

Elektra Noreste, S. A.

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

**Informe y Estados Financieros
31 de diciembre de 2011**

Índice para los Estados Financieros
31 de diciembre de 2011

	Páginas
Informe de los Auditores Independientes	1
Estados Financieros:	
Balance General	2
Estado de Resultados	3
Estado de Cambios en el Patrimonio de los Accionistas	4
Estado de Flujos de Efectivo	5
Notas a los Estados Financieros	6 - 32



Informe de los Auditores Independientes

A la Junta Directiva y Accionista de
Elektra Noreste, S. A.
(Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S. A.)

Hemos auditado el balance general que se acompaña de Elektra Noreste, S. A. (Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S. A.) (la "Compañía") al 31 de diciembre de 2011 y el estado de resultados, estado de cambios en el patrimonio de los accionistas y estado de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha. Estos estados financieros son responsabilidad de la Administración de la Compañía. Nuestra responsabilidad consiste en emitir una opinión sobre estos estados financieros basada en nuestra auditoría.

Los estados financieros de la Compañía al 31 de diciembre de 2010 y para el año terminado en esa fecha fueron auditados por otros auditores, cuyo informe con fecha 25 de marzo de 2011 expresaron una opinión sin salvedades sobre dichos estados financieros.

Nuestra auditoría fue realizada de acuerdo con las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en los Estados Unidos de América. Estas Normas requieren que planifiquemos y ejecutemos la auditoría para obtener una seguridad razonable de que los estados financieros están libres de errores significativos. Una auditoría incluye examinar, sobre bases selectivas, la evidencia que respalda los montos y revelaciones en los estados financieros. Una auditoría también incluye evaluar los principios de contabilidad utilizados y las estimaciones significativas efectuadas por la Administración, así como evaluar la presentación general de los estados financieros. Consideramos que nuestra auditoría proporciona una base razonable para expresar nuestra opinión.

En nuestra opinión, los estados financieros antes mencionados presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera de la Compañía al 31 de diciembre de 2011, los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de conformidad con los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en los Estados Unidos de América.

A handwritten signature in cursive script that reads "PricewaterhouseCoopers".

17 de febrero de 2012
Panamá, República de Panamá

Elektra Noreste, S. A.

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

**Balance General
31 de diciembre de 2011**

Activos	2011	2010	Pasivos y Patrimonio de los Accionistas	2011	2010
Activos circulantes			Pasivos circulantes		
Efectivo y equivalentes de efectivo	B/. 3,398,707	B/. 21,984,499	Cuentas por pagar:		
Cuentas por cobrar:			Generación y transmisión (Notas 7 y 12)	B/. 65,059,080	B/. 56,137,544
Clientes y otros, neto (Notas 3 y 12)	68,458,877	58,268,380	Proveedores (Nota 7)	18,026,316	11,049,741
Activo regulatorio (Notas 2 y 14)	23,407,351	-	Contratos de construcción	9,994,230	8,500,845
Cuentas por cobrar, neto	91,866,228	58,268,380	Pasivo regulatorio (Notas 2 y 14)	-	1,903,649
Inventario	7,974,027	5,630,085	Impuesto sobre la renta por pagar	1,111,503	10,221,045
Impuesto sobre la renta diferido (Nota 8)	-	1,586,742	Impuesto sobre la renta diferido (Nota 8)	6,159,251	-
Otros activos circulantes	1,477,234	422,034	Depósitos de clientes (Nota 9)	1,564,343	1,550,343
Total de activos circulantes	104,716,196	87,891,740	Retenciones de impuestos a empleados	358,346	334,172
Propiedad, planta y equipo, neto (Nota 4)	279,010,318	258,026,592	Total de cuentas por pagar	102,273,069	89,697,339
Otros activos:			Deuda corto plazo (Notas 10 y 17)	10,000,000	-
Costos de emisión de deuda (Nota 5)	2,276,694	2,443,999	Intereses por pagar sobre deuda	3,670,376	3,653,246
Fondo de cesantía	1,814,687	1,525,092	Gastos acumulados por pagar	2,234,307	1,789,901
Depósitos de garantía en instalaciones	114,056	104,820	Total de pasivos circulantes	118,177,752	95,140,486
Intangibles, neto (Nota 6)	6,346,529	5,743,114	Deuda a largo plazo (Notas 10 y 17)	119,347,394	119,302,154
Piezas y repuestos	932,733	739,608	Depósitos de clientes y otros pasivos:		
Total de otros activos	11,484,699	10,556,633	Impuesto sobre la renta diferido (Nota 8)	2,665,826	2,755,575
			Depósitos de clientes (Nota 9)	4,724,360	5,141,980
			Provisión para contingencias (Nota 16)	78,610	173,110
			Otros pasivos acumulados	2,305,629	2,360,903
			Total de pasivos	247,299,571	224,874,208
			Compromisos y contingencias (Nota 16)		
			Patrimonio de los accionistas		
			Acciones comunes autorizadas y emitidas: 50,000,000		
			acciones sin valor nominal; 160,031 acciones en tesorería	106,098,875	106,098,875
			Utilidades no distribuidas	41,812,767	25,501,882
			Total de patrimonio de los accionistas	147,911,642	131,600,757
Total de activos	B/. 395,211,213	B/. 356,474,965	Total de pasivos y patrimonio de los accionistas	B/. 395,211,213	B/. 356,474,965

Las notas en las páginas 6 a 32 son parte integral de estos estados financieros.

Elektra Noreste, S. A.

