

**REPUBLICA DE PANAMA
SUPERINTENDENCIA DE MERCADO DE VALORES**

**FORMULARIO IN-A
INFORME DE ACTUALIZACION
ANUAL**

Año terminado al 31 de diciembre de 2012

RAZÓN SOCIAL DEL EMISOR: ELEKTRA NORESTE, S.A.

VALORES QUE HA REGISTRADO: BONOS AL 7.60% CON VENCIMIENTO EN EL AÑO 2021. RES. No. CNV 156-06 DEL 29 DE JUNIO DE 2006 POR B/.100,000,000

BONOS CORPORATIVOS CON TASA DE INTERÉS LIBOR TRES (3) MESES + 2.375%. RES. No. CNV 316-08 DEL 7 DE OCTUBRE DE 2008 POR B/.40,000,000

TELÉFONO Y FAX DEL EMISOR: (507) 340-4603, FAX (507) 340-4785

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

DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRONICO: ensa@ensa.com.pa

ENSO | Grupo·epm®



I PARTE

I. INFORMACION DE LA COMPAÑIA

A. Historia y Desarrollo

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 (50,000,000) en acciones comunes sin valor nominal. A la fecha, un 51% de las acciones comunes autorizadas y emitidas de la Compañía, están a nombre de inversionistas privados, mientras que el Gobierno Panameño y los empleados de la Compañía poseen un 48.25% y un 0.43%, respectivamente. El resto de las acciones se mantienen como acciones en tesorería.

La Compañía tiene la exclusividad para la distribución y comercialización de energía eléctrica a clientes ubicados en el área de concesión.

Las oficinas administrativas se encuentran en: Costa del Este, Complejo Business Park, Edificio Torre Oeste, Piso 3. La dirección postal es: Plaza Panamá 0833-00202, Rep. de Panamá y el teléfono es (507) 340-4603.

B. Pacto Social y Estatutos

La Junta Directiva está integrada por cinco miembros: dos elegidos por el Gobierno panameño y tres elegidos por Panama Distribution Group, S.A. Si una vacante ocurre, un nuevo director es elegido, preservando la representación de cada grupo de accionistas. Los oficiales ejecutivos son designados por la Junta Directiva y ocupan la posición a la discreción de la Junta Directiva. El capital accionario consiste en cincuenta millones (50,000,000) en acciones comunes, sin valor nominal, con un voto por acción.

De acuerdo con el Pacto Social, mientras tenga por lo menos el 25% de las acciones, la República de Panamá tiene los siguientes derechos: (a) designar dos de los cinco miembros de la directiva y (b) vetar las reformas al Pacto Social y estatutos, cualquier fusión, propuesta de fusión o disolución, cambio de domicilio, el otorgamiento de garantías sobre la concesión o cualquier decisión de involucrarse en actividades no estrictamente relacionadas con la distribución y venta de electricidad.

Adicionalmente, el Pacto Social establece que Panama Distribution Group, S.A., como accionista mayoritario, no puede vender parte de sus acciones mientras esté vigente el Contrato de Concesión y no tiene derecho preferencial de adquisición en relación con la acciones restantes del Estado panameño. Panama Distribution Group, S.A. tiene el derecho preferencial de compra a pro rata en caso de una nueva emisión de acciones.

El Pacto Social requiere que al menos 51% de las acciones con derecho a voto estén presentes para tener el quórum necesario para una reunión de accionistas válida. A la Junta Directiva se le ha dado plena autoridad para administrar en el día a día las operaciones del negocio, excepto aquellos temas que deban ser decididos por los accionistas por ley o por el Pacto Social.

C. Descripción del Negocio

La actividad de la Compañía, incluye la compra de energía en bloque y su transporte por las redes de distribución a los clientes. En adición, la Compañía realiza la transformación de tensión vinculada, la entrega de energía a los consumidores, la medición, lectura, facturación y cobro de la energía. De igual manera, la Compañía tiene la responsabilidad de instalar, operar y mantener el alumbrado público en la zona de concesión, de acuerdo con los niveles y criterios de iluminación establecidos por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). La Compañía también

2



está autorizada para realizar actividades de generación de energía hasta un límite del 15% de la demanda máxima de energía en la zona de concesión.

La ley obliga a las distribuidoras a comprar mediante contratos de libre concurrencia la potencia y la energía para cubrir la demanda de sus clientes regulados, que no cubren con generación propia. 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. Las contrataciones se efectúan en diferentes plazos de duración y de acuerdo a las obligaciones mínimas de contratación exigidas. Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, la Compañía compró aproximadamente el 97%, de su energía requerida a través de contratos de compra de energía en el mercado de contratos. La Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA) es la responsable de preparar las licitaciones para la compra de energía por parte de las empresas de distribución. Las ofertas son recibidas, evaluadas y adjudicadas por ETESA. Luego son asignadas a cada empresa de distribución basadas en sus requerimientos. Las empresas de distribución están obligadas a firmar contratos basados en las ofertas adjudicadas.

La potencia firme que tiene actualmente contratada la Compañía se detalla a continuación:

Capacidad Contratada - MW				
Año	Hidro	Carbón	Bunker	Total - MW
2013	336	112	203	651
2014	295	120	262	677
2015	225	130	153	508
2016	228	127	150	505
2017	228	108	103	439
2018	228	108	103	439
2019	157	108	80	345
2020	157	108	60	325
2021	174	108	0	282
2022	184	108	0	292
2023 - 2029	637	108	0	745
Total - MW	2,849	1,245	1,114	5,208

De acuerdo con el contrato de concesión, la Compañía tiene la exclusividad para la distribución y comercialización de energía eléctrica a clientes ubicados en las áreas geográficas de: Panamá Este, Colón, Golfo de Panamá, la Comarca de Guna Yala y Darién. La exclusividad en la fase de distribución también incluye a los “grandes consumidores”, los cuales son definidos por la Ley 6, del 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.

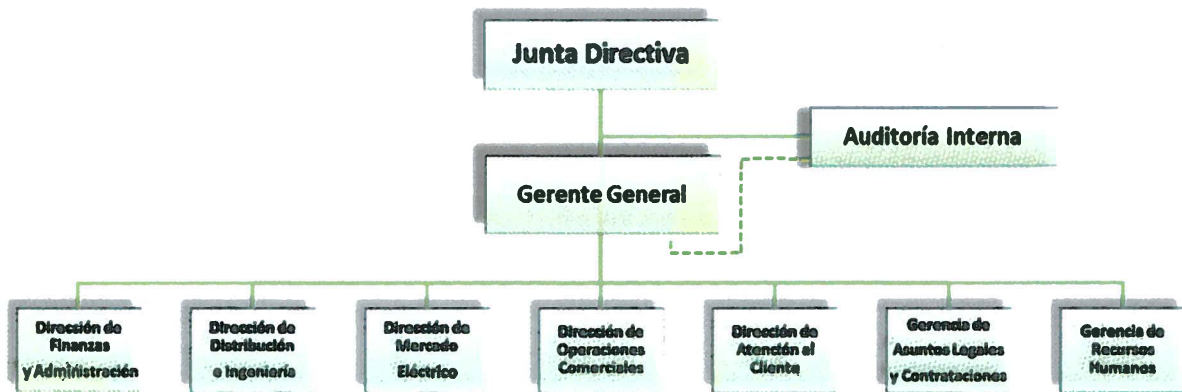
Al 31 de diciembre de 2012, las operaciones cubrían un territorio de aproximadamente 29,200 kilómetros cuadrados que incluían aproximadamente 1.4 millones de habitantes, o el 41% de la población total, incluyendo tres de los principales centros económicos de Panamá. A la misma fecha, la Compañía tenía una participación del mercado de aproximadamente 43% de los clientes y aproximadamente 40% de la venta total de energía en Panamá. En el año 2012, las ventas totales de energía fueron 2,723 GWh, y al 31 de diciembre de 2012 servimos a 376,080 clientes. De los clientes al 2012, aproximadamente 92% eran clientes residenciales, 7.5% eran clientes comerciales e industriales y los restantes correspondían a clientes del sector público.

Al 31 de diciembre de 2012 la red de distribución eléctrica comprendía aproximadamente 9,716 kilómetros de líneas, doce subestaciones claves y aproximadamente 25,059 transformadores y equipo relacionado. Del total de líneas de la empresa, 81 km están clasificados como líneas de transmisión (115 kV) o subtransmisión (44kV). El resto, es decir, 9,635 kilómetros corresponde a líneas de distribución, las cuales están compuestas de aproximadamente 8,946 kilómetros de

circuitos de cables aéreos y 689 kilómetros de circuitos de cables subterráneos. El territorio de servicio es relativamente denso con 8 subestaciones claves en Panamá y las otras 4 en la provincia de Colón, y un factor de carga, el cual se define como la división de la carga promedio entre la carga pico, de aproximadamente 71%, reflejando un buen balance entre el perfil de carga residencial y los requerimientos diurnos para aires acondicionados e iluminación del sector comercial.

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, la Compañía tenía una demanda máxima de 487 MW y 460 MW, respectivamente.

D. Estructura organizativa



- Javier Pariente Gerente General
- Eric Morales Director de Finanzas y Administración
- Jaime Lammie Director Mercado Eléctrico
- Rafael Ríos Director de Distribución e Ingeniería
- Luis Duarte Director de Operaciones Comerciales
- Lorena Fábrega Directora de Atención al Cliente
- Beryl Bartolí Gerente de Recursos Humanos
- Mariel Jované Gerente de Asuntos Legales y Contrataciones
- Haribai González Jefe de Auditoría Interna

E. Propiedades, Plantas y Equipo

Las principales propiedades consisten de las líneas de transmisión, postes, subestaciones de distribución, y derechos de paso localizados en la parte norte y este de la República de Panamá incluyendo la parte este de la ciudad de Panamá y la ciudad portuaria de Colón y el Golfo de Panamá. A continuación un detalle de los componentes del activo fijo:

	2012	2011
Postes, torres y accesorios	B/. 91,689,107	B/. 94,771,345
Transformadores	51,563,186	50,714,190
Ductos y conductores subterráneos	71,116,800	67,628,880
Servicios de consumidores	31,754,881	31,408,959
Conductores aéreos y accesorios	34,165,114	31,143,477
Equipo de subestaciones	55,110,776	54,535,696
Medidores de consumidores	33,308,614	29,476,864
Edificios y mejoras	14,936,273	14,383,755
Equipo de alumbrado público	14,018,291	13,661,578
Equipo de transporte y comunicación	5,443,414	7,150,288
Mobiliario y equipo de oficina	9,526,663	10,599,814
Otros	<u>6,565,646</u>	<u>5,260,494</u>
	419,198,765	410,735,340
Menos: depreciación y amortización acumuladas	<u>(166,468,847)</u>	<u>(164,326,684)</u>
	252,729,918	246,408,656
Construcciones en proceso	46,107,863	26,851,345
Terrenos	<u>6,867,785</u>	<u>4,702,949</u>
Total	<u>B/. 305,705,566</u>	<u>B/. 277,962,950</u>

Las inversiones se concentraron en la modernización y optimización de la red de distribución, mejoras en tecnología de información y en sistemas. Adicionalmente, se realizan inversiones asociadas al crecimiento de la red para manejar el crecimiento en volumen asegurando la confiabilidad y un mejor servicio.

F. Investigación y Desarrollo, Patentes, Licencias, etc.

Las operaciones de distribución están regidas por un Contrato de Concesión con la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). De acuerdo con este contrato la Compañía tiene una zona de concesión definida en Panamá, detallada anteriormente, y posee derechos exclusivos para suministrar los servicios de distribución de electricidad a clientes regulados dentro de esa área.

La concesión tiene un término de quince años y expira en octubre de 2013. Un año antes de la expiración del período de concesión, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) celebrará una licitación pública abierta para la venta de las acciones actualmente de propiedad de Panama Distribution Group, S.A. Esta última tiene el derecho a fijar un precio por las acciones de su propiedad (para reflejar, entre otras cosas, las mejoras de capital durante la concesión). Solamente será requerida de vender sus acciones si una oferta mayor es realizada, en cuyo caso Panama Distribution Group, S.A. tendrá derecho a retener el producto de la venta. Si no se hace una oferta más alta, Panama Distribution Group, S.A. retendrá la concesión por otro término de 15 años sujetos al mismo proceso de renovación posterior sin requerimiento de hacer pago alguno al gobierno panameño. Panama Distribution Group, S.A. no tiene el derecho de igualar una oferta más alta si es presentada por otra parte.

G. Información sobre tendencias

La venta de electricidad a consumidores finales en la República de Panamá fue 7,170.3 GWh para 2012, un incremento de 8.6% sobre 2011. Por los últimos tres años el crecimiento en las ventas ha promediado 7.7% anualmente comparado con un promedio de 9.6% de crecimiento anual en PIB. El más reciente Informe Indicativo de Demanda emitido por el Centro Nacional de Despacho (CND) contiene una proyección de crecimiento promedio de la demanda anual del 4.4% para el periodo 2012 – 2022.

Crecimiento de Demanda de Electricidad vs Crecimiento del PIB

Rubros	2012	2011	2010	Promedio de Crecimiento Anual (09-11)
Crecimiento del Consumo	8.6%	5.9%	8.6%	7.7%
Crecimiento del PIB	10.7%	10.6%	7.6%	9.6%

Fuentes:

Datos de Consumo de la Secretaría de Energía.

Datos del PIB de la Contraloría General de la República.

La siguiente tabla muestra las ventas de electricidad por categoría de cliente para el mismo periodo.

Ventas al Consumidor final por Categoría de Clientes (GWh)

Rubros	2012	2011	2010	Promedio de Crecimiento Anual (09-11)
Residencial	2,248.0	2,084.1	1,974.0	7.7%
Comercial	3,099.9	2,804.4	2,613.9	7.9%
Industrial	853.1	806.6	762.5	12.1%
Gubernamental	822.4	768.6	750.4	3.9%
Alumbrado Público	146.9	136.1	131.7	4.6%
Total	7,170.3	6,599.8	6,232.5	7.7%

Fuentes:

Datos de Consumo de la Secretaría de Energía

II. ANÁLISIS DE RESULTADOS FINANCIEROS Y OPERATIVOS

A. Liquidez y Flujo de Caja

Las siguientes tablas resumen el flujo de efectivo para la Compañía durante los doce meses terminados al 31 de diciembre 2012 y 2011:

Por actividad: (en miles de Balboas)	Doce meses terminados		Variación
	31 de Diciembre		
	2012	2011	
Efectivo neto (utilizado en) provisto por:			
Actividades de Operación	56,738	23,388	33,350
Actividades de Inversión	(45,513)	(37,854)	(7,659)
Actividades de Financiamiento	27,150	(4,120)	31,270
Aumento (disminución) en el efectivo	38,375	(18,586)	56,961
Efectivo al inicio del período	3,399	21,985	(18,586)
Efectivo al final del período	41,774	3,399	38,375

Flujo de efectivo:

El efectivo en actividades de operación al 31 diciembre de 2012 aumentó en B/. 33.4 millones en comparación al mismo periodo del año anterior atribuible principalmente por: i) un incremento en la utilidad neta B/. 4.8 millones ii) recuperación del activo regulatorio de B/. 36.5 millones, iii) Incremento del impuesto por pagar B/. 21.4 millones. Entre las variaciones desfavorables que disminuyeron el efectivo operativo se incluye B/. 1.2 millones de incremento de las cuentas por cobrar, disminución de las cuentas por pagar B/. 15.5 millones, incremento del inventario por B/. 4.6 millones y una variación negativa del impuesto diferido por B/. 11.2 millones.

El efectivo utilizado en las actividades de inversión se incrementó en B/. 7.6 millones por una mayor ejecución en los proyectos en comparación con el mismo periodo del año anterior y se debe al plan de inversiones que realiza la Compañía para su red de distribución de electricidad que incluyen entre otros proyectos, la construcción, expansión y mejoras de subestaciones.

El flujo de efectivo provisto por las actividades de financiamiento en el cuarto trimestre de 2012 muestra un incremento de B/. 31.2 millones como consecuencia principalmente de un financiamiento a largo plazo por la suma de B/. 80 millones, neto del repago de las líneas de crédito rotativa por B/. 20 millones y aumento por el pago de dividendos pagados en los meses de enero y diciembre de este año que ascendieron a la suma de B/. 28.9 millones.

B. Recursos de capital

Nuestra principal fuente de liquidez proviene de fondos generados de nuestras operaciones y en un menor grado, por facilidades de líneas de crédito con bancos locales de primera línea. El efectivo es utilizado, principalmente, para cumplir con los contratos de compra de energía con las empresas generadoras y para programas de inversión en nuestra red de distribución.

Al 31 de diciembre de 2012 la Compañía mantiene contratos para facilidades de líneas de crédito por un total de B/. 135.5 millones. Al 31 de diciembre de 2012 la Compañía cerró sin deuda respecto al uso de estas líneas rotativas. Al 31 de diciembre de 2011 se mantenían saldos adeudados por uso de las líneas de crédito por un monto de B/. 10.0 millones.

Al 31 de diciembre de 2012 la Compañía mantiene endeudamiento neto de B/. 196.3 millones, compuesto por deuda a largo plazo, producto de la emisión de bonos por B/. 116.3 millones y un endeudamiento puente por la suma de B/. 80.0 millones. Como

consecuencia de los endeudamientos la relación Deuda Total/EBITDA resultó en 2.66x (*), por debajo de los límites establecidos en los acuerdos de emisión de 3.25x.

(en miles de Balboas)

$$\frac{\text{Deuda Total}}{\text{EBITDA}} = \text{Indice Financiero} \frac{196,264}{73,721} = 2.66$$

(*) Para el cálculo del EBITDA se usaron los últimos cuatro trimestres más recientes.

B. Resultados de las Operaciones

(en miles de Balboas)	Doce meses terminados		Variación
	31 de diciembre		
	2012	2011	
Ventas de energía	539,909	481,386	58,523
Otros ingresos	10,336	9,633	703
Total costos de ingresos	550,245	491,019	59,226

a. Ingresos

El consumo de energía eléctrica acumulado al 31 de diciembre de 2012 alcanzó los 2,723.5 GWh, reflejando un crecimiento de 197.7 GWh o 7.8%, con respecto al mismo período del año anterior. El principal sector económico que impulsó este crecimiento fue el sector gubernamental con una tasa de 9.3% derivado principalmente por los consumos del Aeropuerto y del IDAAN, seguido del sector comercial que registra un crecimiento de 9.3% y el sector residencial que refleja un incremento del 7.2%.

Al 31 de diciembre de 2012 la empresa cuenta con 376,080 clientes facturados, 13,181 clientes más en comparación con el mismo período del año anterior, lo que representa un crecimiento neto acumulado de 3.6%. Es importante destacar que el 91.6% de los clientes son residenciales y consumen el 36.2% de la energía; el sector comercial e industrial representan el 7.6% de los clientes con un consumo del 49.3%, el sector gubernamental representa el 0.8% de los clientes con un consumo del 12.4% y el 2.1% de consumo restante se le atribuye al alumbrado público.

