

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

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

**Estados Financieros**

**31 de marzo de 2009 y 31 de diciembre de 2008**

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

---

### **Índice para los Estados Financieros 31 de marzo de 2009 y 31 de diciembre de 2008**

	<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 - 24

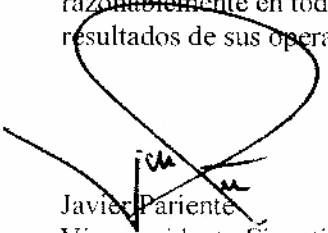


### **Responsabilidad sobre los Informes Financieros**


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 marzo de 2009, 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

19 de mayo de 2009  
Panamá, República de Panamá

**Balances Generales**  
**31 de marzo de 2009 y 31 de diciembre 2008**  
**(No Auditados)**

	Notas	Marzo 31, 2009	Diciembre 31, 2008	Notas	Marzo 31, 2009	Diciembre 31, 2008
<b>Activos</b>						
Activos circulantes:						
Efectivo		B/. 15,960,496	B/. 25,373,864		B/. 48,120,367	B/. 41,359,356
Cuentas por cobrar:					9,999,711	9,431,689
Clientes, neto	3	48,400,773	65,667,959		8,485,131	7,953,645
Ajuste al componente de combustible	2n, 6	6,508,351	5,807,351		1,748,424	4,301,986
Otras, neto		2,156,697	1,679,920		421,717	474,347
Cuentas por cobrar, neto		57,065,821	73,155,230		1,328,434	3,915,882
Inventario		6,854,300	6,227,277	4	846,039	781,894
Otros activos circulantes		1,017,917	1,032,627		3,935,807	3,916,151
Total de activos circulantes		80,898,534	105,788,988		446,703	405,485
Propiedad, planta y equipo, neto de depreciación acumulada		248,862,359	247,792,970		73,332,333	72,540,435
Otros activos						
Costos de emisión de deuda		2,702,085	2,739,968	5		25,000,000
Fondo de cesantía		1,167,175	1,079,128		1,783,458	3,854,984
Depósitos de garantía		81,939	81,939		1,012,273	1,449,092
Total de otros activos		3,951,199	3,901,035		76,126,064	102,844,421
				5	119,230,848	119,221,308
Depósitos de clientes y otros pasivos:						
Impuesto sobre la renta diferido				4	2,802,959	2,821,414
Depósitos de clientes					5,877,387	5,963,575
Provisión para litigios				7	309,235	361,666
Otros pasivos acumulados					2,806,016	2,617,062
Total de pasivos					206,954,509	233,829,446
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					20,658,708	17,554,672
Total de patrimonio de los accionistas					126,757,583	123,653,547
Total de pasivos y patrimonio de los accionistas		B/. 333,712,092	B/. 357,482,993		B/. 333,712,092	B/. 357,482,993

Total de activos

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****Para los tres meses terminados el 31 de marzo de 2009 y 2008****(No Auditados)**

