que las medidas correctivas son obligatorias y los costos pueden ser estimados de forma razonable. Los estimados de los pasivos se basan en hechos disponibles en la actualidad, la tecnología existente y las leyes y reglamentos vigentes, tomando en consideración los efectos probables de la inflación y otros factores sociales y económicos e incluye estimados de costos legales asociados. Al 31 de marzo de 2016 y 2015, no existen contingencias ambientales conocidas.

La ASEP emitió el 22 de octubre de 2010, la Resolución AN No.3932-Elec relacionado con la seguridad en las presas en el sector eléctrico. Esta legislación contempla temas muy sensibles e importantes sobre la seguridad y el medio ambiente. La Resolución comenzó a regir a partir del 9 de noviembre de 2011. Al 31 de diciembre de 2012, la Compañía presentó ante la ASEP su proyecto de modificaciones al Plan de Acción Durante Emergencias (PADE) correspondiente a la Central Bayano, el cual fue aprobado por la ASEP en el 2013; los PADE de Estí, La Estrella y de Los Valles fueron aprobados por la ASEP. En cuanto a lo relacionado a normas de seguridad en las presas la Compañía contrató una empresa consultora para la adecuación de toda la documentación de la Central Bayano, actualmente se encuentra en el proceso de revisión de los documentos para ser entregados a la ASEP. Por parte de Chiriquí, se están realizando las gestiones para la contratación de la consultora para la adecuación.

En octubre de 2015, Ganadera Guerra, S.A. y Constructora Tyma, S.A. presentaron demandas separadas contra AES Panamá en los tribunales locales de Panamá. Los demandantes alegan que AES Panamá se benefició de la central hidroeléctrica (La Estrella), la cual está situada parcialmente en las tierras poseídas por Ganadera Guerra, S.A. inicialmente y luego por Constructora Tyma, S.A., y que AES Panamá deben pagar una indemnización por el uso de las tierras. La indemnización solicitada es de aproximadamente \$680,000 para Ganadera Guerra, S.A. y \$100,000 para Constructora Tyma, S.A. AES Panamá cree que tiene una sólida defensa contra las pretensiones formuladas en su contra y se defenderán vigorosamente en los juicios; sin embargo no se puede garantizar que va a tener éxito en sus esfuerzos.

14. Planes de Retiro y Prima de Antigüedad

De acuerdo con las leyes panameñas, la Compañía está obligada a constituir un fondo de cesantía para cubrir los pagos por prima de antigüedad e indemnización de los empleados a la terminación de la relación laboral. Las contribuciones están basadas en un 1.92% para la prima de antigüedad y un 0.32% para indemnizaciones sobre la remuneración pagada a empleados.

14. Planes de Retiro y Prima de Antigüedad (continuación)

El fondo de cesantía debe ser depositado y administrado por una institución privada y autorizada. En adición, la Compañía brinda un plan de aportes definido disponible para todos los empleados. La Compañía hace contribuciones hasta del 9% del salario anual (8% en el 2014), en adición a la posibilidad de aportes discrecionales por parte de los empleados.

Los aportes al plan están restringidos por un período de 10 años. La Compañía ha contribuido al plan \$93 y \$54 por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2016 y 2015, respectivamente.

La Compañía también ofrece a sus empleados un bono en forma de acciones de The AES Corporation. Estas acciones son depositadas en un Fideicomiso denominado "Plan de Pensiones no Contributivo" y es administrado por una tercera parte autorizada que mantiene cuentas individuales para cada empleado.

Las contribuciones a este plan están sujetas a decisiones de la Asamblea de Socios y están calculadas basadas en un porcentaje del salario de cada empleado permanente. La provisión reconocida en gastos por esta contribución totalizó \$80 y \$50 por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2016 y 2015, respectivamente.

