

# **Elektra Noreste, S.A.**

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

**Estados Financieros**

**31 de diciembre de 2008 y 2007**

## **Elektra Noreste, S.A.**

### **Índice para los Estados Financieros 31 de diciembre de 2008 y 2007**

	<b>Página</b>
Informe de la Administración	1
Estados Financieros:	
Balances Generales	2
Estados de Resultados	3
Estados de Cambios en el Patrimonio de los Accionistas	4
Estados de Flujos de Efectivo	5 - 6
Notas a los Estados Financieros	7 - 26

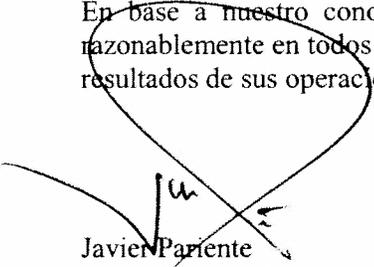


### **Responsabilidad sobre los Informes Financieros**

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 en conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América, 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.

En base a nuestro conocimiento, los estados financieros al 31 de diciembre de 2008, presentan razonablemente en todos los aspectos significativos la situación financiera de Elektra Noreste, S.A., los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo para la fecha, y por los períodos presentados.



Javier Pariente  
Vicepresidente Ejecutivo y  
Gerente General



Eric Morales  
Director de Finanzas y Administración  
C.P.A. #1769

6 de febrero de 2009  
Panamá, República de Panamá

**Balances Generales**  
**31 de diciembre de 2008 y 2007**  
**(No Auditados)**

		Diciembre 31, 2008	Diciembre 31, 2007	Notas	Diciembre 31, 2008	Diciembre 31, 2007
<b>Activos</b>						
Activos circulantes:						
Efectivo		B/ 25,373,854	B/ 6,399,567			
Cuentas por cobrar						
Cientes, neto	3	65,667,959	48,992,532			
Ajuste al componente de combustible	2n, 6	5,807,351	10,830,351			
Otras, neto		1,579,920	1,758,728			
Cuentas por cobrar, neto		73,155,230	61,581,611			
Inventario		6,227,277	7,073,144			
Impuesto pagado por adelantado		1,032,627	2,153,309			
Otros activos circulantes		105,788,988	77,907,375			
Total de activos circulantes		247,792,970	241,651,345			
Propiedad, planta y equipo, neto de depreciación acumulada						
Otros activos						
Costos de emisión de deuda		2,739,968	2,478,822			
Fondo de cesantía		1,079,128	1,171,694			
Depósitos de garantía		81,939	74,421			
Total de otros activos		3,901,035	3,724,937			
<b>Total de activos</b>		<b>B/ 357,482,993</b>	<b>B/ 323,283,657</b>			
<b>Pasivos y patrimonio de los accionistas</b>						
Pasivos circulantes:						
Cuentas por pagar:						
Generación y transmisión						
Proveedores		B/ 41,359,356	B/ 51,838,006			
Contratos de construcción		9,431,689	11,848,241			
Adelanto en subsidio del Estado		7,953,645	6,890,657			
Otras		4,301,986	2,142,287			
Impuesto sobre la renta por pagar		474,347	473,098			
Impuesto sobre la renta diferido		3,915,862				
Depósitos de clientes	4	781,894	1,597,256			
Retenciones de impuestos a empleados		3,916,151	2,394,274			
Total de cuentas por pagar		405,485	347,030			
Deuda a corto plazo						
Intereses por pagar		25,000,000	3,546,668			
Gastos acumulados por pagar	5	1,449,002	1,255,000			
Total de pasivos circulantes		102,844,421	82,332,517			
Deuda a largo plazo						
Depósitos de clientes y otros pasivos:						
Impuesto sobre la renta diferido	4	2,821,414	2,849,086			
Depósitos de clientes		5,963,575	7,125,023			
Provisión para litigios	7	361,666	725,218			
Otros pasivos acumulados		2,617,062	1,418,217			
Total de pasivos		233,829,446	193,635,302			
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 retenidas		17,554,672	23,549,480			
Total de patrimonio de los accionistas		123,653,547	129,648,355			
Total de pasivos y patrimonio de los accionistas		B/ 357,482,993	B/ 323,283,657			