		<b>Marzo 31, 2009</b>	<b>Marzo 31, 2008</b>
	<b>Notas</b>		
Ingresos:			
Ventas de energía	B/.	85,617,224	B/. 106,969,125
Otros ingresos		<u>1,967,157</u>	<u>1,980,496</u>
Total de ingresos		87,584,381	108,949,621
Compra de energía y cargos de transmisión, neto	6	<u>68,725,391</u>	<u>89,192,242</u>
Margen bruto en distribución		<u>18,858,990</u>	<u>19,757,379</u>
Gastos de operaciones:			
Salarios y otros costos relacionados con personal		2,034,848	2,299,504
Prima de antigüedad y cesantía		57,380	48,049
Provisión para cuentas de cobro dudoso, neto		818,694	1,266,855
Reparación y mantenimiento		811,882	568,231
Servicios profesionales		2,636,141	2,078,756
Servicios administrativos		421,717	466,204
Depreciación y amortización		3,627,951	3,169,058
Administrativos y otros		2,001,586	2,042,482
Pérdida (ganancia) en venta y descarte de activo fijo		<u>(44,462)</u>	<u>121,035</u>
Total de gastos de operaciones		<u>12,365,737</u>	<u>12,060,174</u>
Ganancias en operaciones		<u>6,493,253</u>	<u>7,697,205</u>
Otros ingresos (egresos):			
Intereses ganados		346,654	375,941
Gastos de intereses		<u>(2,381,854)</u>	<u>(2,189,145)</u>
Total de otros egresos		<u>(2,035,200)</u>	<u>(1,813,204)</u>
Utilidad antes del impuesto sobre la renta		<u>4,458,053</u>	<u>5,884,001</u>
Impuesto sobre la renta:	4		
Corriente		1,308,327	-
Diferido		<u>45,690</u>	<u>1,625,519</u>
Total de impuesto sobre la renta		<u>1,354,017</u>	<u>1,625,519</u>
Utilidad neta		<u>B/. 3,104,036</u>	<u>B/. 4,258,482</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 tres meses terminados el 31 de marzo de 2009 y 2008****(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 2008	B/. 106,642,962	B/. (544,087)	B/. 23,549,480	B/. 129,648,355
Utilidad neta	-	-	4,258,482	4,258,482
Impuesto complementario	-	-	(275,143)	(275,143)
Saldo al 31 de marzo de 2008	106,642,962	(544,087)	27,532,819	133,631,694
Saldo al 31 de diciembre de 2008	106,642,962	(544,087)	17,554,672	123,653,547
Utilidad neta	-	-	3,104,036	3,104,036
Saldo al 31 de marzo de 2009	<u>B/. 106,642,962</u>	<u>B/. (544,087)</u>	<u>B/. 20,658,708</u>	<u>B/. 126,757,583</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 tres meses terminados el 31 de marzo de 2009 y 2008****(No Auditados)**

	<b>Marzo 31, 2009</b>	<b>Marzo 31, 2008</b>
Flujos de efectivo por las actividades de operación:		
Utilidad neta	B/. 3,104,036	B/. 4,258,482
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciación y amortización	3,627,951	3,169,058
Pérdida (ganancia) en venta y descarte de activo fijo	(44,462)	121,035
Provisión de cuentas de dudoso cobro	818,694	1,266,855
Amortización de descuento en bonos por pagar	9,541	8,846
Amortización de costos de emisión de deuda	37,883	26,514
Provisión para prima de antigüedad, neto de aportes al fondo de cesantía	(45,378)	(40,894)
Impuesto sobre la renta diferido	45,691	1,687,594
Ajuste al componente de combustible	(701,000)	(6,627,000)
Cambios en activos y pasivos de operación:		
Cuentas por cobrar	13,418,156	(11,760,377)
Otros activos	14,711	(772,763)
Inventario	(627,023)	(391,132)
Cuentas por pagar comerciales y otros pasivos	3,178,503	11,435,892
Impuesto sobre la renta, neto	(2,587,447)	(2,164,089)
Impuesto complementario	-	(275,143)
Prima de antigüedad	(10,321)	(17,262)
Efectivo neto provisto (utilizado) en las actividades de operación	<u>20,239,535</u>	<u>(74,384)</u>
Flujos de efectivo por las actividades de inversión:		
Adquisición de activo fijo	(4,726,894)	(4,326,944)
Producto de la venta de activo fijo	<u>74,001</u>	<u>61,514</u>
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión	<u>(4,652,893)</u>	<u>(4,265,430)</u>

(Continúa)