15. Otros Costos de Venta de Energía

Los otros costos de venta de energía al 31 de marzo de 2016 y 2015, se detallan como sigue:

	<u>Mar-2016</u>	<u>Mar-2015</u>
Costos de combustible	\$ 4,901	\$ 716
Cargos de transmisión	832	1,079
Penalidad	—	1,565
	<u>\$ 5,733</u>	<u>\$ 3,360</u>

16. Gastos de Operación y Mantenimiento

Los gastos de operación y mantenimiento por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2016 y 2015, se detallan a continuación:

	<u>Mar-2016</u>	<u>Mar-2015</u>
Salarios y otros beneficios	\$ 3,621	\$ 3,268
Otros	1,566	898
Seguros	1,047	1,052
Contratos por servicios y mantenimientos	886	480
Servicios básicos	296	321
Consultorías y servicios profesionales	114	101
Entrenamiento y gastos de viaje	58	73
Gasto de transporte y combustible	45	15
	<u>\$ 7,633</u>	<u>\$ 6,208</u>

17. Otros Ingresos (Gastos), Neto

Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2016 y 2015 los otros ingresos (gastos) se detallan como sigue:

	<u>Mar-2016</u>	<u>Mar-2015</u>
Ingresos por servicios de administración	\$ 138	\$ 177
Ingresos por alquiler	68	68
Otros ingresos (gastos)	38	6
Pérdida en venta de activo fijo	—	(8)
Descarte de inventario	—	(399)
Total otros ingresos (gastos), neto	<u>\$ 244</u>	<u>\$ (156)</u>

18. Impuesto sobre la Renta

Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2016 y 2015, la provisión para impuesto sobre la renta consiste de lo siguiente:

	<u>Mar-2016</u>	<u>Mar-2015</u>
Corriente	\$ 2,340	\$ 1,124
Diferido	1,864	252
Saldo al final del año	<u>\$ 4,204</u>	<u>\$ 1,376</u>

En Panamá, como lo establece el Código Fiscal vigente, el impuesto sobre la renta para las personas jurídicas en las cuales el Estado tenga una participación accionaria de más del 40%, se calculará usando una tasa de impuesto sobre la renta del 30%. Adicionalmente, las personas jurídicas cuyos ingresos gravables superen \$1,500 anuales calcularán el impuesto sobre la renta aplicando la tasa de impuestos correspondiente al que resulte mayor entre:

- La renta neta gravable calculada por el método establecido (tradicional).
- La renta neta gravable que resulte de aplicar al total de los ingresos gravables el cuatro punto sesenta y siete por ciento (4.67%), (Método de Cálculo Alternativo del Impuesto sobre la Renta - CAIR).

Al 31 de marzo de 2016, la Compañía generó una utilidad fiscal por lo que la estimación del impuesto sobre la renta corriente ha sido determinada bajo el método tradicional, aplicando la tasa del 30% a la renta gravable para determinar el impuesto del ejercicio.

Así mismo el Código Fiscal vigente establece que los contribuyentes presentarán una declaración estimada de la renta que obtendrán en el año siguiente al cubierto por la declaración jurada la cual no debe ser inferior a la renta indicada en la declaración jurada. En este sentido los contribuyentes deberán realizar sus pagos anticipados de impuesto sobre la renta con base en la determinación de la declaración estimada divididos en tres partidas a ser pagas trimestralmente en los meses de junio, septiembre y diciembre.

18. Impuesto sobre la Renta (continuación)

Durante el 2016, se realizarán pagos de estimada en virtud de que la Compañía generó utilidad fiscal en el 2015 por \$45,910; durante el 2015 no se realizaron pagos de estimada en virtud de que la Compañía generó pérdida fiscal 2014 por \$52,984.

Las declaraciones del impuesto sobre la renta de la Compañía están sujetas a revisión por las autoridades fiscales por los últimos tres años inclusive el año terminado el 31 de diciembre de 2016, según las regulaciones fiscales vigentes.

El impuesto diferido activo está compuesto principalmente por la diferencia en la base fiscal de activos, por el arrastre de pérdidas fiscales y por provisiones de gastos que de acuerdo a la Legislación Fiscal vigente serán deducibles cuando sean efectivamente pagados o utilizados.