El total de ingresos acumulados al 31 de diciembre de 2012 suma un total de B/. 550.2 millones o un crecimiento de 12% respecto al mismo período del año anterior. Este aumento de B/. 59.2 millones en el total de ingresos en comparación al período anterior se descompone de la siguiente manera: i) un aumento de B/. 48.0 millones asociada a los componentes de generación, transmisión y pérdidas de distribución (costos transferibles en la tarifa), ii) aumento de B/. 10.7 millones en el valor agregado de distribución, principalmente por mayor volumen de ventas (197.7 GWh) iii) por aumento de B/. 0.2 millones en el ingreso de energía consumida no facturada, y iv) por B/. 0.3 millones de otros ingresos.

b. Costos

El costo total de compra de energía y cargos de transmisión, neto acumulado al 31 de diciembre de 2012 suman un total de B/. 437.4 millones, lo que representa un aumento de B/. 48.6 millones con respecto al mismo período del año anterior y se desglosa en el siguiente cuadro:

(en miles de Balboas)	Doce meses terminados		Variación
	31 de diciembre		
	2012	2011	
Compra de energía y cargos de transmisión	419,213	407,100	12,113
Ajuste al componente de combustible	18,238	(18,275)	36,513
Total costos de compra:	437,451	388,825	48,626

Las principales causas de este incremento neto de B/. 48.6 millones se atribuyen a lo siguiente:

- Incremento neto en los costos de compra de energía y cargo de transmisión de B/. 12.1 millones que incluye: i) B/. 31.4 millones por aumento en el volumen de compra de 220.6 GWh en comparación al mismo periodo del año anterior y ii) una disminución de B/. 19.3 millones en el precio promedio de compra o de 0.7 cent/kWh con respecto al precio de 14.4 cent/kWh correspondiente a diciembre de 2012.
- El ajuste al componente de combustible acumulado al 31 de diciembre de 2012 refleja un valor de B/. 18.2 millones incrementando los costos de la compra energía y transmisión, debido principalmente a que los costos de compra reales han sido menores a los considerados en la tarifa aprobada, principalmente por una mayor compra en contratos de excedente de energía, lo que generó un ahorro en costos. Otro efecto importante es que para este período el precio del Bunker C en la tarifa es de B/. 105 por barril y el costo promedio real fue de B/. 99.41 por barril por eso lo del ajuste positivo en el costo de la compra de energía.
- El ajuste al componente de combustible acumulado al 31 diciembre de 2011 redujo el costo de compra en B/. 18.3 millones derivado principalmente por un precio de combustible actual de B/. 95.75 por barril, mayor al proyectado en la tarifa aprobada para el primer semestre de B/. 80 por barril, esta acumulación de sobrecostos se presenta como cuenta por cobrar por activo regulatorio en el balance general de la Compañía.

c. Gastos Operativos:

Los gastos de operaciones acumulados al 31 de diciembre de 2012 suman un total de B/. 55.9 millones o un incremento de 8% al compararlo con el año anterior. La siguiente tabla detalla los aumentos y disminuciones en gasto para ambos períodos comparados:

(en miles de balboas)	Doce meses terminados 31 de Diciembre			
	2012	2011	Variación	Var%
Salarios y otros costos relacionados con personal	9,284	8,950	334	4%
Provisión para cuentas de cobro dudoso, neto	983	1,099	(116)	-11%
Reparación y mantenimiento	3,175	2,853	322	11%
Servicios contratados	14,521	13,688	833	6%
Depreciación y amortización	16,886	16,182	704	4%
Administrativos y otros	10,334	8,908	1,426	16%
Pérdida en venta y descarte de activo fijo	776	85	691	813%
	55,959	51,765	4,194	8%

El aumento en los gastos operativos se debe principalmente al incremento en el rubro de Salarios y otros costos relacionados con el personal, debido a ajustes en el salario de los colaboradores que se dieron a través del año, estos ajustes denotaron un crecimiento del 4%.

El gasto de Reparación y mantenimiento se incrementó en un 11% principalmente por nuevos contratos de mantenimiento (SCADA) y por aumentos en el gasto de control al medio ambiente. Los gastos administrativos reflejan un incremento del 16% en el periodo analizado como consecuencia de un mayor gasto en tasa regulatoria, alquileres de equipo, gastos de penalizaciones y donaciones. El gasto de depreciación muestra un incremento de 4% consecuente con la capitalización de activos fijos asociados al programa de inversión y la aceleración de la depreciación de algunos activos de informática.

d. Gastos de Intereses:

El gasto de interés acumulado al 31 de diciembre del 2012 suma un total de B/. 8.3 millones que comparados con el mismo período del año anterior, denota una disminución de B/. 0.3 millones. Esta disminución obedece a reducción en las tasa de interés negociadas con los bancos para el uso de las líneas de crédito rotativas.

C. Análisis de perspectivas

La tasa de crecimiento promedio de consumo para los períodos comprendidos entre 1998 y 2012 se calcula en un 5.2%. Para los siguientes cuatro años se estima un tasa de crecimiento promedio de 5.6% impulsada por un crecimiento promedio en clientes de 2.8% y una reducción en los niveles de pérdida de energía de más de 0.1%. Se estima un incremento para el año 2013 de 156.6 Gwh en comparación al año anterior mayormente atribuible a los sectores comercial y residencial.

El crecimiento económico en nuestra área de concesión ha contribuido directamente en el desarrollo y expansión de la red. La Compañía proyecta un promedio anual de inversión de B/.35 millones lo que representa un total acumulado de B/.354 millones para los períodos comprendidos entre 2012 y 2020 asociada principalmente a la expansión de infraestructura debido a la construcción de nuevas viviendas, edificaciones de propiedad horizontal, centro comerciales, desarrollo de infraestructuras portuarias y aeroportuarias y nuevos proyectos que se esperan nuestra área de servicio.

En general, la Compañía busca mantener una fuerte generación de flujo de caja y rendimientos asegurando operaciones altamente eficientes, incrementando la calidad del servicio y mejorando la satisfacción del cliente. Las proyecciones de flujo muestran las actividades operativas como la fuente principal de liquidez y de generación de fondos requeridos para las actividades de inversión.

III. DIRECTORES, DIGNATARIOS, EJECUTIVOS, ADMINISTRADORES, ASESORES Y EMPLEADOS**A. Identidad****1- Directores, Dignatarios, Ejecutivos y Administradores****Composición de la Junta**

La Compañía cuenta con una Junta Directiva de cinco miembros, tres de los cuales son designados por Panama Distribution Group, S.A. y dos por el Gobierno de la República de Panamá, los integrantes al 31 de diciembre de 2012 son:

Nombre	Elegido o Nombrado por	Miembro desde
Virgilio Sosa	República de Panamá	Agosto 2009
José Domingo Arias	República de Panamá	Julio 2011
Gabriel Betancourt	PDG	Marzo 2011
Néstor Encinales	PDG	Marzo 2011
Claudia Jiménez	PDG	Marzo 2011

Nombre	Posición
Gabriel Betancourt	Director y Presidente
José Domingo Arias	Director
Virgilio Sosa	Director y Tesorero
Néstor Encinales	Director
Claudia Jiménez.....	Director
Carlos G. Cordero.....	Secretario
Javier Pariente.....	Vicepresidente Ejecutivo

A continuación las biografías de los integrantes de la Junta Directiva:

Gabriel Betancourt Mesa (Director y Presidente). El Sr. Betancourt es Ingeniero Civil de la Universidad de Medellín. Ha realizado estudios de Especialización en Sistemas de Información Escuela de Administración, Finanzas y Tecnologías (EAFIT); Especialización en Gerencia Universidad Pontificia Bolivariana UPB); Diplomado en Finanzas Básicas y Actualización en Finanzas Escuela de Administración, Finanzas y Tecnologías (EAFIT), Diplomado en Direccionamiento Estratégico en la Universidad de los Andes. Diplomado en Derecho de los Negocios, Universidad Externado de Colombia.

Ha realizado los siguientes cursos cortos en el exterior de su país: Servicios Públicos en el Instituto Costarricense de acueducto en San José (Costa Rica); Calidad y Seguridad en la Operación de Sistemas Eléctricos en la ciudad de México; Seminario sobre Asuntos Administrativos, Financieros y Estratégicos en el Sector Eléctrico Iberoamericano en Santiago, Chile; Tecnologías Energéticas en Alemania; Interconexiones Eléctricas Internacionales y aspectos regulados inherentes en Rio de Janeiro (Brasil); Transmisión y Distribución de Energía (USA); Sistema de Potencia en Suecia.

Actualmente se desempeña como Director Crecimiento Internacional de Empresas Públicas de Medellín E.S.P. En esa misma entidad ha ocupado los siguientes cargos: Gerente General Encargado; Gerente Distribución Energía; Subgerente de Administración y Finanzas; Coordinador Unidad Desarrollo Organizacional; Jefe División Habilitación Viviendas; Jefe Departamento Control Almacenes; Jefe Departamento Acueducto y Saneamiento en corregimientos y veredas; Jefe Departamento Prehabilitación; Coordinador Obras Civiles de la División Medio Ambiente; Ingeniero Programación y Control Riogrande II. Miembro de la Junta Directiva de la Electrificadora de Santander S.A. ESP - ESSA ESP. El Sr. Betancourt es ciudadano colombiano y su correo electrónico es: Gabriel.Betancourt@epm.com.co

José Domingo Arias (Director). El Sr. Arias estudió en la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de Buenos Aires, Argentina, donde obtuvo su Licenciatura en Economía. Se especializó en Comercio Internacional en el Instituto de Comercio Exterior (ICEX) en Buenos Aires. Ha asumido diversas posiciones de liderazgo en el sector privado principalmente en el área de manufacturas textiles. Cuenta con veintidós años de experiencia profesional enfocada en el desarrollo de marcas y apertura de mercados de exportación que le han permitido comprender los desafíos de una economía globalizada. Se desempeñó como Viceministro de Comercio Exterior desde julio 2009 a septiembre de 2011. Es miembro del Sindicato de Industriales de Panamá (SIP). Fungió como Ministro de Vivienda y Ordenamiento Territorial (MIVIOT). Actualmente es candidato a la presidencia de su partido político y aspirante a la presidencia de la República de Panamá. El Sr. Arias es ciudadano panameño.

Virgilio Sosa (Director y Tesorero). El Sr. Sosa preside la empresa de capital privado Master Builder, Inc. dedicada al diseño, construcción y desarrollo inmobiliario. El Sr. Sosa también es inversionista privado y es arquitecto egresado de la Universidad de Notre Dame, en los Estados Unidos. El Sr. Sosa es ciudadano panameño.

Néstor Encinales (Director). El Sr. Encinales es Ingeniero Eléctrico de la Universidad Pontificia Bolivariana de Medellín. Ha obtenido especializaciones académicas en Finanzas Corporativas y Mercados de Capital (UPB) así como en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica (University of Trondheim).

Actualmente presta servicios como Gerente de Transmisión y Distribución de Energía en Empresas Públicas de Medellín E. S. P., donde también ha ocupado los siguientes cargos: Subdirección de Gestión Regulatoria Energía, Jefe Subgerencia Planeación Estratégica Distribución Energía, Coordinador Grupo Grandes Clientes Energía, Especialista en la Planeación Generación Energía, Ingeniero Auxiliar,

Mantenimiento Preventivo Distribución Energía, Técnico de Planeación Generación Energía y Auxiliar de Ingeniería Planeación Distribución Energía.

Además el Sr. Encinales es miembro de las Juntas Directivas de: Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P – CENS y Electrificadora de Santander S.A. ESP - ESSA en Colombia, Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. – EEGSA y Distribuidora Eléctrica del Sur S.A. - DELSUR en Centroamérica. El Sr. Encinales es ciudadano colombiano y su correo electrónico es: nestor.encinales@epm.com.co

Claudia Jiménez (Directora). La Sra. Jiménez obtuvo un título en Derecho y Ciencias Políticas de la Universidad Pontificia Bolivariana en Medellín, Colombia, y posteriormente procuro un Doctorado en Derecho de la Université de Paris II (Panthéon-Assas) en Francia. Además, la Sra. Jiménez, obtuvo un Diplôme Supérieur Universitaire (especialización en Derecho Administrativo y Diplôme d'Etudes Approfondies), una Maestría en Derecho Público Interno de la Université de Paris II (Panthéon-Assas), Francia y un Diploma Internacional en Administración Pública de la Ecole Nationale d'Administration (E.N.A.), Promoción "Victor Schoelcher" en Strasbourg, Paris, Francia.

Actualmente se desempeña como Directora Ejecutiva de la Asociación del Sector de la Minería a Gran Escala en Colombia. Se ha desempeñado como Gerente General de Jimenez & Asociados S. A., empresa de Asesoría Económica Integral en Colombia, Ministra Consejera de la Presidencia en el Departamento Administrativo de la Presidencia en Bogotá, Colombia, Embajadora Extraordinaria y Plenipotenciaria de Colombia ante los Gobiernos de Suiza y Leichtenstein, Directora Jurídica de Jimenez & Asociados S.A. en Medellín – Colombia, Coordinadora Programática de la Campaña del Dr. Álvaro Uribe Vélez 2006-2010 Primero Colombia en Bogotá, Colombia, Directora del Programa Presidencial de Renovación de la Administración Pública (PRAP) del Departamento Nacional de Planeación en Bogotá-Colombia, responsable de las funciones de la Dirección General en ausencia del Director, Asesora del Despacho del Superintendente Jefe de la Oficina reguladora de la superintendencia de industria y comercio en Bogotá, Colombia, consultora para "la reforma del estado (Ley 489 de 1998)" departamento administrativo de servicio civil en Bogotá, Colombia, asesora jurídica en derecho administrativo, tributario y comercial en Jiménez & Asociados en Medellín, Colombia.

Actualmente es miembro de la Junta Directiva de la Fundación Cerrejón para el Fortalecimiento Institucional de la Guajira – Colombia. La Sra. Jiménez es ciudadana colombiana y su correo es: claudiajimenez@gmail.com

Carlos C. Cordero (Secretario). El Sr. Cordero es socio fundador de Alemán, Cordero, Galindo & Lee, nuestros abogados panameños locales, donde ha sido miembro activo desde 1985. Actualmente el Sr. Cordero actúa como Secretario de la Junta Directiva y ha prestado este servicio desde octubre de 1998. El Sr. Cordero se graduó de la Universidad de Panamá con una Licenciatura en Derecho y Ciencias Políticas. El Sr. Cordero es Presidente de la Junta Directiva de Cable & Wireless Panamá, S. A., y miembro de las Juntas Directivas de Alcogal International Management, Inc., Alemán, Cordero, Galindo & Lee Trust (BVI) Limited, Alemán, Cordero, Galindo & Lee (Belice) Limited, Parkdale Investment Inc., Meridional Properties, S.A., y Lansburg International, S.A. Él es ciudadano panameño y su correo es: ccordero@alcogal.com

Javier Pariente (Vicepresidente Ejecutivo /Gerente General). El Sr. Pariente se incorporó a la Compañía en octubre de 1999 en calidad de Director de Finanzas y Administración y en abril de 2002, fue promovido a Sub Gerente General como parte de una reestructuración corporativa. En diciembre de 2003 fue nombrado Gerente General. El Sr. Pariente es el responsable de determinar las estrategias y tácticas adecuadas para la Compañía con respecto al desarrollo y ejecución del plan de negocios, que cubre los objetivos corporativos de una forma rentable asegurando el buen uso de sus presupuestos operativos y de inversión es decir el crecimiento económico y financiero de la Compañía, sin olvidar los estándares de calidad de servicio y la administración del Código de Conducta y Ética de la Compañía. Una

función principal del Sr. Pariente es fomentar el entorno adecuado para mejorar y controlar los procesos con fines de garantizar la eficiencia y la rentabilidad. El Sr. Pariente facilita la integración del equipo, asesora a la alta gerencia y evalúa de manera regular el desempeño de los directores y otros ejecutivos claves. El Sr. Pariente es el responsable de mantener informados a EPM (el accionista y operador principal de ENSA) y a la Junta Directiva de los asuntos significativos, como los cambios en las leyes y los reglamentos que podrían afectar la concesión de ENSA a corto o a largo plazo. También es responsable de preparar y presentar reportes trimestrales ante la Junta Directiva. El Sr. Pariente es el representante de la Compañía ante las organizaciones cívicas, bancos, autoridades gubernamentales y la entidad reguladora (ASEP).

Antes de incorporarse a ENSA, desde junio de 1995 hasta octubre de 1999, el Sr. Pariente era el Vicepresidente Ejecutivo de Importadora Ricamar, S. A., importadora de alimentos, vendedor mayorista y operador de la cadena de supermercados en Panamá. El Sr. Pariente desarrolló su sólido antecedente financiero durante el tiempo en que trabajó como Gerente de Finanzas de Productos Avícolas Fidanque, realizando análisis para el Chase Manhattan Bank y oficial de créditos en Citibank. Durante su carrera profesional, ha participado en varias organizaciones cívicas y prestó servicios como director de varias juntas directivas de empresas locales. En 2010, el Sr. Pariente fue nombrado por la rama ejecutiva del Gobierno Nacional como Presidente de la Junta Directiva de la Agencia Panamá Pacífico, una agencia gubernamental responsable del desarrollo de grandes propiedades inmobiliarias, comprendidas generalmente de terrenos que anteriormente fueron utilizados por las Fuerzas Armadas de EE. UU. El Sr. Pariente tiene una licenciatura en Administración de Empresas de la Universidad Santa María La Antigua. Es ciudadano panameño y su correo electrónico es: javier.pariente@ensa.com.pa

2- Ejecutivos claves

A continuación un detalle de los empleados claves:

Nombre	Cargo
Javier Pariente	Vice Presidente Ejecutivo / Gerente General
Eric Morales	Director de Finanzas y Administración
Jaime A. Lammie	Director de Mercado Eléctrico
Lorena Fabrega	Director de Atención al Cliente
Luis Duarte	Director de Operaciones Comerciales
Rafael Rios	Director de Distribución e Ingeniería
Carlos Chang	Gerente de Senior de Tecnología
Beryl Bartolí	Gerente de Recursos Humanos
Margarita Aguilar	Gerente de Calidad de la Gestión
Mariel Jované	Gerente de Asuntos Legales y Contrataciones

Eric Morales (Director de Finanzas y Administración). El Sr. Morales ha sido Director de Finanzas y Administración desde enero de 2003. Es responsable de las áreas de Control Financiero, Tesorería, Tecnología Informática, Logística y Suministros y Calidad de la Gestión. Antes de incorporarse a ENSA, el Sr. Morales prestó servicios como Gerente de Finanzas para Maersk Panamá, S. A., un agente naviero que representa a Maersk Line en la cual laboró por diez años, teniendo la oportunidad de trabajar en las ciudades de Rio de Janeiro, Sao Paulo (Brasil) y ciudad de México ocupando esta posición y fue responsable directo de expandir nuevos negocios para Maersk relacionados con la custodia, mantenimiento y reparación de contenedores de carga en estas ciudades. Participó en la apertura de agencias (oficinas) en Guatemala, Honduras, El Salvador y Costa Rica. El Sr. Morales trabajó previamente como Gerente de Finanzas para DHL Panamá (1988) y como Gerente Nacional de Finanzas de DHL en Caracas, Venezuela durante un periodo de cuatro años como Gerente Nacional de Finanzas, teniendo bajo su cargo la operación financiera y administrativa de actividades relacionadas con el transporte de carga internacional y nacional de fletes, servicios aduaneros y aviación

internacional. Su carrera profesional empezó en KPMG en Panamá donde tenía el cargo de Auditor de empresas comerciales y de seguros. El Sr. Morales tiene una Licenciatura en Contabilidad de la Universidad de Panamá. Es ciudadano panameño y su correo electrónico es: emorales@ensa.com.pa