**Elektra Noreste, S.A.**

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

**Estados de Flujos de Efectivo**

**Para los tres meses terminados el 31 de marzo de 2009 y 2008**

**(No Auditados)**

	<b>Marzo 31, 2009</b>	<b>Marzo 31, 2008</b>
Flujo de efectivo por las actividades de financiamiento:		
Deuda a corto plazo, neto	<u>B/. (25,000,000)</u>	<u>B/. -</u>
Efectivo neto utilizado en las actividades de financiamiento	<u>(25,000,000)</u>	<u>-</u>
Efectivo y equivalente de efectivo:		
Disminución neta en el efectivo	(9,413,358)	(4,339,814)
Efectivo al inicio del período	<u>25,373,854</u>	<u>6,399,567</u>
Efectivo al final del período	<u>B/. 15,960,496</u>	<u>B/. 2,059,753</u>
Información suplementaria de flujos de efectivo:		
Intereses pagados, neto de capitalizaciones	<u>B/. 4,330,464</u>	<u>B/. 3,946,870</u>
Impuesto sobre la renta pagado	<u>B/. 3,895,774</u>	<u>B/. 2,102,014</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 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.

- 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.



## Elektra Noreste, S.A.

### Notas a los Estados Financieros

#### Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2009 y 2008

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".

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 marzo de 2009 y 31 de diciembre de 2008, no se identificaron deterioro en los activos de larga vida.

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 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 periodo 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 periodo 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%.

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.

Conforme al Acuerdo de Consultoría Gerencial con fecha de 16 de noviembre de 1998, enmendado el 4 de marzo de 2002, con CPI, Ltd., quien es propietaria en un 100% de las acciones de PDG, se le provee a la Compañía servicios de administración y de consultoría, incluyendo sin limitarse a, consultoría estratégica y operativa, revisión de desempeño del negocio y de contratos. PDG es dueña del 51% de las acciones comunes emitidas y en circulación de la Compañía. Los cargos derivados del Acuerdo de Consultoría Gerencial se registran como servicios administrativos en el estado de resultados y; cualquier saldo por pagar a CPI, Ltd. se presenta en el balance general como saldo por pagar otras.



**Elektra Noreste, S.A.****Notas a los Estados Financieros****Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2009 y 2008**

- 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 tarifario.

Los activos y pasivos regulados que se presentan en el balance general de la Compañía al 31 de marzo de 2009 y 31 de diciembre de 2008, se relacionan con lo siguiente:

	2009	2008	Nota
Ajuste al componente del combustible - activo	B/. 6,508,351	B/. 5,807,351	Ver Nota 6 "ajuste al componente de combustible"
Impuesto sobre la renta diferido - pasivo	(1,952,505)	(1,742,205)	
	<u>B/. 4,555,846</u>	<u>B/. 4,065,146</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.

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

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.

- 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 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.
- 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 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 periodos 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.





**Elektra Noreste, S.A.****Notas a los Estados Financieros****Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2009 y 2008**

---

**3. Cuentas por Cobrar - Clientes**

Al 31 de marzo de 2009 y 31 de diciembre de 2008, las cuentas por cobrar – clientes se desglosan como detallamos a continuación:

	<b>Marzo 31, 2009</b>	<b>Diciembre 31, 2008</b>
Clientes	B/. 45,259,573	B/. 58,437,236
Gobierno y entidades municipales	<u>5,856,485</u>	<u>6,518,741</u>
	51,116,058	64,955,977
Energía suministrada no facturada	5,772,899	7,150,167
Subsidio del Gobierno	<u>1,150,078</u>	<u>2,300,158</u>
	58,039,035	74,406,302
Provisión para cuentas de cobro dudoso	<u>(9,638,262)</u>	<u>(8,738,343)</u>
Total	<u>B/. 48,400,773</u>	<u>B/. 65,667,959</u>

Al 31 de diciembre de 2008, la Compañía cargó contra la provisión para cuentas de cobro dudoso la suma de B/.2,671,782 y recuperó saldos de cuentas previamente canceladas por la suma de B/.275,565. Al 31 de marzo de 2009, la Compañía no ha aplicado cargos contra la provisión para cuentas de cobro dudoso y se recuperaron saldos de cuentas canceladas por la suma de B/.81225.

