

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Estados Financieros
30 de septiembre de 2015

Elektra Noreste, S.A.
(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Índice para los Estados Financieros
30 de septiembre de 2015

Contenido	Páginas
Informe del Contador Público	1
Estado de situación financiera	2
Estado de ganancias o pérdidas	3
Estado de utilidades integrales	4
Estado de cambios en el patrimonio de los accionistas	5
Estado de flujos de efectivo	6
Notas a los estados financieros	7 - 43

Informe de la Administración - Elektra Noreste, S.A.

Hemos revisado los estados financieros intermedios que se acompañan de Elektra Noreste, S.A. (la "Compañía") los cuales comprenden los estados de situación financiera al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, y los estados de: ganancias o pérdidas, utilidades integrales, de cambios en el patrimonio de los accionistas y de flujos de efectivo por los nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2015 y 2014, y notas, que comprenden un resumen de políticas contables significativas y otra información explicativa.

Responsabilidad de la Administración sobre los Informes Financieros Intermedios

La administración de Elektra Noreste, S.A. es responsable por la información y representaciones en los estados financieros de la Compañía. La Compañía prepara los estados financieros intermedios de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, basados en hechos disponibles y circunstancias, en los mejores estimados de la administración y evaluación de condiciones existentes.

La Compañía mantiene un sistema contable y su respectivo sistema de control interno diseñado para proveer una certeza razonable a la administración de Elektra Noreste, S.A. con respecto a la preparación de estados financieros confiables, que sus registros contables son correctos y que los activos de la Compañía se encuentran protegidos. El personal de auditoría interna de la Compañía lleva a cabo revisiones periódicas para mantener la efectividad en los procedimientos de controles internos, acciones correctivas son tomadas para remediar deficiencias en el control y otras oportunidades de mejoramiento al sistema son atendidas según son identificadas.

Responsabilidad del Contador Público

Nuestra responsabilidad es elaborar los estados financieros intermedios con base a los registros contables de la Compañía bajo las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"). Durante la elaboración de los estados financieros 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 la evidencia de la revisión que hemos obtenido es suficiente y apropiada para ofrecer una base razonable. En nuestra consideración, los estados financieros intermedios presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera de la Compañía al 30 de septiembre de 2015, y su desempeño financiero y sus flujos de efectivo por los nueve meses terminados en esa fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.



Eric Morales
CPA No.1769
Panamá, 15 de noviembre de 2015

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Estado de situación financiera (no auditado) 30 de septiembre de 2015

Activos	Notas	2015	2014	Pasivos y patrimonio de los accionistas	Notas	2015	2014
Activos corrientes				Pasivos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	4	23,396,166	4,214,886	Generación y transmisión	14	72,371,803	122,213,150
Clientes y otros, neto	5	96,247,599	103,431,220	Otras cuentas por pagar y gastos acumulados	14	32,375,581	31,893,766
Subsidio del gobierno	6	-	52,805,197	Subsidio del gobierno	6	40,102,208	-
Activos regulatorios	23	-	11,105,450	Depósitos de clientes	15	3,479,884	6,269,663
Inventarios	7	26,143,712	18,084,905	Pasivos regulatorio	23	18,404,620	-
Impuesto pagado por adelantado	-	-	11,358,854	Impuesto sobre la renta por pagar	-	21,630,260	-
Otros activos corrientes	8	619,404	309,375	Pasivos por beneficios a empleados	10	45,295	36,420
Total activos corrientes		146,406,881	201,309,887	Deuda a corto plazo	17	-	12,000,000
				Total pasivos corrientes		188,409,651	172,412,999
Activos no corrientes				Pasivos no corrientes			
Clientes y otros, neto	5	3,778,175	-	Otras cuentas por pagar y gastos acumulados	14	12,770,393	8,946,129
Activos por impuesto sobre la renta diferido	16	8,245,630	2,265,839	Pasivos por impuesto sobre la renta diferido	16	2,432,343	19,168,810
Inintangibles, neto	9	18,113,143	15,930,605	Pasivos por beneficios a empleados	10	413,238	412,683
Activos por beneficios a empleados	10	94,093	529,116	Depósitos de clientes	15	4,231,773	3,937,505
Propiedades de inversión	11	2,142,300	2,142,300	Provisión para contingencias	26.5	2,445,257	1,975,980
Otros activos no corrientes	12	474,766	1,001,777	Creditos diferidos	18	3,067,980	3,230,283
Propiedad, planta y equipo, neto	13	401,169,526	365,475,708	Deuda a largo plazo	17	199,918,562	200,607,076
Total activos no corrientes		434,017,633	387,345,345	Total pasivos no corrientes		225,279,546	238,278,466
				Compromisos y contingencias	26	-	-
Total de activos		580,424,514	588,655,232	Patrimonio de los accionistas:			
				Acciones comunes autorizadas y emitidas: 50,000,000			
				acciones sin valor nominal; 160,031		106,642,962	106,642,962
				Acciones en tesorería		(544,087)	(544,087)
				Otras pérdidas integrales acumuladas		(334,514)	(224,806)
				Utilidades no distribuidas	19	60,970,956	72,089,698
				Total de patrimonio de los accionistas		166,735,317	177,963,767
				Total pasivos y patrimonio de los accionistas		580,424,514	588,655,232

Las notas que se acompañan son parte integral de estos estados financieros.

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

**Estado de ganancias o pérdidas (no auditado)
por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015 y 2014**

	Notas	Nueve meses terminados el		Trimestre terminado el	
		30 de septiembre de 2015	30 de septiembre de 2014	30 de septiembre de 2015	30 de septiembre de 2014
Ingresos:					
Ventas de energía	20	445,028,550	522,995,850	138,933,886	174,823,905
Otros ingresos	21	10,872,261	10,092,942	4,023,789	2,959,289
Total de ingresos		455,900,811	533,088,792	142,957,675	177,783,194
Compra de energía y cargos de transmisión, neto	20, 22, 23	356,699,883	434,785,942	110,825,220	141,704,504
Margen bruto en distribución		99,200,928	98,302,850	32,132,455	36,078,690
Gastos de operaciones:					
Salarios y otros costos relacionados con personal		8,598,916	8,229,479	3,048,376	2,901,426
Provisión para cuentas de cobro dudoso, neto de recuperaciones		1,932,554	1,581,017	568,261	695,478
Reparación y mantenimiento		2,923,254	2,540,112	1,147,555	1,047,100
Servicios profesionales		14,417,447	12,249,043	4,912,830	4,323,565
Depreciación y amortización		17,422,096	15,311,652	5,808,296	5,326,184
Gastos generales	22	10,054,554	9,884,651	3,750,369	4,358,117
Pérdida en descarte de activo fijo		728,184	620,579	168,819	485,167
Total de gastos de operaciones	22	56,077,005	50,416,533	19,404,506	19,137,037
Ganancias en operaciones		43,123,923	47,886,317	12,727,949	16,941,653
Ingresos financieros	24	149,371	300,260	93,049	56,695
Gastos financieros	24	(9,441,449)	(8,758,104)	(3,119,240)	(2,935,871)
Utilidad antes del impuesto sobre la renta		33,831,845	39,428,473	9,701,758	14,062,477
Impuesto sobre la renta					
Corriente	16	32,989,113	2,325,208	3,587,794	2,332,072
Diferido		(22,631,110)	9,476,980	(630,553)	1,894,990
Total de impuesto sobre la renta		10,358,003	11,802,188	2,957,241	4,227,062
Utilidad neta		23,473,842	27,626,285	6,744,517	9,835,415

Las notas que se acompañan son parte integral de estos estados financieros.

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

**Estado de utilidades integrales (no auditado)
por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015 y 2014**

	Nueve meses terminados el		Trimestre terminado el	
	30 de septiembre de 2015	30 de septiembre de 2014	30 de septiembre de 2015	30 de septiembre de 2014
Utilidad neta	23,473,842	27,626,285	6,744,517	9,835,415
Otras utilidades integrales:				
Elementos que no serán reclasificados posteriormente a ganancias o pérdidas:				
Ganancia (pérdida) en planes de beneficios a empleados, neto de impuesto sobre la renta	<u>(334,514)</u>	<u>(230,312)</u>	<u>4,001</u>	<u>85,147</u>
Total de otras utilidades (pérdidas) integrales	<u>(334,514)</u>	<u>(230,312)</u>	<u>4,001</u>	<u>85,147</u>
Total de utilidades integrales	<u>23,139,328</u>	<u>27,395,973</u>	<u>6,748,518</u>	<u>9,920,562</u>
Utilidad neta para el período atribuible a:				
Participación controladora	12,009,218	14,133,607	3,450,495	5,031,798
Participación no controladora	<u>11,464,624</u>	<u>13,492,678</u>	<u>3,294,022</u>	<u>4,803,617</u>
	<u>23,473,842</u>	<u>27,626,285</u>	<u>6,744,517</u>	<u>9,835,415</u>
Total utilidades integrales atribuible a:				
Participación controladora	11,838,080	14,015,780	3,452,542	5,075,360
Participación no controladora	<u>11,301,248</u>	<u>13,380,193</u>	<u>3,295,976</u>	<u>4,845,202</u>
	<u>23,139,328</u>	<u>27,395,973</u>	<u>6,748,518</u>	<u>9,920,562</u>
Ganancia por acción (en unidades monetarias):	0.46	0.55	0.13	0.20

Las notas que se acompañan son parte integral de estos estados financieros.

Elektra Noreste, S.A.
(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

**Estado de cambios en el patrimonio de los accionistas (no auditado)
por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015 y 2014**

	Acciones comunes	Acciones en tesorería	Otras pérdidas integrales acumuladas	Utilidades no distribuidas	Total
Saldo al 1 de enero de 2014	106,642,962	(544,087)	(243,383)	35,081,976	140,937,468
Revaloración de pasivos por beneficios a empleados neto de impuesto sobre la renta	-	-	13,071	-	13,071
Impuesto complementario pagado	-	-	-	(1,249,971)	(1,249,971)
Utilidad neta	-	-	-	<u>27,626,285</u>	<u>27,626,285</u>
Saldo al 30 de septiembre de 2014	106,642,962	(544,087)	(230,312)	61,458,290	167,326,853
Saldo al 31 de diciembre de 2014	106,642,962	(544,087)	(224,806)	72,089,698	177,963,767
Dividendos pagados	-	-	-	(35,823,010)	(35,823,010)
Revaloración de pasivos por beneficios a empleados neto de impuesto sobre la renta	-	-	(109,708)	-	(109,708)
Impuesto complementario acreditado	-	-	-	1,432,920	1,432,920
Impuesto complementario pagado	-	-	-	(202,494)	(202,494)
Utilidad neta	-	-	-	<u>23,473,842</u>	<u>23,473,842</u>
Saldo al 30 de septiembre de 2015	<u>106,642,962</u>	<u>(544,087)</u>	<u>(334,514)</u>	<u>60,970,956</u>	<u>166,735,317</u>

Las notas que se acompañan son parte integral de estos estados financieros.

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

**Estado de flujos de efectivo (no auditado)
por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015 y 2014**

	2015	2014
Flujos de efectivo por las actividades de operación		
Utilidad neta	23,473,842	27,626,285
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciación y amortización	17,422,096	15,311,652
Pérdida en descarte de activo fijo	728,184	620,579
Provisión para impuesto sobre la renta	32,989,113	2,325,208
Gastos financieros	9,851,148	9,857,342
Provisión de cuentas de dudoso cobro, neto de recuperación	1,932,554	1,581,017
Impuesto sobre la renta diferido	(22,716,258)	9,472,980
Movimiento neto en cuentas regulatorias diferidas	29,510,070	(8,837,143)
Cambios en activos y pasivos de operación:		
Cuentas por cobrar	1,472,894	(13,809,565)
Subsidio del gobierno	92,907,405	(67,946,646)
Inventario	(7,848,929)	(2,470,275)
Otros activos	216,981	(345,425)
Cuentas por pagar comerciales y otros pasivos	(47,723,805)	39,177,731
Pasivos por beneficios a empleados	334,745	(110,439)
Impuesto sobre la renta pagado	-	(10,125,557)
Intereses pagados	(10,539,662)	(10,512,010)
Efectivo neto proveniente (utilizado) por las actividades de operación	<u>122,010,378</u>	<u>(8,184,266)</u>
Flujos de efectivo utilizado por las actividades de inversión		
Producto de la venta de activo fijo	116,779	83,462
Inversiones de capital	(56,353,293)	(36,397,503)
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	<u>(56,236,514)</u>	<u>(36,314,041)</u>
Flujos de efectivo por las actividades de financiamiento		
Deuda a corto plazo	(12,000,000)	43,000,000
Dividendos pagados	(35,823,010)	-
Impuesto complementario acreditado (pagado), neto	1,230,426	(1,249,970)
Efectivo neto (utilizado) proveniente por las actividades de financiamiento	<u>(46,592,584)</u>	<u>41,750,030</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo:		
Aumento (disminución) neta en el efectivo	19,181,280	(2,748,277)
Efectivo al inicio del año	4,214,886	4,958,418
Efectivo al final del año	<u>23,396,166</u>	<u>2,210,141</u>

Las notas que se acompañan son parte integral de estos estados financieros.

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros

Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015

1. Información general

Elektra Noreste, S.A. (la "Compañía" o "ENSA") es una corporación formada como resultado de la privatización del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación ("IRHE"). La Compañía fue constituida mediante Escritura Pública No.143 de 19 de enero de 1998 e inició operaciones en enero de 1998. El capital social autorizado de la Compañía consiste en cincuenta millones de acciones comunes sin valor nominal. A la fecha, Panama Distribution Group, S.A. ("PDG"), posee el 51% de las acciones comunes autorizadas, emitidas y en circulación de la Compañía, mientras que el gobierno panameño y ex-empleados del IRHE poseen un 48.25% y un 0.43%, respectivamente. El resto de las acciones se mantienen como acciones en tesorería.

Las actividades de la Compañía, incluyen la compra de energía en bloques y su transporte por las redes de distribución a los clientes. En adición, la Compañía realiza la transformación de tensión vinculada, entrega de energía a los consumidores, la medición, lectura, facturación y cobro de la energía. De igual manera, la Compañía tiene la responsabilidad de instalar, operar y mantener el alumbrado público en la zona de concesión (tal como se define en el siguiente párrafo), de acuerdo con los niveles y criterios de iluminación establecidos por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos ("ASEP"). En adición, la Compañía está autorizada para realizar actividades de generación de energía hasta un límite del 15% de la demanda máxima y energía en la zona de concesión.

De acuerdo con el contrato de concesión descrito en la Nota 26.4, la Compañía tiene la exclusividad para la distribución y comercialización de energía eléctrica a clientes ubicados en las áreas geográficas de Panamá Este, Colón, la Bahía de Panamá, la Comarca de Guna Yala y Darién. La exclusividad en la fase de distribución también incluye a los "grandes consumidores", los cuales son definidos por la Ley No.6, de fecha 3 de febrero de 1997, como aquellos clientes con una demanda máxima superior a 100 KW por sitio, a quienes les está permitido comprar directamente la energía a otros agentes del mercado eléctrico.

Se delimita la zona de concesión inicial hasta el área geográfica correspondiente a 1,000 metros alrededor de las líneas eléctricas existentes de cualquier tensión, lo que anteriormente comprendía hasta los 500 metros. A partir del tercer año, se expande gradualmente cada dos años, 1,000 metros a partir de las líneas eléctricas existentes de cualquier tensión, hasta alcanzar los 5,000 metros. Con esta nueva condición la Compañía está obligada a incorporar en un término de 10 años todas las comunidades que se encuentren a menos de 5,000 metros de la red de distribución existente a la entrada en vigencia del presente contrato de concesión.

2. Bases de presentación y adopción de Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF)

Los estados financieros están expresados en Balboas, unidad monetaria de la República de Panamá, en la cual la Compañía está incorporada y opera. Al 30 de septiembre de 2015 y por el período terminado en esa fecha, el Balboa se ha mantenido a la par del Dólar y es de libre circulación. La República de Panamá no emite papel moneda y utiliza el Dólar de los Estados Unidos de América como moneda de curso legal.

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros

Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015

2.1 Normas e interpretaciones recientemente adoptadas

La Compañía ha adoptado las siguientes normas e interpretaciones nuevas y revisadas:

Enmiendas a la NIC 32 - Compensación de activos y pasivos financieros.

Las enmiendas a las NIC 32 aclaran situaciones existentes de aplicación relacionadas a los requerimientos de compensación de activos y pasivos financieros. Específicamente, las enmiendas aclaran el significado de "actualmente cuenta con un derecho legal de compensación" y la "realización simultánea y liquidación".