Jaime A. Lammie (Director de Mercado Eléctrico). El Sr. Lammie ha sido el Director de Mercado Eléctrico desde noviembre de 1998 y es responsable de administrar nuestras obligaciones contractuales en el mercado mayorista de energía, al igual que los temas relacionados con las tarifas y varios aspectos de cumplimiento regulatorio. Antes de incorporarse a nuestra compañía en 1998, trabajó como Asesor de Ingeniería Industrial y Calidad Total para la División de Ingeniería y Viviendas de las Fuerzas Armadas de EE. UU. en el Canal de Panamá. El Sr. Lammie trabajó durante 10 años con el IRHE como Gerente de Tarifas, Analista de Tarifas y Jefe de la División de Tarifa. Durante más de 20 años ha enseñado Finanzas y Evaluación de proyectos en la Universidad Tecnológica de Panamá y prestó servicios como consultor para Panama Distribution Group, S. A. durante el proceso de privatización del sector energético panameño. El Sr. Lammie tiene una Maestría en Ingeniería Industrial de la Universidad Tecnológica de Panamá. Es ciudadano panameño y su correo electrónico es: jlammie@ensa.com.pa

Lorena V. Fábrega (Directora de Atención al Cliente). La señora Fábrega fue nombrada Directora de Atención al Cliente en octubre del 2009 y es la responsable de todos los puntos de contacto con el cliente: sucursales; cartera de clientes VIP; reclamos; atención en línea, la cual incluye el centro de llamadas y la atención vía electrónica (Web, Móvil, correo electrónico). La unidad bajo su supervisión interactúa estrechamente con las Direcciones de Ingeniería y Operaciones Comerciales con el fin de garantizar y mejorar continuamente la satisfacción del cliente. Su carrera en ENSA inició en diciembre del 2002 como Jefe de Asuntos Corporativos y continúa supervisando esta área, que está a cargo de las comunicaciones internas y externas, comunicación de crisis, imagen corporativa, administración de la marca, publicidad, programas de responsabilidad social corporativa, donaciones y patrocinios. La señora Fábrega fue la primera Presidenta de la Fundación Conexión, la cual fue el producto de la colaboración de muchos empleados de la compañía, activos en el voluntariado corporativo. Esta es una organización sin fines de lucro que está compuesta de colaboradores y contratistas que ofrecen voluntariamente su tiempo para el diseño y ejecución de programas que fomentan la educación de los niños y su desarrollo sostenible. La señora Fábrega hizo una pausa a su trabajo en ENSA entre abril y septiembre del 2007, meses durante los cuales prestó servicios como Directora de Comunicaciones de Cervecería Nacional, S.A. (SABMiller), en un periodo de grandes cambios en las estrategias de comunicación de las marcas Miller, Balboa, Pepsi y Atlas. Antes de incorporarse a ENSA, desde septiembre del 2000 a noviembre del 2002, la señora Fábrega fue la Gerente Administrativa de Airesistemas, S.A. Su experiencia laboral previa fue en el Centro Latinoamericano de Periodismo, CELAP, en carácter de coordinadora de proyectos y luego como Directora Ejecutiva. El CELAP es una organización sin fines de lucro que capacita a los periodistas profesionales de la región. Mientras trabajaba como Directora de la organización también fue la co-presentadora de un programa educativo semanal en vivo transmitido por televisión llamado "De mujeres y de todo". La Sra. Fábrega obtuvo su Licenciatura en Periodismo y una especialización en Mercadeo en la Universidad de Texas A&M. Es ciudadana panameña y estadounidense y su correo electrónico es: lfabrega@ensa.com.pa

Luis Duarte (Director de Operaciones Comerciales). El Sr. Duarte ha trabajado con nosotros desde septiembre de 2002 y en su trayectoria dentro de la organización se ha desempeñado en diferentes posiciones como Supervisor de Control de Pérdidas, Jefe de Servicio Técnico Comercial y Gerente de Operaciones Comerciales. En julio de 2012 fue ascendido a Director de Operaciones Comerciales, donde es responsable directo de las siguientes unidades operativas: Control de Pérdidas, Técnica Comercial, Lectura y Facturación, Laboratorio de Metrología y Servicios Especiales. Antes de unirse a nosotros el Señor Duarte fue Jefe de la sección de energía de Universal Telecom and Energy Panamá (2001) trabajando en proyectos de extensión de redes eléctricas y venta de cables eléctricos. También trabajó como Ingeniero de Proyectos en Turbine Power en la construcción

de redes de electrificación rural en Panamá. El Señor Duarte tiene una Lic. En Ingeniería Electromecánica de la Universidad Tecnológica de Panamá. Él es ciudadano panameño y su e-mail es: lduarte@ensa.com.pa

Rafael Ríos (Director de Distribución e Ingeniería). El Sr. Ríos se incorporó a ENSA en noviembre de 2003 como Jefe de Subestaciones, Protección y Comunicaciones de la Dirección de Distribución e Ingeniería. En enero de 2007 fue promovido como Gerente de Operaciones y su responsabilidad principal era la implementación de operaciones automatizada del Centro de Control del Sistema a través de la herramienta SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), el mantenimiento y protección de los equipos de alta tensión y equipo de subestaciones, además del aseguramiento y cumplimiento con los estándares de calidad y confiabilidad del suministro de energía establecidos por el Reglamento de Comercialización y Distribución. En mayo de 2010, el Sr. Ríos fue ascendido a Director de Distribución e Ingeniería y sus responsabilidades están enfocadas en la planificación y ejecución del plan de expansión de la Compañía, el mantenimiento y seguridad pública de la red de distribución eléctrica, y la ejecución de proyectos de inversión mayores de capital relacionados con las subestaciones y los equipos de alto voltaje. Antes de incorporarse a ENSA, el Sr. Ríos trabajó como Auditor Senior en Public Utilities of New México (PNM) en Albuquerque, Nuevo México. También durante el verano de 2002 realizó una pasantía como Analista Financiero en Dominion Resources en Richmond, Virginia. Antes de eso, trabajó en Bahía Las Minas Corp. en Panamá, entre 1999 y 2001 como Ingeniero Instrumentista y Jefe de Inspección Eléctrica durante la construcción del Ciclo Combinado y como Jefe de Proyectos en la planta de generación BLM. Desde 1995 hasta 1999 fue Ingeniero de Protección en el antiguo IRHE. El Sr. Ríos obtuvo en 1992 una Licenciatura en Ingeniería Electromecánica de la Universidad Tecnológica de Panamá, en 1994 un "Master of Science in Electric Power Engineering" del Rensselaer Polytechnic Institute en Troy, Nueva York; en 2003 obtuvo un "Master of Business Administration" de Darden Graduate School of Business Administration de University of Virginia y en 2006 un Postgrado en Desarrollo Gerencial de la Universidad Santa María La Antigua. El Sr. Ríos es "Senior Member" de IEEE; es ciudadano panameño y su correo electrónico es: rrios@ensa.com.pa

Carlos Chang (Gerente Senior de Tecnología). Desde julio de 2011 el Sr. Chang ha sido Gerente de Tecnología, su responsabilidad es planificar, organizar, facilitar, gestionar, apoyar y ejecutar los cambios necesarios en los diversos sistemas tecnológicos utilizados por la compañía además de supervisar que todos los recursos necesarios sean suministrados de manera oportuna para que el sistema opere sin contratiempos. El Sr. Chang se incorporó a ENSA en 2002, prestando servicios en la Dirección de Ingeniería, en el área de SCADA, asumió la jefatura de esta área en el 2007. El Sr. Chang era profesor de Redes y Comunicaciones en la Universidad de Panamá durante de 2009 a 2011. El Sr. Chang tiene una Licenciatura en Ingeniería Electrónica y Comunicaciones de la Universidad de Panamá en el 2002, también posee un Postgrado en Desarrollo Gerencial de la Universidad Santa María la Antigua, en el 2006 y un Master en E-Business (Comercio Electrónico) de la Universidad de Cantabria, España, en el 2007. El Sr. Chang es ciudadano panameño y su correo electrónico es: cchang@ensa.com.pa

Beryl Bartolí (Gerente de Recursos Humanos). La Sra. Bartolí ha sido Gerente de Recursos Humanos desde julio de 2003 que es cuando se incorporó a la Compañía. Es la responsable de diseñar los programas de contratación y desarrollo del empleado de ENSA, al igual que del desarrollo e implementación de muchos programas necesarios para fomentar una cultura organizacional adecuada a nivel de toda la Compañía. En estos se incluyen el programa de retención de talento de la Compañía, al igual que el plan de sucesión que es actualizado regularmente. La Sra. Bartolí administra las relaciones de la Compañía así como las la relación de la misma con el sindicato laboral (Sindicato de los Trabajadores de la Industria Eléctrica y Similares de Panamá-SITIESPA). Dentro de la unidad de RR. HH., la Sra. Bartolí supervisa el departamento de seguridad industrial, salud y medio ambiente. Antes de incorporarse a ENSA, durante diez años la Sra. Bartolí tuvo el cargo de gerente de RR. HH. En Franquicias Panameñas S. A., una compañía de franquicias de comida rápida. También trabajó como directora de recursos humanos de la Administración de

Seguros, una compañía de seguros nacional líder, y tenía responsable de similares en la Cervecería Nacional, la cervecería nacional más grande. La Sra. Bartolí tiene una licenciatura en psicología de la Universidad Tecnológica de Panamá y ha sido profesora en la Universidad Latina. Es ciudadana panameña y su correo electrónico es: bbartoli@ensa.com.pa

Margarita Aguilar (Gerente de Calidad de la Gestión). Desde junio de 2000 la Sra. Aguilar ha sido responsable de la unidad de calidad de la gestión y ha sido una parte fundamental en el fortalecimiento de los procesos generales y del entorno de control interno y seguridad de la información de ENSA. La unidad de calidad de la gestión también participa en la evaluación de riesgos y en la definición de controles internos en los informes financieros y en la documentación y administración del plan de continuidad de la empresa. Antes de junio de 2000, la Sra. Aguilar trabajó para la Autoridad de la Región Interoceánica (una antigua agencia gubernamental responsable de la administración de las propiedades que anteriormente se encontraron bajo el uso de las Fuerzas Armadas de los EE. UU.) en la Dirección responsable por la organización y los sistemas de organización de información de dicha Autoridad. La Sra. Aguilar también trabajó durante 13 años en IRHE en los siguientes departamentos: Recursos humanos, planificación, TI y administración y desarrollo. También prestó servicios como profesora en la Universidad Tecnológica de Panamá, enseñando en las Facultades de ingeniería industrial y de sistemas informáticos. La Sra. Aguilar tiene una licenciatura en ingeniería industrial con una especialización en producción de la Universidad Tecnológica de Panamá y una maestría en comunicaciones organizacionales de la Universidad Santa María La Antigua. Ella es miembro del Instituto de Auditores Internos de Panamá. La Sra. Aguilar es ciudadana panameña y su correo electrónico es: maguilar@ensa.com.pa

Mariel Jované (Gerente de Asuntos Legales y Contrataciones). La Sra. Jované tiene más de 14 años de experiencia en asuntos legales y regulatorios dentro del sector de la energía eléctrica en Panamá. En enero del 2002 se incorporó a la Compañía como abogada y en octubre de 2004 fue ascendida a Gerente de Asuntos Legales de ENSA. La Sra. Jované es responsable de coordinar todos los asuntos legales y contractuales y asesora a la Compañía sobre los asuntos regulatorios y de cumplimiento. La Sra. Jované también proporciona apoyo legal al departamento de Recursos Humanos en lo que respecta a asuntos laborales y sindicales. Asimismo es responsable de verificar y atender los temas de cumplimiento de la empresa e investigar las denuncias o reportes por posibles violaciones al Código de Ética y las políticas antifraude y contra la corrupción. Antes de incorporarse a ENSA, la Sra. Jované trabajó durante 3 años como asesora legal en la Dirección Nacional de Electricidad del Ente Regulador de los Servicios Públicos (entidad reguladora que ahora se denomina ASEP). La Sra. Jované es una abogada idónea para ejercer la abogacía en Panamá y tiene una licenciatura en Derecho y Ciencias Políticas de la Universidad Latinoamericana de Ciencia y Tecnología (ULACIT), un título de Postgrado en Administración Estratégica y una Maestría en Administración de Empresas con énfasis en Finanzas de la ULACIT. Cuenta además con un Postgrado en Tributación y Gestión Fiscal de la Universidad Especializada del Contador Público Autorizado (UNESCPA) y es miembro del Colegio Nacional de Abogados de Panamá. Es ciudadana panameña y su correo electrónico es: mjovane@ensa.com.pa

Cada uno de los directores, oficiales y ejecutivos de la Compañía pueden ser contactados a través de la Compañía, el número de teléfono es: (507) 340-4608.

3- Asesores Legales

Alemán, Cordero, Galindo & Lee (Alcogal) es la firma de abogados locales panameños de la Compañía, con oficinas en la Torre MMG, piso 2, con teléfono (507) 269-2620. El contacto principal es el Lic. Carlos Cordero, socio de esta firma, quien actúa como Secretario corporativo.

4- Auditores

PricewaterhouseCoopers (PwC) es la firma que brinda a la Compañía el servicio de auditoría externa, con oficinas en avenida Samuel Lewis y calle 55-E, teléfono (507) 206-9200 y el contacto principal es la Sra. Marisol Arcia Socia de esta firma.

El equipo de auditoría externa (PwC) está conformado por:

Nombre del Auditor Externo	Cargo
Lic. Marisol Arcia	Socia
Lic. Victor Delgado	Socio de Control de Calidad
Lic. Edereth Barrios	Director de Auditoría
Ing. Gustavo Carvajal	Gerente de TI
Lic. Francisco Barrios	Socio de impuesto
Lic. Ricardo Madrid	Gerente de impuesto

Esta firma de auditoría cuenta con un programa formal de educación continua para los auditores sobre la profesión contable.

5- Designación por acuerdos o entendimientos

No aplica.

B. Compensación

Compensación de los Directores

Durante el año 2012, cada director recibió un honorario fijo de B/.1,250.00 por cada reunión de Junta Directiva a la cual asistió, más reembolsos por gastos relacionados incurridos (gastos de hospedaje, pasaje de avión y alimentación). Los directores del Comité de Auditoría tienen el mismo honorario fijo de B/.1,250.00 por cada reunión en la cual participan.

Compensación de los Oficiales Ejecutivos

La compensación consolidada pagada a los 11 oficiales ejecutivos claves listados, en 2012 fue B/.1.2 millones. Esta compensación consiste de un salario base de B/. 0.9 millón y bono anual por resultados y méritos de B/.0.3 millones. El plan de bono anual considera tanto el rendimiento de la Compañía, a través de la comparación con las metas establecidas y ejecución financiera consolidada, y el rendimiento individual.

C. Prácticas de la Directiva

La Junta Directiva usualmente se reúne por lo menos seis veces al año. El Pacto Social requiere que al menos 51% de las acciones con derecho a voto estén presentes para tener el quórum necesario para una reunión de junta directiva. La Junta Directiva administra las operaciones de negocio del día a día, con excepción a aquellos temas que deben ser decididos por los accionistas por ley o por el Pacto Social.

Para apoyo a la Directiva, se han constituido los comités de: auditoría y ejecutivo. Entre las funciones del comité de auditoría están: evaluar el adecuado establecimiento de una cultura de controles, entender y evaluar la efectividad de los controles internos relacionados con: reportes financieros y cumplimiento de leyes y regulaciones. También supervisa el trabajo de los auditores externos e internos, de igual forma, tienen la responsabilidad de informar a la Junta Directiva sobre asuntos significativos, entre otras. El comité ejecutivo tiene la función de: evaluar las contingencias, resultados, buscar oportunidades de mejoramiento operativo y financiero, entre otras.

D. Empleados

La siguiente tabla muestra el desglose de los empleados por área funcional al final de cada año:

	2012	2011	2010	2009
Distribución e Ingeniería	134	106	112	108
Servicio al Cliente	53	56	61	336
Operaciones Comerciales	163	184	204	0
Finanzas y Administración	33	33	44	43
Sistemas de Información	16	14	14	14
Recursos Humanos	9	9	9	9
Logística y Suministros	20	23	26	25
Otros	31	29	23	17
Total	459	454	493	552

En la Compañía también empleamos contratistas independientes para realizar muchas de las actividades, tales como suministrar mantenimiento de equipo y seguridad para la red de comunicación interna, entre otras.

Al 31 de diciembre de 2012, 168 de los 459 empleados estaban afiliados al Sindicato de Trabajadores de la Industria Eléctrica y Similares de la República de Panamá, o SITIESPA. Los términos y condiciones de la contratación de empleados están regidos por el Código Laboral panameño y por la convención colectiva acordada entre la Compañía y SITIESPA. La convención colectiva, cuya vigencia es de cuatro años fue negociada, firmada y se hizo efectiva el pasado 4 enero de 2013.

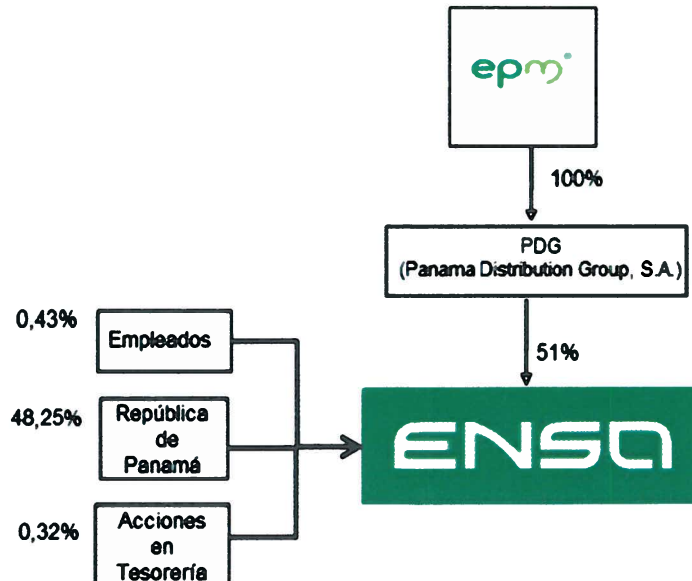
La Compañía mantiene una buena relación con los colaboradores y a la fecha no hemos sido afectados por ningún paro laboral. La Compañía por quinto año consecutivo viene participando de la encuesta dirigida por el Instituto Great Place to Work de Centroamérica y el Caribe, el cual mide a través de una encuesta de percepción la cultura organizacional, equidad, confianza, liderazgo y respeto mutuo. Por cinco años consecutivos hemos sido reconocidos a nivel internacional como una de las mejores empresas para trabajar en Centroamérica y el Caribe. De acuerdo con la ley laboral panameña, los empleados que trabajan en el sector de los servicios públicos tienen prohibido hacer paros laborales o huelgas que afecten la entrega de los servicios públicos.

E. Propiedad Accionaria

La Compañía fue incorporada el 22 de enero de 1998 al proceso de privatización del sector eléctrico panameño y, a través de un Contrato de Compraventa (Contrato de Compraventa de Acciones) fechado 30 de octubre de 1998, 51% de sus acciones comunes fueron vendidas a Panama Distribution Group, S.A., ("PDG") y el restante 49% retenido por el Estado panameño.

