PROSPECTO INFORMATIVO

ELEKTRA NORESTE, S.A.

Sociedad anónima organizada de acuerdo con las leyes de la República de Panamá ("Panamá"), a través de la Escritura Pública número 143 de 19 de enero de 1998 de la Notaría Pública Segunda del Circuito de Panamá, domiciliada en la República de Panamá, registrada en ficha 340439, rollo 57983, imagen 56 de la Sección Mercantil del Registro Público, desde el 22 de enero de 1998.

US$40,000,000
Bonos Corporativos

Oferta Pública de Bonos Corporativos (en adelante los "Bonos") de Elektra Noreste, S.A. (el "Emisor") por un valor nominal total de hasta Cuarenta Millones de Dólares (US$40,000,000), emitidos en forma nominativa y registrada, sin cupones en denominaciones de Mil Dólares (US$1,000) y sus múltiplos. Los Bonos serán emitidos en una sola serie y serán ofrecidos a partir del 20 de octubre de 2008. Los Bonos devengarán una tasa de interés de Libor tres (3) meses más un margen aplicable de dos punto tres siete cinco por ciento (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. La Fecha de Vencimiento de los Bonos será el 20 de octubre de 2018 y el pago a capital de los Bonos se realizará en dicha Fecha de Vencimiento. El Emisor podrá, redimir total o parcialmente, los Bonos en forma anticipada, en cualquier Día de Pago (cada una, una "Fecha de Redención Anticipada") a partir del tercer aniversario de la Fecha de la Oferta con notificación al Agente de Pago, Registro y Transferencia con treinta (30) días de anticipación, a un precio del 100% del valor nominal.

Los Bonos estarán respaldados por el crédito general del Emisor.

PRECIO INICIAL DE VENTA: 100% *

LA OFERTA PÚBLICA DE ESTOS VALORES HA SIDO AUTORIZADA POR LA COMISIÓN NACIONAL DE VALORES. ESTA AUTORIZACION NO IMPLICA QUE LA COMISIÓN RECOMIENDA LA INVERSIÓN EN TALES VALORES NI REPRESENTA OPINIÓN FAVORABLE O DESFAVORABLE SOBRE LA PERSPECTIVA DEL NEGOCIO. LA COMISIÓN NACIONAL DE VALORES NO SERÁ RESPONSABLE POR LA VERACIDAD DE LA INFORMACIÓN PRESENTADA EN ESTE PROSPECTO O DE LAS DECLARACIONES CONTENIDAS EN LAS SOLICITUDES DE REGISTRO.

Denominación	Precio al público	Comisiones y Gastos	Monto neto al Emisor
Por Unidad	US$1,000.00	US$11.1394	US$988.8606
Emisión	US$40,000,000.00	US$445,575.00	US$39,554,425

*Precio inicial sujeto a cambios

EL LISTADO Y NEGOCIACION DE ESTOS VALORES HA SIDO AUTORIZADO POR LA BOLSA DE VALORES DE PANAMA, S.A. ESTA AUTORIZACION NO IMPLICA SU RECOMENDACION U OPINION ALGUNA SOBRE DICHOS VALORES O EL EMISOR.

Fecha de Oferta: 20 de octubre de 2008
Fecha de Impresión: 20 de octubre de 2008

Banco General, S.A.
Suscriptor / Agente Estructurador

BG Investment Co., Inc.
Casa de Valores / Puesto de Bolsa

Elektra Noreste, S.A.
Emisor
Costa del Este
Business Park
Torre Oeste – piso 3
Panamá, Republica de Panamá
Tel. 340-4608
Fax 340-4782
elektranoreste@elektra.com.pa

Banco General, S. A.
Estructurador, Suscriptor y Agente de Pago, Registro y Transferencia
Calle Aquilino de La Guardia y Ave. 5B Sur
Apartado 0816-00843
Panamá, República de Panamá
Tel. 303 5001
Fax 269 0910
gchong@bgeneral.com

BG Investment Co., Inc.
Casa de Valores y Puesto de Bolsa
Edificio Wassa – Piso 4
Calle Aquilino de La Guardia
Apartado 0816-00843
Panamá, República de Panamá
Tel. 303 7000
Fax 205 1712
Kharrington@bgeneral.com

Comisión Nacional de Valores
Entidad de Registro
Edificio Bay Mall - Piso 2 -
Oficina 206
Avenida Balboa
República de Panamá
Tel. 501 1700
Fax 501 1709
info@conaval.gob.pa

Alemán, Cordero, Galindo & Lee
Asesores Legales
Torre MMG Bank – Piso 2
Apartado 6-1014, El Dorado
Panamá, República de Panamá
Tel. 264 3111
Fax 264 2457
Jmc@alcogal.com

Bolsa de Valores de Panamá, S.A.
Listado
Edificio Bolsa de Valores de Panamá, S.A.
Avenida Federico Boyd y Calle 49
República de Panamá
Tel. 269 1966
Fax 269 2457
bvp@panabolsa.com