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

**Elektra Noreste, S. A.**

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

**Estados de Resultados  
(No Auditados)**

	Notas	Trimestre terminado el 31 de diciembre		Doce meses terminados el 31 de diciembre	
		2008	2007	2008	2007
Ingresos:					
Ventas de energía		B/. 136,652,824	B/. 88,620,404	B/. 506,430,023	B/. 348,992,369
Otros ingresos		<u>2,538,511</u>	<u>1,885,041</u>	<u>8,643,133</u>	<u>7,534,038</u>
Total de ingresos		<u>139,191,335</u>	<u>90,505,445</u>	<u>515,073,156</u>	<u>356,526,407</u>
Compra de energía y cargos de transmisión, neto	6	<u>120,100,202</u>	<u>70,884,921</u>	<u>433,712,618</u>	<u>280,426,578</u>
Margen bruto en distribución		<u>19,091,133</u>	<u>19,620,524</u>	<u>81,360,538</u>	<u>76,099,829</u>
Gastos de operaciones:					
Salarios y otros costos relacionados con personal		2,278,881	1,987,343	9,027,864	8,116,471
Prima de antigüedad y cesantía		47,981	87,467	301,258	329,965
Provisión para cuentas de cobro dudoso, neto		(52,484)	1,280,198	3,988,870	3,077,136
Reparación y mantenimiento		824,452	755,827	2,853,097	2,800,749
Servicios profesionales		2,723,849	2,266,151	9,556,987	8,908,255
Servicios administrativos		474,347	455,269	1,951,682	1,861,866
Depreciación y amortización		3,442,358	3,121,404	13,097,654	12,510,175
Administrativos y otros		1,736,431	2,236,378	8,175,146	7,570,033
Pérdida en venta y descarte de activo fijo		158,946	21,563	234,213	48,532
Total de gastos de operaciones		<u>11,634,761</u>	<u>12,211,600</u>	<u>49,186,771</u>	<u>45,223,182</u>
Ganancias en operaciones		<u>7,456,372</u>	<u>7,408,924</u>	<u>32,173,767</u>	<u>30,876,647</u>
Otros ingresos (egresos):					
Intereses ganados		565,375	444,515	1,807,515	1,593,531
Gastos de intereses		<u>(2,589,816)</u>	<u>(2,125,187)</u>	<u>(9,268,445)</u>	<u>(8,412,634)</u>
Total de otros egresos		<u>(2,024,441)</u>	<u>(1,680,672)</u>	<u>(7,460,930)</u>	<u>(6,819,103)</u>
Utilidad antes del impuesto sobre la renta		<u>5,431,931</u>	<u>5,728,252</u>	<u>24,712,837</u>	<u>24,057,544</u>
Gasto de impuesto sobre la renta	4	<u>1,581,553</u>	<u>1,432,670</u>	<u>7,328,171</u>	<u>7,292,785</u>
Utilidad neta		<u>B/. 3,850,378</u>	<u>B/. 4,295,582</u>	<u>B/. 17,384,666</u>	<u>B/. 16,764,759</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.)

**Estados de Cambios en el Patrimonio de los Accionistas**

Para los doce meses terminados el 31 de diciembre de 2008 y 2007

(No Auditados)

	<b>Acciones Comunes</b>	<b>Acciones en Tesorería</b>	<b>Utilidades no Distribuidas</b>	<b>Total de Patrimonio de los Accionistas</b>
Saldo al 1 de enero de 2007	B/. 106,642,962	B/. (544,087)	B/. 16,954,728	B/. 123,053,603
Dividendos declarados			(10,000,000)	(10,000,000)
Utilidad neta			16,764,759	16,764,759
Impuesto complementario			(170,007)	(170,007)
Saldo al 31 de diciembre de 2007	106,642,962	(544,087)	23,549,480	129,648,355
Utilidad neta			17,384,666	17,384,666
Dividendos declarados			(23,549,480)	(23,549,480)
Impuesto complementario			170,006	170,006
Saldo al 31 de diciembre de 2008	<u>B/. 106,642,962</u>	<u>B/. (544,087)</u>	<u>B/. 17,554,672</u>	<u>B/. 123,653,547</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.)