PDG, accionista principal que mantiene el 51% de las acciones de la Compañía, es 100% propiedad directa de Empresas Públicas de Medellín, E.S.P., una entidad pública del Orden Municipal de Colombia que tiene como propietario el Municipio de Medellín.

El diagrama siguiente resume la estructura accionaria actual:



IV. ACCIONISTAS PRINCIPALES

La siguiente tabla muestra los accionistas, el número respectivo de acciones poseídas por ellos y su porcentaje de tenencia de acciones al 31 de diciembre de 2012.

Clase de Título	Nombre del beneficiario final	No. de acciones	Porcentaje ⁽¹⁾
Acciones Comunes	Panama Distribution Group, S.A.	25,500,000	51.00%
Acciones Comunes	República de Panamá	24,127,549	48.25%
Acciones Comunes	Ex empleados del IRHE	212,420	00.43%

(1) Las restantes 160,031 o 0.32% es mantenido como acciones en tesorería.

V. PARTES RELACIONADAS, VINCULOS Y AFILIACIONES

A. Identificación de negocios o contratos con partes relacionadas

Contrato de Concesión

La Compañía se rige por el Contrato de Concesión fechado 22 de octubre de 1998, acordado con la ASEP. Ver “Licencias” en la sección I literal f.

Ventas, Compras y Transmisión de Energía

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

En el curso normal del negocio, la Compañía compra electricidad de las compañías de generación y distribución, vende energía a instituciones gubernamentales y hace pagos a la compañía de transmisión. Esas transacciones son hechas de acuerdo con los términos y condiciones de los contratos de compra de energía y honorarios de transmisión acordados y son reportadas como transacciones con partes relacionadas en las notas del estado financiero.

B. Interés de Expertos y Asesores

No aplica.

VI. TRATAMIENTO FISCAL

Impuesto sobre Intereses

Los intereses sobre los Bonos están exentos del impuesto sobre la renta o requerimientos de retención en Panamá, debido a que los Bonos fueron registrados ante la Comisión Nacional de Valores y fueron inicialmente colocados en una bolsa o a través de un mercado organizado en Panamá. En consecuencia, los pagos de intereses hechos sobre los Bonos están exentos de impuesto sobre la renta o requerimientos de retención en Panamá.

Impuesto de Transferencia

Los Bonos han sido registrados ante la Comisión Nacional de Valores, cualquier ganancia de capital realizada por los tenedores de los Bonos en la venta u otra transferencia de los Bonos están exentas de impuesto sobre la renta, en la medida que la venta o transferencia de los Bonos es hecha a través de una bolsa u otro mercado organizado. Cualquier ganancia realizada en la venta de los Bonos en esta bolsa estará exenta del impuesto sobre la renta en Panamá.

Impuesto de Timbre y otros

Como los Bonos han sido registrados ante la Comisión Nacional de Valores, los Bonos no están sujetos a impuestos de timbre, registro o similares. No hay impuesto sobre la venta, traspaso o herencia aplicable a la venta o disposición de los Bonos.

Inversionistas Extranjeros

Por razón de su inversión en los Bonos, una persona domiciliada fuera de Panamá no es requerida a presentar una declaración de renta en Panamá, ya que las ganancias realizadas en la venta o disposición de los Bonos están exentas de impuesto sobre la renta como se indicó anteriormente.

Otros Impuestos

En adición, a los impuestos relacionados con la emisión de los Bonos, la Compañía está sujeta a los siguientes impuestos:

- Impuesto sobre la renta
- Impuesto complementario
- Impuesto de timbres
- Impuesto de transferencia de bienes muebles y servicios (ITBMS)
- Impuesto de licencia comercial
- Impuesto de inmueble
- Impuesto municipales

VII. ESTRUCTURA DE CAPITALIZACIÓN

A. Resumen de la Estructura de Capitalización

Tipo de Valor y Clase	Cantidad de Valores Emitidos y en Circulación	Monto	Listado Bursátil
Acciones Comunes	50,000,000	B/. 141,375,755	No registrada

Tipo de Valor y Clase	Vencimiento	Monto Emitido	Listado Bursátil
Notas Senior Serie A	12 /07/2021	B/.100,000,000	BVP
Bonos Corporativos Serie A	20/10/2018	B/. 20,000,000	BVP

B. Descripción y Derechos de los Títulos

1. Capital Accionario

La totalidad de las acciones se encuentran autorizadas, emitidas y completamente pagadas, las mismas son sin valor nominal de las cuales 160,031 acciones se mantienen en tesorería.

2. Títulos de deuda

Las Notas Senior con un valor de B/. 100,000,000.00 devengan intereses desde el 10 de julio de 2006, a una tasa fija del 7.60% por año, pagaderos semestralmente con vencimiento al 12 de enero y 12 de julio de cada año. Los intereses sobre las Notas se calculan en base a un año de 360 días y doce meses de 30 días. Las Notas no están garantizadas y no están subordinadas.

Oferta Pública de Bonos Corporativos con un valor nominal de hasta B/.40,000,000 suscritos y emitidos B/.20,000,000 que devengan intereses de Libor tres (3) meses más un margen aplicable de 2.375% anual, revisable y pagadero trimestralmente todos los 20 de enero, 20 de abril, 20 de julio y 20 de octubre de cada año hasta su fecha de vencimiento. Los Bonos no están garantizadas y no están subordinados

C. Información de Mercado

Los Bonos con un valor de B/. 100,000,000.00 están listados en la Bolsa de Valores de Panamá. The Bank of New York es el fiduciario, registrador, agente de pago y agente de traspaso. El precio de mercado al 31 de diciembre de 2012 reflejado en la Bolsa de Valores de Panamá fue de 108.34%.

Los Bonos con un valor de B/. 40,000,000.00 están listados en la Bolsa de Valores de Panamá, S.A. El precio de mercado al 31 de diciembre de 2012 reflejado en la Bolsa de Valores de Panamá fue de 100.00% de su valor nominal.

II PARTE**RESUMEN FINANCIERO**

En miles de Balboas

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA	2012	2011	2010	2009	2008
Ventas o Ingresos Totales	550,245	491,019	452,941	396,415	514,784
Margen Operativo	112,794	102,194	93,729	87,442	81,071
Gastos Generales y Administrativos	55,959	51,766	50,027	50,478	49,187
Utilidad Neta	35,278	30,431	25,501	20,879	17,385
Acciones emitidas y en circulación	49,840	49,840	49,840	49,840	49,840
Utilidad por Acción	0.71	0.61	0.51	0.42	0.35
Depreciación y Amortización	16,885	16,182	14,789	14,521	13,098

BALANCE GENERAL	2012	2011	2010	2009	2008
Activo Circulante	153,598	104,716	87,892	92,226	105,789
Activos Totales	469,554	392,934	356,475	351,346	357,482
Pasivo Circulante	122,468	118,178	95,140	89,211	102,844
Deuda a Largo Plazo	196,264	117,071	119,302	119,260	119,221
Acciones Preferidas	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Capital Pagado	106,099	106,099	106,099	106,099	106,099
Utilidades Retenidas	35,277	41,813	25,501	25,790	17,555
Total Patrimonio	141,376	147,912	131,600	131,889	123,654

RAZONES FINANCIERAS	2012	2011	2010	2009	2008
Dividendo/Acción	0.71	0.61	0.51	0.42	0.35
Deuda Total/Patrimonio	1.39	0.86	0.91	0.90	0.96
Capital de Trabajo	31,130	-13,462	-7,248	3,015	2,945
Razón Corriente	1.25	0.89	0.92	1.03	1.03
Utilidad Operativa /Gastos Financieros	6.86	5.87	5.01	4.12	3.44

III PARTE**ESTADOS FINANCIEROS**

Los Estados Financieros anuales auditados se presentan adjunto a este documento.

IV PARTE

GOBIERNO CORPORATIVO

De conformidad con las guías y principios dictados mediante Acuerdo No. 12 de 11 de noviembre de 2003, para la adopción de recomendaciones y procedimientos relativos al buen gobierno corporativo de las sociedades registradas, responda a las siguientes preguntas en la presentación que se incluye a continuación, sin perjuicio de las explicaciones adicionales que se estimen necesarias o convenientes. En caso de que la sociedad registrada se encuentre sujeta a otros regímenes especiales en la materia, elaborar al respecto.

	Contenido mínimo
1.	<p>Indique si se han adoptado a lo interno de la organización reglas o procedimientos de buen gobierno corporativo? En caso afirmativo, si son basadas en alguna reglamentación específica</p> <p>La Compañía cuenta con reglas internas que rigen su funcionamiento. Estas reglas comprenden una amplia gama de políticas, manuales y procedimientos que permiten a la Junta Directiva, ejecutivos principales y demás integrantes del equipo gerencial tomar decisiones, ejecutar los negocios y operaciones de la Compañía, y mantener controles internos, para que cubran las áreas operativas, administrativas y financieras. Adicionalmente, las reglas internas de la Compañía están orientadas a lograr el cumplimiento de todas las disposiciones legales que rigen la industria en el giro usual de sus negocios. También cuenta con un Código de Ética, un Encargado de Cumplimiento y un Comité de Auditoría.</p>
2.	<p>Indique si estas reglas o procedimientos contemplan los siguientes temas:</p> <p>a. Supervisión de las actividades de la organización por la Junta Directiva.</p> <p>Sí, la Junta Directiva se reúne por lo menos seis veces al año y mantiene comunicación constante con sus miembros y con la administración de la empresa.</p> <p>b. Existencia de criterios de independencia aplicables a la designación de Directores frente al control accionario.</p> <p>El Pacto Social establece que los directores deben ser: 2 en representación del Estado panameño y 3 en representación de Panama Distribution Group, S.A., manteniendo siempre la representación de cada grupo accionista.</p> <p>c. Existencia de criterios de independencia aplicables a la designación de Directores frente a la administración.</p> <p>La Junta Directiva tiene cómo derecho el de nombrar al Gerente General de la Compañía.</p> <p>d. La formulación de reglas que eviten dentro de la organización el control de poder en un grupo reducido de empleados o directivos.</p> <p>Los integrantes de la Junta Directiva son seleccionados según lo detallamos en el literal b de este punto. La composición de la alta gerencia responde a las necesidades de las operaciones de la empresa, para lo cual se tienen 5 direcciones.</p> <p>e. Constitución de Comisiones de Apoyo tales como de Cumplimiento y Administración de Riesgos, de Auditoría.</p> <p>La Compañía cuenta con un Comité de Auditoría que usualmente se reúne a través de convocatoria de sus miembros, El Comité de Auditoría es un comité conformado por miembros de la Junta Directiva. No existe comité de cumplimiento ni administración de riesgos.</p>

	<p>Sin embargo, se realizan los análisis de los respectivos riesgos y se llevan a cabo las pruebas de control interno que abarcan los aspectos: financieros, de cumplimiento de leyes y regulaciones y operativos. Voluntariamente, la Compañía acordó cumplir con los requerimientos de la ley Sarbanes- Oxley (SOX), la cual regula a las empresas registradas en la Bolsa de Valores de Estados Unidos de América. La Compañía no está obligada a cumplir con dicha ley; sin embargo, se ha adoptado como una buena práctica de negocio y control interno. Para el cumplimiento de SOX, la Compañía utiliza como marco de referencia de control interno, los lineamientos establecidos por el Committee of Sponsoring Organization of the Treadway Commission (COSO).</p>
	<p>f. La celebración de reuniones de trabajo de la Junta Directiva y levantamiento de actas que reflejen la toma de decisiones.</p> <p>La Junta Directiva se reúne y se documentan mediante actas que son refrendadas por el Presidente y Secretario de la Junta Directiva.</p>
	<p>g. Derecho de todo director y dignatario a recabar y obtener información.</p> <p>Se respeta el derecho de todo director de obtener información. La información es usualmente solicitada al Gerente General en las reuniones de Junta Directiva, pero la misma está disponible en cualquier otra instancia.</p>
3.	<p>Indique si se ha adoptado un Código de Ética. En caso afirmativo, señale su método de divulgación a quienes va dirigido.</p> <p>Se cuenta con un Código de Ética actualizado, el mismo es divulgado y entregado a todo el personal. También se realizan reinducciones anuales a todos los empleados donde se recalca la importancia del mismo. Este Código está disponible en la intranet de la Compañía a la cual tienen acceso los empleados. De igual forma, a los contratistas y proveedores de servicio se les hace entrega del Código de Ética y se establece una cláusula en el contrato que indica que es obligatorio la utilización del mismo.</p>
	Junta Directiva
4.	<p>Indique si las reglas de gobierno corporativo establecen parámetros a la Junta Directiva en relación con los siguientes aspectos:</p>
	<p>a. Políticas de información y comunicación de la empresa para con sus accionistas y terceros.</p> <p>No</p>
	<p>b. Conflictos de intereses entre Directores, Dignatarios y Ejecutivos clave, así como la toma de decisiones.</p> <p>El Código de Ética establece el debido tratamiento en los conflictos de intereses.</p>
	<p>c. Políticas y procedimientos para la selección, nombramiento, retribución y destitución de los principales ejecutivos de la empresa.</p> <p>Existe un manual de procedimientos para atender temas relacionados con el personal clave.</p>
	<p>d. Sistemas de evaluación de desempeño de los ejecutivos clave.</p> <p>Se hace anualmente mediante evaluación de desempeño.</p>
	<p>e. Control razonable del riesgo.</p> <p>Actualmente, la administración hace evaluaciones con el propósito de identificar los riesgos y su respectiva evaluación de probabilidad e impacto para determinar el plan de auditoría.</p>
	<p>f. Registros de contabilidad apropiados que reflejen razonablemente la posición financiera de la empresa.</p> <p>Como se mencionó anteriormente, la Compañía, ha implementado buenas prácticas de control interno orientadas a minimizar el riesgo de errores e irregularidades en los registros contables.</p>

	<p>g. Protección de los activos, prevención y detección de fraudes y otras irregularidades. Sí, ver punto anterior.</p>
	<p>h. Adecuada representación de todos los grupos accionarios, incluyendo los minoritarios. (Esta información debe suministrarse en todo caso de ofertas públicas de acciones. Para ofertas públicas de otros valores, se suministrará solo cuando sea de importancia para el público inversionista a juicio del emisor). No aplica.</p>
	<p>i. Mecanismos de control interno del manejo de la sociedad y su supervisión periódica. Contamos con personal idóneo como parte de la estrategia de supervisión a nivel de control interno, que conforma el Departamento de Auditoría Interna. El departamento de Auditoría Interna realiza su planificación, plan de trabajo y ejecución de las pruebas; con la finalidad de proveer una seguridad razonable con respecto al logro de los objetivos de negocios, efectividad y eficiencia de las operaciones, confiabilidad de la información financiera y finalmente el cumplimiento de las leyes y regulaciones aplicables. Adicionalmente, se mantiene supervisión por la Alta Gerencia, Comité de Auditoría, Comité Ejecutivo y el Departamento de Control Interno de la Casa Matriz - EPM (Empresas Públicas de Medellín)</p>
5.	<p>Indique si las reglas de gobierno corporativo contemplan incompatibilidades de los miembros de la Junta Directiva para exigir o aceptar pagos u otras ventajas extraordinarias, ni para perseguir la consecución de intereses personales. El Código de Ética contempla la prohibición por cualquier tipo de conflicto.</p>
Composición de la Junta Directiva	
6.	<p>a. Número de Directores de la Sociedad 5</p>
	<p>b. Número de Directores Independientes de la Administración No aplica</p>
	<p>c. Número de Directores Independientes de los Accionistas 2</p>
Accionistas	
7.	<p>Prevén las reglas de gobierno corporativo mecanismos para asegurar el goce de los derechos de los accionistas, tales como:</p> <p>a. Acceso a información referente a criterios de gobierno corporativo y su observancia. (Esta información debe suministrarse en todo caso de ofertas públicas de acciones. Para ofertas públicas de otros valores, se suministrará solo cuando sea de importancia para el público inversionista a juicio del emisor). No aplica</p>
	<p>b. Acceso a información referente a criterios de selección de auditores externos. (Esta información debe suministrarse en todo caso de ofertas públicas de acciones. Para ofertas públicas de otros valores, se suministrará solo cuando sea de importancia para el público inversionista a juicio del emisor). No aplica.</p>
	<p>c. Ejercicio de su derecho a voto en reuniones de accionistas, de conformidad con el Pacto Social y/o estatutos de la sociedad. (Esta información debe suministrarse en todo caso de ofertas públicas de acciones. Para ofertas públicas de otros valores, se suministrará solo cuando sea de importancia para el público inversionista a juicio del emisor). No aplica.</p>
	<p>d. Acceso a información referente a remuneración de los miembros de la Junta Directiva. (Esta información debe suministrarse en todo caso de ofertas públicas de acciones. Para ofertas públicas de otros valores, se suministrará solo cuando</p>

	<p>sea de importancia para el público inversionista a juicio del emisor).</p> <p>No aplica.</p>
	<p>e. Acceso a información referente a remuneración de los Ejecutivos Clave. (Esta información debe suministrarse en todo caso de ofertas públicas de acciones. Para ofertas públicas de otros valores, se suministrará solo cuando sea de importancia para el público inversionista a juicio del emisor).</p> <p>No aplica.</p>
	<p>f. Conocimiento de los esquemas de remuneración accionaria y otros beneficios ofrecidos a los empleados de la sociedad. (Esta información debe suministrarse en todo caso de ofertas públicas de acciones. Para ofertas públicas de otros valores, se suministrará solo cuando sea de importancia para el público inversionista a juicio del emisor).</p> <p>No aplica.</p>
Comités	
8.	<p>Prevén las reglas de gobierno corporativo la conformación de comités de apoyo tales como:</p> <p>a. Comité de Auditoría ; o su denominación equivalente</p> <p>Sí</p>
	<p>b. Comité de Cumplimiento y Administración de Riesgos; o su denominación equivalente.</p> <p>Las funciones se realizan por el: Comité Ejecutivo y Comité de Auditoría. También existe un Encargado de Cumplimiento.</p>
	<p>c. Comité de Evaluación y Postulación de directores independientes y ejecutivos clave; o su denominación equivalente</p> <p>No</p>
	<p>d. Otros:</p>
9.	<p>En caso de ser afirmativa la respuesta anterior, se encuentran constituidos dichos Comités para el período cubierto por este reporte?</p> <p>a. Comité de Auditoría</p> <p>Sí</p>
	<p>b. Comité de Cumplimiento y Administración de Riesgos.</p> <p>Las funciones se realizan por el: Comité Ejecutivo y Comité de Auditoría</p>
	<p>c. Comité de Evaluación y Postulación de directores independientes y ejecutivos clave.</p> <p>No</p>
Conformación de los Comités	
10.	<p>Indique cómo están conformados los Comités de:</p> <p>a. Auditoría (número de miembros y cargo de quiénes lo conforman, por ejemplo, 4 Directores -2 independientes- y el Tesorero).</p> <p>Está conformado por 3 directores.</p>
	<p>b. Cumplimiento y Administración de Riesgos</p> <p>No existe.</p>
	<p>c. Evaluación y Postulación de directores independientes y ejecutivos clave.</p> <p>No existe.</p>

V PARTE

DIVULGACIÓN

Este documento ha sido preparado con el conocimiento de que su contenido será puesto a disposición del público inversionista y del público en general.