**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 tres meses terminados el 31 de marzo de 2009 y 2008**

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

	<b>Marzo 31, 2009</b>	<b>Diciembre 31, 2008</b>
Impuesto sobre la renta diferido activo corriente:		
Provisión para cuentas de cobro dudoso	B/. 1,002,043	B/. 732,067
Otras	<u>104,423</u>	<u>228,244</u>
Total de impuesto sobre la renta diferido activo corriente:	<u>1,106,466</u>	<u>960,311</u>
Impuesto sobre la renta diferido pasivo corriente -		
Ajuste al componente de combustible	<u>(1,952,505)</u>	<u>(1,742,205)</u>
Impuesto sobre la renta diferido pasivo corriente, neto	<u>B/. (846,039)</u>	<u>B/. (781,894)</u>
	<b>Marzo 31, 2009</b>	<b>Diciembre 31, 2008</b>
Impuesto sobre la renta diferido activo no corriente-		
Provisión para contingencias	<u>92,770</u>	<u>108,500</u>
Impuesto sobre la renta diferido pasivo,		
no corriente - gasto de depreciación	<u>(2,895,729)</u>	<u>(2,929,914)</u>
Impuesto sobre la renta diferido pasivo,		
no corriente, neto	<u>B/. (2,802,959)</u>	<u>B/. (2,821,414)</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. Las compañías también están sujetas a la revisión por parte de las autoridades fiscales por cumplimiento de las regulaciones del impuesto de timbres.

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.

Los años iniciados a partir del 2006 están sujetos a examen por las autoridades fiscales aunque actualmente no esta programado o en proceso un examen fiscal. Los años anteriores al 2006 se consideran periodos 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 estos años y para el 31 de diciembre de 2008 se ha utilizado la totalidad del mismo.

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%).



**Elektra Noreste, S.A.****Notas a los Estados Financieros****Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2009 y 2008****5. Deuda**

Al 31 de marzo de 2009 y 31 de diciembre 2008, las obligaciones bancarias y documentos por pagar se detallan como sigue:

	<b>Marzo 31, 2009</b>	<b>Diciembre 31, 2008</b>
<b>Facilidades crediticias a corto plazo:</b>		
The Bank of Nova Scotia	B/. -	B/. 15,000,000
HSBC Bank (Panama), S.A.	-	10,000,000
Deuda a corto plazo	<u>B/. -</u>	<u>B/. 25,000,000</u>

La Compañía mantiene contratos para facilidades de líneas de crédito con The Bank of Nova Scotia, Banco General, S. A., HSBC Bank (Panama), S.A., Banco Panamá y Banco Nacional de Panamá con un valor total de líneas de crédito al 31 de marzo de 2009 de B/. 100,000,000, con tasas de interés anuales de LIBOR entre uno (1) a seis (6) meses, más un margen entre 1.50% a 2.50%. La Compañía mantenía contratos para facilidades de líneas de crédito con The Bank of Nova Scotia, Banco General, S. A. y HSBC Bank (Panama), S.A. con un valor total de líneas de crédito al 31 de diciembre de 2008 de B/. 50,000,000, con tasas de interés anuales de 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. La Compañía utiliza estas facilidades de crédito según la necesidad de capital de trabajo u otras necesidades

**Deuda a largo plazo**

Al 31 de marzo de 2009 y 31 de diciembre de 2008, las deudas a largo plazo se detallan a continuación:

	<b>Marzo 31, 2009</b>	<b>Diciembre 31, 2008</b>
<b>Documentos por pagar largo plazo:</b>		
Notas Senior (Senior Notes)	B/. 100,000,000	B/. 100,000,000
Bonos Corporativos	20,000,000	20,000,000
Menos:		
Descuento por amortizar	<u>(769,152)</u>	<u>(778,692)</u>
Deuda a largo plazo	<u>B/. 119,230,848</u>	<u>B/. 119,221,308</u>

## Elektra Noreste, S.A.

### Notas a los Estados Financieros

#### Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2009 y 2008

La Compañía tiene notas por pagar según el Contrato de Emisión (Notas Senior) por un total de B/. 100,000,000 los cuales presentan el saldo de B/. 99,230,848, neto de B/. 769,152 de descuento no amortizados al 31 de marzo de 2009. 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 Señor, en parte o en su totalidad, en cualquier momento antes de su vencimiento.