Central Latinoamericana de Valores, S.A.
Central de Custodia
Edificio Bolsa de Valores de Panamá – Planta Baja
Ave. Federico Boyd y Calle 49
República de Panamá
Tel. 214 6105
Fax 214 8175
latinc@latinclear.com.pa

INDICE

I. RESUMEN DE TERMINOS Y CONDICIONES DE LA EMISION 3

II. FACTORES DE RIESGO 6

A. DE LA OFERTA 6
B. DEL EMISOR 7
C. DEL ENTORNO 10
D. DE LA INDUSTRIA 12

III. DESCRIPCION DE LA OFERTA 13

A. DETALLES DE LA OFERTA 13
B. PLAN DE DISTRIBUCION DE LOS BONOS 24
C. MERCADOS 25
D. GASTOS DE LA EMISION 25
E. USO DE LOS FONDOS RECAUDADOS 26
F. IMPACTO DE LA EMISION 27
G. RESPALDO DE LA EMISION 27
H. ENMIENDAS Y CAMBIOS 28

IV. INFORMACION DEL EMISOR 28

A. DESCRIPCION DE LA SOCIEDAD Y ACTIVIDADES DEL EMISOR 28
B. HISTORIA Y DESARROLLO DEL EMISOR 29
C. CAPITAL ACCIONARIO 30
D. DESCRIPCION DE NEGOCIOS DEL EMISOR 30
E. DESCRIPCIÓN DE LA INDUSTRIA 46
F. LITIGIOS LEGALES 59
G. SANCIONES ADMINISTRATIVAS 59
H. GOBIERNO CORPORATIVO 59
I. ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL 59
J. PROPIEDADES DE INVERSION Y OTROS ACTIVOS NO CORRIENTES. 60
K. TECNOLOGIA, INVESTIGACION, DESARROLLO, PATENTES Y LICENCIAS 60
L. CAPITALIZACION Y ENDEUDAMIENTO 61
M. INFORMACION DE TENDENCIAS 63

V. ANALISIS DE RESULTADOS FINANCIEROS Y OPERATIVOS DEL EMISOR 64

A. RESUMEN DE LAS CIFRAS FINANCIERAS DEL EMISOR 64
B. DISCUSION Y ANALISIS DE LOS RESULTADOS DE OPERACIONES Y DE LA SITUACIÓN FINANCIERA DEL EMISOR PARA LOS 12 MESES TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2006 Y 2007 66
C. DISCUSION Y ANALISIS DE LOS RESULTADOS DE OPERACIONES Y DE LA SITUACIÓN FINANCIERA DEL EMISOR PARA LOS 6 MESES TERMINADOS EL 30 DE JUNIO DE 2007 Y 2008 68
D. ANALISIS DE PERSPECTIVAS DEL EMISOR 71

VI. DIRECTORES, DIGNATARIOS, EJECUTIVOS, ADMINISTRADORES, ASESORES Y EMPLEADOS 72

A. DIRECTORES Y EJECUTIVOS 72
B. ASESORES LEGALES 77
C. AUDITORES 77
D. ASESORES FINANCIEROS 77
E. COMPENSACION 78
F. PRACTICAS DE LA JUNTA DIRECTIVA 78
G. EMPLEADOS 78

VII. PROPIEDAD ACCIONARIA 79

VIII. ACCIONISTAS PRINCIPALES 80

A. IDENTIDAD Y NÚMERO DE ACCIONES 80
B. PRESENTACIÓN TABULAR DE LA COMPOSICIÓN ACCIONARÍA 80

IX. PARTES RELACIONADAS, VINCULOS Y AFILIACIONES 80

X. TRATAMIENTO FISCAL 81

A. GANANCIAS PROVENIENTES DE LA ENAJENACIÓN DE BONOS 81
B. INTERESES GENERADOS POR LOS BONOS 82

XI. INFORMACION ADICIONAL 82

XII. ESTRUCTURA DE CAPITALIZACIÓN 83

A. RESUMEN DE LA ESTRUCTURA DE CAPITALIZACIÓN 83
B. DESCRIPCIÓN Y DERECHOS DE LOS TITULOS 83
C. INFORMACIÓN DE MERCADO 85