Elektra Noreste, S.A. divulgará el informe de Actualización Anual a través de la Internet, en su página Web denominada: www.ensa.com.pa a partir del 31 de marzo de 2013.

FIRMA(S)

Este Informe de Actualización Anual es firmado por la persona que ejerce la representación legal de Elektra Noreste, S.A., según su Pacto Social.

Apoderado



Javier Pariente

Vicepresidente Ejecutivo y Gerente General

Elektra Noreste, S. A.

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

**Informe y Estados Financieros
31 de diciembre de 2012 y 2011**

Elektra Noreste, S. A.

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

Índice para los Estados Financieros 31 de diciembre de 2012 y 2011

	Páginas
Informe de los Auditores Independientes	1 - 2
Estados Financieros:	
Balances Generales	3
Estados de Resultados	4
Estados de Cambios en el Patrimonio de los Accionistas	5
Estados de Flujos de Efectivo	6
Notas a los Estados Financieros	7 - 37



Informe de los Auditores Independientes

A la Junta Directiva y Accionistas de
Elektra Noreste, S. A.

Hemos auditado los estados financieros que se acompañan de Elektra Noreste, S. A. (Propiedad 51% de Panama Distribution Group, S. A.) (la “Compañía”), que comprenden los balances generales al 31 de diciembre de 2012 y 2011, y los estados de resultados, de cambios en el patrimonio de los accionistas y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas.

Responsabilidad de la Administración por los Estados Financieros

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de los estados financieros de acuerdo con los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en los Estados Unidos de América; esto incluye el diseño, implementación y mantenimiento del control interno relevante para la preparación y presentación razonable de los estados financieros libre de errores significativos, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre los estados financieros basados en nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en los Estados Unidos de América. Esas Normas requieren que planifiquemos y ejecutemos la auditoría para obtener una seguridad razonable de que los estados financieros están libres de errores significativos.

Una auditoría incluye realizar procedimientos para obtener evidencia de auditoría acerca de los importes y las revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de errores significativos en los estados financieros, ya sea debido a fraude o error. Al realizar estas evaluaciones de riesgo, consideramos el control interno relevante para la preparación y presentación razonable de los estados financieros por parte de la Compañía, con el objeto de diseñar los procedimientos de auditoría que son apropiados de acuerdo a las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la Compañía. Consecuentemente, no expresamos dicha opinión. Una auditoría incluye también, evaluar lo apropiado de los principios de contabilidad utilizados y la razonabilidad de las estimaciones importantes efectuadas por la Administración, así como evaluar la presentación general de los estados financieros. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionar una base para nuestra opinión de auditoría.



A la Junta Directiva y Accionistas de
Elektra Noreste, S. A.
Página 2

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros antes mencionados presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes, la situación financiera de Elektra Noreste, S. A. al 31 de diciembre de 2012 y 2011, los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de conformidad con los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en los Estados Unidos de América.

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

8 de marzo de 2013
Panamá, República de Panamá

Elektra Noreste, S. A.

(Propiedad 51% de Panama Distribution Group)

Balances Generales**31 de diciembre de 2012 y 2011**

	2012	2011		2012	2011
Activos			Pasivos y Patrimonio de los Accionistas		
Activos circulantes			Pasivos circulantes		
Efectivo y equivalentes de efectivo	B/. 41,773,932	B/. 3,398,707	Cuentas por pagar:		
Cuentas por cobrar:			Generación y transmisión (Notas 6 y 11)	B/. 64,344,564	B/. 65,059,080
Clientes y otros, neto (Notas 3 y 11)	94,148,307	75,494,029	Proveedores (Nota 6)	16,475,758	18,026,316
Activo regulatorio (Notas 2 y 13)	-	16,372,199	Contratos de construcción	12,835,758	9,994,230
Cuentas por cobrar, neto	94,148,307	91,866,228	Pasivo regulatorio (Notas 2 y 13)	1,865,247	-
Inventario	14,880,139	7,974,027	Impuesto sobre la renta por pagar	17,630,523	3,222,049
Impuesto sobre la renta diferido (Nota 7)	1,519,420	-	Impuesto sobre la renta diferido (Nota 7)	-	4,048,705
Otros activos circulantes	1,276,641	1,477,234	Depósitos de clientes (Nota 8)	2,029,216	1,564,343
			Retenciones de impuestos a empleados	641,189	358,346
Total de activos circulantes	153,598,439	104,716,196	Total de cuentas por pagar	115,822,255	102,273,069
Propiedad, planta y equipo, neto (Nota 4)	305,705,566	277,962,950	Deuda corto plazo (Notas 9 y 16)	-	10,000,000
Otros activos:			Intereses por pagar sobre deuda	3,835,057	3,670,376
Fondo de cesantía	2,126,939	1,814,687	Gastos acumulados por pagar	2,811,260	2,234,307
Depósitos de garantía	103,573	114,056			
Intangibles, neto (Nota 5)	7,502,318	7,393,897	Total de pasivos circulantes	122,468,572	118,177,752
Piezas y repuestos	517,303	932,733	Deuda a largo plazo (Notas 9 y 16)	196,263,963	117,070,700
Total de otros activos	10,250,133	10,255,373	Depósitos de clientes y otros pasivos:		
			Impuesto sobre la renta diferido (Nota 7)	2,549,031	2,665,826
			Depósitos de clientes (Nota 8)	4,483,248	4,724,360
			Provisión para contingencias (Nota 15)	78,610	78,610
			Otros pasivos acumulados	2,334,959	2,305,629
			Total de depósitos de clientes y otros pasivos	9,445,848	9,774,425
			Total de pasivos	328,178,383	245,022,877
			Compromisos y contingencias (Nota 15)		
			Patrimonio de los accionistas		
			Acciones comunes autorizadas y emitidas: 50,000,000		
			acciones sin valor nominal	106,642,962	106,642,962
			Acciones en tesorería, al costo: 160,031	(544,087)	(544,087)
			Utilidades no distribuidas	35,276,880	41,812,767
			Total de patrimonio de los accionistas	141,375,755	147,911,642
Total de activos	B/. 469,554,138	B/. 392,934,519	Total de pasivos y patrimonio de los accionistas	B/. 469,554,138	B/. 392,934,519

Las notas en las páginas 7 a la 37 son parte integral de estos estados financieros.

Elektra Noreste, S. A.

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

Estados de Resultados
Por los años terminados el 31 de diciembre de 2012 y 2011

	2012	2011
Ingresos		
Ventas de energía (Nota 11)	B/. 539,909,412	B/. 481,386,206
Otros ingresos (Nota 12)	<u>10,335,629</u>	<u>9,633,127</u>
Total de ingresos	550,245,041	491,019,333
Compra de energía y cargos de transmisión, neto (Notas 11 y 13)	<u>437,450,512</u>	<u>388,824,985</u>
Margen bruto en distribución	<u>112,794,529</u>	<u>102,194,348</u>
Gastos de Operaciones		
Salarios y otros costos relacionados con personal	8,884,992	8,688,835
Prima de antigüedad y cesantía	399,493	261,597
Provisión para cuentas de cobro dudoso, neto de recuperaciones	983,173	1,099,909
Reparación y mantenimiento	3,175,275	2,852,553
Servicios profesionales	14,520,558	13,687,758
Depreciación y amortización	16,885,962	16,182,172
Administrativos y otros	10,334,357	8,907,963
Pérdida en descarte de activo fijo (Nota 4)	<u>776,053</u>	<u>85,002</u>
Total de gastos de operaciones	<u>55,959,863</u>	<u>51,765,789</u>
Ganancias en operaciones	<u>56,834,666</u>	<u>50,428,559</u>
Otros Ingresos (Egresos)		
Otros ingresos	951,433	512,041
Intereses ganados	1,009,386	1,127,973
Gastos de intereses (Nota 14)	<u>(8,282,478)</u>	<u>(8,586,409)</u>
Total de otros egresos	<u>(6,321,659)</u>	<u>(6,946,395)</u>
Utilidad antes del impuesto sobre la renta	<u>50,513,007</u>	<u>43,482,164</u>
Impuesto sobre la renta (Nota 7)		
Corriente	20,920,100	7,505,910
Diferido	<u>(5,684,922)</u>	<u>5,545,699</u>
	<u>15,235,178</u>	<u>13,051,609</u>
Utilidad neta	<u>B/. 35,277,829</u>	<u>B/. 30,430,555</u>

Las notas en las páginas 7 a la 37 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 Por los años terminados el 31 de diciembre de 2012 y 2011

	<u>Acciones Comunes</u>	<u>Acciones en Tesorería</u>	<u>Utilidades no Distribuidas</u>	<u>Total</u>
Saldo al 1 de enero de 2011	B/. 106,642,962	B/. (544,087)	B/. 25,501,882	B/. 131,600,757
Utilidad neta	-	-	30,430,555	30,430,555
Dividendos pagados	-	-	(13,500,000)	(13,500,000)
Impuesto complementario acreditado	-	-	540,000	540,000
Impuesto complementario pagado	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(1,159,670)</u>	<u>(1,159,670)</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2011	106,642,962	(544,087)	41,812,767	147,911,642
Utilidad neta	-	-	35,277,829	35,277,829
Dividendos pagados	-	-	(42,432,437)	(42,432,437)
Impuesto complementario acreditado	-	-	1,124,737	1,124,737
Impuesto complementario pagado	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(506,016)</u>	<u>(506,016)</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2012	<u>B/. 106,642,962</u>	<u>B/. (544,087)</u>	<u>B/. 35,276,880</u>	<u>B/. 141,375,755</u>

Las notas en las páginas 7 a la 37 son parte integral de estos estados financieros.

Elektra Noreste, S. A.

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

Estados de Flujos de Efectivo Por los años terminados el 31 de diciembre de 2012 y 2011

	2012	2011
Flujos de efectivo por las actividades de operación		
Utilidad neta	B/. 35,277,829	B/. 30,430,555
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciación y amortización	16,885,962	16,182,172
Pérdida en descarte de activo fijo	776,053	85,002
Provisión de cuentas de dudoso cobro, neto de recuperación	983,173	1,099,909
Amortización de descuento en bonos por pagar	48,790	45,240
Amortización de costos de emisión de deuda	180,562	167,305
Provisión para prima de antigüedad, neto de aportes al fondo de cesantía	33,817	(2,176)
Impuesto sobre la renta diferido	(5,684,922)	5,545,699
Activo y pasivo regulatorio	18,237,446	(18,275,848)
Cambios netos en activos y pasivos de operación:		
Cuentas por cobrar	(19,637,451)	(18,425,559)
Inventario	(6,906,112)	(2,343,942)
Otros activos	522,354	(1,247,493)
Cuentas por pagar - comerciales y otros pasivos	1,712,396	17,186,278
Impuesto sobre la renta	14,408,474	(6,998,995)
Prima de antigüedad	<u>(100,289)</u>	<u>(59,953)</u>
Efectivo neto provisto por las actividades de operación	<u>56,738,082</u>	<u>23,388,194</u>
Flujos de efectivo por las actividades de inversión		
Adquisición de propiedad, planta y equipo	(45,821,743)	(38,317,453)
Producto de la venta de equipo	<u>308,691</u>	<u>463,137</u>
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión	<u>(45,513,052)</u>	<u>(37,854,316)</u>
Flujos de efectivo por las actividades de financiamiento		
Pago de deuda a corto plazo	(10,000,000)	-
Fondos recibidos por emisión de deuda y nuevos financiamientos	80,000,000	10,000,000
Costo de emisión de deuda	(1,036,089)	-
Impuesto complementario acreditado	1,124,737	540,000
Impuesto complementario pagado	(506,016)	(1,159,670)
Dividendos pagados	<u>(42,432,437)</u>	<u>(13,500,000)</u>
Efectivo neto provisto por (utilizado en) las actividades de financiamiento	<u>27,150,195</u>	<u>(4,119,670)</u>
Aumento (disminución) neto en el efectivo y equivalentes de efectivo	38,375,225	(18,585,792)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	<u>3,398,707</u>	<u>21,984,499</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	<u>B/. 41,773,932</u>	<u>B/. 3,398,707</u>
Revelación suplementaria de flujos de efectivo		
Efectivo pagado durante el año:		
Intereses, neto de montos capitalizados	<u>B/. 7,761,175</u>	<u>B/. 8,227,579</u>
Impuesto sobre la renta	<u>B/. 6,006,640</u>	<u>B/. 14,504,905</u>

Las notas en las páginas 7 a la 37 son parte integral de estos estados financieros.

Elektra Noreste, S. A.

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

Notas a los Estados Financieros 31 de diciembre de 2012 y 2011

1. Naturaleza de las Operaciones

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

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

De acuerdo con el contrato de concesión descrito en la Nota 15, la Compañía tiene la exclusividad para la distribución y comercialización de energía eléctrica a clientes ubicados en las áreas geográficas de Panamá Este, Colón, la Bahía de Panamá, la Comarca de Guna Yala y Darién. La exclusividad en la fase de distribución también incluye a los “grandes consumidores”, los cuales son definidos por la Ley 6, de fecha 3 de febrero de 1997, como aquellos clientes con una demanda máxima superior a 100 KW por sitio, a quienes les está permitido comprar directamente la energía a otros agentes del mercado eléctrico.

2. Resumen de las Políticas de Contabilidad más Significativas

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

Bases de Presentación

Los estados financieros han sido preparados de acuerdo con los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en los Estados Unidos de América (“US GAAP”).

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

Notas a los Estados Financieros **31 de diciembre de 2012 y 2011**

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

Efectivo y Equivalentes de Efectivo

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

Cuentas por Cobrar

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

La Compañía establece una provisión para pérdidas si se determina que los montos pudieran ser incobrables. La Compañía estima una provisión basada en el tiempo que la deuda tenga vencida, factores o condiciones que afectan sus clientes y la experiencia histórica. Los saldos en cuentas son dados de baja una vez todos los esfuerzos de cobros y la potencial recuperación de dichos saldos se considera remota. La Compañía no tiene ningún riesgo de crédito fuera de balance (off-balance-sheet), relacionado a sus clientes.

Inventario

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

Propiedad, Planta y Equipo

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

Los costos asociados a mejoras significativas efectuadas a la propiedad, planta y equipo se capitalizan así como los desembolsos por renovaciones importantes. Los costos asociados con reparaciones y reemplazos menores se registran a gasto cuando se incurren. Además, la Compañía capitaliza los intereses incurridos durante el período de construcción de conformidad con el ("Accounting Standard Codification") ("ASC") No.835, "Intereses" emitida por el "Financial Accounting Standard Board" ("FASB") por sus siglas en Inglés.

Notas a los Estados Financieros **31 de diciembre de 2012 y 2011**

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

Propiedad, Planta y Equipo (continuación)

Los activos de larga vida son revisados para evaluar su deterioro cuando algún evento o cambio en las circunstancias indican que el valor en libros de un activo pudiera no ser recuperado a través de las operaciones, de acuerdo con el ASC 360 Propiedad, Planta y Equipo (ASC 360-10-35), “Deterioro o Descarte de Activos de Larga Vida”. Si el valor en libros del activo excede el flujo de efectivo futuro descontado generado por el activo o grupos de activos, una pérdida por deterioro es reconocida y el activo es registrado a su valor de mercado. El valor razonable puede ser determinado a través del uso de cotizaciones de los precios de mercado, avalúos u otras técnicas de valuación, tales como flujos de efectivo futuros esperados a su valor descontado. El juicio de la Administración es requerido en decidir cuando es necesario realizar las pruebas de recuperación y estimar el flujo de efectivo descontado. Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, no se identificó deterioro de los activos de larga vida.

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

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

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

Costos de Emisión de Deuda

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

Notas a los Estados Financieros 31 de diciembre de 2012 y 2011

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

Compra de Energía y Cargo de Transmisión

La Compañía está obligada por ley a garantizar mediante contratos la cobertura del 100% de la demanda de sus clientes regulados dentro de los siguientes 24 meses. La estrategia de compra de energía se basa en celebrar contratos de mediano y largo plazo para proteger a los clientes de las fuertes fluctuaciones en los cargos de generación de las tarifas. Estos contratos son considerados ejecutorios en naturaleza y no traspasan a la Compañía el derecho de utilizar la propiedad, planta y equipo relacionado. Estos contratos de compra de energía y capacidad califican dentro de las excepciones de contabilidad para instrumentos derivados dado que se enmarcan dentro de las condiciones para compras normales y ventas normales de acuerdo a lo que prescribe el ASC 815, “Derivados y Coberturas”. Además, la Compañía contrata energía a corto plazo bajo tasa horaria en el mercado al por mayor el cual es administrado por el Centro Nacional de Despacho (“CND”). La Compañía reconoce el costo actual por compra de energía resultante de estos contratos en los estados de resultados.

En adición, la Compañía paga a Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (“ETESA”), una Compañía poseída en un 100% por el Gobierno Panameño, una tarifa regulada por la conexión y uso del sistema de transmisión. ETESA es responsable de expandir y mejorar el sistema de transmisión, para cumplir con los requerimientos de crecimiento de la demanda y estabilidad del sistema. La tarifa actual de transmisión está vigente hasta el 30 de junio de 2013, posteriormente, la tarifa es revisada por ETESA y la ASEP para el próximo período de cuatro años.

Impuesto sobre la Renta

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

El impuesto sobre la renta diferido es contabilizado bajo el método de activos y pasivos tal como lo prescribe el ASC 740, “Impuesto sobre la Renta”. El impuesto sobre la renta diferido activo y pasivo, son reconocidos por las consecuencias impositivas futuras atribuibles a diferencias entre los valores de los activos y pasivos presentados en los estados financieros y su respectiva base de impuesto. El impuesto sobre la renta diferido activo y pasivo se mide con base en la aplicación de la tasa impositiva establecida para las utilidades gravables en los años en los cuales se espera que estas diferencias temporales sean recuperadas o pagadas. El efecto en el impuesto diferido activo y pasivo producto de un cambio en la tasa de impuesto es reconocido en los estados de resultados en el período en que entra en vigencia el cambio. Una reserva de valuación es registrada para reducir el valor de los activos por impuestos diferidos en los cuales exista la probabilidad de que sus beneficios fiscales no puedan ser realizados totalmente.

Notas a los Estados Financieros 31 de diciembre de 2012 y 2011

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

Depósitos de Clientes

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

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

Contingencias

En el curso normal de operaciones, la Compañía está sujeta a acciones regulatorias, procesos y demandas relacionadas con temas de medio ambiente, impuestos u otros asuntos legales. La Compañía establece reservas contables por las contingencias potenciales cuando éstas se consideran probables y se pueden estimar razonablemente. (Véase Nota 15)

Prima de Antigüedad y Fondo de Cesantía

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

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

Partes Relacionadas

Como resultado de la reestructuración del sector eléctrico de Panamá, tres compañías de distribución, cuatro compañías generadoras y una compañía transmisora fueron creadas. El Gobierno Panameño retuvo aproximadamente un cincuenta y un por ciento (51%) de participación en las compañías generadoras hidráulicas y un cuarenta y nueve por ciento (49%) en las compañías generadoras termo eléctricas y compañías distribuidoras y, un cien por ciento (100%) en la compañía transmisora. El Gobierno Panameño posee el 48.25% de las acciones de la Compañía y los ex-empleados del IRHE el 0.43%.