IAS 19 Beneficios a los Empleados

Las modificaciones a la NIC 19, emitidas en noviembre de 2013, se aplican a las aportaciones de empleados o terceros a planes de beneficios definidos. El objetivo de las enmiendas es la simplificación de la contabilidad de aportaciones que están independientes de los años de servicio del empleado; por ejemplo, aportaciones de empleados que se calculan de acuerdo a un porcentaje fijo del salario. Las modificaciones son aplicables a contar del 1 de julio de 2014. Se permite su aplicación anticipada. ENSA ha realizado la evaluación de la norma y esta no tiene impactos en los estados financieros de la Compañía.

2.2 Normas e interpretaciones emitidas que no están vigentes aún

NIIF 9 Instrumentos financieros

Esta Norma introduce nuevos requerimientos para la clasificación y medición de activos financieros, permitiendo su aplicación anticipada. Requiere que todos los activos financieros sean clasificados en su totalidad sobre la base del modelo de negocio de la entidad para la gestión de activos financieros y las características de los flujos de caja contractuales de los activos financieros. Los activos financieros bajo esta norma son medidos ya sea a costo amortizado o valor razonable. Solamente los activos financieros que sean clasificados como medidos a costo amortizado deberán ser probados por deterioro. La norma inicialmente era aplicable a contar del 1 de enero de 2015, sin embargo, el IASB observó que esta fecha no da suficiente tiempo a las entidades de preparar la aplicación, por lo cual decidió extender su aplicación para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018, su adopción anticipada es permitida, ENSA se encuentra evaluando el impacto generado por la mencionada norma.

NIIF 14 Cuentas Regulatorias Diferidas

IFRS 14 Cuentas Regulatorias Diferidas, emitida en enero de 2014, es una norma provisional que pretende mejorar la comparabilidad de información financiera de entidades que están involucradas en actividades con precios regulados. Muchos países tienen sectores industriales que están sujetos a la regulación de precios (por ejemplo gas, agua y electricidad), la cual puede tener un impacto significativo en el reconocimiento de ingresos (momento y monto) de la entidad. Esta norma permite a las entidades que adoptan por primera vez IFRS seguir reconociendo los montos relacionados con la regulación de precios según los requerimientos del PCGA anterior, sin embargo, mostrándolos en forma separada. Una entidad que ya presenta estados financieros bajo NIIF no debe aplicar esta norma. Su

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros

Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015

aplicación es efectiva a partir del 1 de enero de 2016 y se permite la aplicación anticipada. ENSA ha realizado la aplicación de esta norma de manera anticipada.

NIIF 15 Ingresos procedentes de Contratos con Clientes

NIIF 15 Ingresos procedentes de Contratos con Clientes, emitida en mayo de 2014, es una nueva norma que es aplicable a todos los contratos con clientes, excepto arrendamientos, instrumentos financieros y contratos de seguros. Se trata de un proyecto conjunto con el FASB para eliminar diferencias en el reconocimiento de ingresos entre IFRS y US GAAP. Esta nueva norma pretende mejorar las inconsistencias y debilidades de NIC 18 y proporcionar un modelo que facilitará la comparabilidad de compañías de diferentes industrias y regiones. Proporciona un nuevo modelo para el reconocimiento de ingresos y requerimientos más detallados para contratos con elementos múltiples. Además requiere revelaciones más detalladas. Su aplicación es efectiva a partir del 1 de enero de 2017 y se permite la aplicación anticipada. ENSA está realizando la evaluación de la norma y considera que esta no tendrá impactos significativos.

NIC 16 Propiedades, Planta y Equipo, NIC 38 Activos Intangibles

Las NIC 16 y NIC 38 establecen el principio de la base de depreciación y amortización siendo el patrón esperado del consumo de los beneficios económicos futuros de un activo. En sus enmiendas a las NIC 16 y NIC 38 publicadas en mayo de 2014, el IASB clarificó que el uso de métodos basados en los ingresos para calcular la depreciación de un activo no es adecuado porque los ingresos generados por una actividad que incluye el uso de un activo generalmente reflejan factores distintos del consumo de los beneficios económicos incorporados al activo. El IASB también aclaró que los ingresos generalmente presentan una base inadecuada para medir el consumo de los beneficios económicos incorporados de un activo intangible. Sin embargo, esta suposición puede ser rebatida en ciertas circunstancias limitadas. Las modificaciones son aplicables a partir del 1 de enero de 2016. Se permite su aplicación anticipada. ENSA ha realizado la evaluación de la norma y esta no tiene impactos en los estados financieros de la Compañía.

3. Políticas de contabilidad más significativas

Un resumen de las políticas contables más significativas usadas en la preparación de los estados financieros que se acompañan, se presenta a continuación:

3.1 Efectivo y equivalentes de efectivo

Todas las inversiones líquidas con vencimientos originales de tres meses o menos son consideradas equivalentes de efectivo.

3.2 Cuentas por cobrar

Las cuentas por cobrar se registran en base al importe facturado y generan intereses por los saldos morosos. Los intereses se reconocen como ingreso hasta la fecha de finalización de la cuenta del cliente, la cual ocurre, aproximadamente, luego de 60 días posteriores a la suspensión del suministro de energía eléctrica. Es política de la Compañía revisar sobre una base mensual los saldos por cobrar y ajustar la provisión para cuentas de cobro dudoso.

La Compañía establece una provisión para pérdidas si se determina que los montos pudieran ser incobrables. La Compañía estima una provisión basada en el tiempo que la deuda tenga

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros

Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015

vencida, factores o condiciones que afectan sus clientes y la experiencia histórica. Los saldos en cuentas son dados de baja una vez todos los esfuerzos de cobros y la potencial recuperación de dichos saldos se considera remota. La Compañía no tiene ningún riesgo de crédito fuera de balance, relacionado a sus clientes.

3.3 Inventarios

Los inventarios incluyen, principalmente, materiales y suministros para consumo interno y prestación del servicio. Las herramientas y repuestos son consideradas parte del inventario. Los inventarios se valoran utilizando el método del promedio ponderado y su costo incluye los directamente relacionados con la adquisición y aquellos incurridos para darles su condición y ubicación actual. La medición posterior se realiza por el menor entre el costo y el valor neto realizable. Para el inventario adquirido para la prestación de servicio y consumo interno, el valor neto realizable es el costo de reposición.

3.4 Propiedad, planta y equipo

Adquisiciones y construcciones en proceso son registradas a su costo original el cual incluye: material, mano de obra, costos de transporte, costos indirectos y financieros. La Compañía presenta la propiedad, planta y equipo en el estado de situación, neto de depreciación acumulada.

Los costos asociados a mejoras significativas efectuadas a la propiedad, planta y equipo se capitalizan así como los desembolsos por renovaciones importantes. Los costos asociados con reparaciones y reemplazos menores se registran a gasto cuando se incurren. Además, la Compañía capitaliza los intereses incurridos durante el período de construcción.

La propiedad, planta y equipo y activos intangibles con vida definida se evalúan anualmente por deterioro para determinar si existe algún indicio de que el valor en libros pudiese no ser recuperable. Para la prueba de deterioro, los activos son asociados al grupo identificable más pequeño que genera, en gran medida, entradas independientes de efectivo (la unidad generadora de efectivo). La prueba de deterioro comprende una comparación del valor en libros de una unidad generadora de efectivo con su importe recuperable. Cuando el importe en libros de la unidad generadora de efectivo excede a su importe recuperable, se considera deteriorado y se da de baja a su valor recuperable. La reversión de pérdidas por deterioro previamente reconocidas es permitida, a excepción de la plusvalía. El importe recuperable de un activo o grupo de activos es la cantidad mayor entre su valor razonable menos los costos de venta y su valor en uso. El valor de uso se estima con base en flujos de efectivo futuros que se espera obtener de un activo o unidad generadora de efectivo, descontados a una tasa de descuento antes de impuestos. Esta tasa se deriva del promedio ponderado del costo de capital de la Compañía. Los principales supuestos utilizados para los flujos futuros de efectivo son: volumen y precios basados en el plan estratégico más reciente de la Compañía; curvas de costo del combustible, los costos operativos que reflejen las condiciones del mercado y las inversiones necesarias para llevar a cabo los proyectos en la red de distribución. Al 30 de septiembre de 2015, no se identificaron deterioros en los activos de larga vida.

Las ganancias o pérdidas en propiedad, planta y equipo son reconocidas cuando el activo es retirado o vendido. La diferencia entre el valor neto en libros del activo y cualquier ingreso recibido, es registrada como pérdidas o ganancias en el estado de ganancias o pérdidas.

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros

Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015

La depreciación y amortización se calculan bajo el método de línea recta tomando como base la vida útil estimada de los activos. La vida útil estimada aplicable para cada categoría de activo fijo se presenta a continuación:

	Vida útil estimada (en años)
Postes, torres y accesorios	30
Transformadores	30
Ductos y conductores subterráneos	30 - 35
Conductores aéreos y accesorios	12 - 30
Equipos de subestaciones	12 - 30
Medidores de consumidores	15 - 20
Edificios y mejoras	50
Equipos de alumbrados públicos	25
Equipos de transporte	8
Equipos de comunicación	8 a 25
Mobiliario y equipo de oficina	5 a 20

3.5 Compra de energía y cargo de transmisión

La Compañía está obligada por ley a garantizar mediante contratos la cobertura del 100% de la demanda de sus clientes regulados dentro de los siguientes 24 meses. La estrategia de compra de energía se basa en celebrar contratos de mediano y largo plazo para proteger a los clientes de las fuertes fluctuaciones en los cargos de generación de las tarifas. Estos contratos son considerados ejecutorios en naturaleza y no traspasan a la Compañía el derecho de utilizar la propiedad, planta y equipo relacionado. Estos contratos de compra de energía y capacidad califican dentro de las excepciones de contabilidad para instrumentos derivados dado que se enmarcan dentro de las condiciones para compras normales y ventas normales de la Compañía. Además, la Compañía contrata energía a corto plazo bajo tasa horaria en el mercado al por mayor el cual es administrado por el Centro Nacional de Despacho ("CND"). La Compañía reconoce el costo actual por compra de energía resultante de estos contratos en el estado de ganancias o pérdidas.

En adición, la Compañía paga a Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. ("ETESA"), una Compañía poseída en un 100% por el Estado Panameño, una tarifa regulada por la conexión y uso del sistema de transmisión. ETESA es responsable de expandir y mejorar el sistema de transmisión, para cumplir con los requerimientos de crecimiento de la demanda y estabilidad del sistema.

3.6 Impuestos sobre la renta

El impuesto sobre la renta del año comprende tanto el impuesto corriente, como el impuesto diferido. El impuesto sobre la renta corriente se refiere al impuesto estimado por pagar sobre los ingresos gravables del año, utilizando la tasa vigente a la fecha de los balances. El impuesto sobre la renta diferido se reconoce por los efectos de las diferencias temporales resultantes entre la base financiera y fiscal de los activos y pasivos.

El impuesto sobre la renta diferido activo y pasivo, son reconocidos por las consecuencias impositivas futuras atribuibles a diferencias entre los valores de los activos y pasivos presentados en los estados financieros y su respectiva base de impuesto. El impuesto sobre la renta diferido activo y pasivo se mide con base en la aplicación de la tasa impositiva establecida para las utilidades gravables en los años en los cuales se espera que estas

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros

Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015

diferencias temporales sean recuperadas o pagadas. El efecto en el impuesto diferido activo y pasivo producto de un cambio en la tasa de impuesto es reconocido en el estado de ganancias o pérdidas en el período en que entra en vigencia el cambio. Una reserva de valuación es registrada para reducir el valor de los activos por impuestos diferidos en los cuales exista la probabilidad de que sus beneficios fiscales no puedan ser realizados totalmente.

3.7 Depósitos de clientes

La Compañía requiere que los clientes efectúen un depósito como garantía por el pago de la energía consumida, de acuerdo con la regulación vigente emitida por la ASEP. La Compañía paga semestralmente intereses por el tiempo transcurrido a los clientes que mantienen depósitos en base a la tasa de interés anual promedio sobre depósitos a plazo fijo en el país para los seis meses anteriores.

La ASEP emitió las Resoluciones AN-411-Elec (16 de noviembre de 2006) enmendada por la Resolución AN-3473-Elec (7 de mayo de 2010), las cuales establecen que en aquellos casos que el cliente mantenga un buen historial de pago, es decir, que el cliente no se haya atrasado en sus pagos más de tres veces dentro de un período de doce meses, el depósito deberá ser reembolsado al cliente. La Compañía clasifica los depósitos de clientes que no cumplen con la condición de buen historial como pasivo no circulante.

3.8 Contingencias

En el curso normal de operaciones, la Compañía está sujeta a acciones regulatorias, procesos y demandas relacionadas con temas de medio ambiente, impuestos u otros asuntos legales. La Compañía establece reservas contables por las contingencias potenciales cuando éstas se consideran probables y se pueden estimar razonablemente. (Véase Nota 26)

3.9 Beneficios a empleados

La Compañía aplica los requerimientos contables según NIIF. El pasivo reconocido en el balance de situación relacionado con los beneficios a empleados representa el valor presente de la obligación a la fecha del balance general menos el valor razonable de los activos del plan y de cualquier costo de servicio pasado aún no reconocido. El pasivo por beneficios a empleados es calculado anualmente por actuarios independientes, utilizando el método de la unidad de crédito proyectado. El valor presente de la obligación por beneficios se determina descontando las salidas estimadas de efectivo futuras, utilizando tasas de interés acordes con los rendimientos de mercado y con vencimientos cercanos a las de las obligaciones correspondientes. Los costos por servicios pasados se reconocen inmediatamente en el estado de ganancias o pérdidas. Las ganancias o pérdidas que surgen de ajustes por la experiencia y cambios en las hipótesis actuariales se contabilizan como otras ganancias (pérdidas) integrales acumuladas. La Compañía revela sus beneficios a empleados en la Nota 10.

3.10 Partes relacionadas

Como resultado de la reestructuración del sector eléctrico de Panamá, tres compañías de distribución, cuatro compañías generadoras y una compañía transmisora fueron creadas. El Gobierno panameño retuvo aproximadamente un cincuenta y un por ciento (51%) de participación en las compañías generadoras hidráulicas y un cuarenta y nueve por ciento (49%) en las compañías generadoras termo eléctricas y compañías distribuidoras y, un cien por ciento (100%) en la compañía transmisora. El Gobierno panameño posee el 48.25% de

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros

Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015

las acciones de la Compañía y los ex-empleados del IRHE el 0.43%.

En el curso normal de operaciones, la Compañía compra energía eléctrica a las compañías generadoras y a otras empresas distribuidoras, vende energía eléctrica a instituciones del Gobierno y realiza pagos a la compañía de transmisión. La Compañía reconoce estas transacciones como transacciones realizadas con partes relacionadas.

3.11 Cuentas regulatorias diferidas

La Compañía está sujeta a la regulación por parte de la ASEP. Esta entidad es la encargada de regular y establecer las tarifas finales que la Compañía factura a sus clientes. La Compañía mantiene sus registros contables de acuerdo con el sistema uniforme de cuentas establecido por la ASEP para las empresas eléctricas.

El sistema regulado bajo el cual opera la Compañía permite que cualquier exceso o deficiencia entre el costo estimado de la energía considerada en la tarifa y el costo actual incurrido por la Compañía sea incluida como un ajuste compensatorio, a ser recuperado de o devuelto a los clientes, en la próxima revisión tarifaria. Cualquier exceso en el costo de energía cargado a los clientes es acumulado como saldo crédito en cuenta regulatoria diferida en los estados de situación financiera de la Compañía y conlleva una reducción en la próxima revisión tarifaria a ser aplicada a los clientes. De la misma forma, cualquier déficit en el costo de energía cargado a los clientes es acumulado como saldo débito en cuenta regulatoria diferida en los estados de situación financiera de la Compañía y conlleva a un aumento en la próxima revisión tarifaria a ser recuperada de los clientes.

Las cuentas regulatorias diferidas con saldo débito representan ingresos futuros probables asociados con ciertos costos que se esperan sean recuperados de los clientes a través del proceso de la tarifa. Las cuentas regulatorias diferidas con saldo crédito representan probables reducciones en ingresos futuros asociados con importes que se esperan sean acreditados a los clientes a través del proceso tarifario.