**Estados de Flujos de Efectivo****Para los doce meses terminados el 31 de diciembre de 2008 y 2007****(No Auditados)**

	2008	2007
Flujos de efectivo por las actividades de operación:		
Utilidad neta	B/. 17,384,666	B/. 16,764,759
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciación y amortización	13,097,654	12,510,175
Pérdida en venta de activo fijo	234,213	48,532
Provisión de cuentas de dudoso cobro	3,988,870	3,077,136
Amortización de descuento en bonos por pagar	36,067	33,443
Amortización de costos de emisión de deuda	114,668	100,087
Provisión para prima de antigüedad, neto de aportes al fondo de cesantía	(36,039)	53,392
Impuesto sobre la renta diferido	(1,638,948)	4,890,112
Ajuste al componente de combustible	5,023,000	(14,331,000)
Cambios en activos y pasivos de operación:		
Cuentas por cobrar	(18,425,790)	(7,403,414)
Otros activos	(218,272)	(290,831)
Inventario	845,867	(1,053,510)
Cuentas por pagar comerciales y otros pasivos	(10,121,650)	13,127,357
Impuesto sobre la renta, neto	6,865,105	(8,792,307)
Impuesto complementario	170,006	(170,007)
Prima de antigüedad	53,656	(86,349)
	<u>17,373,073</u>	<u>18,477,575</u>
Efectivo neto provisto en las actividades de operación		
Flujos de efectivo por las actividades de inversión:		
Adquisición de activo fijo	(19,711,985)	(20,510,471)
Producto de la venta de activo fijo	238,493	165,895
	<u>(19,473,492)</u>	<u>(20,344,576)</u>
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión		

(Continúa)

**Elektra Noreste, S.A.**

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

**Estados de Flujos de Efectivo****Para los doce meses terminados el 31 de diciembre de 2008 y 2007****(No Auditados)**

	<b>2008</b>	<b>2007</b>
Flujo de efectivo por las actividades de financiamiento:		
Producto de la deuda a largo plazo	B/. 20,000,000	B/.
Deuda a corto plazo, neto	25,000,000	
Dividendos pagados	(23,549,480)	(10,000,000)
Costos de emisión de deuda	<u>(375,814)</u>	<u>                    </u>
 Efectivo neto provisto (utilizado) en las actividades de financiamiento	 <u>21,074,706</u>	 <u>(10,000,000)</u>
 Efectivo y equivalente de efectivo:		
Incremento (disminución) neta en el efectivo	18,974,287	(11,867,001)
Efectivo al inicio del período	<u>6,399,567</u>	<u>18,266,568</u>
 Efectivo al final del período	 <u>B/. 25,373,854</u>	 <u>B/. 6,399,567</u>
 Información suplementaria de flujos de efectivo:		
Intereses pagados	<u>B/. 8,600,148</u>	<u>B/. 7,972,571</u>
Impuesto sobre la renta pagado	<u>B/. 2,102,015</u>	<u>B/. 11,194,962</u>
		(Concluye)

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

## **1. Organización y Naturaleza de las Operaciones**

### ***Naturaleza del negocio***

Elektra Noreste, S.A. (la Compañía) 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, un 51% de las acciones comunes autorizadas, emitidas y en circulación de la Compañía, están a nombre de inversionistas privados, mientras que el Gobierno Panameño y los exempleados del IRHE poseen un 48.25% y un 0.43%, respectivamente. El resto de las acciones se mantienen como acciones en tesorería.

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 el 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 7, 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 San Blas 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.

### ***Bases de presentación***

Los estados financieros están preparados según los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América ("US GAAP"). Estos han sido preparados sobre una base de costo histórico.

## 2. Resumen de las Políticas Contables

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

- a. **Efectivo y equivalentes de efectivo** - Todas las inversiones líquidas con vencimientos originales de tres meses o menos son considerados equivalentes de efectivo.
- b. **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 finalización de la cuenta del cliente, la cual ocurre 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 no serán cobrados y estima la provisión basado en la antigüedad de las cuentas morosas, condiciones que afectan al cliente, y registros históricos. Los saldos considerados incobrables son cargados contra la provisión para cuentas de cobro dudoso, una vez todos los esfuerzos de cobros y la potencial recuperación de dichos saldos se considera remota. La Compañía no tiene exposición de crédito relacionada con cuentas fuera de los registros contables (off-balance).

- c. **Ajuste al componente de combustible** - 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 o devuelto a los clientes, en la próxima revisión tarifaria. Cualquier exceso en el costo de energía cargado a los clientes es acumulado y presentado 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 y presentado 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.
- d. **Inventario** - Los inventarios incluyen materiales y suministros para consumo interno. El inventario se presenta al costo o al valor de mercado, el menor. El costo es determinado mediante el método de costo promedio.
- e. **Propiedad, planta y equipo** - A la fecha de creación de la Compañía, el IRHE transfirió parte de sus activos productivos registrados a su costo histórico neto de la correspondiente depreciación acumulada. Las nuevas adquisiciones y construcciones en proceso son registradas a su costo original el cual incluye:

material, mano de obra, 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 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. Los costos de mantenimientos mayores que no extienden la vida útil del activo, se registran como gasto.

Además, la Compañía capitaliza los intereses incurridos durante el período de construcción de conformidad con el "Statement of Financial Accounting Standards" ("SFAS") No.34, "Capitalización de Costos de Intereses". Al 31 de diciembre de 2008 y 2007, la Compañía capitalizó intereses por B/.92,830 y B/.42,812 respectivamente.