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

Notas a los Estados Financieros **31 de diciembre de 2012 y 2011**

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

Actividad Regulada

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

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

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

Los activos y pasivos regulados que se presentan en los balances generales, se relacionan con lo siguiente:

	2012	2011
Activo regulatorio (Nota 13)	B/. -	B/. 16,372,199
Pasivo regulatorio (Nota 13)	(1,865,247)	-
Impuesto sobre la renta diferido - activo (pasivo) (Nota 7)	<u>559,574</u>	<u>(4,911,659)</u>
	<u>B/. (1,305,673)</u>	<u>B/. 11,460,540</u>

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

Notas a los Estados Financieros **31 de diciembre de 2012 y 2011**

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

Reconocimiento de Ingresos

Venta de energía

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

La Compañía reconoce como ingreso la venta de energía consumida por los clientes que aun no ha sido facturada. Se registra como energía suministrada no facturada como parte de las cuentas por cobrar - clientes en los balances generales y se calcula en base al promedio real diario de energía y las tarifas aplicables a los clientes de la Compañía.

Otros ingresos

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

Uso de Estimaciones

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

Notas a los Estados Financieros **31 de diciembre de 2012 y 2011**

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

Intangible Neto

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

Concentración del Riesgo de Crédito

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

Medio Ambiente

La Compañía está sujeta a una serie de leyes y regulaciones relacionadas con el medio ambiente, salud y seguridad. En julio de 1998, el Gobierno Panameño sancionó una Ley creando una institución para la protección del medio ambiente (Autoridad Nacional del Medio Ambiente “ANAM”) y estableció nuevas reglas para la protección del medio ambiente, que tienen un efecto en las operaciones de la Compañía. El incumplimiento a las normas, leyes y regulaciones aplicables a la protección del medio ambiente, podría representar para la Compañía, el tener que realizar inversiones adicionales o pudiese afectar adversamente los resultados financieros. Las provisiones por temas relacionados con el medio ambiente son registradas cuando es probable que una obligación haya sido incurrida y el importe pueda ser razonablemente estimado basado en la regulación vigente. Estas son ajustadas periódicamente como resultado de nuevas evaluaciones y esfuerzos de remediación realizadas o, como resultado de la disponibilidad de información técnica y legal adicional. Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, la Compañía ha determinado que no existen incumplimientos de normas y regulaciones que la obliguen a establecer una provisión por daños o remediaciones al medio ambiente y dado que la empresa sólo provee el servicio de distribución de energía considera que de ser requerido establecer un pasivo por obligaciones de disposición de activos con riesgos para el medio ambiente, esta sería inmaterial.

Los costos para la protección del medio ambiente son capitalizados si extienden la vida útil de la propiedad, incrementan su capacidad y mitiga o previenen la contaminación que puedan generar las operaciones futuras. Los costos relacionados con el tratamiento y limpieza de la contaminación ambiental son cargados a gastos.

Notas a los Estados Financieros 31 de diciembre de 2012 y 2011

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

Unidad Monetaria

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

Nuevos Pronunciamientos

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

En octubre de 2012, el FASB emitió la Actualización de Pronunciamiento Contable 2012-04 (ASU 2012-04) "Correcciones Técnicas y Mejoras". Esta actualización clarifica la Codificación, corrige aplicaciones de las guías, realiza mejoras leves a la Codificación las cuales no se esperan que tengan efectos significativos en la práctica contable actual o cree algún costo administrativo significativo a la mayoría de las entidades. Adicionalmente, las enmiendas harán que la Codificación sea más fácil de entender y la guía de medición del valor razonable sea más sencilla de aplicar al eliminar inconsistencias y al proveer aclaraciones necesarias. Esta enmienda está dividida en dos secciones: Correcciones Técnicas y Mejoras (Sección "A") y Enmiendas Relacionadas a la Medición del Valor Razonable (Sección "B"). Las reformas en la Sección "A" han sido categorizadas de la siguiente manera: 1) Enmiendas de la literatura fuente, se originaron por las diferencias entre éstas y la Codificación; 2) Clarificaciones en las guías y correcciones de referencias, las cuales proveen aclaraciones a través de actualizaciones en la escritura, correcciones de referencias o una combinación de ambas; y 3) Guía de Relocalización, principalmente mueve las guías de su actual localización en la Codificación a un lugar más adecuado. Las enmiendas en la Sección "B" pretenden conformar la terminología y aclarar ciertas guías en varios Tópicos de la Codificación para que se refleje totalmente la medición del valor razonable y los requerimientos de revelaciones al Tópico 820. Esta actualización es efectiva para empresas públicas, para períodos fiscales que inicien después del 15 de diciembre de 2012 y para empresas no públicas, para períodos fiscales que inicien después del 15 de diciembre de 2013. La Compañía no espera tener un impacto en los estados financieros al adoptar esta actualización.

Reclasificaciones

Algunas partidas en los estados financieros, por el año terminado el 31 de diciembre de 2011, han sido reclasificadas para que se presenten a conformidad con los estados financieros terminados el 31 de diciembre de 2012, las cuales se detallan a continuación:

Las servidumbres por un monto de B/.1,047,368 al 31 de diciembre de 2011 se presentaban anteriormente como parte de la propiedad, planta y equipo. La Compañía ha realizado la reclasificación de este saldo para presentarlo como parte de la cuenta intangible, neto.

Los costos de emisión de deuda se reclasifican para presentarlos neto de la deuda a largo plazo conforme a lo requerido por los principios contables.

Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2012 y 2011

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

Reclasificaciones (continuación)

Se reclasifica en el balance general el monto de B/.7,035,152 correspondiente al activo regulatorio producto de su recuperación a través del Fondo de Estabilización Tarifaria, para presentarse como parte de las cuentas por cobrar – clientes y otros neto, de acuerdo a la Resolución de la ASEP No.5025-Elec de diciembre 2011, y cuyo pago se definió hasta el 5 de enero de 2012. Esta recuperación del activo regulatorio también genera una reclasificación en el estado de resultado, incrementando el rubro de venta de energía; con su consecuente incremento en los costos de compra de energía y cargos de transmisión, neto. Ambas reclasificaciones en los ingresos y costos de compra de energía y cargos de transmisión modifican la presentación en el estado de resultados sin tener un impacto en la utilidad neta reportada del período terminado el 31 de diciembre de 2011. También se recoge en el balance general y estado de resultados la reclasificación en el impuesto sobre la renta por el monto de B/.2,110,546 derivada de la reclasificación mencionada previamente.

3. Cuentas por Cobrar - Clientes y Otros, Neto

Las cuentas por cobrar – clientes y otros se presentan a continuación:

	2012	2011
Cientes	B/. 55,921,774	B/. 46,757,251
Gobierno y entidades municipales (Nota 11)	<u>10,327,149</u>	<u>8,539,087</u>
	66,248,923	55,296,338
Energía suministrada no facturada	10,227,530	8,914,850
Subsidio del Gobierno (Nota 11)	24,904,524	17,789,960
Otras	<u>2,283,281</u>	<u>2,315,534</u>
	103,664,258	84,316,682
Provisión para cuentas de cobro dudoso	<u>(9,515,951)</u>	<u>(8,822,653)</u>
	<u>B/. 94,148,307</u>	<u>B/. 75,494,029</u>

El total de la cuenta por cobrar - clientes y otros incluye saldos adeudados por subsidios que otorga el Estado a los clientes a través del Fondo de Estabilización Tarifaria (FET) y del Fondo de Compensación Energética (FACE) por B/.5,075,438 y B/.19,829,086, respectivamente que se presentan en la Nota como Subsidio del Gobierno para el año 2012. Para el año 2011 el saldo de Subsidio del Gobierno mantenía B/.17,789,960 en concepto de subsidios otorgados por el Estado a los clientes a través del FET. El FET se le otorga a clientes con un consumo menor a los 500 KWh por mes y se otorgan también cuando el Estado acuerda subsidiar los ajustes tarifarios.

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2012 y 2011

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

El FACE se crea a través de la Resolución de Gabinete No.174 de 8 de noviembre de 2011, la cual aprobó la constitución de un Contrato de Fideicomiso para la constitución de este fondo el cual tiene como objetivo compensar a las empresas distribuidoras de energía eléctrica por los montos dejados de percibir a través de la actualización de las tarifas eléctricas debido al compromiso adquirido por el Estado de mitigar el traspaso de la inflación importada al país mediante los incrementos en los precios de los combustibles. El Contrato de Fideicomiso prevé que en los períodos en los cuales las tarifas presentadas por las empresas distribuidoras de energía eléctrica y verificadas por la ASEP resulten superiores a la tarifa vigente aplicada a los clientes del semestre anterior, se utilizará el FACE para compensar esos aumentos, en el caso contrario, la diferencia será devuelta al FACE para compensar los desembolsos realizados durante los períodos tarifarios anteriores. El 26 de junio de 2012 el Consejo de Gabinete emitió la Resolución No.64 en la que se aprueba que el Estado compense a las empresas distribuidoras de la energía eléctrica por los montos dejados de percibir a través de las actualizaciones tarifarias semestrales y mensuales (parciales) de energía eléctrica, mediante pagos del FACE.

Para el primer semestre del 2012 la Compañía remitió a la ASEP el balance de la compensación requerida por los montos dejados de percibir a través de la actualización de las tarifas eléctricas correspondiente al primer semestre de 2012 conforme a la facturación real por la suma de B/.46,950,634. El 25 de julio de 2012 mediante la Resolución No.5463 la ASEP reconoció la totalidad de dicho monto como ingresos dejados de percibir y se notificó a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA) y a Elektra Noreste, S. A. el monto a transferir en concepto de esta compensación tarifaria.

El 22 de agosto de 2012 la ASEP emitió la Resolución No.5532 en la que se establece que para el segundo semestre del 2012 se aplicaría la tarifa vigente del primer semestre de 2012, incrementada en 1.25% para los clientes con Tarifa de Baja Tensión Simple (BTS) y en 10% para el resto de las tarifas y los montos dejados de percibir a través de la actualización tarifaria semestral serán compensados a las empresas de distribución con un aporte del Estado, según lo establecido en la Resolución de Gabinete No.64 de 2012.

Mediante la Resolución la No.5917 de 28 de enero de 2013, la ASEP notificó a la Compañía que se le debe transferir la suma de B/.19,829,086 por compensación de ingresos dejados de percibir a través de la actualización tarifaria conforme a la facturación real por la suma de B/.27,151,488 correspondientes al segundo semestre del 2012, neto de B/.7,322,402 en saldos créditos del Cargo por Variación de Combustible correspondientes al período entre julio a diciembre del 2012.

Al 31 de diciembre de 2012, la Compañía cargó contra la provisión para cuentas de cobro dudoso la suma de B/.500,000 (2011: B/.1,011,808) y recuperó saldos de cuentas previamente dadas de baja por la suma de B/.330,203 (2011: B/.325,661).

Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2012 y 2011

4. Propiedad, Planta y Equipo, Neto

La propiedad, planta y equipo son los siguientes:

	2012	2011
Postes, torres y accesorios	B/. 91,689,107	B/. 94,771,345
Transformadores	51,563,186	50,714,190
Ductos y conductores subterráneos	71,116,800	67,628,880
Servicios de consumidores	31,754,881	31,408,959
Conductores aéreos y accesorios	34,165,114	31,143,477
Equipo de subestaciones	55,110,776	54,535,696
Medidores de consumidores	33,308,614	29,476,864
Edificios y mejoras	14,936,273	14,383,755
Equipo de alumbrado público	14,018,291	13,661,578
Equipo de transporte y comunicación	5,443,414	7,150,288
Mobiliario y equipo de oficina	9,526,663	10,599,814
Otros	<u>6,565,646</u>	<u>5,260,494</u>
	419,198,765	410,735,340
Menos: Depreciación y amortización acumuladas	<u>(166,468,847)</u>	<u>(164,326,684)</u>
	252,729,918	246,408,656
Construcciones en proceso	46,107,863	26,851,345
Terrenos	<u>6,867,785</u>	<u>4,702,949</u>
	<u><u>B/. 305,705,566</u></u>	<u><u>B/. 277,962,950</u></u>

Al 31 de diciembre de 2012, la Compañía incurrió en pérdidas por la suma de B/.776,053 (2011: B/.85,002), producto de descartes de activos fijos. Estas pérdidas se presentan en los estados de resultados en el renglón de pérdida por descarte de activo fijo. Al 31 de diciembre de 2012, la Compañía capitalizó intereses por B/.1,114,056 (2011: B/.214,237). (Véase Nota 14)

Al 31 de diciembre de 2012, el gasto de depreciación sobre la propiedad, planta y equipo fue de B/.15,750,280 (2011: B/.15,480,632).

Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2012 y 2011

5. Intangible, Neto

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

	2012	2011
Intangibles de Vida Finita:		
Costos de desarrollo y licencia	B/. 11,493,410	B/. 10,531,857
Amortización acumulada	<u>(5,038,460)</u>	<u>(4,185,328)</u>
	6,454,950	6,346,529
Intangible de Vida Indefinida:		
Servidumbre	<u>1,047,368</u>	<u>1,047,368</u>
Intangible, neto	<u>B/. 7,502,318</u>	<u>B/. 7,393,897</u>

Al 31 de diciembre de 2012 el gasto de amortización para los intangibles fue de B/.1,135,682 (2011: B/.701,540).

A continuación la amortización de los activos intangibles para el período comprendido entre el 31 de diciembre de 2013 al 2017:

	2013	2014	2015	2016	2017
Amortización estimada	<u>B/. 834,065</u>	<u>B/. 834,065</u>	<u>B/. 833,237</u>	<u>B/.746,976</u>	<u>B/. 604,105</u>

Elektra Noreste, S. A.

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

Notas a los Estados Financieros 31 de diciembre de 2012 y 2011

6. Cuentas por Pagar

Generación y Transmisión

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

	2012	2011
Partes no relacionadas		
Inversiones y Desarrollo Balboa, S. A.	B/. 353,265	B/. 5,714,049
Panam Generating Ltd.	14,185,917	14,264,131
Pedral Power Company, S. de R.L.	723,528	721,867
Térmica del Caribe, S. A.	5,795,229	4,634,637
Sistema de Generación, S. A.	3,591,372	3,248,063
Generadora del Atlántico, S. A.	2,822,808	47,441
Alternegy, S. A.	1,198,779	8,806
Bontex, S. A.	501,011	219
Otros	<u>2,588,276</u>	<u>1,814,097</u>
	31,760,185	30,453,310
Partes relacionadas		
AES Panamá, S. A.	7,787,849	3,593,339
Autoridad del Canal de Panamá	3,473,123	9,069,678
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S. A.	62,979	13,296
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A.	7	-
Empresa de Generación Eléctrica Bahía Las Minas Corp.	12,060,284	12,460,884
ENEL Fortuna, S. A.	6,762,731	7,104,378
Energía y Servicios de Panamá, S. A.	736,476	776,953
Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A.	<u>1,700,930</u>	<u>1,587,242</u>
	<u>32,584,379</u>	<u>34,605,770</u>
	<u>B/. 64,344,564</u>	<u>B/. 65,059,080</u>

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

	2012	2011
Mantenimiento, reparación y contratos de construcción	B/. 6,530,927	B/. 6,575,770
Inventario y materiales	3,561,587	5,051,439
Servicios técnicos y profesionales	1,789,920	1,063,703
Adquisición de equipos	745,461	2,541,670
Otros	<u>3,847,863</u>	<u>2,793,734</u>
	<u>B/. 16,475,758</u>	<u>B/. 18,026,316</u>

Elektra Noreste, S. A.

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

Notas a los Estados Financieros 31 de diciembre de 2012 y 2011

7. Impuesto sobre la Renta

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

La diferencia entre la provisión para el impuesto sobre la renta para los períodos terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011 y el impuesto calculado usando la tasa estatutaria promulgada de impuesto de 30% para ingreso antes del impuesto sobre la renta reportado en los estados financieros es atribuible a lo siguiente:

	2012	2011
Impuesto sobre la renta		
Cálculo a la tasa estatutaria	B/. 15,153,902	B/. 13,044,649
Disminución del impuesto sobre la renta debido a ingresos no gravables	(34,478)	(34,728)
Aumento en impuesto sobre la renta debido a gastos no deducibles	<u>115,754</u>	<u>41,688</u>
Total de impuesto sobre la renta	<u>B/. 15,235,178</u>	<u>B/. 13,051,609</u>

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

	2012	2011
Impuesto sobre la renta diferido activo corriente:		
Provisión para cuentas de cobro dudoso	B/. 649,149	B/. 580,032
Pasivo regulatorio (Nota 2)	559,574	-
Otras	<u>310,697</u>	<u>282,922</u>
Total de impuesto sobre la renta diferido activo	1,519,420	862,954
Impuesto sobre la renta diferido pasivo corriente – Activo regulatorio (Nota 2)	<u>-</u>	<u>(4,911,659)</u>
Total de impuesto sobre la renta diferido activo (pasivo) corriente, neto	<u>B/. 1,519,420</u>	<u>B/. (4,048,705)</u>

Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2012 y 2011

7. Impuesto sobre la Renta (Continuación)

	2012	2011
Impuesto sobre la renta diferido activo no corriente:		
Provisión para contingencias	B/. 23,582	B/. 23,582
Impuesto sobre la renta diferido pasivo, no corriente:		
Fondo de cesantía	(189,649)	(169,707)
Gasto de depreciación	<u>(2,382,964)</u>	<u>(2,519,701)</u>
Impuesto sobre la renta diferido pasivo, no corriente, neto	<u>B/. (2,549,031)</u>	<u>B/. (2,665,826)</u>

De acuerdo con las regulaciones, las declaraciones de impuesto sobre la renta de las compañías constituidas en la República de Panamá están sujetas a revisión por las autoridades fiscales por los tres últimos años. Los años iniciados a partir del 2010 están sujetos a examen por las autoridades fiscales aunque actualmente no está programado o en proceso un examen fiscal. Los años anteriores al 2010 se consideran períodos cerrados.

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

Notas a los Estados Financieros **31 de diciembre de 2012 y 2011**

7. Impuesto sobre la Renta (Continuación)

Crédito Fiscal por Inversión

Durante el año 2001, la Compañía recibió un crédito fiscal por inversión por la suma de B/.13,673,745, el cual fue otorgado por el Gobierno Panameño de acuerdo a una ley de incentivo que promovía las inversiones en infraestructuras para ampliar la red de distribución de energía eléctrica. El crédito fiscal puede ser aplicado como una disminución hasta un 25% sobre el impuesto sobre la renta causado en el período fiscal, hasta que el 100% del crédito fiscal sea consumido en años futuros. La Compañía hizo uso de este crédito fiscal en el transcurso de los años hasta el 31 de diciembre de 2008 que utilizó la totalidad de este crédito.