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

**Estado de Resultados
Por el año terminado el 31 de diciembre de 2011**

	2011	2010
Ingresos		
Ventas de energía (Nota 12)	B/. 474,351,054	B/. 443,903,930
Otros ingresos (Nota 13)	<u>9,633,127</u>	<u>9,036,878</u>
	483,984,181	452,940,808
Compra de energía y cargos de transmisión, neto (Notas 12 y 14)	<u>381,789,833</u>	<u>359,211,739</u>
Margen bruto en distribución	<u>102,194,348</u>	<u>93,729,069</u>
Gastos de Operaciones		
Salarios y otros costos relacionados con personal	8,688,835	8,625,323
Prima de antigüedad y cesantía	261,597	583,346
Provisión para cuentas de cobro dudoso, neto de recuperaciones	1,099,909	1,004,485
Reparación y mantenimiento	2,852,553	2,926,311
Servicios profesionales	13,687,758	12,496,355
Depreciación y amortización	16,182,172	14,789,187
Administrativos y otros	8,907,963	9,254,094
Pérdida en descarte de activo fijo (Nota 4)	<u>85,002</u>	<u>348,056</u>
	<u>51,765,789</u>	<u>50,027,157</u>
Ganancia en operaciones	<u>50,428,559</u>	<u>43,701,912</u>
Otros Ingresos (Egresos)		
Otros ingresos	512,041	380,928
Intereses ganados	1,127,973	1,089,288
Gastos de intereses (Nota 15)	<u>(8,586,409)</u>	<u>(8,731,186)</u>
	<u>(6,946,395)</u>	<u>(7,260,970)</u>
Utilidad antes del impuesto sobre la renta	<u>43,482,164</u>	<u>36,440,942</u>
Impuesto sobre la renta (Nota 8):		
Corriente	5,395,364	16,212,674
Diferido	<u>7,656,245</u>	<u>(5,272,665)</u>
	<u>13,051,609</u>	<u>10,940,009</u>
Utilidad neta	<u>B/. 30,430,555</u>	<u>B/. 25,500,933</u>

Las notas en las páginas 6 a 32 son parte integral de estos estados financieros.

Estado de Cambios en el Patrimonio de los Accionistas
Por el año terminado el 31 de diciembre de 2011

	<u>Acciones Comunes</u>	<u>Acciones en Tesorería</u>	<u>Utilidades no Distribuidas</u>	<u>Total</u>
Saldo al 1 de enero de 2010	B/. 106,642,962	B/. (544,087)	B/. 25,789,653	B/. 131,888,528
Utilidad neta	-	-	25,500,933	25,500,933
Dividendos pagados (Nota 11)	-	-	(26,174,189)	(26,174,189)
Impuesto complementario acreditado (Nota 11)	-	-	924,308	924,308
Impuesto complementario pagado (Nota 11)	-	-	(538,823)	(538,823)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	106,642,962	(544,087)	25,501,882	131,600,757
Utilidad neta	-	-	30,430,555	30,430,555
Dividendos pagados (Nota 11)	-	-	(13,500,000)	(13,500,000)
Impuesto complementario acreditado (Nota 11)	-	-	540,000	540,000
Impuesto complementario pagado (Nota 11)	-	-	(1,159,670)	(1,159,670)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	<u>B/. 106,642,962</u>	<u>B/. (544,087)</u>	<u>B/. 41,812,767</u>	<u>B/. 147,911,642</u>

Las notas en las páginas 6 a 32 son parte integral de estos estados financieros.

Elektra Noreste, S. A.

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

**Estado de Flujos de Efectivo
Por el año terminado el 31 de diciembre de 2011**

	2011	2010
Flujos de efectivo por las actividades de operación		
Utilidad neta	B/. 30,430,555	B/. 25,500,933
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciación y amortización	16,182,172	14,789,187
Pérdida en descarte de activo fijo	85,002	348,056
Provisión de cuentas de dudoso cobro, neto de recuperación	1,099,909	1,004,485
Amortización de descuento en bonos por pagar	45,240	41,949
Amortización de costos de emisión de deuda	167,305	155,020
Provisión para prima de antigüedad, neto de aportes al fondo de cesantía	(2,176)	64,002
Impuesto sobre la renta diferido	7,656,244	(5,272,665)
Ajuste al componente de combustible	(25,311,000)	17,689,000
Cambios netos en activos y pasivos de operación:		
Cuentas por cobrar	(11,390,407)	3,023,675
Inventario	(2,343,942)	(1,373,844)
Otros activos	(1,247,493)	784,909
Cuentas por pagar - comerciales y otros pasivos	17,186,279	(3,140,023)
Impuesto sobre la renta	(9,109,541)	13,042,043
Prima de antigüedad	(59,953)	(185,089)
Efectivo neto provisto por las actividades de operación	<u>23,388,194</u>	<u>66,471,638</u>
Flujos de efectivo por las actividades de inversión		
Inversiones de capital	(38,317,453)	(24,848,931)
Producto de la venta de activo fijo	<u>463,137</u>	<u>237,925</u>
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión	<u>(37,854,316)</u>	<u>(24,611,006)</u>
Flujos de efectivo por las actividades de financiamiento		
Deuda a corto plazo	10,000,000	-
Impuesto complementario acreditado (Nota 11)	540,000	924,308
Impuesto complementario pagado (Nota 11)	(1,159,670)	(538,823)
Dividendos pagados (Nota 11)	<u>(13,500,000)</u>	<u>(26,174,189)</u>
Efectivo neto utilizado en las actividades de financiamiento	<u>(4,119,670)</u>	<u>(25,788,704)</u>
(Disminución) aumento neto en el efectivo	(18,585,792)	16,071,928
Efectivo al inicio del año	<u>21,984,499</u>	<u>5,912,571</u>
Efectivo al final del año	<u>B/. 3,398,707</u>	<u>B/. 21,984,499</u>
Revelación suplementaria de flujos de efectivo:		
Efectivo pagado durante el año:		
Intereses, neto de montos capitalizados	<u>B/. 8,227,579</u>	<u>B/. 8,353,394</u>
Impuesto sobre la renta	<u>B/. 14,504,905</u>	<u>B/. 3,170,632</u>

Las notas en las páginas 6 a 32 son parte integral de estos estados financieros.

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2011

1. Naturaleza de las Operaciones

Elektra Noreste, S. A. (la “Compañía”), 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 16, 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 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.

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2011

2. Resumen de las 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:

Bases de Presentación

Los estados financieros han sido preparados de acuerdo a los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América (“US GAAP”).

Los estados financieros han sido preparados sobre la base de costo histórico.

Efectivo y Equivalentes de Efectivo

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

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 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 (off-balance-sheet), relacionado a sus clientes.