3.12 Reconocimiento de ingresos

Venta de energía

La Compañía reconoce los ingresos por venta de energía, cuando la energía es entregada y consumida por los clientes. La Compañía factura a los clientes en base a la lectura de los medidores, la cual se realiza sobre una base sistemática a través del mes. La tarifa utilizada para facturar a los clientes incluye el componente de costo de energía y de distribución. El componente de costo de energía opera como un traspaso "pass-through" y considera la energía comprada y los cargos de transmisión; mientras que, el componente de distribución es fijado por la ASEP para permitir a las empresas distribuidoras el recuperar los costos de operación, los gastos de mantenimiento, administración y comercialización, depreciación, la pérdida estándar de energía y además, el obtener un retorno razonable de la inversión realizada. El componente de costo de energía es ajustado cada seis meses para reflejar las fluctuaciones en el costo de energía mientras que, los componentes de distribución son ajustados basados en el índice del precio al consumidor.

La Compañía reconoce como ingreso la venta de energía consumida por los clientes que aun no ha sido facturada. Se registra como energía suministrada no facturada como parte de las cuentas por cobrar clientes en el balance general, el cual es calculado en base al promedio real diario de energía y las tarifas aplicables a los clientes de la Compañía.

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros

Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015

Otros ingresos

La Compañía reconoce los cargos por conexión y reconexión, alquiler de postes, cargos por peaje cuando el servicio es provisto. Estos cargos se presentan como otros ingresos operativos en el estado de ganancias o pérdidas.

3.13 Uso de estimaciones

La preparación de los estados financieros de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera requiere que la Administración realice estimaciones y supuestos que afectan los importes reportados en activos, pasivos, revelaciones de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros, y los importes reportados como ingresos y gastos durante los períodos reportados. Las estimaciones y supuestos utilizados están basados en la evaluación realizada por la Administración de los hechos relevantes y circunstancias. Los resultados actuales podrían diferir de estas estimaciones. Las estimaciones más relevantes incluyen, pero no están limitadas, a las vidas útiles estimadas para la depreciación y amortización, estimación para cuentas malas, estimación de flujo de efectivo futuros asociados con el deterioro de activos, pérdidas por contingencia, recuperación o reembolso del activo (pasivo) regulatorio e ingreso no facturado.

3.14 Intangible, neto

Los intangibles de la Compañía consisten en: i) costos de desarrollo y licencias en aplicaciones obtenidas para uso interno los cuales se amortizan utilizando el método de línea recta en base a una vida útil de hasta 15 años; ii) las compensaciones e indemnizaciones que paga para la constitución de servidumbres requeridas para el paso de su red de distribución. Estas servidumbres se constituyen de carácter permanente por lo que la Compañía clasifica estos activos como de vida útil indefinida por lo cual no se amortizan.

3.15 Concentración del riesgo de crédito

La Compañía se dedica exclusivamente a la distribución y comercialización de la energía eléctrica a los clientes localizados en su zona de concesión. La Compañía no cree que exista un riesgo de pérdida significativo, como consecuencia de la concentración de crédito, dado que una gran cantidad de sus clientes que componen la cartera se encuentran dispersos geográficamente. Además, la Compañía considera que su riesgo potencial de crédito está cubierto adecuadamente por la provisión para cuentas de cobro dudoso.

3.16 Provisión activo y pasivo contingente

La Compañía reconoce como parte del costo de un activo fijo en particular, la estimación de los costos futuros que espera incurrir para realizar el desmantelamiento o restauración siempre que exista una obligación legal o implícita de desmantelar o restaurar. Su contrapartida la reconoce como una provisión por costos de desmantelamiento o restauración. El costo por desmantelamiento se deprecia durante la vida útil estimada del activo fijo.

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros

Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015

La Compañía está sujeta a una serie de leyes y regulaciones relacionadas con el medio ambiente, salud y seguridad. En julio de 1998, el Gobierno Panameño sancionó una Ley creando una institución para la protección del medio ambiente (Autoridad Nacional del Medio Ambiente "ANAM") y estableció nuevas reglas para la protección del medio ambiente, que tienen un efecto en las operaciones de la Compañía. El incumplimiento a las normas, leyes y regulaciones aplicables a la protección del medio ambiente, podría representar para la Compañía, el tener que realizar inversiones adicionales o pudiese afectar adversamente los resultados financieros. La Compañía registra una provisión para desmantelamiento para todo transformador donde se confirme o se estime que contenga Poli Clorados Bi-Fenol ("PCB") ya sea que se encuentre actualmente en uso o fuera de servicio. Los costos de desmantelamiento o restauración se reconocen por el valor presente de los costos esperados para cancelar la obligación utilizando flujos de efectivo estimados. Los flujos de efectivo se descuentan a una tasa antes de impuestos, que es la tasa promedio de endeudamiento de la Compañía. Los costos estimados futuros por desmantelamiento o restauración se revisan anualmente y son ajustados según sea requerido. Los cambios en los costos estimados futuros, en las fechas estimadas de los desembolsos o en la tasa de descuento aplicada se añaden o deducen del costo del activo, sin superar el valor en libros del activo, cualquier exceso se reconoce inmediatamente en el resultado del período. El cambio en el valor de la provisión asociado al paso del tiempo se reconoce como un gasto financiero en el estado de ganancias o pérdidas. Los costos para la protección del medio ambiente son capitalizados si extienden la vida útil de la propiedad, incrementan su capacidad y mitiga o previenen la contaminación que puedan generar las operaciones futuras. Los costos relacionados con el tratamiento y limpieza de la contaminación ambiental son cargados a gastos.

3.17 Subvenciones

Los créditos diferidos están compuestos de las subvenciones, tanto en efectivo como en activos, que la Compañía ha recibido de la Oficina de Electrificación Rural con la finalidad de promover la electrificación en las áreas rurales no servidas, no rentables y no concesionadas. La Compañía registra las subvenciones en activo a su valor razonable en los estados de situación financiera dentro de la propiedad, planta y equipo y reconoce un ingreso recibido por anticipado. La propiedad, planta y equipo es depreciada, en línea recta, a lo largo de su vida útil, del mismo modo el ingreso es amortizado a resultados. Para las subvenciones en efectivo, el ingreso recibido por anticipado es amortizado a resultados a lo largo del período en el que dicha subvención pretende compensar los costos incurridos por la Compañía.

3.18 Clasificación en corriente y no corriente

En los estados de situación financiera, los activos y pasivos que se esperan recuperar o cancelar dentro de los doce meses siguientes se presentan como corrientes, y aquellos activos y pasivos que se esperan recuperar o cancelar en más de doce meses se presentan como partidas no corrientes.

3.19 Reclasificaciones

Algunas de las partidas en los estados financieros, por el año terminado el 31 de diciembre de 2014, han sido reclasificadas para que se presenten a conformidad con los estados financieros terminados el 30 de septiembre de 2015, las cuales se detallan a continuación:

El subsidio por autoabastecimiento por un monto de B/.8,800,094 al 31 de diciembre de 2014 se presentaba, anteriormente, como parte de Clientes y otros, neto. La Compañía ha realizado la reclasificación de este saldo para presentarlo como parte de la cuenta Subsidio del gobierno.

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros**Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015**

Se reclasifica a pasivo no corriente para el período terminado al 31 de diciembre de 2014, la suma de B/.8,946,129, correspondiente a la porción largo plazo de los Contratos de Construcción.

4. Efectivo y equivalentes de efectivo

Las partidas de efectivo y equivalentes de efectivo se componen de efectivo en caja y depósitos en bancos. El detalle de los mismos para el 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 se presenta a continuación:

	2015	2014
Caja	64,505	39,305
Bancos	<u>23,331,661</u>	<u>4,175,581</u>
Total efectivo y equivalentes de efectivo	<u><u>23,396,166</u></u>	<u><u>4,214,886</u></u>

5. Cuentas por cobrar - clientes y otros, neto

Al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 las cuentas por cobrar – clientes y otros, neto se presentan a continuación:

Clientes	80,204,906	72,158,649
Gobierno y entidades municipales (Nota 20)	<u>13,468,180</u>	<u>26,530,303</u>
	93,673,086	98,688,952
Energía suministrada no facturada	10,764,473	12,333,030
Otros	<u>10,237,459</u>	<u>6,157,830</u>
	114,675,018	117,179,812
Provisión para cuentas de cobro dudoso	<u>(14,649,244)</u>	<u>(13,748,592)</u>
Total	100,025,774	103,431,220
Porción corriente	<u>96,247,599</u>	<u>103,431,220</u>
Porción no corriente	<u>3,778,175</u>	<u>-</u>

Al 30 de septiembre de 2015, la Compañía cargó contra la provisión para cuentas de cobro dudoso la suma de B/.1,137,144 (31 de diciembre de 2014: B/.110,425) y recuperó saldos de cuentas previamente dadas de baja por la suma de B/.105,242 (30 de septiembre de 2014: B/.113,513).

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros

Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015

A continuación se presenta análisis de los saldos deudores según antigüedad de la fecha de facturación:

Días	Consumidores de energía		Otros servicios		Total	
	Sep-2015	Dic-2014	Sep-2015	Dic-2014	Sep-2015	Dic-2014
Corriente	58,350,653	55,351,924	7,597,955	2,131,159	65,948,608	57,483,083
30 días	17,969,099	17,634,586	748,662	608,811	18,717,761	18,243,397
60 días	5,137,778	8,817,753	718,356	177,796	5,856,134	8,995,549
90 días	1,788,078	4,389,033	148,982	306,050	1,937,060	4,695,083
Más de 90 días	21,191,950	24,828,686	1,023,504	2,934,014	22,215,454	27,762,700
Totales	<u>104,437,558</u>	<u>111,021,982</u>	<u>10,237,459</u>	<u>6,157,830</u>	<u>114,675,017</u>	<u>117,179,812</u>

La conciliación de la provisión para cuentas de cobro dudoso al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre 2014 se presenta a continuación:

	2015	2014
Saldo inicial	13,748,592	11,627,441
Incremento en la estimación del año	2,037,796	2,231,576
Descarte de cuentas	<u>(1,137,144)</u>	<u>(110,425)</u>
Saldo final	<u>14,649,244</u>	<u>13,748,592</u>

6. Subsidio del gobierno

Al 30 de septiembre de 2015, el total por pagar de Subsidio del gobierno por B/.40,102,208 (31 de diciembre de 2014: total por cobrar de B/.52,805,197) incluye saldos adeudados por subsidios otorgados por el gobierno a los clientes a través del Fondo de Estabilización Tarifaria (FET) por B/.7,134,988 (31 de diciembre de 2014: B/.2,557,518), del Fondo de Compensación Energética (FACE) por B/.25,217,059 (31 de diciembre de 2014: B/.61,248,519), un saldo por pagar por Autoabastecimiento de B/.422,248 (31 de diciembre de 2014: B/.8,800,094) y un saldo por pagar producto del cargo por variación de combustible por B/.72,032,007 (31 de diciembre de 2014: B/.19,800,934). El FET se le otorga a clientes con un consumo menor a los 400 KWh por mes y se otorgan también, cuando el Gobierno acuerda subsidiar los ajustes tarifarios.

El Fondo de Compensación Energética (FACE) se crea a través de la Resolución de Gabinete No.174 de 8 de noviembre de 2011, la cual aprobó la constitución de un Contrato de Fideicomiso para la constitución de este fondo el cual tiene como objetivo compensar a las empresas distribuidoras de energía eléctrica por los montos dejados de percibir a través de la actualización de las tarifas eléctricas debido al compromiso adquirido por el Estado de mitigar el traspaso de la inflación importada al país mediante los incrementos en los precios de los combustibles. El Contrato de Fideicomiso prevé que en los años en los cuales las tarifas presentadas por las empresas distribuidoras de energía eléctrica y verificados por la ASEP resulten superiores a la tarifa vigente aplicada a los clientes del semestre anterior, se utilizará el FACE para compensar esos aumentos, en el caso contrario, la diferencia será devuelta al FACE para compensar los desembolsos realizados durante los períodos tarifarios anteriores.

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros**Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015**

Mediante Resolución AN No. 3323-Elec de 10 de marzo de 2010 y AN No. 3437-Elec de 20 de abril de 2010, la ASEP aprobó el Reglamento de Autoabastecimiento para clientes regulados del servicio público de electricidad, así como el valor de la compensación por autoabastecerse y se estableció que sólo sería utilizado cuando exista Estado de Alerta por Racionamiento declarado por el Centro Nacional de Despacho (CND) y cuando la ASEP lo indicara. Adicional, se creó la Resolución No.6138-Elec del 7 de mayo de 2013 en la que se actualiza el valor de la compensación por Autoabastecimiento en cincuenta centésimos de balboa (B/.0.50) por Kwh, entre otros.

7. Inventarios

La Compañía tiene como política la contratación de seguros para cubrir los posibles riesgos que están sujetos los diversos elementos de su material en inventarios en un monto determinado, siendo que estos seguros cubren de manera suficiente los riesgos a los que están expuestos.

El desglose de los inventarios al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 se presentan a continuación:

	2015	2014
Inventario almacenes	16,787,923	13,136,278
Inventario contratistas	5,667,237	3,234,133
Anticipo para compra de inventarios	1,436,035	1,612,296
Inventario en tránsito	<u>2,252,517</u>	<u>102,198</u>
Total de inventarios	<u>26,143,712</u>	<u>18,084,905</u>

8. Otros activos corrientes

Al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 los otros activos corrientes se detallan a continuación:

	2015	2014
Seguros pagados por anticipado	282,701	215,592
Gastos por amortizar	193,273	72,816
Anticipo a proveedores	130,435	15,384
Otros	<u>12,995</u>	<u>5,583</u>
	<u>619,404</u>	<u>309,375</u>

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros**Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015****9. Intangibles, neto**

Los activos intangibles que mantiene la Compañía comprenden intangibles de vida indefinida y de vidas finitas los cuales se amortizan sobre su vida útil estimada. El detalle de estos se presenta a continuación:

	Software y aplicaciones informáticas	Licencias	Servidumbre	Total
Activos intangibles				
Saldo al 31 de diciembre de 2014	15,258,322	8,024,560	1,122,771	24,405,653
Adiciones	2,815,179	1,239,907	-	4,055,086
Disposiciones	(5,759)	-	(3,205)	(8,964)
Saldo al 30 de septiembre de 2015	18,067,742	9,264,467	1,119,566	28,451,775
Amortización acumulada				
Saldo al 31 de diciembre de 2014	3,214,700	5,260,348	-	8,475,048
Amortización del período	1,254,187	615,156	-	1,869,343
Disposiciones	(5,759)	-	-	(5,759)
Saldo al 30 de septiembre de 2015	4,463,128	5,875,504	-	10,338,632
Activos intangibles, neto	13,604,614	3,388,963	1,119,566	18,113,143

	Software y aplicaciones informáticas	Licencias	Servidumbre	Total
Activos intangibles				
Saldo al 31 de diciembre de 2013	6,711,008	6,384,141	1,037,573	14,132,722
Adiciones	8,547,314	1,640,419	85,198	10,272,931
Saldo al 31 de diciembre de 2014	15,258,322	8,024,560	1,122,771	24,405,653
Amortización acumulada				
Saldo al 31 de diciembre de 2013	1,971,591	4,501,484	-	6,473,075
Amortización del período	1,077,976	758,864	-	1,836,840
Disposiciones	165,133	-	-	165,133
Saldo al 31 de diciembre de 2014	3,214,700	5,260,348	-	8,475,048
Activos intangibles, neto	12,043,622	2,764,212	1,122,771	15,930,605

10. Beneficios a empleados**Planes de beneficios definidos post-empleo**

La Compañía cuenta con 3 planes de beneficios definidos post-empleo:

- **Prima de antigüedad y fondo de cesantía**

De acuerdo al Código de Trabajo de la República de Panamá, a la terminación de todo contrato por tiempo indefinido, cualquiera que sea la causa, el trabajador tiene derecho a una prima de antigüedad a razón de una semana de salario por cada año de trabajo, desde el inicio de la relación de trabajo. La prima de antigüedad representa el 1.92% de los salarios pagados.

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros

Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015

El Código de Trabajo, modificado mediante la Ley No. 44 del 12 de agosto de 1995, especifica que los empleadores establecerán un fondo de cesantía para cubrir la prima de antigüedad y la indemnización por despido injustificado o renuncia justificada. La Compañía mantiene un fideicomiso a través de una entidad autorizada ProFuturo, S.A., quien actúa como fiduciario para asegurar el pasivo por fondo de cesantía.

• Descuento sobre la facturación eléctrica a un grupo de jubilados del IRHE

El beneficio otorga un 50% de descuento en la facturación por servicios eléctricos a un grupo cerrado de ex colaboradores que fueron heredados al iniciar operaciones que venían del antiguo IRHE, independientemente del proveedor del servicio que los mismos utilicen.

• Bono por jubilación

Los empleados actuales de la Compañía tienen el beneficio de un bono de B/2,000 al acogerse a la jubilación por edad que concede la Caja de Seguro Social.