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

8. Depósitos de Clientes

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

	2012	2011
Saldo inicial	B/. 6,288,703	B/. 6,692,323
Depósitos recibidos de clientes	2,240,208	2,161,381
Intereses acumulados	128,752	128,068
Depósitos devueltos a los clientes	(2,023,348)	(2,539,488)
Intereses pagados	<u>(121,851)</u>	<u>(153,581)</u>
Saldo final	6,512,464	6,288,703
Porción circulante	<u>(2,029,216)</u>	<u>(1,564,343)</u>
Porción a largo plazo	<u>B/. 4,483,248</u>	<u>B/. 4,724,360</u>

Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2012 y 2011

9. Deuda

Deuda a corto plazo

Las obligaciones por facilidades crediticias se detallan a continuación:

	2012	2011
Facilidades crediticias a corto plazo		
HSBC Bank (Panamá), S. A.	<u>B/. -</u>	<u>B/. 10,000,000</u>

La Compañía mantiene contratos para facilidades de líneas de crédito con The Bank of Nova Scotia, Banco General, S. A., HSBC Bank (Panamá), S. A., Banco Panamá, S. A. y Banco Nacional de Panamá con un valor total de líneas de crédito al 31 de diciembre de 2012 de B/.135,500,000 (2011: B/.100,000,000), con tasas de interés anuales de LIBOR entre uno (1) a tres (3) o seis (6) meses , más un margen entre 1.25% a 2.5%. Las líneas de crédito no están sujetas a garantías y están disponibles por un período máximo de un año. La tasa mínima de estos acuerdos rotativos está entre 2% y 4%. La Compañía utiliza estas facilidades de crédito según la necesidad de capital de trabajo u otras necesidades. Estas facilidades de crédito tiene un orden de prelación “pari passu” con otras obligaciones “senior” no garantizadas y no subordinadas de la Compañía. Las líneas de crédito incluyen entre otras provisiones un indicador de cobertura de deuda el cual establece un límite de endeudamiento que no supere 3.25 de su EBITDA.

Deuda a largo plazo

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

	2012	2011
Documentos por pagar largo plazo		
Notas Senior (Senior Notes)	B/. 100,000,000	B/. 100,000,000
Bonos Corporativos	20,000,000	20,000,000
Notas Puente (Bridge Notes)	80,000,000	-
Menos: Costo de emisión de deuda	(3,132,221)	(2,276,694)
Descuento en Notas	<u>(603,816)</u>	<u>(652,606)</u>
Deuda a largo plazo	<u>B/. 196,263,963</u>	<u>B/.117,070,700</u>

Notas a los Estados Financieros 31 de diciembre de 2012 y 2011

9. Deuda (Continuación)

Notas Senior

La Compañía tiene notas por pagar según el Contrato de Emisión (“Senior Notes”) por un total de B/.100,000,000, los cuales presentan el saldo de B/.99,396,184, neto de B/.603,816 de descuento no amortizado al 31 de diciembre de 2012. Las notas tienen un interés fijo de 7.6%, pagaderos semestralmente, con vencimiento en el 2021. El pago a capital se realiza al vencimiento. Las notas no están garantizadas y no están subordinadas. La Compañía puede redimir las notas, en parte o en su totalidad, en cualquier momento antes de su vencimiento siempre y cuando cumplan con ciertas condiciones que incluye el pago de una prima. Las obligaciones incluyen entre otras provisiones un indicador de cobertura de deuda el cual establece un límite de endeudamiento que no supere 3.25 veces de su EBITDA.

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

Bonos Corporativos

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

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

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2012 y 2011

9. Deuda (Continuación)

Notas Puente

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

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

El 17 de enero de 2013 se da el cierre del Acuerdo de Compras de Notas con lo cual se hace entrega de las Notas Corporativas o Notas Senior a los compradores, siendo que en esa misma fecha se confirma por parte de la Compañía y los compradores que se han cumplido, a satisfacción, las condiciones del Acuerdo de Compra de Notas y se libera a la Compañía de las obligaciones de pago bajo las Notas Puente y el Acuerdo de Financiamiento. El pago del precio suscrito bajo la emisión de las Notas Corporativas o Notas Senior debe satisfacerse con la cancelación de las Notas Puente y las obligaciones de pago establecidas en el Acuerdo de Financiamiento sin ningún pago adicional por los compradores a la Compañía. Dado que al 31 de diciembre de 2012 la Compañía aún mantiene la obligación de B/.80,000,000 en Notas Puentes y considerando que la intención inicial de los Acuerdos firmados por la Administración de la Compañía es la de obtener financiamiento a largo plazo, esta obligación se presenta en el balance general de la Compañía como parte de su deuda a largo plazo.

Notas a los Estados Financieros 31 de diciembre de 2012 y 2011

9. Deuda (Continuación)

Notas Puente (continuación)

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2012, la Compañía amortizó costos de emisión de deuda por la suma de B/.180,653 (2011: B/.167,305). Los costos de emisión están siendo amortizados utilizando el método de interés efectivo aplicado el período de la deuda.

Notas a los Estados Financieros **31 de diciembre de 2012 y 2011**

10. Impuesto de Dividendos y Acciones en Tesorería

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2012, se declararon dividendos por B/.42,432,437 (2011: B/.13,500,000).

Impuesto de Dividendos

Los accionistas pagan un impuesto de dividendos del 10 por ciento (10%), el cual es retenido de los dividendos que reciben. Si no se distribuyen dividendos, o la distribución total es menor del cuarenta por ciento (40%) del ingreso neto gravable, un anticipo del impuesto sobre dividendos del cuatro por ciento sobre la ganancia neta, deberá ser pagado hasta llegado el momento de declarar dividendos sobre estas ganancias. Esta tasa de cuatro por ciento (4%) se le denomina “Impuesto Complementario” y es considerado un adelanto al impuesto de dividendos. El impuesto complementario pagado se registra y es presentado como una reducción del patrimonio de los accionistas o como un aumento cuando se acredita debido a la presentación de la declaración del impuesto de dividendos. Durante los períodos terminados el 31 de diciembre 2012, la Compañía realizó pagos del impuesto complementario por la suma de B/.506,016 (2011: B/.1,159,670), y se acreditó la suma de B/.1,124,737 (2011: B/.540,000) por adelanto en impuesto sobre dividendos.

Acciones en Tesorería

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

11. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

En el curso normal del negocio, la Compañía compra electricidad de las generadoras y otras compañías de distribución, venden energía a instituciones gubernamentales y realiza pagos a la compañía de transmisión. Estas transacciones son hechas bajo términos y condiciones de los acuerdos de compra de energía y de tarifas de transmisión divulgados en las Notas 2 y 15. Un resumen de los saldos y transacciones derivadas de la compra y venta de energía con partes relacionadas se presentan a continuación:

	2012	2011
Balances		
Cuentas por cobrar (clientes) – Gobierno (Nota 3)	B/. 10,327,149	B/. 8,539,087
Cuentas por cobrar Subsidio del Gobierno (Nota 3)	24,904,524	17,789,960
Cuentas por pagar (generación y transmisión) (Nota 6)	32,584,379	34,605,770
Transacciones		
Venta de energía	114,553,765	82,163,646
Compra de energía	195,237,639	197,492,883
Costos de transmisión	12,499,959	12,492,844

Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2012 y 2011

12. Otros Ingresos

Otros ingresos están compuestos de lo siguiente:

	2012	2011
Cargos de conexión/reconexión	B/. 691,132	B/. 679,916
Alquiler de postes	3,669,293	3,597,469
Cargos de peaje	5,575,781	4,794,200
Otros ingresos	<u>399,423</u>	<u>561,542</u>
	<u>B/. 10,335,629</u>	<u>B/. 9,633,127</u>

13. Compra de Energía y Cargos de Transmisión, Neto

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

	2012	2011
Compra de energía	B/. 406,421,201	B/. 394,323,549
Cargos de transmisión	12,791,865	12,777,284
Variación activo (pasivo) regulatorio	<u>18,237,446</u>	<u>(18,275,848)</u>
Total de compra de energía y cargos de transmisión, neto	<u>B/. 437,450,512</u>	<u>B/. 388,824,985</u>

Actividad Regulada

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

En los últimos años, el activo (pasivo) regulatorio no ha sido transferido en su totalidad a los clientes de la Compañía a través de aumento en tarifa. El monto no transferido a los clientes ha sido subsidiado por el Estado Panameño. Al 31 de diciembre de 2012 la cuenta por cobrar del subsidio fue por B/.24,904,524 (2011: B/.17,789,960) (véase Nota 3).

Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2012 y 2011

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

Actividad Regulada (continuación)

Al 31 de diciembre de 2012, la Compañía tiene registrado en libros pasivos regulatorios por la suma de B/.1,865,247 (2011: activos regulatorios por B/.16,372,199), que se presentan como “Activo o pasivo regulatorio” en los balances generales, como consecuencia de las variaciones acumuladas resultantes entre el costo de la energía considerada en la tarifa eléctrica sobre el costo real de la energía adquirida. El pasivo regulatorio incluye un saldo por pagar de B/.1,118,978, acumulado durante el primer semestre del 2012 a ser devuelto a los clientes en el ajuste de tarifa del primer semestre del 2013, y un saldo por pagar de B/.746,269 acumulados durante el segundo semestre del 2012 a ser devueltos a los clientes en el ajuste de tarifa del segundo semestre del 2013.

14. Costo de Intereses

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

	2012	2011
Costos de intereses capitalizados (Nota 4)	B/. 1,114,056	B/. 214,237
Costos de intereses cargados a gastos	<u>8,282,478</u>	<u>8,586,409</u>
Total de costos de intereses incurridos	<u>B/. 9,396,534</u>	<u>B/. 8,800,646</u>

Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2012 y 2011

15. Compromisos y Contingencias

Compromisos

Al 31 de diciembre de 2012, 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>Inicia</u>	<u>Termina</u>
Sistema de Generación, S. A.	Según demanda	Julio 01, 2010	Junio 30, 2020
AES Panamá - Estí	48.72	Noviembre 20, 2003	Noviembre 20, 2013
Térmica del Caribe, S. A.	2.85	Marzo 01, 2009	Junio 30, 2014
Generadora del Atlántico, S. A.	16.22	Junio 01, 2009	Abril 30, 2015
Energía y Servicios de Panamá, S. A.	0.96	Julio 01, 2009	Junio 30, 2014
Bahía Las Minas, S. A.	108	Enero 01, 2010	Diciembre 31, 2018
Panam Generating Ltd.	20	Enero 01, 2010	Diciembre 31, 2019
Paso Ancho Hydro-Power Corp.	4	Octubre 05, 2010	Octubre 04, 2018
Semper Group, Inc.	22.5	Enero 01, 2011	Diciembre 31, 2018
Panam Generating Ltd.	60	Enero 01, 2011	Diciembre 31, 2020
AES Panamá, S. A.	23	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2021
Energía y Servicios de Panamá, S. A.	1.49; 1.15; 9.31	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Empresa de Generación Eléctrica Fortuna, S. A.	1.2; 0.92; 7.5	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Generadora del Atlántico, S. A.	0.5; 0.38; 3.12	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Autoridad del Canal de Panamá	3.6; 2.77; 22.5	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Empresa de Generación Eléctrica Fortuna, S. A.	120	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2018
Empresa de Generación Eléctrica Fortuna, S. A.	8.05	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2022
AES Panamá, S. A.	9.43	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2022
Hydro Caisan, S. A.	5.09	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2022
Electron Investment, S. A.	10.35	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2022
Alternegy, S. A.	18.4	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2022
Bontex, S. A.	4.6	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2022

Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2012 y 2011

15. Compromisos y Contingencias (Continuación)

Compromisos (continuación)

<u>Compañía</u>	<u>MW</u>	<u>Inicia</u>	<u>Termina</u>
Bahía Las Minas, S. A.	108	Enero 01, 2019	Diciembre 31, 2023
Generadora Pedregalito, S. A.	0.9	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Caldera Energy Corp.	0.65	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Generadora Río Chico, S. A.	0.46	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Generadora Alto Valle, S. A.	0.4	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Hidro Piedra, S. A.	0.16	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Electrogeneradora del Istmo, S. A.	0.15	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Empresa de Generación Eléctrica Fortuna, S. A.	7.87	Enero 02, 2015	Enero 01, 2029
Consorcio Tabasará, S. A.	3.17	Enero 02, 2015	Enero 01, 2029
Hidroecológica del Teribe, S. A.	2.67	Enero 02, 2015	Enero 01, 2029
MIFTA Power, Inc.	2.67	Enero 02, 2015	Enero 01, 2029
Energía y Servicios de Panamá, S. A.	1.46	Enero 02, 2015	Enero 01, 2029
Generadora Pedregalito, S. A.	1.05	Enero 02, 2015	Enero 01, 2029
Caldera Energy Corp.	0.8	Enero 02, 2015	Enero 01, 2029
Generadora Río Chico, S. A.	0.64	Enero 02, 2015	Enero 01, 2029
Generadora Alto Valle, S. A.	0.61	Enero 02, 2015	Enero 01, 2029
Desarrollo Hidroeléctrico Corp.	0.51	Enero 02, 2015	Enero 01, 2029
Hidroeléctrica San Lorenzo, S. A.	0.36	Enero 02, 2015	Enero 01, 2029
Electrogeneradora del Istmo, S. A.	0.33	Enero 02, 2015	Enero 01, 2029
Hidro Ibérica, S. A.	0.4	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Empresa de Generación Eléctrica Fortuna, S. A.	18.37	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Hidro Boqueron, S. A.	0.27	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Pedregal Power Co.	4.64	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Empresa de Generación Eléctrica, S. A.	0.3	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Autoridad del Canal de Panamá	4.45	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Hidroecológica del Teribe, S. A. (Pot. Equivalente)	0.54	Julio 01, 2014	Junio 30, 2024
Paso Ancho Hydro-Power, S. A. (Pot. Equivalente)	0.24	Julio 01, 2014	Junio 30, 2024
Térmica del Caribe, S. A.	6	Abril 01, 2012	Abril 01, 2015
Empresa de Generación Eléctrica Fortuna, S. A.	12	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2014
Generadora del Atlántico, S. A.	12	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2014
Hidro Piedra, S. A.	0.62	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2015
Hidro Panamá, S. A.	0.11	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2015
Hidroecológica del Teribe, S. A.	1.71	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2015
Ideal Panamá, S. A.	4.45	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2015
Istmus Hydropower Corp.	0.54	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2015
Las Perlas Norte, S. A.	0.53	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2015

Notas a los Estados Financieros **31 de diciembre de 2012 y 2011**

15. Compromisos y Contingencias (Continuación)

Compromisos (continuación)

<u>Compañía</u>	<u>MW</u>	<u>Inicia</u>	<u>Termina</u>
Las Perlas Sur, S. A.	0.53	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2015
Café de Eleta, S. A.	0.01	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2015
Enel Fortuna, S. A.	7.78	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2015
Generadora del Atlántico, S. A.	16.21	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2015
Autoridad del Canal de Panamá	3.99	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2015
Hydro Caisan, S. A. (Pot equivalente)	2.88	Julio 01, 2012	Diciembre 31, 2015
Caldera Energy Corp. (Pot equivalente)	1.36	Julio 01, 2012	Diciembre 31, 2015
Electrogeneradora del Istmo, S. A. (Pot equi)	0.38	Julio 01, 2012	Diciembre 31, 2015
Generadora Pedregalito, S. A. (Pot equival.)	1.16	Julio 01, 2012	Diciembre 31, 2015
Generadora Río Chico, S. A. (Pot equival.)	0.76	Julio 01, 2012	Diciembre 31, 2015

En cumplimiento con la Ley de Electricidad del año 1997, la Compañía negoció la contratación de compra de energía a largo plazo con las empresas generadoras. Esta contratación cubre la mayor parte de la contribución de sus clientes regulados del total de la demanda pico de electricidad y trabaja para limitar cualquier costo de energía asociada. Históricamente, la Compañía contrata anualmente entre 81% a 98%, aproximadamente, del total de energía requerida a través de los contratos de compra de energía en el mercado de contratos. Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, la Compañía compró aproximadamente el 97%, de su energía requerida a través de contratos de compra de energía en el mercado de contratos. Estos contratos de compra incluyen tanto un cargo fijo basado en los requerimientos de capacidad de energía y un cargo variable basado en la energía consumida. Estos contratos de compra de energía y capacidad califican dentro de las excepciones de contabilidad para instrumentos derivados dado que se enmarcan dentro de las condiciones para compras normales y ventas normales de acuerdo a lo que prescribe el ASC 815, “Derivados y Coberturas”.

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

Notas a los Estados Financieros **31 de diciembre de 2012 y 2011**

15. Compromisos y Contingencias (Continuación)

Compromisos (continuación)

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

Año	Obligaciones de Pago
2013	B/. 96,316,027
2014	93,491,178
2015	83,527,162
2016	83,359,337
En lo sucesivo	<u>454,894,067</u>
	<u>B/. 811,587,771</u>

Al 31 de diciembre de 2012 la Compañía realizó erogaciones por B/.88,319,247 (2011: B/.92,042,791), en contratos incondicionales a largo plazo, registrado bajo compra de energía y cargos de transmisión, neto en los estados de resultados.

La Compañía y el Sindicato de Trabajadores negocian cada cuatro años un Convenio Colectivo. El último Convenio expiró en el 2012. El 4 de enero de 2013 las negociaciones con el Sindicato finalizaron y un nuevo Convenio Colectivo fue firmado. Estos Convenios no mantienen ni consideran compromisos materiales adicionales a los establecidos en las leyes laborales. El nuevo Convenio Colectivo es efectivo desde enero del 2013 y es válido por un término de cuatro años.

Arrendamiento Operativo

La Compañía firmó un acuerdo de arrendamiento operativo no revocable por siete años, cuya vigencia inició en mayo del 2007, para el uso de las oficinas y facilidades operativas. Al 31 de diciembre de 2012, los pagos mínimos de alquiler requeridos por este arrendamiento no revocable que inician o se mantienen por un periodo superior a un año son:

Años	Obligaciones de Pago
2013	B/. 527,748
2014	<u>177,641</u>
	<u>B/. 705,389</u>

Al 31 de diciembre de 2012, el total de gastos de arrendamiento operativo fue de B/.1,884,096 (2011: B/.1,813,709).

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2012 y 2011

15. Compromisos y Contingencias (Continuación)

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 los balances generales, 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/.35,710,729. Además, la Compañía ha emitido una garantía a favor de la ASEP por la suma de B/.8,000,000 en cumplimiento de la Cláusula 53 del Contrato de Concesión.

La Compañía mantiene cartas de crédito por la suma de B/.5,420,471 a favor de ETESA, como garantía del pago de los costos de transmisión y compra de energía en el mercado ocasional.

Contrato de Concesión

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

El contrato de concesión fue suscrito el 22 de octubre de 1998 con una vigencia de 15 años. El 22 de octubre de 2012 el Regulador emitió el aviso de convocatoria para el proceso competitivo de libre concurrencia para la venta del paquete mayoritario de las acciones de la empresa. El dueño actual, Panama Distribution Group, S. A. ("PDG"), puede participar en este proceso y si su oferta es igual o mayor que la oferta más alta presentada por otros competidores, entonces conservará la propiedad del paquete mayoritario de las acciones. Si por el contrario, otro competidor ofrece un precio mayor, entonces se le otorgará la propiedad a dicho competidor y el precio ofrecido se le entregará al propietario actual de las acciones ("PDG"). En cualquier caso, se otorgará una nueva concesión por 15 años sin pago alguno al Estado. El 15 de octubre de 2012 la ASEP emitió la Resolución No.5655 en la que establece que los propietarios actuales del Paquete Mayoritario se encuentran precalificados en su condición de operadores actuales de la concesión. De acuerdo a cronograma establecido por la ASEP, en abril del 2013 se llevará a cabo la recepción de documentos de precalificación. En junio del 2013, se recibirán las ofertas económicas y se hará la adjudicación y el 22 de octubre será el inicio de los nuevos contratos de concesión con vigencia de 15 años. El nuevo contrato de concesión, incluirá entre otros: nuevos límites de la zona de concesión, nuevos mecanismos de resolución o rescate administrativos, indicadores de calidad más exigentes e incorporará nuevas normas de atención al cliente.