Activo (Pasivo) Regulatorio

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 en las cuentas por pagar en el balance general 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 en la cuenta por cobrar en el balance general y conlleva a un aumento en la próxima revisión tarifaria a ser recuperada de los clientes.

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2011

2. Resumen de las Políticas de Contabilidad más Significativas (Continuación)

Inventario

Los inventarios incluyen principalmente materiales y suministros para consumo interno. Las herramientas y repuestos son consideradas parte del inventario pero clasificadas como activos no corrientes. El inventario se presenta al costo o al valor de mercado, el menor. El costo es determinado mediante el método de costo promedio.

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 balance general, 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 de conformidad con el (“Accounting Standard Codification”) (“ASC”) No.835, “Intereses” emitida por el “Financial Accounting Standard Board” (“FASB”) por sus siglas en Inglés.

Los activos de larga vida son revisados para evaluar su deterioro cuando algún evento o cambio en las circunstancias indican que el valor en libros de un activo pudiera no ser recuperado a través de las operaciones, de acuerdo con el ASC 360 Propiedad, planta y equipo (ASC 360-10-35), “Deterioro o Descarte de Activos de Larga Vida”. Si el valor en libros del activo excede el flujo de efectivo futuro descontado generado por el activo o grupos de activos, una pérdida por deterioro es reconocida y el activo es registrado a su valor de mercado. El valor razonable puede ser determinado a través del uso de cotizaciones de los precios de mercado, avalúos u otras técnicas de valuación, tales como flujos de efectivo futuros esperados a su valor descontado. El juicio de la Administración es requerido en decidir cuando es necesario realizar las pruebas de recuperación y estimar el flujo de efectivo descontado. Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, no se identificó deterioro de 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 resultados.

Notas a los Estados Financieros **31 de diciembre de 2011**

2. Resumen de las Políticas de Contabilidad más Significativas (Continuación)

Propiedad, Planta y Equipo (continuación)

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:

Postes, torres y accesorios	30 Años
Transformadores	30 Años
Ductos y conductores subterráneos	30 Años
Conductores aéreos y accesorios	25 Años
Equipos de subestaciones	30 Años
Medidores de consumidores	20 a 30 Años
Edificios y mejoras	35 Años
Equipos de alumbrados públicos	25 Años
Equipos de transporte	8 Años
Equipos de comunicación	8 a 25 Años
Mobiliario y equipo de oficina	5 a 20 Años

Costos de Emisión de Deuda

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. Durante el período 2011 y 2010 no se realizó emisión de deuda nueva.

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 acuerdo a lo que prescribe el ASC 815, "Derivados y Coberturas". 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 operaciones.

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2011

2. Resumen de las Políticas de Contabilidad más Significativas (Continuación)

Compra de Energía y Cargo de Transmisión (continuación)

En adición, la Compañía paga a Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (“ETESA”), una Compañía poseída en un 100% por el Gobierno 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. La tarifa actual de transmisión está vigente hasta el 30 de junio de 2013, posteriormente la tarifa es revisada por ETESA y la ASEP para el próximo período de cuatro años.

Impuesto sobre la Renta

El impuesto sobre la renta del año comprende tanto el impuesto corriente, como el impuesto diferido. El impuesto sobre la renta corriente se refiere al impuesto estimado por pagar sobre los ingresos gravables del año, utilizando la tasa vigente a la fecha del balance.

El impuesto sobre la renta diferido es contabilizado bajo el método de activos y pasivos tal como lo prescribe el ASC 740, “Impuesto sobre la Renta”. 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 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 resultados en el período en que entra en vigencia el cambio.

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 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.

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 16)

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2011

2. Resumen de las Políticas de Contabilidad más Significativas (Continuación)

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 y se presenta dentro del rubro de Otros Pasivos Acumulados del balance general.

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 Progreso, S.A., quien actúa como fiduciario para asegurar el pasivo por fondo de cesantía. Este fondo se reporta en los balances generales como “Fondo de Cesantía”.

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 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.

Actividad Regulada

La Compañía está sujeta a la regulación por parte del 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 el ASEP para las empresas eléctricas.

La Compañía está sujeta a lo establecido en el pronunciamiento ASC 980 “Operaciones Reguladas”. Los activos regulados representan ingresos futuros probables asociados con ciertos costos que se esperan sean recuperados de los clientes a través del proceso de la tarifa. Los pasivos regulados representan probables reducciones en ingresos futuros asociados con importes que se esperan sean acreditados a los clientes a través del proceso tarifario.

Notas a los Estados Financieros **31 de diciembre de 2011**

2. Resumen de las Políticas de Contabilidad más Significativas (Continuación)

Actividad Regulada (continuación)

Los activos y pasivos regulados que se presentan en el balance general, se relacionan con lo siguiente:

	2011	2010
Activo regulatorio (Nota 14)	B/. 23,407,351	B/. -
Pasivo regulatorio (Nota 14)	-	(1,903,649)
Impuesto sobre la renta diferido - activo (pasivo) (Nota 8)	<u>(7,022,205)</u>	<u>571,095</u>
	<u>B/. 16,385,146</u>	<u>B/. (1,332,554)</u>

En el evento que una parte de las operaciones de la Compañía no tenga que seguir aplicando las provisiones del ASC 980, la Compañía requeriría dar de baja los activos y pasivos regulados relacionados que específicamente no serán recuperados a través de las tarifas. En adición, la Compañía requeriría determinar si existe algún deterioro de los otros activos, incluyendo propiedad, planta y equipo, los cuales de existir deterioro deben ser dados de baja a su valor de mercado.

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 aún 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.

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2011

2. Resumen de las Políticas de Contabilidad más Significativas (Continuación)

Reconocimiento de Ingresos (continuación)

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 resultados.

Uso de Estimaciones

La preparación de los estados financieros de acuerdo con Normas de Contabilidad Generalmente Aceptadas en los Estados Unidos de América 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 el período reportado. 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 asociadas con el deterioro de activos, pérdidas por contingencia, recuperación o reembolso del ajuste al componente del combustible e ingreso no facturado.