A continuación se presenta un detalle del activo (pasivo) en beneficios empleados al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014:

Descripción	Prima de antigüedad		Otros	
	2015	2014	2015	2014
Valor presente de obligaciones por beneficios definidos	(1,248,378)	(1,307,181)	(458,533)	(449,103)
Valor razonable de los activos del plan	<u>1,527,303</u>	<u>2,021,129</u>	-	-
Superávit o (déficit) por beneficios definidos	278,925	713,948	(458,533)	(449,103)
Ajuste al superávit por límite del activo	<u>(184,832)</u>	<u>(184,832)</u>	-	-
Activo o (pasivo) neto por beneficios definidos	<u>94,093</u>	<u>529,116</u>	<u>(458,533)</u>	<u>(449,103)</u>
Valor presente de obligaciones a 1 de enero	(1,307,181)	(1,161,000)	(449,103)	(459,423)
Costo del servicio presente	(136,744)	(42,674)	(17,430)	(8,569)
Gastos por intereses	-	(66,427)	-	(14,580)
Ganancias o pérdidas actuariales	-	(185,454)	-	(35,697)
Pagos efectuados por el plan	<u>195,547</u>	<u>148,374</u>	<u>8,000</u>	<u>69,166</u>
Valor presente de obligaciones al final del periodo	<u>(1,248,378)</u>	<u>(1,307,181)</u>	<u>(458,533)</u>	<u>(449,103)</u>
Valor razonable de los activos del plan a 1 de enero	2,021,129	1,819,110	-	-
Pagos realizados por el plan	(688,530)	-	-	-
Aportes realizados al plan por la Compañía	<u>194,704</u>	<u>202,019</u>	-	-
Valor razonable de los activos del plan al final del periodo	<u>1,527,303</u>	<u>2,021,129</u>	-	-

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros**Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015**

El activo del plan, administrado por ProFuturo, invierte principalmente en plazos fijos y bonos, según lo regulado en el Decreto Ejecutivo No. 106 del año 1995. El máximo valor razonable del activo es el monto aportado, pues los réditos por el cambio del valor de mercado de las inversiones son del administrador del fondo.

Las principales suposiciones actuariales utilizadas para determinar la obligación son:

Descripción	2015	2014
Tasa de descuento (%)	3.93	3.93
Tasa de incremento salarial anual (%)	4	4
Tablas de supervivencia	Tabla de mortalidad de la población urbana de la República de Panamá 2010-2015	Tabla de mortalidad de la población urbana de la República de Panamá 2010-2015

11. Propiedades de inversión

El movimiento de las propiedades de inversión al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 se detallan a continuación:

	2015	2014
Saldo Inicial del año	2,142,300	1,697,505
Transferidos de propiedad, planta y equipo	-	399,195
Ganancia o pérdida neta por ajuste del valor razonable	-	45,600
Saldo al final del año	<u>2,142,300</u>	<u>2,142,300</u>

12. Otros activos no corrientes

Los otros activos no corrientes al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 se componen de lo siguiente:

Depósito de garantía	183,274	102,610
Fondo de cesantía (indemnización e intereses)	291,492	856,032
Otros	-	43,135
Total otros activos no corrientes	<u>474,766</u>	<u>1,001,777</u>

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros**Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015****13. Propiedad, planta y equipo, neto**

Al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, la propiedad, planta y equipo estaba constituida como se presenta a continuación:

	Redes, plantas y equipo	Terrenos y edificios	Otra propiedad, planta y equipo	Construcciones en curso	Total
Propiedad, planta y equipo					
Saldo al 31 de diciembre de 2014	466,349,578	27,392,437	13,785,532	45,654,490	553,182,037
Adiciones	44,819,220	10,413,039	1,988,144	56,784,766	114,005,169
Transferencias	-	-	-	(61,706,962)	(61,706,962)
Disposiciones	(4,752,353)	-	(299,894)	-	(5,052,247)
Otros cambios	(35,571)	31,577	7,199	-	3,205
Saldo al 30 de septiembre de 2015	506,380,874	37,837,053	15,480,981	40,732,294	600,431,202
Depreciación acumulada					
Saldo al 31 de diciembre de 2014	173,999,444	6,667,223	7,039,662	-	187,706,329
Depreciación del periodo	13,743,979	439,993	1,368,781	-	15,552,753
Disposiciones	(3,761,573)	(2,098)	(233,735)	-	(3,997,406)
Saldo al 30 de septiembre de 2015	183,981,850	7,105,118	8,174,708	-	199,261,676
Propiedad, planta y equipo, neto	322,399,024	30,731,935	7,306,273	40,732,294	401,169,526
	Redes, Plantas y Equipos	Terrenos y edificios	Otra propiedad, planta y equipo	Construcciones en curso	Total
Propiedad, planta y equipo					
Saldo al 31 de diciembre de 2013	433,175,793	23,156,302	11,560,052	48,992,802	516,884,949
Adiciones	39,809,232	4,465,258	2,808,187	53,656,182	100,738,859
Transferencias	-	-	-	(56,994,494)	(56,994,494)
Disposiciones	(6,635,447)	(229,123)	(582,707)	-	(7,447,277)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	466,349,578	27,392,437	13,785,532	45,654,490	553,182,037
Depreciación acumulada					
Saldo al 31 de diciembre de 2013	162,514,701	6,236,766	6,151,417	-	174,902,884
Depreciación del periodo	16,516,352	649,853	1,322,501	-	18,488,706
Transferencias	688,617	-	-	-	688,617
Disposiciones	(5,720,226)	(219,396)	(434,256)	-	(6,373,878)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	173,999,444	6,667,223	7,039,662	-	187,706,329
Propiedad, planta y equipo, neto	292,350,134	20,725,214	6,745,870	45,654,490	365,475,708

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros**Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015****14. Cuentas por pagar**

Generación y transmisión - Al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, las cuentas por pagar a las compañías generadoras y de transmisión se detallan como sigue:

	2015	2014
Partes no relacionadas		
Panam Generating Ltd.	8,328,769	9,114,307
Pedregal Power Company	1,997,037	3,036,494
Sistema de Generación, S.A.	2,849,528	3,155,760
Generadora del Atlántico, S.A.	6,666,101	11,292,574
Alternegy, S.A.	2,594,312	11,451,775
Bontex, S.A.	544,594	1,302,758
Otros	<u>12,076,415</u>	<u>17,684,138</u>
	<u>35,056,756</u>	<u>57,037,806</u>
Partes relacionadas (Nota 20)		
AES Panamá, S.A.	9,143,827	10,445,533
Autoridad del Canal de Panamá	2,232,254	4,259,041
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A.	45,355	-
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.	737	158
Empresa de Generación Eléctrica Bahía Las Minas Corp.	11,759,658	13,029,818
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	-	31,263
ENEL Fortuna, S.A.	10,817,723	33,654,339
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	597,497	1,355,169
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.	<u>2,717,996</u>	<u>2,400,023</u>
	<u>37,315,047</u>	<u>65,175,344</u>
Total	<u>72,371,803</u>	<u>122,213,150</u>

Otras cuentas por pagar y gastos acumulados - Al 30 de septiembre 2015 y 31 de diciembre de 2014, las otras cuentas por pagar y gastos acumulados se detallan como sigue:

	2015	2014
Proveedores	18,136,878	17,625,656
Contrato de construcción	24,021,415	19,816,281
Gastos acumulados por pagar	2,682,061	2,869,667
Retenciones de impuestos a empleados	<u>305,620</u>	<u>528,291</u>
Total	45,145,974	40,839,895
Porción corriente	<u>32,375,581</u>	<u>31,893,766</u>
Porción no corriente	<u>12,770,393</u>	<u>8,946,129</u>

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros**Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015****15. Depósitos de clientes**

El movimiento de la cuenta de depósitos de clientes, se presenta a continuación:

	2015	2014
Saldo inicial	10,207,168	6,698,530
Depósitos recibidos de clientes	3,438,098	5,933,423
Intereses acumulados	115,218	128,396
Depósitos devueltos a los clientes	(5,911,156)	(2,413,244)
Intereses pagados	<u>(137,671)</u>	<u>(139,937)</u>
Saldo final	7,711,657	10,207,168
Porción corriente	<u>3,479,884</u>	<u>6,269,663</u>
Porción no corriente	<u>4,231,773</u>	<u>3,937,505</u>

16. Impuesto sobre la renta

La provisión para el impuesto sobre la renta es determinada en base al ingreso financiero antes del impuesto sobre la renta, ajustado por los ingresos no gravables y los gastos no deducibles, si los hubiere. La tasa reglamentaria del impuesto sobre la renta es del 30%.

La diferencia entre la provisión para impuesto sobre la renta para los periodos terminados el 30 de septiembre de 2015 y 2014 y el impuesto calculado usando la tasa promulgada estatutaria de impuesto de 30% para ingreso antes del impuesto sobre la renta reportado en los estados financieros es atribuible a lo siguiente:

	2015	2014
Impuesto sobre la renta:		
Cálculo a la tasa estatutaria	10,149,554	11,828,542
Disminución del impuesto sobre la renta debido a ingresos no gravables	(13,560)	(77,244)
Ajuste al impuesto sobre la renta del año anterior	136,805	(402)
Aumento en impuesto sobre la renta debido a gastos no deducibles	<u>85,204</u>	<u>51,293</u>
Total de impuesto sobre la renta	<u>10,358,003</u>	<u>11,802,188</u>

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros**Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015**

Al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, el impuesto sobre la renta diferido activo y pasivo resultante de diferencias temporales que serán reconocidas en periodos futuros, se detallan a continuación:

	2015	2014
Impuesto sobre la renta diferido - activo:		
Provisión para cuentas de cobro dudoso	1,693,191	1,152,091
Inventario	40,017	65,207
Pasivos por beneficios a empleados	136,979	134,731
Reserva para bonificación	146,798	346,934
Provisión para contingencias	615,676	557,906
Pasivo regulatorio	5,521,386	-
Otros activos diferidos	91,583	8,970
Total de impuesto sobre la renta diferido - activo	<u>8,245,630</u>	<u>2,265,839</u>
Impuesto sobre la renta diferido - pasivo:		
Subsidio del gobierno	-	13,154,491
Activos regulatorio	-	3,331,635
Activos por beneficios a empleados	24,783	158,735
Revaluación de propiedades de inversión	311,194	311,194
Otros pasivos diferidos	78,035	103,266
Depreciación acumulada aplicable a periodos futuros	2,018,331	2,109,489
Total de impuesto sobre la renta diferido - pasivo	<u>2,432,343</u>	<u>19,168,810</u>

Los cambios en impuesto diferido relacionados a la creación o reversión de partidas temporales reconocidos en el estado de ganancias o pérdidas se presentan a continuación:

	Septiembre 30, 2015	Septiembre 30, 2014
Movimientos en impuesto sobre la renta diferido - activo:		
Provisión para cuentas de cobro dudoso	(541,100)	324,838
Inventario	25,190	24,901
Pasivos por beneficios a empleados	(2,248)	6,102
Reserva para bonificación	200,135	(41,080)
Provisión para contingencias	(57,770)	(554,075)
Pasivo regulatorio	(5,521,385)	-
Otros activos diferidos	2,535	(255)
	<u>(5,894,643)</u>	<u>(239,569)</u>
Movimientos en impuesto sobre la renta diferido - pasivo:		
Cuentas por cobrar - FACE y CVC	(13,154,491)	7,746,967
Activo regulatorio	(3,331,635)	1,892,138
Activo por beneficios a empleados	(133,952)	42,918
Otros pasivos diferidos	(25,231)	137,079
Depreciación acumulada aplicable a periodos futuros	(91,158)	(102,553)
	<u>(16,736,467)</u>	<u>9,716,549</u>
Total impuesto sobre la renta diferido (beneficio)	<u>(22,631,110)</u>	<u>9,476,980</u>

De acuerdo con las regulaciones, las declaraciones de impuesto sobre la renta de las compañías constituidas en la República de Panamá están sujetas a revisión por las

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros

Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015

autoridades fiscales por los tres últimos años. Los años iniciados a partir del 2012 están sujetos a examen por las autoridades fiscales aunque actualmente no está programado o en proceso un examen fiscal. Los años anteriores al 2012 se consideran periodos cerrados.

La Compañía evalúa periódicamente la posición asumida en las declaraciones de impuesto sobre la renta, respecto a situaciones en las que las leyes tributarias son objeto de interpretación. La Compañía considera que cada posición fiscal asumida puede mantenerse con base, solamente, en sus méritos técnicos en el caso de una inspección por parte de las autoridades tributarias. Al 30 de septiembre de 2015, se mantienen provisiones sobre los montos que la Compañía espera deberá pagar a las autoridades tributarias.

Crédito fiscal por inversión

Durante el año 2001, la Compañía recibió un crédito fiscal por inversión por la suma de B/.13,673,745, el cual fue otorgado por el Gobierno Panameño de acuerdo a una ley de incentivo que promovía las inversiones en infraestructuras para ampliar la red de distribución de energía eléctrica. El crédito fiscal puede ser aplicado como una disminución hasta un 25% sobre el impuesto sobre la renta causado en el período fiscal, hasta que el 100% del crédito fiscal sea consumido en años futuros. La totalidad de este crédito ya ha sido utilizado.

Debido al beneficio fiscal recibido, no le es permitido a la Compañía reconocer como deducible, el gasto de depreciación correspondiente a la inversión en infraestructura por la suma de B/.13,673,745, cuyo efecto total fiscal será de B/.4,102,123.

17. Deuda

17.1 Deuda a corto plazo

Al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 las obligaciones por facilidades crediticias se detallan como sigue:

	2015	2014
Banco Nacional de Panamá	-	12,000,000

La Compañía mantiene contratos para facilidades de líneas de crédito con The Bank of Nova Scotia, Banco General, S. A., Banistmo, S. A., Banco Panamá, S. A., Banco Nacional de Panamá y Banco Latinoamericano de Comercio Exterior por un valor total al 30 de septiembre de 2015 de B/.172,000,000 (31 de diciembre de 2014: B/.172,000,000), con tasas de interés anuales de LIBOR entre uno (1) a tres (3) o seis (6) meses, más un margen entre 2% a 2.5%. Las líneas de crédito no están sujetas a garantías y están disponibles por un período máximo de un año. La tasa mínima de estos acuerdos rotativos está entre 1.40% y 4.00%. La Compañía utiliza estas facilidades de crédito según la necesidad de capital de trabajo u otras necesidades. Estas facilidades de crédito tienen un orden de prelación "pari passu" con otras obligaciones "senior" no garantizadas y no subordinadas de la Compañía. Las líneas de crédito incluyen entre otras provisiones un indicador de cobertura de deuda el cual establece un límite de endeudamiento que no supere 3.25 de su EBITDA.

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros

Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015

17.2 Deuda a largo plazo

Al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, el saldo en libros y valor razonable de la deuda a largo plazo se detalla a continuación:

	2015		2014	
	Saldo en libros	Valor razonable	Saldo en libros	Valor razonable
Bonos preferentes 2021	99,787,732	119,535,000	101,518,185	118,674,000
Bonos corporativos 2018	20,219,429	18,757,516	20,173,412	18,434,437
Bonos preferentes 2027	79,911,401	78,208,000	78,915,479	79,974,000
Total deuda a largo plazo	<u>199,918,562</u>	<u>216,500,516</u>	<u>200,607,076</u>	<u>217,082,437</u>

17.3 Bonos preferentes 2021

La Compañía tiene bonos por pagar según el Contrato de Emisión ("Senior Notes") por valor nominal de B/.100,000,000. Los bonos tienen un interés fijo de 7.6%, pagaderos semestralmente, con vencimiento en el 2021. El pago a capital se realiza al vencimiento. Los bonos no están garantizados y no están subordinados. La Compañía puede redimir los bonos, en parte o en su totalidad, en cualquier momento antes de su vencimiento siempre y cuando cumplan con ciertas condiciones que incluye el pago de una prima. Las obligaciones incluyen entre otras provisiones un indicador de cobertura de deuda el cual establece un límite de endeudamiento que no supere 3.25 veces de su EBITDA.

En la ocurrencia de un evento de incumplimiento en los términos y condiciones del Contrato de Emisión, el Fiduciario, a pedido de los tenedores de los bonos que mantengan no menos del 25% en monto principal y previsto que dicho evento de incumplimiento se mantiene, declarará todos los bonos inmediatamente vencidos y pagaderos.