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 SFAS No.144, "Contabilidad para el 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 de mercado 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 necesario en decidir cuando es importante realizar las pruebas de recuperación y estimar el flujo de efectivo descontado. Al 31 de diciembre de 2008 y 2007, no se identificaron indicios de deterioro de los activos duraderos.

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

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:

	<b>Vida Útil</b> <b>Estimada (en años)</b>
Postes, torres y accesorios	30 a 40
Transformadores de líneas	30
Ductos y conductores subterráneos	40
Conductores aéreos y accesorios	25 a 35
Equipos de subestaciones	30
Medidores de consumidores	30
Edificios y mejoras	25 a 40
Equipos de alumbrado público	25
Equipos de transporte y comunicación	8 y 15
Mobiliario y equipo de oficina	5 a 20

f. **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 legales tales como: registro y timbres. Estos costos están siendo amortizados con base al término del instrumento de deuda utilizando el método de interés efectivo.

g. **Compra de energía y cargo de transmisión** - La Compañía registra el costo anual por compra de energía resultante de los contratos a corto y largo plazo como gastos operativos. Estos contratos son considerados firmes e irrevocables en naturaleza, y no traspasan a la Compañía el derecho de utilizar los activos asociados. 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").

En adición, la Compañía paga a ETESA, una empresa 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 2009, posteriormente la tarifa es revisada por ETESA y la ASEP para el próximo periodo de cuatro años.

h. **Impuesto sobre la renta** - El impuesto sobre la renta es contabilizado bajo el método de activos y pasivos tal como lo prescribe el SFAS No.109, "Contabilidad para el 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 resultados en el período en que entra en vigencia el cambio.

- i. Crédito fiscal por inversión** - La Compañía contabiliza el crédito fiscal por inversión bajo el método de contabilidad de crédito inmediato (reconocimiento total en el periodo en que el activo es puesto en operación). Por ende, existe una diferencia temporal deducible en el futuro por la cual se creó un impuesto diferido activo.
- j. 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 ASEP emitió las resoluciones JD-219 (31 de marzo de 1998) y JD-76 (8 de junio de 1998), la cual establece que en aquellos casos en 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 devolverse.
- k. 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. Para mayor información, véase Nota 7 de contingencias.
- l. 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.

El Código de Trabajo, modificado mediante la Ley No. 44 de 12 de agosto de 1995, especifica que los empleados 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.

- m. 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 de generación hidráulicas y un cuarenta y nueve por ciento (49%) en las compañías de generación 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%.

**Elektra Noreste, S.A.**  
**Notas a los Estados Financieros**  
**Por los doce meses terminados el 31 de diciembre de 2008 y 2007**

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.

La Compañía estableció un Acuerdo de Consultoría Gerencial con CPI, Ltd., quien es propietaria en un 100% de las acciones de PDG, la cual es propietaria del 51% de las acciones comunes autorizadas, emitidas y en circulación de Elektra Noreste, S.A. La Compañía registra como servicios administrativos en el estado de resultados los cargos derivados del Acuerdo de Consultoría Gerencial y; cualquier saldo por pagar a CPI, Ltd. se presenta en el balance general como otras cuentas por pagar.

- n. **Actividad regulada** - La Compañía está sujeta a la regulación por parte de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (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. La Compañía está sujeta a lo establecido en el pronunciamiento No.71 de la Junta de Normas de Contabilidad Financiera ("FASB"), "Contabilidad para los Efectos de Ciertos Tipos de Regulación" ("SFAS" No.71). 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 de la tarifa.

Los activos y pasivos regulados que se presentan en el balance general de la Compañía al 31 de diciembre de 2008 y 2007, se relacionan con lo siguiente:

	2008	2007	Nota
Ajuste al componente del combustible - activo	B/. 5,807,351	B/. 10,830,351	Ver Nota 6 "ajuste al componente de combustible"
Impuesto sobre la renta diferido - pasivo	<u>(1,742,205)</u>	<u>(3,249,105)</u>	
	<u>B/. 4,065,146</u>	<u>B/. 7,581,246</u>	

En el evento que una parte de las operaciones de la Compañía no tenga que seguir aplicando las provisiones del SFAS No.71, la Compañía requeriría dar de baja los activos y pasivos regulados relacionados que específicamente no serán recuperados a través de la tarifa. En adición, la Compañía requeriría determinar si existe algún deterioro de los otros activos, incluyendo activos fijos, los cuales, de existir deterioro, se ajustan a su valor de mercado.