Intangible Neto

Los intangibles de la Compañía consisten en costos de desarrollo y licencias en aplicaciones obtenidas para uso interno. La Compañía amortiza estos activos intangibles utilizando el método de línea recta en base a una vida útil de hasta 15 años. Los activos intangibles son revisados anualmente para determinar si existe alguna condición adversa o un cambio en las circunstancias que requieran un cambio en la vida útil restante.

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.

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2011

2. Resumen de las Políticas de Contabilidad más Significativas (Continuación)

Medio Ambiente

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. Las provisiones por temas relacionados con el medio ambiente son registradas cuando es probable que una obligación haya sido incurrida y el importe pueda ser razonablemente estimado basado en la regulación vigente. Estas son ajustadas periódicamente como resultado de nuevas evaluaciones y esfuerzos de remediación realizadas o, como resultado de la disponibilidad de información técnica y legal adicional. Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, la Compañía ha determinado que no existen incumplimientos de normas y regulaciones que la obliguen a establecer una provisión por daños o remedaciones al medio ambiente y dado que la empresa solo provee el servicio de distribución de energía considera que de ser requerido establecer un pasivo por obligaciones de disposición de activos con riesgos para el medio ambiente esta sería inmaterial.

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.

Unidad Monetaria

Los registros se llevan en Balboas y los estados financieros están expresados en esta moneda. El Balboa, unidad monetaria de la República de Panamá, está a la par y es de libre cambio con el Dólar de los Estados Unidos de América. La República de Panamá no emite papel moneda y en su lugar utiliza el Dólar norteamericano como moneda de curso legal.

Nuevos Pronunciamientos

La Compañía adoptó o adoptará, los recientes pronunciamientos contables listados a continuación, de ser aplicables, según su respectiva fecha efectiva.

Notas a los Estados Financieros **31 de diciembre de 2011**

2. Resumen de las Políticas de Contabilidad más Significativas (Continuación)

Nuevos Pronunciamientos (continuación)

En mayo 2011, el FASB emitió la Actualización de Pronunciamiento Contable 2011-04 (ASU 2011-04) “Medición del Valor Razonable (ASC 820) – Enmienda para alcanzar medición común del valor razonable y requerimientos de revelación bajo las Normas de Contabilidad Generalmente Aceptados en los Estados Unidos de América y las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF)”. Esta actualización no modifica los requerimientos de cuándo la medición del valor razonable es aplicable más bien, presenta ciertas aclaraciones de cómo medir y revelar el valor razonable. Esta actualización contiene nuevos requerimientos en revelaciones: (1) para el nivel 3, información cuantitativa sobre entradas no observables, descripción del proceso de valuación y discusión cualitativa sobre lo sensible de la medición; (2) información sobre el uso de los activos no financieros cuando el uso del activo no sea el mejor ni el más óptimo; (3) el nivel de la jerarquía para activos y pasivos que no son medidos a su valor razonable pero que se requiere su revelación; (4) las empresas que no son públicas están exentas en algunas revelaciones incluyendo las transferencias entre los niveles 1 y el 2 de la jerarquía, la razón para estas transferencias y la discusión cualitativa sobre lo sensible de la medición en el nivel 3. Esta actualización es efectiva para empresas no públicas, para periodos anuales que inicien después del 15 de diciembre de 2011 y para empresas públicas, para periodos interinos y anuales que inicien después del 15 de diciembre de 2011. La Compañía no espera que la adopción de esta actualización tenga impacto en los estados financieros.

Reclasificaciones

Algunas partidas en los estados financieros, por el año terminado el 31 de diciembre de 2010, han sido reclasificadas para que se presenten a conformidad con los estados financieros terminados el 31 de diciembre de 2011.

3. Cuentas por Cobrar - Clientes y Otras, Neto

Las cuentas por cobrar – clientes y otras, neto se presentan a continuación:

	2011	2010
Clientes	B/. 46,757,251	B/. 43,484,564
Gobierno y entidades municipales	<u>8,539,087</u>	<u>7,662,017</u>
	55,296,338	51,146,581
Energía suministrada no facturada	8,914,850	7,802,620
Subsidio del Gobierno (Nota 14)	10,754,808	3,794,450
Otras	<u>2,315,534</u>	<u>3,933,619</u>
	77,281,530	66,677,270
Provisión para cuentas de cobro dudoso	<u>(8,822,653)</u>	<u>(8,408,890)</u>
	<u>B/. 68,458,877</u>	<u>B/. 58,268,380</u>

Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2011

3. Cuentas por Cobrar - Clientes y Otras, Neto (Continuación)

El total de la cuenta por cobrar clientes incluye saldos adeudados por subsidios que otorga el Estado a los clientes a través del Fondo de Estabilización Tarifaria que se presentan en la nota como Subsidio del Gobierno. Estos subsidios se le otorga a clientes con un consumo menor a los 500 Kwh por mes y se otorgan también cuando el gobierno acuerda subsidiar los ajustes tarifarios.

Al 31 de diciembre de 2011 la Compañía cargó contra la provisión para cuentas de cobro dudoso la suma de B/.1,011,808 (2010: B/.1,761,816). Al 31 de diciembre de 2011 la Compañía recuperó saldos de cuentas previamente dadas de baja por la suma de B/.325,661 (2010: B/.191,828).