Arrastre de pérdidas:

De acuerdo con el artículo No. 6 de la Ley 31 del 30 de diciembre de 1991, la pérdida de operaciones corrientes que refleja la Compañía podrán ser deducidas en forma proporcional durante los próximos 5 años; esta deducción no podrá reducir en más del 50% de renta gravable de dichos años. Al 31 de marzo de 2016, la Compañía mantiene un arrastre de pérdidas que pueden ser aplicadas a rentas gravables futuras que expiran de la siguiente manera:

Año	Total
2016	\$ 13,664
2017	13,664
2018	13,664
2019	9,276
Arrastre de Pérdidas	<u>\$ 50,268</u>

Para efectos de reporte financiero, estas pérdidas no son reconocidas hasta tanto no sean deducidas de la renta gravable, por lo que la Compañía reconoce un impuesto diferido activo que será amortizado conforme su utilización o expiración. En base a los resultados actuales y proyectados la Gerencia de la Compañía considera que habrá ingresos gravables suficientes para realizar los impuestos diferidos activos reconocidos.

La Ley No.28 de 20 de junio de 1995, que estuvo vigente hasta el año 2000, permitió que las compañías invirtieran en tecnología para obtener un Crédito Fiscal por Inversión. La inversión debe ser validada por una institución técnica calificada con el fin de aplicar este incentivo fiscal que consiste en la aplicación de un crédito fiscal de 25% sobre el impuesto sobre la renta causado en el período fiscal. El crédito fiscal sería aplicable hasta que la Compañía consuma el costo total de las inversiones.

Al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, el pasivo por impuesto sobre la renta diferido está compuesto por la depreciación de los activos que otorgaron dicho Crédito por Inversión, el cual ha sido utilizado por la Compañía al rebajar el 25% del impuesto corriente cada año.

18. Impuesto sobre la Renta (continuación)

Para propósito fiscal el gasto de depreciación de estos activos no se considera deducible mientras que para propósitos financieros se depreciará durante la vida útil del activo. Desde el año 2009, la Compañía aplica el beneficio fiscal de la depreciación acelerada (suma de dígitos) uno de los métodos permitidos en el reglamento del impuesto sobre la renta. La aplicación de este método fue calculado para un grupo de activos de la Compañía; sin embargo, estos activos, para efectos de reportes financieros, continúan siendo depreciados por el método de línea recta.

Impuesto de Dividendos

Los accionistas pagan un impuesto a la renta del diez por ciento (10%) el cual es retenido de los dividendos que reciben. Si no se distribuyen dividendos, o la distribución total es menor del cuarenta por ciento (40%) del ingreso neto gravable, un anticipo del impuesto sobre dividendos del cuatro por ciento (4%) sobre la ganancia neta deberá ser pagado hasta declarar dividendos sobre estas ganancias. Esta tasa de cuatro por ciento (4%) se denomina "Impuesto Complementario" y es considerado un adelanto al impuesto sobre dividendos. Por los periodos terminados el 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, la Compañía no ha realizado pagos sobre dividendos.

Ley de Precios de Transferencia

Durante el año 2015, continúan vigentes las regulaciones de precios de transferencias. Las mismas alcanzan a cualquier operación que el contribuyente realice con partes relacionadas que sean residentes fiscales de otras jurisdicciones, siempre que dichas operaciones tengan efecto como ingresos, costo o deducciones en la determinación de la base imponible para fines del impuesto sobre la renta, en el período fiscal en que se lleve a cabo la operación. De esta forma, los contribuyentes deben cumplir anualmente y a partir del ejercicio fiscal 2013, con la obligación de presentar informe de precios de transferencia (informe 930) seis meses después de la fecha de cierre del período fiscal, así como deben contar para la misma fecha con un estudio que cubra dicho ejercicio y que contenga la información y el análisis que permita valorar y documentar sus operaciones con partes relacionadas de acuerdo con las disposiciones establecidas en el Código Fiscal. La Compañía estima que las operaciones realizadas con partes relacionadas no tendrán impacto significativo en la provisión del impuesto sobre la renta del año 2015.

Contingencias fiscales

De acuerdo con el *Accounting Standard Codification (ASC) 740 Income Taxes*, se requiere que la Compañía reconozca los efectos sobre los estados financieros de las posiciones fiscales inciertas si cumplen con la limitante de que "sea más probable que no". Al evaluar las partidas relacionadas con este límite, la Compañía debe considerar si cada posición fiscal incierta puede sostenerse con base en sus méritos técnicos en caso de una revisión por parte de la autoridad fiscal. El ASC 740 requiere que la Compañía reconozca en sus estados financieros pasivos contingentes para reflejar el valor de las posiciones que no puedan ser sostenidas frente a su última instancia legal.