17.4 Bonos corporativos 2018

El 20 de octubre de 2008, en una oferta pública, la Compañía ofreció bonos corporativos "Bonos" por un valor nominal de B/.40,000,000 no garantizados y no subordinados con fecha de vencimiento el 20 de octubre de 2018. En dicha fecha, se suscribieron y emitieron B/.20,000,000 con Banco General, S. A., correspondientes a dichos Bonos. Los Bonos tienen un orden de prelación "pari passu" con otras obligaciones no garantizadas y no subordinadas de la Compañía. Los Bonos devengarán una tasa de interés de LIBOR más 2.375% anual, pagaderos trimestralmente. El pago a capital se realiza en la fecha de vencimiento. El producto de la oferta de los Bonos fue utilizado para inversiones de capital corriente y futuras y para propósitos corporativos generales. Los Bonos están sujetos a términos y condiciones adicionales sujeto a esta transacción. Las obligaciones incluyen indicadores de cobertura de deuda y otras provisiones. La Compañía puede redimir los Bonos, en parte o completamente, al tercer aniversario desde la fecha de oferta.

En caso de incumplimiento a los términos del contrato que originen en una o más causales de vencimiento anticipado y estas no hubiesen sido subsanadas dentro del plazo estipulado, el agente administrativo podrá, en nombre y representación de los tenedores registrados de los Bonos, expedir una declaración de vencimiento anticipado la cual será comunicada a la Compañía y en cuya fecha de expedición todos los Bonos de la emisión se constituirán automáticamente en obligaciones de plazo vencido y se le solicitará a la Compañía que aporte el monto que sea necesario para cubrir el capital de los Bonos emitidos y en circulación y los intereses devengados por los mismos, ya sean moratorios u ordinarios, y todos y cualesquiera gastos, comisiones u otras sumas adeudadas por el Emisor.

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros

Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015

17.5 Bonos preferentes 2027

Con fecha 6 de diciembre de 2012 la Compañía firmó un Acuerdo de Compra de Notas con un grupo de inversionistas que en forma individual acordaron comprarle a la Compañía un total de B/.80,000,000 en Bonos Preferentes ("Senior Notes"). Los bonos se pactaron con una tasa fija de 4.73% pagaderas semestralmente, con vencimiento el 13 de diciembre de 2027 y fueron emitidas de conformidad al Acuerdo de Emisión (Indenture Agreement, por su traducción al inglés) firmado entre la Compañía y The Bank of New York Mellon en su calidad de agente fiduciario con fecha del 11 de diciembre de 2012.

Con referencia al Acuerdo de Compra de Notas y al Acuerdo de Emisión, la Compañía firmó el 13 de diciembre de 2012 un Acuerdo de Financiamiento Puente donde acceda a emitir promesas de pago libre de gravámenes ("Notas Puente" o "Bridge Notes", por su traducción al inglés) a la orden de cada uno de los compradores por un total de B/.80,000,000. Por su lado, cada uno de los compradores acuerda transferir los fondos respectivos correspondientes a cada una de estas Notas Puente a la Compañía. El Acuerdo establece que las Notas Puente devengarán un interés anual de 4.73% acumulables desde la fecha de la transferencia de los fondos, con vencimiento el 1 de febrero de 2013 o en la fecha de terminación del Acuerdo de Financiamiento, lo que ocurra primero. El Acuerdo de Financiamiento puede finalizar por el mutuo acuerdo de las partes o en caso de no darse la emisión de los bonos preferentes. El Acuerdo de Financiamiento requiere que la Compañía mantenga y garantice que tiene capacidad de endeudamiento en fondos disponibles bajo sus facilidades de líneas de crédito junto con sus equivalentes de efectivo por una cantidad en exceso al monto a cancelar por la terminación de este acuerdo.

El 17 de enero de 2013 se da el cierre del Acuerdo de Compras de Notas con lo cual se hace entrega de los bonos preferentes a los compradores, siendo que en esa misma fecha se confirma por parte de la Compañía y los compradores que se han cumplido, a satisfacción, las condiciones del acuerdo de compra de notas y se libera a la Compañía de las obligaciones de pago bajo las Notas Puente y el Acuerdo de Financiamiento. El pago del precio suscrito bajo la emisión de los bonos preferentes debe satisfacerse con la cancelación de las Notas Puente y las obligaciones de pago establecidas en el Acuerdo de Financiamiento sin ningún pago adicional por los compradores a la Compañía.

Durante el tiempo del Acuerdo de Emisión la Compañía deberá cumplir con los términos de los convenios, algunos de los cuales se indican a continuación:

- Prohibición en otorgar gravamen sobre cualquiera de sus propiedades o activos de la Compañía o de sus Subsidiarias.
- No permitir que ninguna Subsidiaria, en una o varias transacciones consolide, fusione con o combine con ninguna empresa o traspase, ceda o transfiera todos o sustancialmente todos sus bienes, activos o ingresos a ninguna empresa (que no sea una Subsidiaria de la Compañía) ni permita a ninguna empresa (que no sea una Subsidiaria de la Compañía) fusionarse con o en ella.
- No permitir que el Índice de Endeudamiento Total a EBITDA de los que al momento sean los más recientemente transcurridos cuatro trimestres fiscales exceda un 3.50x. El Índice de Endeudamiento Total a EBITDA podrá exceder 3.50x durante un período de Inversión Subvencionable o de Inversión de Capital no más de dos veces durante la vigencia de los Bonos, siempre que durante dicho período el Índice de Endeudamiento Total a EBITDA no exceda 4.0x.

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros**Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015**

Si la Compañía incumple el desempeño u observación de cualquiera de las cláusulas o términos descritos anteriormente el Fiduciario deberá, a petición de los Titulares declarar la totalidad de los bonos inmediatamente vencidos y pagaderos. Tras haberse vuelto los bonos inmediatamente vencidos y pagaderos la Compañía deberá pagar al Fiduciario un monto igual a la suma del monto de capital de los bonos en circulación, todos los intereses devengados al respecto, los montos adicionales y la suma de restitución (el "Monto de Amortización para Eventos de Incumplimiento"), calculado por la Compañía y notificado al Fiduciario por escrito. A los efectos del monto de amortización para eventos de incumplimiento, la "Suma de Restitución" será igual a la diferencia entre (i) la suma de (a) el valor actual del capital futuro y de los flujos de caja por intereses de los bonos esperados (menos cualquier interés devengado), descontados en una tasa anual igual al rendimiento de los bonos de tesorería vigente en ese momento correspondiente más cercano a la vida media ponderada restante de los bonos calculada al momento del pago de la amortización para eventos de incumplimiento y (b) 0.50% anual y (ii) el monto de capital de los bonos en circulación.

La Compañía difiere los costos relacionados con la emisión de deuda a largo plazo. Estos costos incluyen costos de comisión y otros costos tales como: legales, registro y timbres. Los costos de emisión de deuda son amortizados con base al término de vigencia del instrumento de deuda utilizando el método de interés efectivo y se presenta neto de la deuda a largo plazo en el balance general de la Compañía.

18. Créditos diferidos

Las subvenciones, tanto en efectivo como en activo al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, se detallan a continuación:

	2015	2014
<i>Subvenciones en efectivo:</i>		
Saldo inicial	820,773	941,076
Amortizaciones	<u>(55,908)</u>	<u>(120,303)</u>
	<u>764,865</u>	<u>820,773</u>
 <i>Subvenciones en activo:</i>		
Saldo inicial	2,383,111	2,515,105
Amortizaciones	<u>(79,996)</u>	<u>(105,595)</u>
	<u>2,303,115</u>	<u>2,409,510</u>
 Total créditos diferidos	 <u>3,067,980</u>	 <u>3,230,283</u>

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros

Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015

19. Patrimonio

El capital social de la Compañía, al 30 de septiembre de 2015, está conformado por 50,000,000 de acciones comunes autorizadas y emitidas sin valor nominal del cual 160,031 acciones están en tesorería.

Las utilidades retenidas al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 se detallan como sigue:

	2015	2014
Utilidades retenidas iniciales	72,089,698	35,081,976
Dividendos pagados	(35,823,010)	-
Impuestos complementario	1,230,426	(1,249,971)
Ganancia del año	<u>23,473,842</u>	<u>38,257,693</u>
Total patrimonio	<u>60,970,956</u>	<u>72,089,698</u>

Impuesto de dividendos

Los accionistas pagan un impuesto de dividendos del 10 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 sobre la ganancia neta, deberá ser pagado hasta llegado el momento de declarar dividendos sobre estas ganancias. Esta tasa de cuatro por ciento (4%) se le denomina "Impuesto Complementario" y es considerado un adelanto al impuesto de dividendos. El impuesto complementario pagado se registra y es presentado como una reducción del patrimonio de los accionistas o como un aumento cuando se acredita debido a la presentación de la declaración del impuesto de dividendos. Durante el periodo terminado el 30 de septiembre de 2015, la Compañía realizó pagos de impuesto complementario por la suma de B/.202,494 (31 de diciembre 2014: B/.1,249,971).

Acciones en tesorería

En 1998, como consecuencia del proceso de privatización de la industria de energía, ex empleados del "IRHE", entidad propiedad del Estado, tuvieron la opción de compra, de una parte de las acciones comunes de la Compañía. En el evento de que los empleados deseen la venta de las acciones previamente adquiridas, la Compañía ya no está obligada a la recompra de dichas acciones.

20. Saldos y transacciones con partes relacionadas

En el curso normal del negocio, la Compañía compra electricidad de las generadoras y otras compañías de distribución, venden energía a instituciones gubernamentales y realiza pagos a la compañía de transmisión. Estas transacciones son hechas bajo términos y condiciones de los acuerdos de compra de energía y de tarifas de transmisión divulgados en las Notas 3.5 y 26.

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros**Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015**

Un resumen de los saldos y transacciones derivadas de la compra y venta de energía con partes relacionadas se presentan a continuación:

	2015	2014
Balances		
Cuentas por cobrar (clientes) - Gobierno (Nota 5)	13,468,180	26,530,303
Cuentas por cobrar (subsido del gobierno) (Nota 6)	-	52,805,197
Otras cuentas por cobrar - Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.	5,037,546	-
Cuentas por pagar (subsido del gobierno) (Nota 6)	40,102,208	-
Cuentas por pagar (generación y transmisión) (Nota 14)	37,315,047	65,175,344
Transacciones		
Ventas de energía	66,538,521	85,958,359
Compra de energía	156,993,696	218,636,147
Costos de transmisión	15,410,868	14,927,427

Las remuneraciones al personal clave de la Compañía, se detallan a continuación:

	Nueve meses terminados en Septiembre 30,		Trimestre terminado en Septiembre 30,	
	2015	2014	2015	2014
Salarios	869,767	625,499	381,742	263,363
Gastos de representación	582,697	428,799	235,831	174,778
Décimo tercer mes	102,964	71,403	67,516	45,717
Bonificación	450,573	352,834	2,682	25,000
Total remuneraciones	<u>2,006,001</u>	<u>1,478,535</u>	<u>687,771</u>	<u>508,858</u>

21. Otros ingresos

La Compañía registró los otros ingresos como detallamos a continuación:

	Nueve meses terminados en Septiembre 30,		Trimestre terminado en Septiembre 30,	
	2015	2014	2015	2014
Cargos de conexión/reconexión	1,093,094	536,848	423,628	166,104
Alquiler de postes	3,046,852	2,932,099	1,025,134	1,003,992
Cargos de peaje	3,353,132	4,783,218	1,041,633	1,631,631
Otros ingresos	3,379,183	1,840,777	1,533,394	157,562
Total de otros ingresos	<u>10,872,261</u>	<u>10,092,942</u>	<u>4,023,789</u>	<u>2,959,289</u>

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros**Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015****22. Costos y gastos de operación**

La Compañía registró compras de energía y cargos de transmisión como detallamos a continuación:

	Nueve meses terminados en Septiembre 30,		Trimestre terminado en Septiembre 30,	
	2015	2014	2015	2014
Compra de energía	311,492,383	421,659,944	105,661,170	135,042,118
Cargos de transmisión	15,697,430	15,177,151	4,790,268	5,252,437
Variación activo (pasivo) regulatorio	<u>29,510,070</u>	<u>(2,051,153)</u>	<u>373,782</u>	<u>1,409,949</u>
Total de compra de energía y cargos de transmisión, neto	<u>356,699,883</u>	<u>434,785,942</u>	<u>110,825,220</u>	<u>141,704,504</u>

La Compañía presenta sus gastos en el estado de ganancias o pérdidas de acuerdo a su naturaleza. A continuación se detallan los mismos clasificados por su función:

	Nueve meses terminados en Septiembre 30,		Trimestre terminado en Septiembre 30,	
	2015	2014	2015	2014
Gastos de operación y mantenimiento	24,283,329	21,339,874	8,754,551	8,432,601
Gastos de comercialización y servicio	16,768,438	15,877,613	5,370,892	5,538,074
Gastos administrativos	14,297,054	12,578,467	5,110,244	4,681,194
Pérdida en descarte de activo fijo	<u>728,184</u>	<u>620,579</u>	<u>168,819</u>	<u>485,167</u>
Total gastos de operaciones	<u>56,077,005</u>	<u>50,416,533</u>	<u>19,404,506</u>	<u>19,137,036</u>

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros**Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015**

Los gastos generales se detallan a continuación:

	Nueve meses terminados en		Trimestre terminado en	
	Septiembre 30,		Septiembre 30,	
	2015	2014	2015	2014
Alquileres	1,512,059	1,340,103	511,560	496,064
Capacitaciones	250,212	240,981	125,784	117,917
Combustible y lubricantes	205,300	239,668	68,860	89,284
Compensaciones a clientes	1,783,877	2,271,809	830,419	1,642,289
Donaciones y responsabilidad social	136,225	187,965	46,180	5,145
Gastos bancarios	205,794	164,120	66,402	61,928
Impuestos	1,358,595	1,193,742	479,878	398,221
Materiales de oficina	172,601	184,735	78,198	66,718
Materiales de seguridad y otros	226,660	154,441	74,108	61,857
Publicidad	352,758	166,641	116,940	51,051
Seguros	718,053	725,077	228,353	227,765
Servicios básicos	1,385,313	1,152,922	442,950	365,335
Subsistencia y atenciones	631,888	539,071	167,217	151,075
Tasa de regulación	717,597	634,039	239,199	211,166
Varios	179,707	482,852	190,154	335,878
Viáticos	217,915	206,485	84,167	76,424
Total gastos generales	10,054,554	9,884,651	3,750,369	4,358,117

23. Saldos en cuentas regulatorias diferido

El sistema regulado bajo el cual opera la Compañía permite que cualquier exceso o deficiencia entre el costo estimado de la energía considerada en la tarifa y el costo actual incurrido por la Compañía sea incluida como un ajuste compensatorio, a ser recuperado de o devuelto a los clientes, en la próxima revisión tarifaria. Cualquier exceso en el costo de energía cargado a los clientes es acumulado como saldo crédito en cuenta regulatoria diferida en los estado de situación financiera y conlleva una reducción en la próxima revisión tarifaria a ser aplicada a los clientes. De la misma forma, cualquier déficit en el costo de energía cargado a los clientes es acumulado como saldo débito en cuenta regulatoria diferida en los estado de situación financiera y conlleva a un aumento en la próxima revisión tarifaria a ser recuperada de los clientes. El saldo débito (crédito) en cuenta regulatoria diferida incluye seis meses con la información actual del precio del combustible y seis meses con información estimada del precio del combustible. Los cambios derivados del incremento y/o disminución sobre la recuperación de estos costos de energía se reflejan en el renglón de compras de energía y cargos de transmisión, neto en el estado de ganancias o pérdidas.

En los últimos años, el débito (crédito) en cuenta regulatoria diferida no ha sido transferido en su totalidad a los clientes de la Compañía a través de aumento en tarifa. El monto no transferido a los clientes ha sido subsidiado por el Estado Panameño. Al 30 de septiembre de 2015 la cuenta de subsidio de gobierno refleja un saldo por pagar de B/.40,102,208 (2014: saldo por cobrar de B/.52,805,197, véase Nota 6).

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros

Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015

Al 30 de septiembre de 2015, la Compañía tiene registrado en libros costos de compra diferidos por la suma de B/.18,404,620 (31 de diciembre de 2014: Activo regulatorio por B/.11,105,450), que se presentan como "Pasivo regulatorio" en el estado de situación financiera, como consecuencia de las variaciones acumuladas resultantes entre el costo de la energía considerada en la tarifa eléctrica sobre el costo real de la energía adquirida. El pasivo regulatorio incluye un saldo por cobrar de B/.5,569,364, acumulado durante el segundo semestre del 2014 y que está siendo recuperado en la facturación de los clientes en el ajuste de tarifa del segundo semestre del 2015, un saldo por pagar de B/.23,921,893 acumulado durante el primer semestre del 2015 a ser devuelto en la facturación de los clientes en el ajuste de tarifa del primer semestre del 2016 y un saldo por pagar de B/.52,091 acumulado durante el segundo trimestre del 2015 a ser devuelto en la facturación de los clientes en el ajuste de tarifa del segundo semestre del 2016.