4. Propiedad, Planta y Equipo, Neto

La propiedad, planta y equipos son los siguientes:

	2011	2010
Postes, torres y accesorios	B/. 94,771,345	B/. 91,123,485
Transformadores	50,714,190	48,533,841
Ductos y conductores subterráneos	67,628,880	64,484,325
Servicios de consumidores	31,408,959	30,561,233
Conductores aéreos y accesorios	31,143,477	27,574,909
Equipo de subestaciones	54,535,696	54,522,367
Medidores de consumidores	29,476,864	29,987,409
Edificios y mejoras	14,383,755	14,160,326
Equipo de alumbrado público	13,661,578	13,111,960
Equipo de transporte y comunicación	7,150,288	6,879,590
Mobiliario y equipo de oficina	10,599,814	9,709,108
Construcciones en proceso	26,851,345	12,283,938
Otros	<u>5,260,494</u>	<u>4,456,925</u>
	437,586,685	407,389,416
Menos: depreciación y amortización acumuladas	<u>(164,326,684)</u>	<u>(154,666,312)</u>
	273,260,001	252,723,104
Terrenos	<u>5,750,317</u>	<u>5,303,488</u>
	<u>B/. 279,010,318</u>	<u>B/. 258,026,592</u>

Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2011

4. Propiedad, Planta y Equipo, Neto (Continuación)

Al 31 de diciembre de 2011, la Compañía incurrió en pérdidas por la suma de B/.85,002 (2010: B/.348,056), producto de descartes de activos fijos. Estas pérdidas se presentan en el estado de resultados, en el renglón de pérdida por descarte de activo fijo. Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, la Compañía capitalizó intereses por B/.214,237 (2010: B/.90,017). (Nota 15)

5. Costos de Emisión de Deuda

Los costos diferidos se detallan como sigue:

	2011	2010
Balance al inicio	B/. 2,443,999	B/. 2,599,019
Amortización	<u>(167,305)</u>	<u>(155,020)</u>
Balance al final	<u>B/. 2,276,694</u>	<u>B/. 2,443,999</u>

Los costos de emisión incurridos corresponden a notas y bonos corporativos descritos en la Nota 10. Los costos de emisión están siendo amortizados utilizando el método de interés efectivo aplicado sobre el período de la deuda.

6. Intangible, Neto

La Compañía solo tiene activos intangibles con vidas finitas, la amortización sobre la vida útil estimada se presenta a continuación:

	2011	2010
Monto acumulado	B/. 10,531,857	B/. 9,436,347
Amortización acumulada	<u>(4,185,328)</u>	<u>(3,693,233)</u>
Intangible, neto	<u>B/. 6,346,529</u>	<u>B/. 5,743,114</u>

Al 31 de diciembre 2011, el gasto de amortización para los intangibles fue de B/.701,540 (2010: B/.612,060).

A continuación la amortización de los activos intangibles para el período comprendido entre el 31 de diciembre de 2012 al 2016:

	2012	2013	2014	2015	2016
Amortización estimada	<u>B/. 729,645</u>	<u>B/. 729,487</u>	<u>B/. 729,487</u>	<u>B/. 728,660</u>	<u>B/.663,360</u>

Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2011

7. Cuentas por Pagar

Generación y Transmisión

Las cuentas por pagar a las compañías generadoras y de transmisión se detallan como sigue:

	2011	2010
Partes no relacionadas		
Inversiones y Desarrollo Balboa, S. A.	B/. 5,714,049	B/. 4,578,003
Panam Generating Ltd.	14,264,131	9,556,994
Pedregal Power Company	721,867	3,796,145
Térmica del Caribe, S. A.	4,634,637	4,938,375
Sistema de Generación, S. A.	3,248,063	-
Generadora del Atlántico, S. A.	47,441	4,046,130
Otros	<u>1,823,122</u>	<u>1,660,498</u>
	30,453,310	28,576,145
Partes relacionadas		
AES Panamá, S. A.	3,593,339	3,247,370
Autoridad del Canal de Panamá	9,069,678	3,994,396
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S. A.	13,296	51,460
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A.	-	119
Empresa de Generación Eléctrica Bahía Las Minas Corp.	12,460,884	12,034,527
ENEL Fortuna, S. A.	7,104,378	6,665,222
Energía y Servicios de Panamá, S. A.	776,953	181,955
Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A.	<u>1,587,242</u>	<u>1,386,350</u>
	<u>34,605,770</u>	<u>27,561,399</u>
	<u>B/. 65,059,080</u>	<u>B/. 56,137,544</u>

Proveedores -Las cuentas por pagar a los proveedores se detallan como sigue:

	2011	2010
Contratos de construcción	B/. 4,142,835	B/. 2,974,536
Mantenimiento y reparación	2,432,935	1,316,530
Inventario y materiales	5,051,439	3,117,130
Servicios técnicos y profesionales	1,063,703	1,731,899
Adquisición de equipos	2,541,670	-
Otros	<u>2,793,734</u>	<u>1,909,646</u>
	<u>B/. 18,026,316</u>	<u>B/. 11,049,741</u>

Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2011

8. 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%. 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. 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.

La diferencia entre la provisión para impuesto sobre la renta para los años terminados en diciembre de 2011 y 2010 y el impuesto calculado usando la tasa estatutaria promulgada de impuesto de 30% para ingreso antes del impuesto sobre la renta reportado en los estados financieros es atribuible a lo siguiente:

	2011	2010
Impuesto sobre la renta:		
Cálculo a la tasa estatutaria	B/. 13,044,649	B/. 10,932,283
Disminución del impuesto sobre la renta debido a ingresos no gravables	(34,728)	(29,046)
Aumento en impuesto sobre la renta debido a gastos no deducibles	<u>41,688</u>	<u>36,772</u>
Total de impuesto sobre la renta	<u>B/. 13,051,609</u>	<u>B/. 10,940,009</u>

Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2011

8. Impuesto sobre la Renta (Continuación)

El impuesto sobre la renta diferido activo y pasivo resultante de diferencias temporales que serán reconocidas en períodos futuros, se detallan a continuación:

	2011	2010
Impuesto sobre la renta diferido activo corriente:		
Provisión para cuentas de cobro dudoso	B/. 580,032	B/. 758,740
Pasivo regulatorio	-	571,095
Otras	<u>282,922</u>	<u>256,907</u>
Total de impuesto sobre la renta diferido activo regulatorio (Nota 2)	862,954	B/. 1,586,742
Impuesto sobre la renta diferido pasivo corriente – ajuste al componente de combustible (Nota 2)	<u>(7,022,205)</u>	<u>-</u>
Total de impuesto sobre la renta diferido (pasivo) activo, neto	<u>B/. (6,159,251)</u>	<u>B/. 1,586,742</u>

	2011	2010
Impuesto sobre la renta diferido activo no corriente:		
Provisión para contingencias	B/. 23,582	B/. 51,933
Impuesto sobre la renta diferido pasivo, no corriente:		
Fondo de cesantía	(169,707)	(151,070)
Gasto de depreciación	<u>(2,519,701)</u>	<u>(2,656,438)</u>
Impuesto sobre la renta diferido pasivo, no corriente, neto	<u>B/. (2,665,826)</u>	<u>B/. (2,755,575)</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 autoridades fiscales por los tres últimos años. Los años iniciados a partir del 2009 están sujetos a examen por las autoridades fiscales aunque actualmente no está programado o en proceso un examen fiscal. Los años anteriores al 2009 se consideran períodos cerrados. Las compañías también están sujetas a la revisión por parte de las autoridades fiscales por cumplimiento de las regulaciones del impuesto de timbres.