**o. 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 para reflejar las fluctuaciones en el costo de energía parcialmente todos los meses a través de la cláusula de combustible y de forma integral cada seis meses a través del ajuste tarifario semestral; mientras que, los componentes de distribución son ajustados basados en el índice del precio al consumidor.

Al final de cada mes, existe una cantidad de energía suministrada y consumida por los clientes la cual queda fuera de su ciclo correspondiente de lectura. Como resultado de esto, la Compañía debe estimar el ingreso relacionado a la energía consumida por los clientes entre la fecha de lectura del medidor y el final del mes. Este estimado se calcula en base al promedio diario de la energía facturada para cada cliente de la Compañía aplicado al número de días no facturado. El resultado de esta estimación se registra como energía suministrada no facturada como parte de las cuentas por cobrar en el balance general. La Compañía considera como poco probable, que las facturaciones posteriores de esta energía suministrada no facturada, difiera significativamente de la estimación registrada.

**Otros Ingresos**

La Compañía reconoce los cargos por conexión y reconexión, alquiler de postes, cargos por peaje cuando el servicio es provisto y reconoce como ingreso saldos crédito de clientes finalizados existentes seis meses después de haber finalizado la cuenta. Estos cargos se presentan como otros ingresos operativos en el estado de resultados.

- p. Uso de estimaciones** - La preparación de los estados financieros de acuerdo con US GAAP, 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 periodo reportado. Estas estimaciones incluyen, pero no están limitadas, a las vidas 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 del ajuste al componente del combustible e ingreso no facturado. Las



estimaciones y supuestos utilizados están basados en la evaluación realizada por la Administración de los hechos relevantes y circunstancias existentes a la fecha de los estados financieros. Los resultados actuales podrían diferir de estas estimaciones.

- q. **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 los 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.
- r. **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.

Las provisiones registradas 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.

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.

s. **Nuevos pronunciamientos contables**

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

En junio de 2006, el Financial Accounting Standard Board ("FASB") emitió la Interpretación ("FIN" No.48), "Contabilidad para Posiciones Inciertas en Impuesto sobre la Renta", una interpretación del pronunciamiento SFAS No.109. FIN No.48 detalla un modelo comprensivo de como una compañía debe reconocer, medir,

presentar, y divulgar en los estados financieros posiciones inciertas en impuesto que la Compañía ha adquirido o espera tomar en su declaración de impuesto sobre la renta. Según esta interpretación, los estados financieros reflejarán las futuras consecuencias de impuesto previstas de tales posiciones, las cuales presumen el conocimiento completo de las autoridades de impuesto de la posición y de los hechos relevantes. Esta interpretación es efectiva para los períodos anuales que comienzan después del 15 de diciembre de 2006. La Compañía adoptó el FIN No. 48 desde el 1 de enero de 2007. La adopción de esta interpretación no tuvo impacto en los estados financieros de la Compañía.

En septiembre de 2006, el FASB emitió el pronunciamiento No.157, "Medición del Valor Razonable" (SFAS No.157). SFAS No.157 define valor razonable, establece un marco para medirlo, y amplía revelaciones sobre las mediciones del valor razonable. En el SFAS No.157, el valor razonable se define como el precio que sería recibido para vender un activo o pagado para transferir un pasivo en una transacción entre los participantes del mercado, en el cual la entidad que divulga realiza sus transacciones. El pronunciamiento aclara que el valor razonable se debe basar en las asunciones que los participantes del mercado utilizarían al tasar el activo o el pasivo. SFAS No.157 es efectivo a partir de los períodos anuales que inician después del 15 de noviembre de 2007. La adopción de esta interpretación no tuvo impacto en los estados financieros de la Compañía.

En febrero de 2007, el FASB emitió el pronunciamiento No.159, "La Opción del Valor Razonable para los Activos y Pasivos Financieros". Este pronunciamiento, permite, y no requiere que las compañías registren los instrumentos financieros al valor razonable que de otra manera no hubiera sido requerido medirlo al valor razonable. Este pronunciamiento es efectivo para los años fiscales iniciados después del 15 de noviembre de 2007. La adopción de esta interpretación no tuvo impacto en los estados financieros de la Compañía.



### 3. Cuentas por Cobrar - Clientes

Al 31 de diciembre de 2008 y 2007, las cuentas por cobrar – clientes se desglosan como detallamos a continuación:

	<b>2008</b>	<b>2007</b>
Cientes	B/. 58,437,236	B/. 44,364,605
Gobierno y entidades municipales	<u>6,518,741</u>	<u>5,344,040</u>
	64,955,977	49,708,645
Energía suministrada no facturada	7,150,167	6,429,577
Subsidio del Gobierno	<u>2,300,158</u>	<u>                    </u>
	74,406,302	56,138,222
Provisión para cuentas de cobro dudoso	<u>(8,738,343)</u>	<u>(7,145,690)</u>
Total	<u>B/. 65,667,959</u>	<u>B/. 48,992,532</u>

### 4. 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 actual 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.