Mediante Resolución AN No. 3323-Elec de 10 de marzo de 2010 y AN No. 3437-Elec de 20 de abril de 2010, la ASEP aprobó el Reglamento de Autoabastecimiento para clientes regulados del servicio público de electricidad, así como el valor de la compensación por autoabastecerse y se estableció que sólo sería utilizado cuando exista Estado de Alerta por Racionamiento declarado por el Centro Nacional de Despacho (CND) y cuando la ASEP lo indicara. El 26 de abril de 2013, el CND, a través de la nota No. ETE-DCND-GOP-409-2013 declaró Estado de Alerta de Racionamiento de Energía lo que impulsó la creación de la Resolución No. 1417 de 6 de mayo de 2013 y No. 1423 de 7 de mayo de 2013, en la cual la Secretaría Nacional de Energía propuso adoptar medidas para la ejecución de estrategias operativas necesaria para garantizar la prestación eficiente, continua e ininterrumpida del servicio público, oficinas comerciales, centros comerciales, comercios y demás hasta que la afectación de la estación lluviosa cesara. Adicional, se creó la Resolución No. 6138-Elec del 7 de mayo de 2013 en la que se actualiza el valor de la compensación por Autoabastecimiento en cincuenta centésimos de balboa (B/.0.50) por Kwh, entre otros. Al 30 de septiembre de 2015 la Compañía tiene por pagar la suma de B/.422,248 (2014 B/.8,800,094) en compensaciones a clientes autoabastecidos, monto que se incluye dentro de "Subsidio del gobierno" en el estado de situación financiera de la Compañía (véase Nota 6).

24. Ingresos y gastos financieros

Los ingresos y gastos financieros al 30 de septiembre de 2015 y 2014 se detallan a continuación:

	Nueve meses terminados en		Trimestre terminado en	
	Septiembre 30,		Septiembre 30,	
	2015	2014	2015	2014
Ingresos financieros:				
Intereses cobrados a proveedores	98,622	184,313	76,470	16,767
Intereses por depósitos bancarios	50,749	115,947	16,579	39,928
	<u>149,371</u>	<u>300,260</u>	<u>93,049</u>	<u>56,695</u>
Gastos financieros:				
Intereses sobre préstamos bancarios, neto de interés capitalizable	(9,315,259)	(8,645,037)	(3,080,314)	(2,900,623)
Otros intereses	(126,190)	(113,067)	(38,926)	(35,248)
	<u>(9,441,449)</u>	<u>(8,758,104)</u>	<u>(3,119,240)</u>	<u>(2,935,871)</u>

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros

Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015

25. Aspectos regulatorios

El Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica en la República de Panamá está dictaminado por la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997. El 30 de julio de 2008 se creó la Secretaría Nacional de Energía. La Secretaría Nacional de Energía se rige en base a la Ley No. 52 la cual entre sus objetivos está la de establecer las políticas globales y definición de estrategia del sector energético. El sector eléctrico está regulado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos en base a definiciones establecidas en la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997.

26. Compromisos y contingencias

26.1 Compromisos

Las reglas de compra para el mercado de contratos, establecidas mediante Resolución AN No. 991-Elec de 11 de julio de 2007 y sus modificaciones, establecen obligaciones mínimas de contratación a mediano y largo plazo tanto en potencia como en energía a las empresas distribuidoras. La potencia debe contratarse hasta cubrir la Demanda Máxima de Generación de la Compañía y la energía debe contratarse en función a la Energía Asociada Requerida. ETESA deberá realizar los llamados a los Actos de Concurrencia para suplir las necesidades de potencia y energía de los clientes finales de las empresas de distribución eléctrica y asegurar que con los llamados que gestione se dé cumplimiento a los niveles mínimos de contratación de las empresas de distribución eléctrica. La Compañía celebra de manera rutinaria contratos de compra que tienen diferentes requisitos de cantidad y duración como parte de su obligación de distribuir y vender electricidad a sus clientes regulados. La Compañía debe recuperar los costos relacionados con estas obligaciones en tarifas futuras a los clientes. Además, todos los contratos de suministro de energía suscritos por la Compañía son para cumplir con sus obligaciones de distribuir energía a los clientes.

En cumplimiento con la Ley de Electricidad del año 1997, la Compañía negoció la contratación de compra de energía a largo plazo con las empresas generadoras. Esta contratación cubre la mayor parte de la contribución de sus clientes regulados del total de la demanda pico de electricidad y trabaja para limitar cualquier costo de energía asociada. Históricamente, la Compañía contrata anualmente entre 95% a 99%, aproximadamente, del total de energía requerida a través de los contratos de compra de energía en el mercado de contratos. Al 30 de septiembre de 2015, la Compañía compró aproximadamente el 97%, de su energía requerida a través de contratos de compra de energía en el mercado de contratos. Estos contratos de compra incluyen tanto un cargo fijo basado en los requerimientos de capacidad de energía y un cargo variable basado en la energía consumida.

La Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA) es la responsable de preparar las licitaciones para la compra de energía por parte de las empresas de distribución. Las ofertas son recibidas, evaluadas y adjudicadas por ETESA. Luego son asignadas a cada empresa de distribución basadas en sus requerimientos. Las empresas de distribución están obligadas a firmar contratos basados en las ofertas adjudicadas.

La Compañía tiene varias obligaciones contractuales incondicionales a largo plazo, relacionadas con la compra de capacidad de energía. Los importes incrementales de pagos requeridos para tales obligaciones, se presentan a continuación:

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros

Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015

Año	Obligaciones de pago
2015	37,792,647
2016	135,591,369
2017	131,911,623
2018	138,433,732
En lo sucesivo	<u>1,101,577,803</u>
Total	<u>1,545,307,174</u>

Al 30 de septiembre de 2015 la Compañía realizó erogaciones por B/.113,377,943 (2014: B/.68,394,818), en contratos incondicionales a largo plazo, registrado bajo compra de energía y cargos de transmisión, neto en el estado de ganancias o pérdidas.

La Compañía y el sindicato de trabajadores negocian cada cuatro años un Convenio Colectivo. El último expiró en el 2012 y el 4 de enero de 2013 fue firmado uno nuevo. Estos Convenios no mantienen ni consideran compromisos materiales adicionales a los descritos en la Nota 10.

26.2 Arrendamiento operativo

La Compañía firmó un acuerdo de arrendamiento operativo no revocable por siete años, cuya vigencia inició en mayo del 2007, para el uso de las oficinas y facilidades operativas. En octubre 2013 se solicitó la extensión automática por tres años adicionales al contrato de arrendamiento, quedando su vencimiento en abril 2017. Al 30 de septiembre de 2015, los pagos mínimos de alquiler requeridos por este arrendamiento no revocable que inician o se mantienen por un período superior a un año son:

	Obligaciones de pago
2015	141,343
2016	576,684
2017	<u>194,113</u>
Total	<u>912,140</u>

Al 30 de septiembre de 2015, el total de gastos de arrendamiento operativo fue de B/.1,512,058 (2014: B/.1,340,103).

26.3 Garantías

La Compañía ha otorgado garantías limitadas a las compañías generadoras con el propósito de proveer seguridad crediticia y cumplimiento de las obligaciones contraídas bajo los contratos de compra de energía. Estas garantías no son registradas en el balance general, debido a que la Compañía considera que está en disposición de cumplir con lo establecido en los contratos y que por lo tanto, no es probable que las garantías sean requeridas. Los montos garantizados están limitados en función de la capacidad de energía y consumo de energía asociada estimada para un mes, y han sido establecidos para un período de doce meses con renovaciones automáticas, siempre que el contrato de compra de energía esté vigente.

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros

Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015

El monto agregado de las garantías de cumplimiento asciende a la suma de B/.58,834,617. Además, la Compañía ha emitido una garantía a favor de la ASEP por la suma de B/.15,000,000 en cumplimiento de la Cláusula 53 del Contrato de Concesión.

La Compañía mantiene cartas de crédito por la suma de B/.6,023,171 a favor de ETESA, como garantía del pago de los costos de transmisión y compra de energía en el mercado ocasional. Igualmente, mantiene carta de crédito a favor del Ente Operador Regulador – El Salvador por B/.423,764 para garantizar pago de compra de energía en el mercado regional.

26.4 Contrato de concesión

La Compañía tiene derecho exclusivo para instalar, poseer y operar una red de distribución de energía eléctrica y suministrar energía al consumidor final exceptuando los grandes consumidores, actualmente definidos como aquellos con demanda pico por sitio por encima de 100KW. Los grandes consumidores pueden elegir comprar directamente a los generadores o en el mercado ocasional.

El contrato de concesión fue suscrito el 22 de octubre de 1998 con una vigencia de 15 años. El 22 de octubre de 2012 el Regulador emitió el aviso de convocatoria para el proceso competitivo de libre concurrencia para la venta del paquete mayoritario de las acciones de la Compañía. El dueño actual, Panama Distribution Group, S. A. ("PDG"), puede participar en este proceso y si su oferta es igual o mayor que la oferta más alta presentada por otros competidores, entonces conservará la propiedad del paquete mayoritario de las acciones. Si por el contrario, otro competidor ofrece un precio mayor, entonces se le otorgará la propiedad a dicho competidor y el precio ofrecido se le entregará al propietario actual de las acciones ("PDG"). En cualquier caso, se otorgará una nueva concesión por 15 años sin pago alguno al Estado. El 15 de octubre de 2012 la ASEP emitió la Resolución No.5655 en la que establece que los propietarios actuales del Paquete Mayoritario se encuentran precalificados en su condición de operadores actuales de la concesión. De acuerdo al cronograma establecido por la ASEP, en junio de 2013, se llevó a cabo la precalificación de las empresas interesadas. El 9 de agosto de 2013 se verificó el acto de presentación de ofertas en el que PDG ganó la concesión por 15 años más. Dicho período de concesión comenzó el 22 de octubre de 2013.

El contrato de concesión establece disposiciones relacionadas con las obligaciones del concesionario en materia de prestación de servicio, se prohíbe la separación del paquete mayoritario de acciones, se obligan al envío de información técnica y financiera de forma periódica a la ASEP, cumplimiento de estándares técnicos de calidad, (normas de calidad, normas de medición y regulaciones de operación del CND), pago de la tasa de control, vigilancia y fiscalización de la ASEP, la cual no podrá ser transferida a los usuarios a través de la tarifa.

26.5 Contingencias

Como resultado de asuntos originados en el curso ordinario del negocio, la Compañía está o podría estar envuelta en demandas por procesos tributarios, laborales, civiles y regulatorios ante varias Cortes, comisiones regulatorias y agencias gubernamentales. La Compañía reconoce una provisión cuando es probable que un pasivo se haya incurrido y el monto de la pérdida asociada puede estimarse razonablemente. La Compañía no es capaz de predecir el resultado final de los distintos procesos judiciales, pero tras consideraciones sobre estas provisiones no se espera que los resultados finales de estos procesos tengan un efecto importante en la condición financiera ni en sus resultados operacionales.

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros

Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015

Al 30 de septiembre de 2015, la Compañía tiene registrados en libros la suma de B/.2,445,257 (31 de diciembre de 2014: B/.1,975,980), para cubrir posibles pérdidas que puedan darse producto de las reclamaciones de terceros. Estas reservas se presentan como "Provisión para Contingencias" en el estado de situación financiera.

Las provisiones se detallan como sigue:

	Reclamaciones legales	Compensaciones a clientes	Desmantelamiento	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2013	129,640	649,684	172,558	951,882
Incrementos	470,057	1,173,616	2,758	1,646,431
Provisión utilizada	(114,404)	(507,929)	-	(622,333)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	<u>485,293</u>	<u>1,315,371</u>	<u>175,316</u>	<u>1,975,980</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2014	485,293	1,315,371	175,316	1,975,980
Incrementos	10,848	1,390,078	2,097	1,403,023
Reversiones	(65,903)	-	-	(65,903)
Provisión utilizada	(5,000)	(862,843)	-	(867,843)
Saldo al 30 de septiembre de 2015	<u>425,238</u>	<u>1,842,606</u>	<u>177,413</u>	<u>2,445,257</u>

A continuación el caso más representativo:

26.6 Litigios

La ASEP a través de la Resolución AN No.3473-Elec de 7 de mayo de 2010, modificó la Resolución JD-5863 del 17 de febrero de 2006, que contiene el Título IV del régimen tarifario de distribución y comercialización el cual, según su Artículo No.22, le faculta a la ASEP a revisar al final de cada período tarifario, el ingreso máximo permitido "IMP" aprobado versus los ingresos reales percibidos, a fin de determinar si las variaciones se encuentran dentro de un margen razonable. Para esta revisión, no se considerarán las variaciones en las ventas, en la cantidad y/o tipo de clientes y/o en los costos de insumos, o mano de obra, en forma diferente a lo reflejado por el IPC de la Contraloría General de la República.

A pesar de que el procedimiento para el cálculo y para la aplicación del ajuste por cualquier posible exceso aún no se ha definido y a la fecha no se ha establecido el "margen razonable" por parte de la ASEP, la posición de la Administración de la Compañía es que al 30 de septiembre de 2015 no existe una pérdida por contingencia a ser registrada en los estados financieros como consecuencia de esta Resolución, toda vez que solo han transcurrido seis meses de la aplicación de las tarifas resultante del Ingreso Máximo Permitido que estará vigente desde el 1 de Enero del 2015 al 30 de Junio del 2018 y no se ha observado mayores diferencias entre los ingresos reales con relación a los aprobados en el Ingreso Máximo Permitido. Cabe indicar que en el período tarifario Julio 2002-Junio 2006 la ASEP determinó que los ingresos reales de ENSA estaban aproximadamente 6.6% por encima del Ingreso Máximo Permitido y en vista de que no ordenó devolución alguna, esta empresa ha considerado tomar el 6.6% como el "margen razonable". Para el período Julio 2006- Junio 2010 la ASEP no ordenó ningún tipo de devolución. No obstante, en el Ingreso Máximo Permitido para el período que va de Julio 2014 a Junio 2018 aprobado mediante Resolución AN No 7656-Elec del 25 de julio 2014, la ASEP aplicó un descuento por el desfase anual entre las inversiones ejecutadas con relación a las inversiones aprobadas en el Ingreso Máximo Permitido para el período tarifario anterior (Julio 2010 a Junio 2014), sin haber confirmado si la empresa generó ingresos reales superiores al Ingreso Máximo Permitido en un margen mayor que el razonable aún sin definir, conforme la establece el Artículo No.22 de la Resolución JD-5863 del 17 de febrero de 2006. Esta empresa considera

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros

Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015

que la aplicación de este descuento no se enmarca dentro del citado Artículo 22, toda vez que el margen entre los ingresos reales y el ingresos máximo permitido, calculado por las empresa es del 4.5%; por lo cual se ha presentado una Demanda Contencioso Administrativa de Plena Jurisdicción ante la Corte Suprema de Justicia. Es importante resaltar que de darse un desfase anual entre las inversiones ejecutadas con relación a las inversiones aprobadas en el Ingreso Máximo Permitido para el actual periodo tarifario (Julio 2014 a Junio 2018) que resulte nuevamente en la aplicación de un descuento, este descuento sería aplicado al Ingreso Máximo permitido que sería aprobado para el período Julio 2018 a Junio 2022.

27. Instrumentos financieros

27.1 Administración de riesgos financieros

La Compañía está expuesta a riesgos financieros que forman parte del giro del negocio. Se cuenta con una política enfocada a establecer cuáles son los riesgos financieros que pudiesen impactar negativamente el desempeño del negocio. La política de la Compañía contempla, entre otros, la elaboración de una matriz de riesgo en la cual se establecen los parámetros de medición, impacto y monitoreo que permiten tomar las medidas necesarias de prevención y control ante una situación de riesgo. Los riesgos son revisados por la Administración periódicamente con el propósito de actualizar el estatus de los mismos y hacerle frente oportunamente ante una eventualidad. Basado en lo anterior, la Compañía está expuesta, desde el punto de vista financiero, a los riesgos de mercado (tasa de cambio y tasa de interés), riesgos de crédito y riesgo de liquidez.

27.2 Riesgo de mercado

27.2.1 Riesgo de tasa de cambio

Al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 la Compañía no ha realizado transacciones que generen activos y pasivos monetarios en otras monedas distintas al dólar americano que estén sujetos al riesgo de fluctuación cambiaria del dólar respecto a tales monedas extranjeras.