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2011

8. Impuesto sobre la Renta (Continuación)

De acuerdo al ASC 740, "Impuesto sobre la renta" se requiere que la Compañía reconozca los efectos sobre los estados financieros de las posiciones fiscales si cumplen con la limitante de que "sea más probable que no". Al evaluar las partidas relacionadas con esta limitante, la Compañía debe evaluar si cada posición fiscal puede mantenerse con base solamente en sus méritos técnicos en el caso de una inspección por parte de la autoridad tributaria. La interpretación requiere que la Compañía establezca pasivos para reflejar la porción de estas posiciones que no puedan ser concluidas como que "sea más probable que no" de ser realizadas frente a su última instancia de liquidación final. Se hace referencia a las mismas como pasivos para beneficios fiscales no reconocidos bajo ASC 740. Al adoptar esta interpretación, la Compañía identificó y evaluó cualesquiera posiciones tributarias inciertas potenciales y concluyó que no existen posiciones tributarias inciertas que requieran reconocimiento en los estados financieros. La Administración espera que las autoridades tributarias permitan estas posiciones de ser inspeccionadas; y tiene un alto nivel de confianza en los méritos técnicos de estas posiciones. Consecuentemente, la Administración espera que el monto total de la posición fiscal sea finalmente realizada en los estados financieros.

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 Compañía hizo uso de este crédito fiscal en el transcurso de los años hasta el 31 de diciembre de 2008 que utilizó la totalidad de este crédito.

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.

Notas a los Estados Financieros **31 de diciembre de 2011**

9. Depósitos de Clientes

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

	2011	2010
Saldo inicial	B/. 6,692,323	B/. 7,002,837
Depósitos recibidos de clientes	2,161,381	1,639,804
Intereses acumulados	128,068	177,085
Depósitos devueltos a los clientes	(2,539,488)	(1,935,169)
Intereses pagados	<u>(153,581)</u>	<u>(192,234)</u>
Saldo final	6,288,703	6,692,323
Porción circulante	<u>(1,564,343)</u>	<u>(1,550,343)</u>
Porción a largo plazo	<u>B/. 4,724,360</u>	<u>B/. 5,141,980</u>

10. Deuda

Deuda a corto plazo

Las obligaciones por facilidades crediticias se detallan a continuación:

	2011	2010
Facilidades crediticias a corto plazo:		
HSBC Bank (Panamá), S. A.	<u>B/. 10,000,000</u>	<u>B/ -</u>

La Compañía mantiene contratos para facilidades de líneas de crédito con The Bank of Nova Scotia, Banco General, S. A., HSBC Bank (Panamá), S. A., Banco Panamá, S. A. y Banco Nacional de Panamá con un valor total de líneas de crédito al 31 de diciembre de 2011 de B/.100,000,000 (2010: B/.102,500,000), con tasas de interés anuales de LIBOR entre uno (1) a tres (3) o seis (6) meses , más un margen entre 1.25% a 2.5%. Las líneas de crédito no están sujetas a garantías y están disponibles por un periodo máximo de un año. La tasa mínima de estos acuerdos rotativos está entre 2% y 4%. La Compañía utiliza estas facilidades de crédito según la necesidad de capital de trabajo u otras necesidades. Estas facilidades de crédito tiene 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.

Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2011

10. Deuda (Continuación)

Deuda a largo plazo

El saldo de la deuda a largo plazo se detalla a continuación:

	2011	2010
Documentos por pagar largo plazo:		
Notas Senior (Senior Notes)	B/. 100,000,000	B/. 100,000,000
Bonos Corporativos	20,000,000	20,000,000
Menos: Descuento en Notas	<u>(652,606)</u>	<u>(697,846)</u>
 Deuda a largo plazo	 <u>B/. 119,347,394</u>	 <u>119,302,154</u>

La Compañía tiene notas por pagar según el Contrato de Emisión (“Senior Notes”) por un total de B/.100,000,000, los cuales presentan el saldo de B/.99,347,394, neto de B/.652,606 de descuento no amortizado al 31 de diciembre de 2011. Las notas tienen un interés fijo de 7.6%, pagaderos semestralmente, con vencimiento en el 2021. El pago a capital se realiza al vencimiento. Las notas no están garantizadas y no están subordinadas. La Compañía puede redimir las notas, en parte o en su totalidad, en cualquier momento antes de su vencimiento siempre y cuando cumpla 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.

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.

Notas a los Estados Financieros **31 de diciembre de 2011**

11. Impuesto de Dividendos y Acciones en Tesorería

Al 31 de diciembre de 2011, se declararon dividendos por B/.13,500,000 (2010: B/.26,174,189).

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 los periodos terminados el 31 de diciembre 2011, la Compañía realizó pagos del impuesto complementario por la suma de B/.1,159,670 (2010: B/.538,823), y se acreditó la suma de B/.540,000 (2010: B/.924,308) por adelanto en impuesto a la renta sobre dividendos.

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.