**Elektra Noreste, S.A.**  
**Notas a los Estados Financieros**  
**Por los doce meses terminados el 31 de diciembre de 2008 y 2007**

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

	2008	2007
Provisión para cuentas de cobro dudoso	B/. 732,067	B/. 704,730
Crédito fiscal por inversión		775,343
Otras	<u>228,244</u>	<u>171,776</u>
Total de impuesto sobre la renta diferido activo	<u>960,311</u>	<u>1,651,849</u>
Impuesto sobre la renta diferido pasivo corriente - Ajuste al componente de combustible	<u>(1,742,205)</u>	<u>(3,249,105)</u>
Impuesto sobre la renta diferido pasivo corriente, neto	<u>B/. (781,894)</u>	<u>B/. (1,597,256)</u>
Impuesto sobre la renta diferido activo no corriente- provisión para contingencias	<u>108,500</u>	<u>217,566</u>
Impuesto sobre la renta diferido pasivo, no corriente - gasto de depreciación	<u>(2,929,914)</u>	<u>(3,066,652)</u>
Impuesto sobre la renta diferido pasivo, no corriente, neto	<u>B/. (2,821,414)</u>	<u>B/. (2,849,086)</u>

De acuerdo al FIN No. 48, 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 este límite, 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 FIN No.48. La Compañía identificó y evaluó posiciones tributarias potencialmente inciertas y concluyó que no existen posiciones 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.

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. Por consiguiente, los años iniciados a partir del 2006 están sujetos a examen por las autoridades fiscales aunque actualmente no está programado o en proceso un examen fiscal. Los años anteriores al 2006 se consideran períodos cerrados.

### **Crédito fiscal por inversión**

Durante el año 2001, la Compañía registró 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. La Compañía ha utilizado este crédito fiscal en el transcurso de los años y para el 31 de diciembre de 2008 se utilizó el monto remanente.

Debido al beneficio fiscal recibido, no le es permitido a la Compañía reconocer como deducible, el gasto de depreciación correspondiente a la infraestructura invertida por la suma de B/.13,673,745, cuyo efecto fiscal en años futuros es de B/.4,102,123 (B/.13,673,745 x 30%).



B/.20,000,000 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 tres meses más 2.375% anual, pagaderos trimestralmente. El pago a capital se realizará en la fecha de vencimiento. El producto de la oferta de los Bonos fue utilizado para inversiones de capital corrientes 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.

La Compañía mantiene contratos para facilidades de líneas de crédito con The Bank of Nova Scotia, Banco General, S. A. y HSBC Bank (Panama), S.A. Al 31 de diciembre de 2008 y 2007, el valor agregado de estas facilidades de crédito asciende a la suma de B/.50,000,000 y B/.60,500,000 respectivamente. Cada una de estas líneas de crédito aplica interés anual de acuerdo a la tasa LIBOR entre uno (1) a seis (6) meses, más un margen entre 1.50% a 2.50%. Las líneas de crédito no están sujetas a garantías y están disponibles por un periodo máximo de un año según la necesidad de capital de trabajo u otras necesidades.

## 6. Compra de Energía y Cargos de Transmisión, Neto

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

	2008	2007
Compra de energía	B/. 418,059,103	B/. 284,253,158
Cargos de transmisión	10,630,515	10,504,420
Ajuste al componente de combustible	<u>5,023,000</u>	<u>(14,331,000)</u>
Total de compra de energía y cargos de transmisión, neto	<u>B/. 433,712,618</u>	<u>B/. 280,426,578</u>

### Ajuste al componente de 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 resultados. El importe acumulado por cobrar/pagar se presenta en la cuenta de Ajuste al componente de combustible en el balance general hasta tanto dicho importe sea facturado o devuelto a los clientes. El ajuste al componente de combustible 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 ajuste al componente de combustible 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 Gobierno de Panamá.

Al 31 de diciembre de 2008, la Compañía presenta en su balance general un saldo neto por cobrar de B/.5,807,351 bajo la cuenta Ajuste al componente de combustible como consecuencia de las variaciones acumuladas resultantes entre el costo de la energía considerada en la tarifa eléctrica para el año 2008 sobre el costo real de la energía adquirida. El balance incluye un saldo por cobrar de B/.16,559,000 correspondiente a las variaciones resultantes del periodo entre enero a junio de 2008 que será recuperado durante el primer semestre del 2009; y un saldo por pagar de B/.10,751,649 correspondiente a las variaciones resultantes del periodo entre julio a diciembre del 2008, la cual será devuelta a los clientes en el primer semestre de 2009.