27.2.2 Riesgo de tasa de interés

La Compañía está expuesta al riesgo de tasa de interés debido a que contrae deuda a tasa de interés flotante. El riesgo es administrado por la Compañía manteniendo un adecuado balance entre tasa de interés fija y flotante contratadas. Al 30 de septiembre de 2015 la Compañía mantiene un 10% (2014: 10%) de la deuda contratada a tasa de interés flotante y un 90% (2014: 90%) a tasa de interés fija.

27.2.3 Análisis de sensibilidad de tasa de Interés

El análisis de sensibilidad de tasa de interés que se detalla ha sido determinado en base a la exposición de las tasas de interés en los instrumentos de endeudamiento financiero

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros

Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015

considerando que el costo de financiamiento debe tener un porcentaje de variación reducido. La postura de la Administración respecto a su estructura de financiamiento ha sido contratar la mayor parte de su deuda a tasa fija dentro de un rango por encima de un 85% y a tasa variable en un 15%. Un parámetro de 50 puntos básicos de aumento o disminución es usado internamente por la Administración para evaluar la razonabilidad de un posible efecto por cambio en la tasas de interés.

	2015		2014	
	Variación tasa de interés		Variación tasa de interés	
	+50%	-50%	+50%	-50%
Efecto en resultado antes de impuestos	169,159	-169,159	197,142	-197,142

27.2.4 Riesgo de crédito

Los instrumentos financieros que potencialmente están sujetos al riesgo de crédito para la Compañía, son principalmente el efectivo y equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar, cuentas por cobrar a partes relacionadas y otros activos financieros.

Las instituciones financieras en las cuales la Compañía mantiene su efectivo y equivalente de efectivo son instituciones reconocidas y con calificaciones crediticias apropiadas. La Administración no considera que existan exposiciones al riesgo por parte de estas instituciones financieras.

27.2.5 Concentración del riesgo de crédito

La Compañía se dedica exclusivamente a la distribución y comercialización de la energía eléctrica a los clientes localizados en su zona de concesión. La Compañía no cree que exista un riesgo de pérdida significativo, como consecuencia de la concentración de crédito, dado que una gran cantidad de sus clientes que componen la cartera se encuentran dispersos geográficamente. Además, la Compañía considera que su riesgo potencial de crédito está cubierto adecuadamente por la provisión para cuentas de cobro dudoso.

27.2.6 Riesgo de liquidez

La Administración mantiene niveles de liquidez conservadores, adicionalmente mantiene facilidades de financiamiento de corto plazo que le brindan la flexibilidad necesaria para cumplir con sus obligaciones en el caso de ser necesario.

A continuación se presenta un análisis de los pasivos financieros de la Compañía por fecha de vencimiento. Este análisis se muestra según la fecha de vencimiento contractual y son flujos de efectivo sin descontar.

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros**Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015**

	<u>Menos de 1 año</u>	<u>De 1 a 5 años</u>	<u>Más de 5 años</u>
2015			
Cuentas por pagar por compra de energía	72,371,803	-	-
Deuda corto plazo	-	-	-
Deuda largo plazo	-	20,000,000	180,000,000
Totales	72,371,803	20,000,000	180,000,000
2014			
Cuentas por pagar por compra de energía	122,213,150	-	-
Deuda corto plazo	12,000,000	-	-
Deuda largo plazo	-	20,000,000	180,000,000
Totales	134,213,150	20,000,000	180,000,000

27.2.7 Administración de riesgo de capital

La Compañía administra su capital para asegurarse de poder continuar como negocio en marcha mientras se maximiza el retorno a los accionistas a través de la optimización de la deuda y el patrimonio. La estrategia de la Compañía no ha variado desde el año 1998.

La estructura de capital de la Compañía consiste de deuda neta (préstamos y emisión de bonos revelados en las Nota 17 neto del efectivo y equivalentes de efectivo) y el patrimonio (compuesto de capital en acciones, acciones en tesorería, otras utilidades integrales y utilidades retenidas).

La Compañía revisa la estructura de capital sobre una base trimestral. Como parte de esta revisión, la Administración considera el costo de capital y el riesgo asociado a cada clase de capital. La Compañía presenta un nivel de endeudamiento neto al 30 de septiembre de 2015 de 1.06 (2014: 1.17), determinado como la proporción del endeudamiento neto respecto al patrimonio.

Al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, el Índice de endeudamiento neto se detalla como sigue:

	2015	2014
Deuda (préstamos a corto plazo)	-	12,000,000
Emisión de bonos (deuda a largo plazo)	199,918,562	200,607,076
Efectivo y equivalentes de efectivo	(23,396,166)	(4,214,886)
Total deuda neta	176,522,396	208,392,190
Patrimonio	166,735,317	177,963,767
Índice de endeudamiento	1.06	1.17

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros

Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015

La metodología establecida en la NIIF 13 Medición del valor razonable especifica una jerarquía en las técnicas de valoración con base en si las variables utilizadas en la determinación del valor razonable son observables o no. La Compañía determina el valor razonable con una base recurrente y no recurrente, así como para efectos de revelación:

- Con base en precios cotizados en mercados activos para activos o pasivos idénticos a los que la Compañía puede acceder en la fecha de la medición (nivel 1).
- Con base en técnicas de valuación comúnmente usadas por los participantes del mercado que utilizan variables distintas de los precios cotizados que son observables para los activos o pasivos, directa o indirectamente (nivel 2).
- Con base en técnicas de valuación internas de descuento de flujos de efectivo u otros modelos de valoración, utilizando variable estimadas por la Compañía no observables para el activo o pasivo, en ausencia de variables observadas en el mercado (nivel 3).

Técnicas de valoración y variables utilizadas por la Compañía en la medición del valor razonable para reconocimiento y revelación:

Propiedades de inversión medidos a valor razonable, para efectos de reconocimiento: se utiliza el precio cotizado en un avalúo específico de los bienes, estas partidas son clasificadas en el nivel 1 de la jerarquía de valor razonable.

Cuentas por cobrar clientes, cuentas por pagar, deuda a corto plazo y depósito de clientes: el monto acumulado se aproxima al valor razonable debido al corto vencimiento de estos instrumentos.

Deuda a largo plazo, para efectos de revelación: El valor razonable para la deuda a largo plazo de tasa fija que incluye las emisiones de bonos preferentes por B/.100,000,000 y por B/.80,000,000 ha sido determinado con datos de entrada de nivel 1 que utiliza precios cotizados en mercados activos para pasivos idénticos a los que la Compañía puede acceder en la fecha de medición. El valor razonable de la deuda a largo plazo con tasa de interés variable para la emisión de los bonos corporativos por B/.20,000,000 ha sido determinado con datos de entrada de nivel 3, utilizando una metodología de flujos de caja descontados con base a la información disponible del mercado. Estas estimaciones son subjetivas en naturaleza e involucra incertidumbres; en consecuencia, los resultados actuales pueden ser diferentes de las estimaciones realizadas.

El valor en libros y el valor razonable estimado de los pasivos de la Compañía que no se reconocen a valor razonable en el estado de situación financiera separado, pero requieren su revelación a valor razonable, a 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 son:

(cifras en miles de B/.)

	2015				2014				
	Valor en libros	Valor razonable estimado			Valor razonable estimado				
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Pasivos									
Bonos vencen 2021	99,788	119,535	-	-	119,535	118,674	-	-	118,674
Bonos vencen 2018	20,219	-	-	18,757	18,757	-	-	18,434	18,434
Bonos vencen 2017	79,911	78,208	-	-	78,208	79,974	-	-	79,974
Total	199,918	197,743	-	18,757	216,500	198,648	-	18,434	217,082

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros

Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015

28. Medición del valor razonable

La metodología establecida en la NIIF 13 Medición del valor razonable especifica una jerarquía en las técnicas de valoración con base en si las variables utilizadas en la determinación del valor razonable son observables o no. La Compañía determina el valor razonable con una base recurrente y no recurrente, así como para efectos de revelación:

- Con base en precios cotizados en mercados activos para activos o pasivos idénticos a los que la Compañía puede acceder en la fecha de la medición (nivel 1).
- Con base en técnicas de valuación comúnmente usadas por los participantes del mercado que utilizan variables distintas de los precios cotizados que son observables para los activos o pasivos, directa o indirectamente (nivel 2).
- Con base en técnicas de valuación internas de descuento de flujos de efectivo u otros modelos de valoración, utilizando variable estimadas por la Compañía no observables para el activo o pasivo, en ausencia de variables observadas en el mercado (nivel 3).

Técnicas de valoración y variables utilizadas por la Compañía en la medición del valor razonable para reconocimiento y revelación:

Propiedades de inversión medidos a valor razonable, para efectos de reconocimiento: se utiliza el precio cotizado en un avalúo específico de los bienes, estas partidas son clasificadas en el nivel 1 de la jerarquía de valor razonable.

Cuentas por cobrar clientes, cuentas por pagar, deuda a corto plazo y depósito de clientes: el monto acumulado se aproxima al valor razonable debido al corto vencimiento de estos instrumentos.

Deuda a largo plazo, para efectos de revelación: El valor razonable para la deuda a largo plazo de tasa fija que incluye las emisiones de bonos preferentes por B/.100,000,000 y por B/.80,000,000 ha sido determinado con datos de entrada de nivel 1 que utiliza precios cotizados en mercados activos para pasivos idénticos a los que la Compañía puede acceder en la fecha de medición. El valor razonable de la deuda a largo plazo con tasa de interés variable para la emisión de los bonos corporativos por B/.20,000,000 ha sido determinado con datos de entrada de nivel 3, utilizando una metodología de flujos de caja descontados con base a la información disponible del mercado. Estas estimaciones son subjetivas en naturaleza e involucra incertidumbres; en consecuencia, los resultados actuales pueden ser diferentes de las estimaciones realizadas.

El valor en libros y el valor razonable estimado de los pasivos de la Compañía que no se reconocen a valor razonable en el estado de situación financiera separado, pero requieren su revelación a valor razonable, a 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 son:

(cifras en miles de B/.)

	Valor en libros	2015				2014			
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Pasivos									
Bonos vencen 2021	99,788	119,535	-	-	119,535	118,674	-	-	118,674
Bonos vencen 2018	20,219	-	-	18,757	18,757	-	-	18,434	18,434
Bonos vencen 2017	79,911	78,208	-	-	78,208	79,974	-	-	79,974
Total	199,918	197,743	-	18,757	216,500	198,648	-	18,434	217,082

Elektra Noreste, S.A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Notas a los estados financieros

Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015

29. Eventos subsecuentes

La Compañía evaluó todos los eventos y transacciones que tomaron lugar entre la fecha del estado de situación financiera y la fecha en que los estados financieros fueron emitidos y determinó que no se requieren revelaciones adicionales.



**REPÚBLICA DE PANAMÁ
SUPERINTENDENCIA DE MERCADO DE VALORES**

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

Trimestre terminado al 30 de septiembre de 2015

RAZÓN SOCIAL DE LA COMPAÑÍA: ELEKTRA NORESTE, S.A.

VALORES QUE HA REGISTRADO:

Bonos a tasa de interés anual de 7.60% con vencimiento el 12 de julio de 2021. Resolución No. CNV 156-06 del 29 de junio de 2006 por la suma de B/. 100,000,000

Bonos Corporativos a tasa de interés Libor tres (3) meses + 2.375% con vencimiento el 20 de octubre de 2018. Resolución No. CNV 316-08 del 7 de octubre de 2008 por la suma de B/. 40,000,000

Bonos Corporativos a tasa de interés anual de 4.73% con vencimiento el 13 de diciembre de 2027. Resolución No. SMV 432-12 del 20 de diciembre de 2012 por la suma de B/. 80,000,000

DIRECCIÓN DE LA COMPAÑÍA: COSTA DEL ESTE, BUSINESS PARK
TORRE OESTE, PISO 3
PLAZA PANAMA 0833-00202
PANAMA, REP. DE PANAMA

NÚMERO DE TELÉFONO Y FAX: (507) 340-4603, FAX (507) 340-4785

I PARTE

A. INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA

1. Historia de la Compañía

Elektra Noreste, S.A. (comercialmente ENSA) es una sociedad anónima formada como resultado de la privatización del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE). La Compañía fue constituida mediante Escritura Pública No.143 de 19 de enero de 1998 e inició operaciones en enero de 1998. El capital social autorizado de la Compañía consiste en cincuenta millones de acciones comunes sin valor nominal. A la fecha, Panama Distribution Group, S.A. posee el 51% de las acciones comunes autorizadas, emitidas y en circulación de la Compañía, mientras que el Estado y los ex-empleados del IRHE poseen un 48.25% y un 0.43%, respectivamente. El resto de las acciones se mantienen como acciones en tesorería.

2. Descripción del negocio

La actividad de la Compañía incluye la compra de energía en bloque y su transporte por las redes de distribución a los clientes. En adición, la Compañía realiza la transformación de tensión vinculada, la entrega de energía a los consumidores, la medición, lectura, facturación y cobro de la energía. De igual manera, la Compañía tiene la responsabilidad de instalar, operar y mantener el alumbrado público en la zona de concesión (tal como se define en el siguiente párrafo), de acuerdo con los niveles y criterios de iluminación establecidos por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). En adición, la Compañía está autorizada para realizar actividades de generación de energía hasta un límite del 15% de la demanda máxima de energía en la zona de concesión, opción que a la fecha no ha sido ejercida por la Compañía.

De acuerdo con el contrato de concesión, la Compañía tiene la exclusividad para la distribución y comercialización de energía eléctrica a clientes ubicados en las áreas geográficas de Panamá Este, Colón, la Bahía de Panamá, la Comarca Guna Yala y Darién. La exclusividad en la fase de distribución también incluye a los “grandes consumidores”, los cuales son definidos por la Ley 6, de fecha 3 de febrero de 1997, como aquellos clientes con una demanda máxima superior a 100 KW por sitio, a quienes les está permitido comprar directamente la energía a otros agentes del mercado eléctrico.

Se delimita la zona de concesión inicial hasta el área geográfica correspondiente a 1,000 metros alrededor de las líneas eléctricas existentes de cualquier tensión, lo que anteriormente comprendía hasta los 500 metros. A partir del tercer año, se expande gradualmente cada dos años, 1,000 metros a partir de las líneas eléctricas existentes de cualquier tensión, hasta alcanzar los 5,000 metros. Con esta nueva condición la Compañía está obligada a incorporar en un término de 10 años todas las comunidades que se encuentren a menos de 5,000 metros de la red de distribución existente a la entrada en vigencia del presente contrato de concesión.

Este informe es presentado en Dólar de los Estados Unidos de América, el cual se mantiene a la par del Balboa (B/.) unidad monetaria de la República de Panamá.



B. ANÁLISIS DE RESULTADOS FINANCIEROS Y OPERATIVOS

1. Liquidez

Liquidez de la Compañía para los nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2015 y 2014.

ENSA está bien posicionada para satisfacer las necesidades de liquidez de la Compañía. Nuestra principal fuente de liquidez proviene de fondos generados de nuestras operaciones y en un menor grado, por facilidades de líneas de crédito con bancos locales de primera línea.

La siguiente tabla resume el flujo de efectivo de ENSA durante los nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2015 y 2014:

Por actividad: (en miles de USD)	Nueve meses terminados 30 de Septiembre	
	2015	2014
Efectivo neto (utilizado en) provisto por:		
Actividades de Operación	122,010	(8,184)
Actividades de Inversión	(56,236)	(36,314)
Actividades de Financiamiento	<u>(46,593)</u>	<u>41,750</u>
Disminución en el efectivo	19,181	(2,748)
Efectivo al inicio del período	<u>4,215</u>	<u>4,958</u>
Efectivo al final del período	<u>23,396</u>	<u>2,210</u>

Actividades de operación

El efectivo neto provisto por las actividades de operación para los nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2015 fue de USD 122 millones (USD 8.2 millones de efectivo utilizado para los nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2014). Este incremento en el flujo de caja operativo se derivó principalmente por la caída en los precios del petróleo, lo cual generó para la Compañía flujos de efectivo positivos por USD 92.9 millones de la cuenta de subsidios de gobierno y por USD 29.5 millones para la cuenta de activo/pasivo regulatorio.

Actividades de inversión

Las erogaciones de capital para los nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2015 fueron por USD 56.2 millones, que representa USD 19.9 millones de incremento al compararlo con el mismo periodo del año anterior. Este aumento de efectivo utilizado en las actividades de inversión obedece principalmente a la ejecución del programa de inversiones contempladas dentro de la determinación del ingreso máximo permitido para el período tarifario vigente.