12. 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 2 y 16. Un resumen de los saldos y transacciones derivadas de la compra y venta de energía con partes relacionadas se presentan a continuación:

	2011	2010
Balances		
Cuentas por cobrar (clientes) - Gobierno (Nota 3)	B/. 8,539,087	B/. 7,662,017
Cuentas por pagar (generación y transmisión) (Nota 7)	34,605,770	27,561,399

Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2011

12. Transacciones con Partes Relacionadas (Continuación)

Balances (continuación)

	2011	2010
Transacciones		
Ingresos	B/. 51,453,599	B/. 51,372,466
Compra de energía	197,492,883	150,514,628
Costos de transmisión	12,492,844	9,157,278

13. Otros Ingresos

Otros ingresos están compuestos de lo siguiente:

	2011	2010
Cargos de conexión/reconexión	B/. 679,916	B/. 862,980
Alquiler de postes	3,597,469	3,432,177
Cargos de peaje	4,794,200	4,249,106
Otros ingresos	<u>561,542</u>	<u>492,615</u>
	<u>B/. 9,633,127</u>	<u>B/. 9,036,878</u>

14. Compra de Energía y Cargos de Transmisión, Neto

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

	2011	2010
Compra de energía	B/. 394,323,549	B/. 332,095,316
Cargos de transmisión	12,777,284	9,427,423
Activo (pasivo) regulatorio	<u>(25,311,000)</u>	<u>17,689,000</u>
Total de compra de energía y cargos de transmisión, neto	<u>B/. 381,789,833</u>	<u>B/. 359,211,739</u>

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2011

14. Compra de Energía y Cargos de Transmisión, Neto (Continuación)

Activo (pasivo) regulatorio

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 operaciones. El importe acumulado por cobrar/pagar se presenta en la cuenta de activo (pasivo) regulatorio en el balance general hasta tanto dicho importe sea facturado o devuelto a los clientes. El activo (pasivo) regulatorio incluye seis meses con la información actual del precio del combustible, y seis meses con información estimada del precio del combustible.

En los últimos años, el activo (pasivo) regulatorio 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 31 de diciembre de 2011, la cuenta por cobrar del subsidio fue por B/.10,754,808 (2010: B/.3,794,450). (Nota 3).

Al 31 de diciembre de 2011, la Compañía tiene registrado en libros activos regulatorios por la suma de B/.23,407,351 (2010: B/.1,903,649), que se presentan como “Activo o pasivo regulatorio” en el balance general, 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 activo regulatorio incluye un saldo por cobrar de B/.9,380,351, acumulado durante el primer semestre del 2011 a ser recuperado de los clientes en el ajuste de tarifa del primer semestre del 2012, y un saldo por cobrar de B/.14,027,000 acumulados durante el segundo semestre de 2011 a ser recuperado de los clientes en el ajuste de tarifa del segundo semestre del 2012.

15. Costo de Intereses

La Compañía capitaliza la porción de costos de intereses de las construcciones en proceso. A continuación un resumen de los costos en intereses incurridos:

	2011	2010
Costos de intereses capitalizados (Nota 4)	B/. 214,237	B/. 90,017
Costos de intereses cargados a gastos	<u>8,586,409</u>	<u>8,731,186</u>
Total de costos de intereses incurrido	<u>B/. 8,800,646</u>	<u>B/. 8,821,203</u>

Notas a los Estados Financieros 31 de diciembre de 2011

16. Compromisos y Contingencias

Compromisos

Al 31 de diciembre de 2011, la Compañía había firmado los contratos de energía asociada requerida y los términos de compras de capacidad a largo plazo con las siguientes compañías generadoras:

<u>Compañía</u>	<u>MW</u>	<u>Comienzo</u>	<u>Final</u>
AES Panamá - Estí	48.72	Noviembre 20, 2003	Noviembre 19, 2013
Enel Fortuna	80/120	Enero 01, 2009	Diciembre 31, 2018
Térmica del Caribe	2.85	Marzo 01, 2009	Junio 30, 2014
Generadora del Atlántico	30	Junio 01, 2009	Junio 30, 2014
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	0.96	Julio 01, 2009	Junio 30, 2014
Bahía Las Minas	108	Enero 01, 2010	Diciembre 31, 2018
Panam Generating	20	Enero 01, 2010	Diciembre 31, 2019
Sistema de Generación, S.A.	según demanda	Julio 01, 2010	Junio 30, 2020
Paso Ancho Hidro-Power	4	Octubre 05, 2010	Octubre 04, 2018
Térmica del Caribe	22.5	Enero 01, 2011	Diciembre 31, 2018
Panam Generating	60	Enero 01, 2011	Diciembre 31, 2020
AES Panamá	39	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2012
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	1.49; 1.15; 9.31	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Enel Fortuna	1.2; 0.92; 7.5	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Generadora del Atlántico	0.5; 0.38; 3.12	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Autoridad del Canal de Panamá	3.6; 2.77; 22.5	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Generadora Pedregalito	0.86	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Caldera Energy Corp.	0.65	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Generadora Río Chico	0.46	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Generadora Alto Valle	0.4	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Generadora Hidro Piedra	0.16	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Electrogeneradora del Istmo	0.15	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
AES Panamá	23	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2021
Enel Fortuna	8.05	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2022
AES Panamá	9.43	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2022
Hidro Caisan	5.092	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2022
Electron Investment	10.35	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2022
Alternegy	18.4	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2022
Bontex	4.6	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2022
Enel Fortuna	7.872984	Enero 01, 2015	Diciembre 31, 2029
Consorcio Hidroeléctrico Tabasará	3.17373	Enero 01, 2015	Diciembre 31, 2029
Hidroeléctrica del Téribé	2.667	Enero 01, 2015	Diciembre 31, 2029
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	2.667	Enero 01, 2015	Diciembre 31, 2029
Generadora Pedregalito	1.0502646	Enero 01, 2015	Diciembre 31, 2029
Caldera Energy Corp.	0.8001	Enero 01, 2015	Diciembre 31, 2029
Generadora Río Chico	0.6440805	Enero 01, 2015	Diciembre 31, 2029
Generadora Alto Valle	0.6128766	Enero 01, 2015	Diciembre 31, 2029
Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	0.5075301	Enero 01, 2015	Diciembre 31, 2029
Hidroeléctrica San Lorenzo	0.3555111	Enero 01, 2015	Diciembre 31, 2029
Electrogeneradora del Istmo	0.333375	Enero 01, 2015	Diciembre 31, 2029

Notas a los Estados Financieros **31 de diciembre de 2011**

16. Compromisos y Contingencias (Continuación)

Compromisos (continuación)

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 81% a 98%, aproximadamente, del total de energía requerida a través de los contratos de compra de energía en el mercado de contratos. Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, la Compañía compró aproximadamente el 98%, 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. 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 acuerdo a lo que prescribe el ASC 815, "Derivados y Coberturas".