## **7. Compromisos y Contingencias**

Como resultado de asuntos originados en el curso ordinario del negocio, la Compañía está o podría estar envuelta en procesos tributarios y regulatorios ante varias cortes, comisiones regulatorias y agencias gubernamentales. Se espera que los resultados finales de estos procesos, no tengan un efecto importante en la condición financiera ni en los resultados operacionales de la Compañía. Al 31 de diciembre de 2008 y 2007, la Compañía tiene registrados en libros la suma de B/.361,666 y B/.725,218, respectivamente, para cubrir posibles pérdidas que puedan darse producto de las reclamaciones de terceros. A continuación los casos más representativos:

### **Litigios**

La ASEP a través de la Resolución No. 5863 del 17 de febrero de 2006, aprobó el título IV del régimen de distribución y comercialización promulgado desde julio de 2006 hasta junio de 2010, la cual contiene una disposición en su artículo No.22, que requiere que el exceso de ganancias consideradas por encima de los márgenes razonables del "ingreso máximo permitido" al final del periodo de ajuste tarifario causará un ajuste reduciendo el ingreso máximo permitido en el siguiente periodo tarifario. La ASEP, no ha determinado aún el procedimiento para calcular y ajustar este posible exceso. Sin embargo, 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 administración de la Compañía ha estimado los posibles efectos de la Resolución JD-5863 al 31 de diciembre de 2008 y consideró que el posible exceso del "ingreso máximo permitido" está dentro de un margen razonable. Esta conclusión está basada en el fallo de la Resolución JD-2269 del 22 de diciembre de 2008, donde el regulador (ASEP) dejó sin efecto la Resolución JD-5956, que requería a la Compañía devolver a los clientes B/.4,033,188 por un exceso al ingreso máximo permitido facturado durante el periodo de julio 2002 hasta junio 2006. Las futuras acciones de la Compañía dependerán del fallo final de la Corte Suprema de Justicia sobre una apelación

presentada para suspender los efectos de una resolución similar basada en la ilegalidad.

A través de la Resolución JD-5956 de 11 de abril de 2006, la ASEP ordenó a la Compañía a devolver a sus clientes la suma de B/.4,033,188 a través de un crédito mensual en su facturación a partir de mayo del 2006 hasta diciembre del 2006, debido a un exceso en el "Ingreso Máximo Permitido", cargado por la Compañía desde julio del 2002 hasta junio del 2006. De acuerdo con la ASEP, este supuesto exceso fue generado por las diferencias entre la distribución por categoría de tarifa del presupuesto utilizado para determinar la estructura tarifaria y la distribución real. La Compañía presentó un recurso de reconsideración sobre esta decisión debido a la falta de fundamento legal y además, presentó una revisión del estudio desarrollado por la ASEP en el cual la diferencia en el "Ingreso Máximo Permitido" causado por la categoría de tarifa del presupuesto utilizado para determinar la estructura tarifaria y la distribución real resulta favorable a la Compañía. El 14 de junio de 2006, la ASEP decide por la suspensión y postergación de toda acción referida a la Resolución JD-5956 en espera a que se pronuncie la Corte Suprema de Justicia ante una ilegalidad presentada por otro agente del mercado en contra de una resolución similar. Con fecha 22 de diciembre de 2008, la ASEP emitió la Resolución No. 2269 en la cual, la Resolución No. JD5956 del 11 de abril de 2006, quedó totalmente revocada en todas sus partes. Este cambio de opinión por parte de la autoridad regulatoria fue originado por la correcta interpretación y cálculo de las tarifas y diferencias presentadas por la Compañía en sus alegatos ante las autoridades legales.

### **Compromisos**

Al 31 de diciembre de 2008, 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:



**Elektra Noreste, S.A.**  
**Notas a los Estados Financieros**  
**Por los doce meses terminados el 31 de diciembre de 2008 y 2007**