Actividades de financiamiento

El efectivo utilizado en actividades de financiamiento fue de USD 46.6 millones para los nueve meses finalizados el 30 de septiembre 2015 (USD 41,7 millones de efectivo provisto para los nueve meses finalizados el 30 de septiembre 2014). La disminución de efectivo por actividades de financiación se debió principalmente a: i) cancelación de deuda de corto plazo por USD 12 millones; ii) y por pago de dividendos por USD 35.8 millones.

2. Recursos de capital

Nuestra principal fuente de liquidez proviene de fondos generados de nuestras operaciones y en un menor grado, de facilidades de líneas de crédito con bancos locales de primera línea. La Compañía, sobre una base anual, financia la mayor parte de sus gastos de capital con fondos generados de sus operaciones y en caso de requerirse, por medio de préstamos obtenidos de sus facilidades de crédito. Estas inversiones de capital son presupuestadas basadas en los flujos de efectivo proyectados para el año. Al 30 de septiembre de 2015 la Compañía mantiene contratos para facilidades de líneas de crédito a corto plazo por un total de USD 172 millones y no tenía saldos adeudados por uso.

Al 30 de septiembre de 2015, se cerró con un efectivo y equivalentes de efectivo por USD 23.4 millones y una relación deuda-capital de 55 por ciento.

Estructura de Capital (en miles de USD)	Sep 30,		Dic 31,	
	2015	%	2014	%
Patrimonio	166,735	45	177,964	46
Deuda ⁽¹⁾	199,918	55	212,607	54
Total Capitalización	366,653	100	390,571	100

(1) Incluye USD 12 millones de deuda pendiente bajo las facilidades de crédito al 31 de Diciembre de 2014.

La capitalización total disminuyó en USD 23,918 durante los nueve meses del 2015, principalmente por cancelación de deuda corto plazo por USD 12,000 y por el pago de dividendos por USD 35,823, lo anterior, contrarrestado parcialmente por una ganancia neta de USD 23,474 acumulada al 30 de Septiembre de 2015.

Al 30 de septiembre de 2015 la Compañía mantiene endeudamiento por USD 199,918, correspondiente a deuda de largo plazo, producto de la emisión de bonos. La relación Deuda Total/EBITDA resultó en 2.37(*), manteniéndose por debajo del límite de 3.25x establecido para los acuerdos de emisión de bonos de USD 100,000 y USD 20,000 y del límite de 3.50x establecido para el acuerdo de emisión de bonos de USD 80,000 millones.

$$\frac{\text{Deuda Total}}{\text{EBITDA}} = \text{Indice Financiero} \frac{199,918}{84,269} = 2.37$$

(*) Para la determinación del EBITDA se utilizan los últimos cuatro trimestres.

3. Resultado de las operaciones

Análisis de los resultados operativos para los nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2015 y 2014.

Estado de Resultados

(miles de USD)

Concepto	09 2015	09 2014	% Ing. 2015	% Var 2014
Ingresos totales	455,901	533,089	100%	-14%
Costos de energía y transmisión	356,700	434,786	78%	-18%
Margen Bruto	99,201	98,303	22%	1%
Gastos operativos	28,601	25,220	6%	13%
Gastos administrativos	10,054	9,885	2%	2%
Depreciación y amortización	17,422	15,312	4%	14%
Utilidad operacional	43,124	47,886	9%	-10%
Financieros	9,292	8,458	2%	10%
Resultados antes de impuestos	33,832	39,428	7%	-14%
Provisión de impuestos	10,358	11,802	2%	-12%
Resultados del periodo	23,474	27,626	5%	-15%

Cifras del Negocio	09 2015	09 2014	Var	% Var	Volumen	Precio
Ingresos por Venta de Energía	445,028	522,996	-77,968	-15%	38,680	-116,648
Ventas en GWh	2,396	2,231	165	7%		
Precio promedio \$/MWh	186	234	-49	-21%		
Costo de Energía y Transmisión	356,700	434,786	78,086	22%	-34,094	112,180
Compra de Energía GWh	2,723	2,525	-198	-7%		
Precio promedio \$/MWh	131	172	41	31%		

Ingresos

Al 30 de Septiembre de 2015, los ingresos totales decrecieron en USD 77,188 que representó una variación desfavorable del 14% en comparación con el mismo período de 2014. Los ingresos por venta de energía regulada fueron menores en USD 77,968 debido a que el precio promedio por MWh vendido estuvo USD 49 por debajo con respecto al precio promedio al mismo período del año anterior. El principal impacto en el decrecimiento obedece al efecto generado por menor costo de la energía, el cual es transferido (“pass through”) a los clientes a través de la facturación. Esta reducción en precio representó una disminución en los ingresos de USD 116,648. Al 30 de Septiembre de 2015, la energía vendida alcanzó los 2,396GWh, con una ventaja con respecto al mismo período del año anterior de 165GWh, que representó un incremento en los ingresos por volumen de USD 38,680. Los otros ingresos operativos aumentaron levemente en USD 779 al compararlo con el mismo período de 2014.

Costos de energía y transmisión

Al 30 de Septiembre de 2015, los costos totales de compra de energía decrecieron en USD 78,086 que representó una variación favorable de 18%. Los costos de compra de energía fueron menores debido a que el costo promedio de compra por MWh estuvo USD 41 por debajo en comparación con el costo promedio de compra para el mismo período del año 2014. El principal impacto en la variación obedece a la caída de los precios de mercado para el combustible bunker, carbón y precio del mercado ocasional.

Gastos Operativos y Administrativos

Al 30 de Septiembre de 2015, el gasto operativo finalizó con un incremento de 13% al compararlo con el mismo período del año anterior. Este incremento se atribuye principalmente a un mayor número de acciones en campo para los servicios contratados para mantenimiento, poda, cortes, lectura e inspecciones como consecuencia del crecimiento en clientes y extensión de la red de distribución.

Depreciación y Amortización

Al 30 de Septiembre de 2015, el gasto de depreciación y amortización aumentó en USD 2,110 que representó un incremento de 14% con respecto al año anterior. Este incremento en el gasto de depreciación fue derivado por mayores niveles de inversión y un consecuente aumento en capitalizaciones.

Resultado del Período

Al 30 de Septiembre de 2015, los resultados del período decrecieron en USD 4,152 en comparación con el mismo período del año anterior, lo que representó una variación desfavorable del 15%. Esta reducción en los resultados se atribuye principalmente a: i) aumento en los gastos financieros por USD 834; ii) y aumento en los gastos operativos por USD 5,660; iii) lo anterior fue contrarrestado parcialmente por una reducción en la provisión de impuesto sobre la renta por USD 1,444; iv) y aumento en el margen bruto de distribución por USD 898.

Análisis de los resultados operativos para el trimestre terminado al 30 de septiembre de 2015 comparativo al mismo trimestre del año anterior.

Estado de Resultados

(miles de USD)

Concepto	3T 2015	3T 2014	% Ing. 2015	% Var 3T 2014
Ingresos totales	142,958	177,783	100%	-20%
Costos de energía y transmisión	110,826	141,705	78%	-22%
Margen Bruto	32,132	36,078	22%	-11%
Gastos operativos	9,846	9,453	7%	4%
Gastos administrativos	3,750	4,358	3%	-14%
Depreciación y amortización	5,808	5,326	4%	9%
Utilidad operacional	12,728	16,941	9%	-25%
Financieros	3,026	2,879	2%	5%
Resultados antes de impuestos	9,702	14,062	7%	-31%
Provisión de impuestos	2,957	4,227	2%	-30%
Resultados del período	6,745	9,835	5%	-31%

Cifras del Negocio	3T 2015	3T 2014	Var	% Var	Volumen	Precio
Ingresos por Venta de Energía	138,934	174,824	-35,890	-21%	13,186	-49,076
Ventas en GWh	827	769	58	8%		
Precio promedio \$/MWh	168	227	-59	-26%		
Costo de Energía y Transmisión	110,826	141,704	30,878	28%	-10,925	41,803
Compra de Energía GWh	936	869	-67	-7%		
Precio promedio \$/MWh	118	163	45	38%		



Ingresos

En el tercer trimestre de 2015, los ingresos totales decrecieron en USD 34,825 que representó una variación desfavorable de 20% al compararlo con el mismo trimestre de 2014. Los ingresos por venta de energía regulada fueron menores en USD 35,890 debido a que el precio promedio por MWh vendido estuvo USD 59 por debajo con respecto al mismo período del año anterior. El principal impacto en el decrecimiento obedece al efecto generado por menor costo de la energía, el cual es transferido (“pass through”) a los clientes a través de la facturación. Esta variación por precio representó una disminución en los ingresos de USD 49,076. Para el tercer trimestre de 2015, la energía vendida registró la cantidad de 827GWh, con una ventaja con respecto al mismo período del año anterior de 58GWh, lo que representó un incremento en los ingresos por volumen de USD 13,186. En el tercer trimestre de 2015, los otros ingresos operativos aumentaron en USD 1,065 al compararlo con el mismo período de 2014. Este incremento obedece a ingresos no usuales producto de bajas por pasivos vencidos.

Costos de energía y transmisión

En el tercer trimestre de 2015, los costos de compra de energía decrecieron en USD 30,878 que representó una variación negativa de 22%. Los costos de compra de energía fueron menores debido a que el costo promedio de compra por MWh estuvo USD 45 por debajo en comparación al tercer trimestre de 2014. El principal impacto en la variación obedece a la caída de los precios de mercado para el combustible bunker, carbón y en el precio del mercado ocasional. Como referencia cabe mencionar que el Precio del Golfo para el barril de petróleo se situó al cierre del tercer trimestre 2015 en USD 44.41 versus un precio de USD 89.56 al mismo período del año anterior.

Gastos Operativos y Administrativos

El rubro de gastos administrativos finalizó con una disminución de 14% al compararlo con el mismo trimestre del año anterior, lo cual fue derivado principalmente por una disminución en el gasto de compensaciones por incumplimiento en las normas técnicas de servicio y por el efecto de reversiones en la provisión de litigios debido a casos que no han procedido.

El gasto operativo finalizó con un incremento de 4% en comparación con el mismo trimestre del año anterior, lo cual se atribuye principalmente al aumento vegetativo del gasto de servicios contratados por incremento en las acciones de mantenimiento, poda, cortes, lectura e inspecciones como consecuencia del crecimiento en clientes y extensión de la red de distribución.

Depreciación y Amortización

En el tercer trimestre de 2015, el gasto de depreciación y amortización aumentó en USD 482 que representó un incremento de 9%. Este incremento en el gasto de depreciación fue derivado por mayores requerimientos de inversión y un consecuente aumento en capitalizaciones.

Resultado del Período

En el tercer trimestre de 2015, los resultados del período decrecieron en USD 3,090 que representó una variación desfavorable de 31% en comparación con el mismo trimestre del año anterior. Esta reducción en los resultados se debió principalmente a: i) una disminución del margen bruto de distribución por USD 3,946; ii) un aumento en los gastos financieros de USD 147; iii) y aumento en los gastos operativos USD 267; iv) lo anterior contrarrestado parcialmente por una reducción en la provisión de impuesto sobre la renta de USD 1,270.

La disminución en el margen bruto de USD 3,946 fue derivada principalmente por: i) una disminución del valor agregado de distribución (VAD) de USD 637; ii) una disminución en los ingresos del componente de generación (“pass through”) por USD 654; iii) y una disminución en el ingreso por consumo no facturado de USD 3,720, derivado principalmente por la reducción en el precio de la tarifa para el segundo semestre del 2015 en comparación a la aplicada en el mismo período del 2014. Lo anterior, fue contrarrestado parcialmente por un aumento en los otros ingresos operativos por USD 1,065.

EBITDA

Indicadores	3T 2015	3T 2014	% Var
Excedente operacional	12,728	16,941	-25%
EBITDA	18,536	22,267	-17%
Margen de EBITDA	13%	13%	
Margen operacional	9%	10%	
Margen neto	5%	6%	

En el tercer trimestre de 2015, el EBITDA decreció en USD 3,731 en comparación con el mismo trimestre del año anterior, lo que representó una variación desfavorable de 17%. Esta reducción en el EBITDA se debió principalmente a la disminución del margen bruto de distribución por USD 3,946, contrarrestado por una reducción en los gastos operativos por USD 215.

4. Análisis de perspectivas

Se espera que para el próximo período el crecimiento de clientes se mantenga estable dentro del promedio vegetativo y la estructura de clientes se debe mantener igual que en los últimos tres años. El crecimiento del consumo se proyecta para el sector residencial y gobierno dentro del promedio de los últimos años y para el sector comercial se espera que este ligeramente por encima del promedio, por la construcción de varios centros comerciales tanto en el área de la ciudad como el área este. Para el 2016 el consumo del sector gobierno volverá a su nivel promedio dado a la culminación de macro proyectos que impactaron el consumo del 2015.

5. Hechos de importancia

En el mes de julio, se recibió el informe por parte de Fitch Ratings donde se afirma la calificación de Elektra Noreste, S.A. en “BBB” con perspectiva estable.

En el mes de septiembre, se designó al Sr. Jaime Lammie como Tesorero de la Junta Directiva en reemplazo de la Sra. Mariel Jovanné.

En el mes de septiembre se recibió de ASEP, la resolución AN No.9075-Elec donde se ordena a ENSA aplicar una reducción tarifaria por incumplimiento en las Normas de Calidad de Servicio durante los años 2012, 2013 y 2014 por la suma de USD 7,060,063 a los clientes afectados. ENSA interpuso ante la ASEP un recurso de reconsideración, el cual aún no ha sido resuelto.

II PARTE

Elektra Noreste, S.A.

(propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)

Resumen Financiero Trimestral (En miles de USD)

	Sep 2015	Jun 2015	Mar 2015	Dic 2014
<u>Estado de Resultados</u>				
Ventas o Ingresos Totales	142,958	158,692	154,251	149,036
Margen Operativo	32,132	33,573	33,495	35,797
Gastos Generales y Administrativos	19,404	18,461	18,211	17,087
Ingreso Operativo	12,728	15,112	15,284	18,710
Gastos Financieros	3,119	3,125	3,196	3,620
Utilidad Neta	6,744	8,388	8,341	10,632
Acciones Emitidas y en Circulación	49,840	49,840	49,840	49,840
Depreciación y Amortización	5,808	5,888	5,726	5,013
EBITDA	18,536	21,000	21,010	23,723
<u>Balance General</u>				
Activo No Corriente	146,407	148,735	176,323	201,310
Activos Totales	580,424	558,942	573,802	588,655
Pasivo No Corriente	188,410	184,628	175,266	172,413
Deuda Corto Plazo	0	0	0	12,000
Deuda Largo Plazo	199,918	200,797	199,748	200,607
Capital Pagado	106,099	106,099	106,099	106,099
Utilidades Retenidas	60,636	53,806	80,011	71,865
Total Patrimonio	166,735	159,905	186,110	177,964
<u>Razones Financieras</u>				
Utilidad/Acción	0.14	0.17	0.17	0.21
Deuda Total/Patrimonio	1.20	1.26	1.07	1.19
Capital de Trabajo	-42,003	-35,893	1,057	28,897
Razón Corriente	0.78	0.81	1.01	1.17
Utilidad Operativa / Gastos Financieros	4.1	4.8	4.8	5.2

(1) Cifras del 2014 están presentadas de acuerdo a normas internacionales de información financiera por motivo de adopción de estos principios contables con balance de apertura a diciembre 2012.



III PARTE

ESTADOS FINANCIEROS

Adjuntamos al presente informe los Estados Financieros Interinos No Auditados de la sociedad Elektra Noreste, S.A.

IV PARTE

ESTADOS FINANCIEROS DE GARANTES O FIADORES

No Aplica

V PARTE

CERTIFICACIÓN DEL FIDUCIARIO

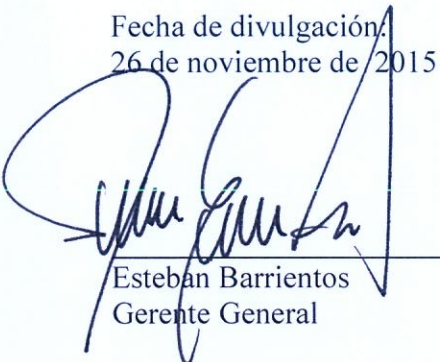
No Aplica

VI PARTE

DIVULGACIÓN

Este documento ha sido preparado con el conocimiento de que su contenido será puesto a disposición del público inversionista y del público en general. Elektra Noreste, S.A. divulgará el informe de Actualización Trimestral a través de la Internet, en su página Web denominada: www.ensa.com.pa

Fecha de divulgación:
26 de noviembre de 2015



Esteban Barrientos
Gerente General