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:

Año	Obligaciones de Pago
2012	B/. 78,679,407
2013	92,397,733
2014	90,937,799
2015	83,527,162
En lo sucesivo	<u>538,253,404</u>
	<u><u>B/.883,795,505</u></u>

Al 31 de diciembre de 2011 la Compañía realizó erogaciones por B/.92,042,791 (2010: B/.86,850,787), en contratos incondicionales a largo plazo, registrado bajo Compra de energía y cargos de transmisión, neto en el estado de resultados.

Notas a los Estados Financieros **31 de diciembre de 2011**

16. Compromisos y Contingencias (Continuación)

Compromisos (continuación)

La Compañía y el Sindicato de Trabajadores negocian cada cuatro años un Convenio Colectivo. El Convenio actual efectivo desde febrero 2008, no mantiene ni considera compromisos materiales adicionales a los establecidos en las leyes laborales.

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. Al 31 de diciembre de 2011, los pagos mínimos de alquiler requeridos por este arrendamiento no revocable que inician o se mantienen por un periodo superior a un año son:

Años	Obligaciones de Pago
2012	B/. 512,376
2013	527,748
2014	<u>177,641</u>
	<u>B/. 1,217,765</u>

Al 31 de diciembre de 2011, el total de gastos de arrendamiento operativo fue de B/.1,813,709 (2010: B/.1,707,014).

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. El monto agregado de las garantías de cumplimiento asciende a la suma de B/.34,894,696. Además, la Compañía ha emitido una garantía a favor de la ASEP por la suma de B/.8,000,000 en cumplimiento de la Cláusula 53 del Contrato de Concesión.

La Compañía mantiene cartas de crédito por la suma de B/.4,143,621 a favor de ETESA, como garantía del pago de los costos de transmisión y compra de energía en el mercado ocasional.

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2011

16. Compromisos y Contingencias (Continuación)

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 tiene una vigencia de quince años y vence en octubre 2013. Un año antes de su vencimiento, la ASEP convocará a un proceso competitivo de libre competencia para la venta del 51% de las acciones poseídas por Panama Distribution Group, S. A., quienes tienen el derecho a establecer el precio a solicitar para el concurso (realizando su propia oferta) y solamente será requerido que venda sus acciones si existe una oferta superior, en tal caso, Panama Distribution Group, S. A. tendrá el derecho a retener el producto de la venta. Si no existe una oferta superior, Panama Distribution Group, S. A. mantendrá su concesión por quince años adicionales, sujeto al mismo proceso de renovación con ningún requerimiento a realizar un pago al Gobierno de Panamá.

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.

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 los resultados operacionales de la Compañía.

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2011

16. Compromisos y Contingencias (Continuación)

Al 31 de diciembre de 2011, la Compañía tiene registrados en libros la suma de B/.78,610 (2010: B/.173,110), para cubrir posibles pérdidas que puedan darse producto de las reclamaciones de terceros. Estas reservas se presentan como “Provisión para contingencias” en el balance general. A continuación el caso más representativo:

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 ajuste de cualquier posible exceso aún no se ha definido y establecido por la ASEP, la posición de la administración de la Compañía es que al 31 de diciembre de 2011 no existe una pérdida por contingencia a ser registrada en los estados financieros como consecuencia de esta Resolución. Esta conclusión está basada en: i) el resultado final de la apelación, aún en proceso, de este Artículo, en la Corte Suprema de Justicia interpuesta por otra compañía distribuidora; ii) en caso de que la autoridad regulatoria apruebe la resolución de ajustar el exceso no razonable, la Compañía tiene el derecho de apelar a la Corte Suprema de Justicia, la cual es un cuerpo independiente y la última instancia que decidirá sobre este asunto en particular; iii) no existe un procedimiento escrito ni aprobado para calcular y ajustar lo que podría ser considerado por el regulador como un exceso no razonable, por consiguiente cualquier cálculo sería sumamente subjetivo. Una resolución no favorable en este sentido pudiera tener un impacto negativo en los estados financieros de la Compañía. A pesar de lo anterior, la Resolución AN-3574-Elec del 25 de junio de 2010, en la cual se aprueba el “ingreso máximo permitido” para el periodo tarifario de julio 2010 a junio 2014 no contiene ajustes relacionados con el periodo tarifario anterior (julio 2006 a junio 2010).

17. Valor razonable de los Instrumentos Financieros

Los valores razonables de los instrumentos financieros al 31 de diciembre de 2011 y 2010 están basados en la información disponible a la fecha de los balances generales. La Compañía no tiene conocimiento de ningún factor que afecte significativamente los valores razonables estimados de los activos y pasivos financieros como el efectivo, cuentas por cobrar clientes, cuentas por pagar, deuda a corto y largo plazo y depósito de clientes. La Compañía utiliza los siguientes métodos y asunciones para estimar las revelaciones del valor razonable de los instrumentos financieros:

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2011

17. Valor razonable de los Instrumentos Financieros (Continuación)

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

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 y para la deuda a largo plazo de tasa fija para la emisión de bonos “Senior” por B/.100,000,000 han sido determinados 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 razonable estimado de los instrumentos financieros se detalla a continuación:

	2011		2010	
	Monto acumulado	Valor razonable	Monto acumulado	Valor razonable
Deuda largo plazo	<u>B/. 119,347,394</u>	<u>B/. 137,827,322</u>	<u>B/. 119,302,154</u>	<u>B/. 135,846,928</u>

18. Eventos Subsecuentes

La Compañía evaluó todos los eventos y transacciones que tomaron lugar entre la fecha del balance general y la fecha en que los estados financieros fueron emitidos y determino que no se requieren revelaciones adicionales.