<u>Compañía</u>	<u>MW</u>	<u>Comienzo</u>	<u>Final</u>
Termica del Noreste, S.A.	según demanda	Junio 19, 2000	Julio 19, 2010
ESTI - AES	48.72	Noviembre 20, 2003	Noviembre 20, 2013
La Mina Hidro - Power	28	Enero 01, 2008	Diciembre 31, 2015
Bontex	19.8	Enero 01, 2008	Diciembre 31, 2015
Paso Ancho Hidro-Power	4	Enero 01, 2008	Diciembre 31, 2015
Empresa de Generación E. Fortuna	80	Enero 01, 2009	Diciembre 31, 2012
Empresa de Generación E. Fortuna	120	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2018
Pedregal Power Co.	10; 1; 1	Enero 01, 2007	Diciembre 31, 2009
Semper Group.	30	Enero 01, 2009	Diciembre 31, 2010
Pan Am	16; 16; 45; 45	Enero 01, 2007	Diciembre 31, 2010
Empresa de Generación E. Fortuna	25; 5; 15	Enero 01, 2007	Diciembre 31, 2009
Pedregal Power Co.	42	Enero 01, 2009	Diciembre 31, 2009
Pan Am	32	Enero 01, 2009	Diciembre 31, 2009
Semper Group.	0.0075	Enero 01, 2009	Diciembre 31, 2010
Semper Group.	23	Enero 01, 2011	Diciembre 31, 2012
Bahía Las Minas	0.001	Enero 01, 2009	Diciembre 31, 2009
Bahía Las Minas	108	Enero 01, 2010	Diciembre 31, 2018
Bahía Las Minas	108	Enero 01, 2019	Diciembre 31, 2023
Pan Am	20	Enero 01, 2010	Diciembre 31, 2019
Pan Am	60	Enero 01, 2011	Diciembre 31, 2020
Termica del Caribe	2.85	Marzo 01, 2009	Marzo 30, 2014
Inversiones y Desarrollos Balboa	24.6	Enero 01, 2009	Diciembre 31, 2011
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	0.96	Julio 01, 2009	Junio 30, 2014
Generadora del Atlantico	30	Julio 01, 2009	Junio 30, 2014
Empresa de Generación E. Fortuna	59	Enero 01, 2009	Diciembre 31, 2009
Pedregal Power Co.	4	Enero 01, 2009	Diciembre 31, 2009
Empresa de Generación E. Fortuna	55.5	Enero 01, 2010	Diciembre 31, 2011
Bahía Las Minas	10.13	Enero 01, 2009	Diciembre 31, 2009
Pedregal Power Co.	15	Enero 01, 2010	Diciembre 31, 2011
Autoridad del Canal de Panamá	30; 22	Enero 01, 2010	Diciembre 31, 2011
AES Panamá	39	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2012
AES Panamá	23	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2021
Empresa de Generación E. Fortuna	8.05	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2022
AES Panamá	9.43	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2022
Hidro Caisan	5.09	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

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 79% a 95%, 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 2008 y 2007, la Compañía compró aproximadamente el 81% y 93%, respectivamente, 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.

**Elektra Noreste, S.A.**  
**Notas a los Estados Financieros**  
**Por los doce meses terminados el 31 de diciembre de 2008 y 2007**

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:

<b>Año</b>	<b>Obligaciones de pago</b>
2009	B/. 59,673,866
2010	88,752,248
2011	88,556,668
2012	73,085,868
2013	83,005,313
En lo sucesivo	<u>638,872,007</u>
<b>Total</b>	<b>B/. <u>1,031,945,970</u></b>

Al 31 de diciembre de 2008 y 2007 la Compañía realizó erogaciones por B/.38,455,131 y B/.36,087,982 respectivamente en contratos incondicionales a largo plazo por compra de energía.

En febrero de 2008, la Compañía y el Sindicato de Trabajadores firmaron un tercer Convenio Colectivo por un término de cuatro años, cuya vigencia es hasta el 1 de febrero de 2012. Este Convenio no representa 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 para el uso de las oficinas y facilidades operativas. Al 31 de diciembre de 2008, los pagos mínimos de alquiler requeridos por este arrendamiento no revocable que inician o se mantienen por un periodo superior a un año son:

<b>Año</b>	<b>Obligaciones de Pago</b>
2009	B/. 460,133
2010	473,936
2011	488,155
2012	502,799
2013	517,883
En lo sucesivo	<u>174,320</u>
<b>Total</b>	<b>B/. <u>2,617,226</u></b>

Al 31 de diciembre de 2008 y 2007, el total de gastos de arrendamiento operativo fue de B/.1,577,674 y B/.1,555,885 respectivamente.

### **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/.19,069,258. 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 carta de crédito por la suma de B/.8,992,935 a favor de ETESA, como garantía del pago de los costos de transmisión y compra de energía en el mercado ocasional. De igual forma mantiene cartas de crédito por la suma de B/.797,471 a favor de Telvent Energía y Medio Ambiente, S. A., para garantizar el pago por desarrollo de software.

### **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 100KV. 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. mantendría 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

**Elektra Noreste, S.A.**  
**Notas a los Estados Financieros**  
**Por los doce meses terminados el 31 de diciembre de 2008 y 2007**

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.