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, 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 realiza 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.

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

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

	Marzo 31, 2009	Marzo 31, 2008
Compra de energía	B/. 66,809,442	B/. 93,174,153
Cargos de transmisión	2,616,949	2,645,089
Ajuste al componente de combustible	<u>(701,000)</u>	<u>(6,627,000)</u>
Total de compra de energía y cargos de transmisión, neto	<u>B/. 68,725,391</u>	<u>B/. 89,192,242</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 marzo de 2009, la Compañía presenta en su balance general un saldo neto por cobrar de B/.6,508,351 bajo la cuenta Ajuste al componente de combustible, como consecuencia de las variaciones acumuladas resultantes entre el costo de la energía del año 2008 y el primer trimestre del año 2009 sobre los ingresos facturados para cubrir ese costo. El balance incluye un saldo por cobrar de B/.8,465,000 correspondiente a las variaciones resultantes del periodo entre enero a junio de 2008 que será recuperado durante el segundo trimestre del 2009; un saldo por cobrar de B/.2,984,351 correspondiente a las variaciones resultantes del periodo entre julio a diciembre del 2008 que será recuperado durante el segundo semestre del 2009; y un saldo por pagar de B/.4,941,000 correspondiente a las variaciones del periodo entre enero y marzo del 2009 que será devuelto a los cliente durante el año 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 marzo de 2009 y 31 de diciembre de 2008, la Compañía tiene registrados en libros la suma de B/.309,235 y B/.361,666, respectivamente, para cubrir posibles pérdidas que puedan darse producto de las reclamaciones de terceros. A continuación los casos más representativos:

### **Litigios**

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 supuesto 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 en adición, presentó una revisión del estudio desarrollado por la ASEP en el cual la diferencia en el "Ingreso Máximo Permitido" causado entre los de tarifa proyectados utilizados para determinar la estructura tarifaria y la distribución real de estos, resultan favorable a la Compañía.



**Elektra Noreste, S.A.****Notas a los Estados Financieros****Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2009 y 2008**

---

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 otra compañía de distribución en contra de la Resolución JD-5845. Con fecha 22 de diciembre de 2008, la ASEP emitió la Resolución No. 2269 en la cual, la Resolución No. JD-5956 del 11 de abril de 2006, quedó totalmente revocada en todas sus partes. La decisión de la autoridad reguladora se basó en el hecho de que la Compañía pudo probar que su interpretación relacionada al cálculo de las tarifas y las variaciones presentadas por la Compañía en sus alegatos eran correctas.

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 de julio 2010 a junio 2014. 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 marzo de 2009 no existe una pérdida por contingencia a ser registrada en los estados financieros como consecuencia de esta resolución. Esta conclusión esta 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 ultima 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.



# Elektra Noreste, S.A.

## Notas a los Estados Financieros

### Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2009 y 2008

#### Compromisos

Al 31 de marzo de 2009, 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>
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.





**Elektra Noreste, S.A.****Notas a los Estados Financieros****Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2009 y 2008**

Para el primer trimestre del 2009 y al período terminado el 31 de diciembre de 2008, la Compañía compró aproximadamente el 85% 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.

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/. 44,755,400
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>1,017,027,504</u></b>

Al 31 de marzo de 2009 y 2008 la Compañía realizó erogaciones por B/.14,918,466 y B/.9,613,783 respectivamente en contratos incondicionales a largo plazo por compra de energía.

**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 marzo de 2009, los pagos mínimos de alquiler requeridos por este arrendamiento no revocable que inician o se mantienen por un período superior a un año son:

<b>Año</b>	<b>Obligaciones de Pago</b>
2009	B/. 347,355
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>2,504,448</u></b>



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

### **Notas a los Estados Financieros**

#### **Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2009 y 2008**

---

Al 31 de marzo de 2009 y 2008, el total de gastos de arrendamiento operativo fue de B/.404,817 y B/.375,681 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/.23,649,245. 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/.4,536,597 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 concurrencia 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 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.