18. Impuesto sobre la Renta (continuación)

Al adoptar esta norma la Compañía identificó y evaluó cualesquiera posiciones tributarias inciertas potenciales y concluyó que no existen posiciones tributarias inciertas que requieran reconocimiento en los estados financieros. La Gerencia espera que las autoridades fiscales permitan estas posiciones de ser revisadas y tiene un alto nivel de confianza en los méritos técnicos de las mismas.

Consecuentemente, la Gerencia espera que el monto total de las posiciones fiscales sean finalmente realizadas y reconocidas en los estados financieros.

19. Valor Razonable de los Instrumentos Financieros

La Compañía estableció un proceso para la determinación del valor razonable. La determinación del valor razonable considera los precios de cotización del mercado; sin embargo, en muchas instancias, éstos no cotizan precios de mercado para varios instrumentos financieros de la Compañía.

En casos donde la cotización de mercado no está disponible, los valores razonables son basados en estimados usando el valor presente u otras técnicas de valuación. Estas técnicas son afectadas significativamente por las suposiciones usadas, incluyendo la tasa de descuento y los flujos de efectivo futuros.

Instrumentos Financieros con Valor en Libros Aproximado al Valor Razonable

El valor en libros de ciertos activos financieros, incluyendo efectivo, inversiones, cuentas por cobrar, cuentas por cobrar relacionadas y ciertos pasivos financieros incluyendo cuentas por pagar, cuentas por pagar relacionadas, por su naturaleza de corto vencimiento, se aproxima a su valor razonable.

Bonos por pagar

Los valores razonables estimados al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015 están basados en información disponible a la fecha de los balances generales. La Compañía no tiene conocimiento de ningún factor que pueda afectar significativamente la estimación del valor razonable a esas fechas.

Para los bonos por pagar con una tasa fija, la Compañía estableció el siguiente proceso para la determinación del valor razonable.

Bonos 2016

La determinación del valor razonable considera los precios de cotización del mercado panameño (Nivel 1), que se detallan a continuación:

	Mar-2016		Dic-2015	
	<u>Valor en libros</u>	<u>Valor razonable</u>	<u>Valor en libros</u>	<u>Valor razonable</u>
Pasivos Financieros:				
Bonos por pagar a corto plazo 2016	\$ 82,396	\$ 84,763	\$ 82,618	\$ 85,599
Total	<u>\$ 82,396</u>	<u>\$ 84,763</u>	<u>\$ 82,618</u>	<u>\$ 85,599</u>

*(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)***19. Valor Razonable de los Instrumentos Financieros (continuación)****Bonos 2022**

La determinación del valor razonable considera los precios de cotización del mercado panameño (Nivel 1), que se detallan a continuación:

	Mar-2016		Dic-2015	
	<u>Valor en libros</u>	<u>Valor razonable</u>	<u>Valor en libros</u>	<u>Valor razonable</u>
Pasivos Financieros:				
Bonos por pagar a largo plazo 2022	\$ 300,000	\$ 298,860	\$ 300,000	\$ 297,750
Total	<u>\$ 300,000</u>	<u>\$ 298,860</u>	<u>\$ 300,000</u>	<u>\$ 297,750</u>

20. Riesgo de Crédito

La Compañía tiene la exposición al riesgo de crédito sobre los activos financieros mantenidos.

El riesgo de crédito es el riesgo de que el deudor o emisor de un activo financiero, propiedad de la Compañía, no cumpla completamente y a tiempo, con cualquier pago que deba hacer de conformidad con los términos y condiciones pactados al momento en que la Compañía adquirió u originó el activo financiero respectivo.

La Administración de la Compañía tiene instrumentos financieros con un riesgo mínimo de pérdida debido a que las reglas del mercado eléctrico establecen el cobro y pago a 30 días de entregada la factura.

A las fechas del balance general no existen concentraciones significativas de crédito. La exposición máxima al riesgo de crédito está representada por el saldo de las cuentas por cobrar incluidas en el balance general.

21. Eventos Subsecuentes

Los eventos subsecuentes fueron evaluados por la Administración hasta el 30 de mayo de 2016, fecha en la cual los estados financieros fueron autorizados por la Asamblea de Socios para su emisión.