Notas a los Estados Financieros 31 de diciembre de 2012 y 2011

15. Compromisos y Contingencias (Continuación)

Contrato de Concesión (continuación)

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

Contingencias

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

Al 31 de diciembre de 2012, la Compañía tiene registrados en libros la suma de B/.78,610 (2011: B/.78,610), para cubrir posibles pérdidas que puedan darse producto de las reclamaciones de terceros. Estas reservas se presentan como "Provisión para Contingencias" en los balances generales. A continuación el caso más representativo:

Litigios

La ASEP a través de la Resolución AN No.3473-Elec de 7 de mayo de 2010, modificó la Resolución JD-5863 del 17 de febrero de 2006, que contiene el Título IV del régimen tarifario de distribución y comercialización el cual según su Artículo No.22, le faculta a la ASEP a revisar al final de cada período tarifario, el ingreso máximo permitido "IMP" aprobado versus los ingresos reales percibidos, a fin de determinar si las variaciones se encuentran dentro de un margen razonable. Para esta revisión, no se considerarán las variaciones en las ventas, en la cantidad y/o tipo de clientes y/o en los costos de insumos, o mano de obra, en forma diferente a lo reflejado por el IPC de la Contraloría General de la República. A pesar de que el procedimiento para el cálculo y ajuste de cualquier posible exceso aún no se ha definido y establecido por la ASEP, la posición de la Administración de la Compañía es que al 31 de diciembre de 2012 no existe una pérdida por contingencia a ser registrada en los estados financieros como consecuencia de esta Resolución. Esta conclusión está basada en: i) el resultado final de la apelación, aún en proceso, de este Artículo, en la Corte Suprema de Justicia interpuesta por otra compañía distribuidora; ii) en caso de que la autoridad regulatoria apruebe la resolución de ajustar el exceso no razonable, la Compañía tiene el derecho de apelar a la Corte Suprema de Justicia, la cual es un cuerpo independiente y la última instancia que decidirá sobre este asunto en particular; iii) no existe un procedimiento escrito ni aprobado para calcular y ajustar lo que podría ser considerado por el regulador como un exceso no razonable, por consiguiente cualquier cálculo sería sumamente subjetivo. Una resolución no favorable en este sentido pudiera tener un impacto negativo significativo en los estados financieros de la Compañía. A pesar de lo anterior, la Resolución AN-3574-Elec del 25 de junio de 2010, en la cual se aprueba el "ingreso máximo permitido" para el período tarifario de julio 2010 a junio 2014 no contiene ajustes relacionados con el período tarifario anterior (julio 2006 a junio 2010).

Notas a los Estados Financieros **31 de diciembre de 2012 y 2011**

16. Valor Razonable de los Instrumentos Financieros

Los valores razonables de los instrumentos financieros al 31 de diciembre de 2012 y 2011 están basados en la información disponible a la fecha de los balances generales. La Compañía no tiene conocimiento de ningún factor que afecte significativamente los valores razonables estimados de los activos y pasivos financieros como el efectivo, cuentas por cobrar - clientes, fondo de cesantía, cuentas por pagar, deuda a corto y largo plazo y depósito de clientes. La Compañía utiliza los siguientes métodos y asunciones para estimar las revelaciones del valor razonable de los instrumentos financieros:

Cuentas por Cobrar - Clientes, Cuentas por Pagar, Deuda a Corto Plazo y Depósito de Clientes

El monto acumulado se aproxima al valor razonable debido al corto vencimiento de estos instrumentos.

Deuda a Largo Plazo

El valor razonable de la deuda a largo plazo con tasa de interés variable para la emisión de los bonos corporativos por B/.20,000,000, Notas Puentes por B/.80,000,000 y para la deuda a largo plazo de tasa fija para la emisión de Bonos "Senior" por B/.100,000,000 han sido determinados utilizando una metodología de flujos de caja descontados con base a la información disponible del mercado. Estas estimaciones son subjetivas en naturaleza e involucra incertidumbres; en consecuencia, los resultados actuales pueden ser diferentes de las estimaciones realizadas.

El valor razonable estimado de los instrumentos financieros se detalla a continuación:

	2012		2011	
	Monto Acumulado	Valor Razonable	Monto Acumulado	Valor Razonable
Deuda largo plazo	<u>B/. 200,000,000</u>	<u>B/. 222,867,014</u>	<u>B/. 120,000,000</u>	<u>B/. 137,827,322</u>

17. Eventos Subsecuentes

La Compañía evaluó todos los eventos y transacciones que tomaron lugar entre la fecha de los balances generales y la fecha en que los estados financieros fueron emitidos y determinó que no se requieren revelaciones adicionales, excepto a las que se incluyen en las Notas 3 y 9.

La Compañía ha iniciado su proceso de conversión y evaluación de los ajustes e impactos financieros para la adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera para lo cual se ha determinado el año 2013 como año de transición y para el 31 de diciembre de 2014 emitir su primer estado financiero de conformidad con estas Normas.

NOTARIA QUINCE DE MEDELLIN

DR. Fabio Alberto Ortega Márquez
CARRERA 49 N° 52-61
ED TEQUENDAMA 2° PISO

ACTA NUMERO: 575

En la ciudad de Medellín, Departamento de Antioquia, República de Colombia, el 12 de Marzo de 2013, se presentó ante mí, **FABIO ALBERTO ORTEGA MARQUEZ**, NOTARIO 15 DEL CIRCULO DE MEDELLIN.

BETANCOURT MESA GABRIEL JAIME identificado(a) con **C.C. 71582741**, de ocupación presidente de la junta directiva, de 52 Años de edad y estado civil Casado(a). Con el fin de rendir **DECLARACION** sobre asunto Civil, de acuerdo con el Decreto 1.557 de 1.989.

Prometió decir la verdad sobre la siguiente versión.
DATOS PERSONALES: El nombre, documento de identidad, edad, ocupación, estado civil y datos antes anotados son como están dichos y escritos.

MANIFIESTO BAJO LA GRAVEDAD DE JURAMENTO QUE:

En mi calidad de Presidente de la Junta Directiva de Elektra Noreste S.A., sociedad anónima inscrita a la ficha 57983, Rollo 340439, Imagen 56, de la Sección de Micropelículas (Mercantil) del Registro Público, todos con residencia en la ciudad de Panamá, Distrito de Panamá, Provincia de Panamá y a fin de dar cumplimiento a las disposiciones contenidas en el acuerdo siete - cero dos (7-02) de catorce (14) de octubre de dos mil dos (2002) de la Comisión Nacional de Valores de la República de Panamá, por este medio dejo constancia bajo la gravedad del juramento de lo siguiente:

a. Que he revisado el Estado Financiero anual correspondiente a Elektra Noreste, S.A.

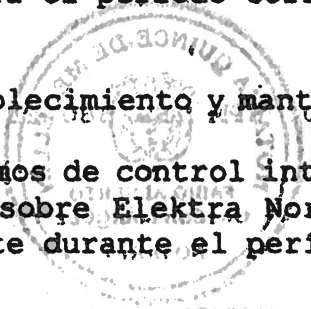
b. Que a mi juicio, los Estados Financieros no contienen informaciones o declaraciones falsas sobre hechos de importancia, ni omiten información sobre hechos de importancia que deban ser divulgados en virtud del Decreto Ley I de 1999 y sus reglamentos, o que deban ser divulgados para que las declaraciones hechas en dicho informe no sean tendenciosas o engañosas a la luz de las circunstancias en las que fueron hechas.

c. Que a mi juicio los Estados Financieros Anuales y cualquier otra información financiera incluida en los mismos, representan razonablemente en todos sus aspectos la condición financiera y los resultados de las operaciones de Elektra Noreste S.A., para el periodo correspondiente al 31 de diciembre de 2012.

d. Que el firmante:

d.1. Es responsable del establecimiento y mantenimiento de controles internos en la empresa.

d.2. Ha diseñado los mecanismos de control interno que garanticen que toda la información de importancia sobre Elektra Noreste, S.A., sean hechas de su conocimiento, particularmente durante el periodo en el que los reportes han sido preparados.



SECRETARIA GENERAL
MISERABLE RECUERDO DEL CIRCULO

d.3. Ha evaluado la efectividad de los controles internos de Elektra Noreste, S.A. dentro de los noventa (90) días previos a la emisión de los Estados Financieros.

d.4. Ha presentado en los Estados Financieros sus conclusiones sobre la efectividad de los controles internos con base en las evaluaciones efectuadas a esa fecha.

Que el firmante ha revelado a los auditores de Elektra Noreste, S.A. y al Comité de Auditoría, lo siguiente:

1. Todas las deficiencias significativas que surjan en el marco del diseño y operación de los controles internos, que puedan afectar negativamente la capacidad de Elektra Noreste, S.A., para registrar, procesar y reportar información financiera, e indicado a los auditores cualquier debilidad existente en los controles internos.

2. Cualquier fraude, de importancia o no, que involucre a la administración u otros empleados que ejerzan un rol significativo en la ejecución de los controles internos de Elektra Noreste, S.A.

3. Que el firmante ha revelado a los auditores externos la existencia o no de cambios significativos en los controles internos de Elektra Noreste, S.A., o cualesquiera otros factores que puedan afectar en forma importante tales controles con posterioridad a la fecha de su evaluación, incluyendo la formulación de acciones correctivas con respecto a deficiencias o debilidades de importancia dentro de la empresa.

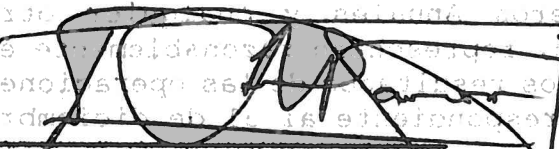
LO DICHO ES CIERTO.

Se deja constancia que el (la) declarante se expresó con claridad. No siendo mas el objeto de la presente declaración, se levanta después de ser leída y aprobada por su interviniente, se firma en constancia.

ESTA DECLARACION SE EXPIDE CON EL FIN DE PRESENTAR COMO REQUISITO PARA SER PRESENTADA ANTE LA COMISION NACIONAL DE VALORES DE PANAMA.

DERECHOS NOTARIALES TARIFA: 10.200 + IVA 1.632 TOTAL: 11.832 DECRETO 0188 FEBRERO 12 DE 2013

Huella Índice Derecho


BETANCOURT MESA GABRIEL JAIME
C.C. 71582741
DIRECCION: CAR 58 N° 42-125 ED



15 MAR. 2013

Fabio Alberto Ortega Márquez

FABIO ALBERTO ORTEGA MARQUEZ
NOTARIO 15 DEL CIRCULO DE MEDELLIN

Superintendencia de Gestión Notarial
El Notario de Gestión Notarial
en el ejercicio del cargo
1uzdary



Libertad y Orden

REPÚBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE RELACIONES EXTERIORES

APOSTILLE

(Convention de La Haye du 5 Octobre 1961)

País: REPUBLICA DE COLOMBIA
(Country: - Pays:)

El presente documento público
(This public document - Le présent acte public)

Ha sido firmado por: ORTEGA MARQUEZ FABIO ALBERTO DE JESUS
(Has been signed by: - A été signé par:)

Actuando en calidad de: NOTARIO
(Acting in the capacity of: - Agissant en qualité de:)

Lleva el sello/estampilla de: NOTARIAS ANTIOQUIA
(Bears the seal/stamp of: - Est revêtu du sceau de / timbre de:)

Certificado
(Certified - Attesté)

En: BOGOTA D.C
(At: - À:)

El: 3/15/2013 16:58:34 p.m.
(On: - Le:)

Por: APOSTILLA Y LEGALIZACIÓN
(By: The Ministry of Foreign Affairs of Colombia - Par: Ministère des Affaires Étrangères de la Colombie)

No: ANDP165834938
(Under Number: - Sous le numéro:)

Firmado Digitalmente por: (Digitally Signed by:)
Ministerio de Relaciones Exteriores de Colombia
AMPARO DE LA CRUZ TAMAYO RODRIGUEZ
Reason: DOCUMENT AUTHENTICITY
BOGOTA - COLOMBIA

Firma: (Signature:)

Nombre del Titular: BETANCOURT MESA GABRIEL JAIME
(Name of the holder of document: - Nom du titulaire:)

Tipo de documento: DECLARACION JURAMENTADA
(Type of document: - Type du document:)

Número de hojas apostilladas: 1
(Number of pages: - Nombre de pages:)

01304100178846410002

575 EXP: 12/03/2013

El Ministerio de Relaciones Exteriores, no asume la responsabilidad por el contenido del documento apostillado. Artículo 3 Ley 455/08

La autenticidad de esta apostilla puede ser verificada en el Registro Electrónico que se encuentra en la siguiente página web:

The authenticity of this Apostille may be verified by accessing the e-Register on the following web site:

L'authenticité de cette Apostille peut être vérifiée en accédant le-Registre sur le site web suivant:

www.cancilleria.gov.co/apostilla





150
1242
8963



REPÚBLICA DE PANAMÁ
* TIMBRE NACIONAL *
008.00
P.B. 1033

12 03 13

Notaría Pública Quinta
Circuito Notarial de Panamá
REPÚBLICA DE PANAMÁ

1. -----DECLARACION NOTARIAL JURADA-----

2. En la Ciudad de Panamá, Capital de la república y Cabecera del Circuito Notarial del
3. mismo nombre, a los veintiocho (28) días del mes de febrero del año dos mil trece
4. (2013) ante mí, Licenciado DIOMEDES EDGARDO CERRUD, Notario Público
5. Quinto del Circuito de Panamá, portador de la cédula de identidad personal número
6. ocho - ciento setenta y uno - trescientos uno (8-171-301), en ejercicio de mis
7. funciones notariales, compareció personalmente ante mí el señor VIRGILIO E.
8. SOSA V., varón, panameño, mayor de edad, casado, vecino de esta ciudad, con
9. cédula de identidad personal número 8-208-2618; JAVIER PARIENTE, varón,
10. panameño, mayor de edad, casado, vecino de esta ciudad, con cédula de identidad
11. personal número 8-205-1950; ERIC A. MORALES, varón, panameño, mayor de
12. edad, casado, vecino de esta ciudad, con cédula de identidad personal número 8-210-
13. 450; Tesorero, Gerente General, Director Financiero y Administrativo,
14. respectivamente de Elektra Noreste, S.A., sociedad anónima inscrita a la Ficha
15. 57983, Rollo 340439, Imagen 56, de la Sección de Micropelículas (Mercantil) del
16. Registro Público, personas a quienes conozco y a fin de dar cumplimiento a las
17. disposiciones contenidas en el acuerdo siete-cero dos (7-02) de catorce (14) de
18. octubre de dos mil dos (2002) de la Comisión Nacional de Valores de la República de
19. Panamá (ahora Superintendencia del Mercado de Valores), por este medio dejan
20. constancia bajo la gravedad del juramento, lo siguiente:-----

21. -----a. Que cada uno de los firmantes ha revisado el Estado Financiero anual
22. correspondiente a Elektra Noreste, S.A.-----

23. -----b. Que a sus juicios, los Estados Financieros no contienen informaciones o
24. declaraciones falsas sobre hechos de importancia, ni omiten información sobre
25. hechos de importancia que deban ser divulgados en virtud del Decreto Ley 1 de 1999
26. y sus reglamentos, o que deban ser divulgados para que las declaraciones hechas en
27. dicho informe no sean tendenciosas o engañosas a la luz de las circunstancias en las
28. que fueron hechas.-----

29. -----c. Que a sus juicios los Estados Financieros Anuales y cualquier otra información
30. financiera incluida en los mismos, representan razonablemente en todos sus aspectos

1. la condición financiera y los resultados de las operaciones de Elektra Noreste, S.A.,
2. para el período correspondiente al 31 de diciembre de 2012.-----
3. -----d. Que los firmantes:-----
4. -----d.1. Son responsables del establecimiento y mantenimiento de controles
5. internos en la empresa.-----
6. -----d.2. Han diseñado los mecanismos de control interno que garanticen que toda
7. la información de importancia sobre Elektra Noreste, S.A., sean hechas de su
8. conocimiento, particularmente durante el período en el que los reportes han sido
9. preparados.-----
10. -----d.3. Han evaluado la efectividad de los controles internos de Elektra
11. Noreste, S.A. dentro de los noventa (90) días previos a la emisión de los Estados
12. Financieros.-----
13. -----d.4. Han presentado en los Estados Financieros sus conclusiones sobre la
14. efectividad de los controles internos con base en las evaluaciones efectuadas a esa
15. fecha.-----
16. -----e. Que cada uno de los firmantes han revelado a los auditores de Elektra Noreste,
17. S.A., y al Comité de Auditoría, lo siguiente:-----
18. -----e.1. Todas las deficiencias significativas que surjan en el marco del diseño y
19. operación de los controles internos, que puedan afectar negativamente la capacidad
20. de Elektra Noreste, S.A., para registrar, procesar y reportar información financiera, e
21. indicado a los auditores cualquier debilidad existente en los controles internos.-----
22. -----e.2. Cualquier fraude, de importancia o no, que involucre a la
23. administración u otros empleados que ejerzan un rol significativo en la ejecución de
24. los controles internos de Elektra Noreste, S.A.-----
25. -----f. Que cada uno de los firmantes ha revelado a los auditores externos la
26. existencia o no de cambios significativos en los controles internos de Elektra Noreste,
27. S.A., o cualesquiera otros factores que puedan afectar en forma importante tales
28. controles con posterioridad a la fecha de su evaluación, incluyendo la formulación de
29. acciones correctivas con respecto a deficiencias o debilidades de importancia dentro
30. de la empresa.-----



162
1272
8964

REPUBLICA de PANAMA
* TIMBRE NACIONAL *



≈008.00

12 03 13

P.B. 1033

Notaría Pública Quinta
Círculo Notarial de Panamá
REPÚBLICA DE PANAMÁ

1. Esta declaración la hacemos para ser presentada ante la Superintendencia del
2. Mercado de Valores.-----

3. -----
4. Leída como les fue esta declaración a los comparecientes en presencia de los testigos
5. Instrumentales señores MAYLA CASTRELLON DE BOCANEGRA, con cédula de
6. identidad personal número 5-12-1466 y LUIS MORALES, con cédula de identidad
7. número 4-144-822, mayores de edad, panameños y vecinos de esta ciudad, a quienes
8. conozco y son hábiles para el cargo, la encontraron conforme, le impartieron su
9. aprobación, y la firman todos para constancia, por ante mí, el Notario que doy fe.-----

10.
11. **DECLARANTES:**

12. 
13. VIRGILIO E. SOSA

14. 
JAVIER PARIENTE

15. 
ERIC A. MORALES

16.
17. **TESTIGOS:**

18. 
19. MAYLA CASTRELLÓN DE BOCANEGRA

20. 
LUIS MORALES



21. 
22. Dr. Guillermo Edgar de la Cruz
23. Notario Público Quinto

24.
25.
26.
27.
28.
29.
30.