I. RESUMEN DE TERMINOS Y CONDICIONES DE LA EMISION

Emisor:	Elektra Noreste, S.A. (el "Emisor").
Instrumento:	Bonos Corporativos (los "Bonos").
Agente de Estructuración:	Banco General, S.A.
Fecha de la Oferta:	A partir del 20 de octubre de 2008
Monto de la Oferta:	Hasta Cuarenta Millones de Dólares (US$40,000,000.00) moneda de curso legal de los Estados Unidos de América. El valor nominal total de esta Emisión representa cero punto trescientos treinta y siete veces (0.3770) el capital pagado del Emisor al 30 de junio de 2008.
Series:	Los Bonos serán emitidos en una sola serie.
Respaldo:	Los Bonos están respaldados por el crédito general del Emisor.
Prelación:	Los Bonos constituirán una obligación directa y no garantizada del Emisor y tendrá un orden de prelación "pari passu" con otras obligaciones no garantizadas del Emisor.
Forma de los Bonos, Denominaciones y Titularizaciones:	Los Bonos serán emitidos en forma nominativa, registrados y sin cupones en denominaciones de mil dólares (US$1,000.00) y múltiplos de dicha denominación. Los Bonos serán emitidos en uno o más macrotítulos o títulos globales (individualmente el "Bono Global" o colectivamente los "Bonos Globales") emitidos a nombre de la Central Latinoamericana de Valores, S.A. ("LatinClear") para ser consignados en las cuentas de sus participantes. Derechos bursátiles con respecto a los Bonos Globales serán registrados, traspasados y liquidados de acuerdo a las reglas y procedimientos de LatinClear. Sin embargo, el titular de dichos derechos podrá solicitar en cualquier momento que se le expida un certificado que represente su Bono, sujeto al cumplimiento de los trámites que al respecto requiera LatinClear.
Fecha de Vencimiento:	Diez (10) años a partir de la Fecha de la Oferta, es decir el 20 de octubre de 2018.
Tasa y Pago de Interés :	Los Bonos devengarán una tasa de interés de Libor tres (3) meses más un margen aplicable de dos punto tres siete cinco por ciento (2.375%) anual. Esta tasa será revisable y pagadera trimestralmente todos los 20 de enero, 20 de abril, 20 de julio y 20 de octubre de cada año hasta su Fecha de Vencimiento (cada uno un "Día de Pago"). La base para el cálculo será días calendario /360. Mientras los Bonos estén representados por Bonos Globales, los intereses serán pagados a través de las facilidades de LatinClear y de acuerdo a su reglamento vigente.
Pago de Capital:	El pago a capital de los Bonos se realizará en la Fecha de Vencimiento.
Redención Anticipada:	El Emisor podrá, redimir total o parcialmente, los Bonos en forma

anticipada, en cualquier Día de Pago (cada una, una "Fecha de Redención Anticipada") a partir del tercer (3) aniversario de la Fecha de la Oferta al cien por ciento (100%) del valor insoluto de capital de los Bonos.

Sin embargo, si ocurre un cambio en la regulación fiscal panameña que resulte que los intereses pagaderos bajo los Bonos no representen gastos de intereses deducibles, el Emisor se reserva el derecho de redimir anticipadamente los Bonos, con no menos de treinta (30) días de anterioridad a la Fecha de Redención Anticipada a partir del primer Día de Pago posterior de la Fecha de Oferta, al cien por ciento (100%) del valor insoluto de capital de los Bonos, de acuerdo a los procedimientos descritos a continuación.

En caso de que el Emisor decida redimir anticipadamente los Bonos, así lo comunicará al Agente de Pago, Registro y Transferencia y a los Tenedores Registrados, con no menos de treinta (30) días de anterioridad a la Fecha de Redención Anticipada, mediante publicación por dos días consecutivos en dos (2) periódicos de la localidad, con indicación del monto de los Bonos a ser redimidos y la Fecha de Redención Anticipada. Los Bonos así redimidos dejarán de devengar intereses a partir de la Fecha de Redención Anticipada, siempre y cuando el Emisor aporte e instruya pagar al Agente de Pago, Registro y Transferencia las sumas de dinero necesarias para cubrir la totalidad de los pagos a los Bonos redimidos, contra la presentación y entrega de los Bonos redimidos.

Tratamiento Fiscal:

Ganancias de Capital: De conformidad con el Artículo 269(1) del Decreto Ley No. 1 del 8 de julio de 1999 y con lo dispuesto en la Ley No. 18 de 2006, no se considerarán gravables las ganancias, ni deducibles las pérdidas, provenientes de la enajenación de los Bonos para los efectos del impuesto sobre la renta, del impuesto de dividendos, ni del impuesto complementario, siempre y cuando los Bonos estén registrados en la Comisión Nacional de Valores de Panamá y dicha enajenación se dé a través de una bolsa de valores u otro mercado organizado.

Intereses: de conformidad con el Artículo 270 del Decreto Ley No. 1 del 8 de julio de 1999 los intereses que se paguen sobre valores registrados en la Comisión Nacional de Valores, estarán exentos del Impuesto sobre la Renta, siempre y cuando los mismos sean inicialmente colocados a través de una bolsa de valores u otro mercado organizado. En vista de que los Bonos serán colocados a través de la Bolsa de Valores de Panamá, S.A., los tenedores de los mismos gozarán de este beneficio fiscal. La compra de valores registrados en la Comisión Nacional de Valores por suscriptores no concluye el proceso de colocación de dichos valores y, por lo tanto, la exención fiscal contemplada en el párrafo anterior no se verá afectada por dicha compra, y las personas que posteriormente compren dichos valores a dichos suscriptores a través de una bolsa de valores u otro mercado organizado gozarán de los mencionados beneficios fiscales.

Esta sección es meramente informativa y no constituye una declaración o garantía del Emisor. (Ver Sección X – Tratamiento Fiscal para mayor detalle).

Uso de los Fondos:

El Emisor recibirá con la presente Emisión, neto de comisiones y gastos estimados, un monto aproximado de TREINTA Y NUEVE MILLONES

	QUINIENTOS CINCUENTA Y CUATRO MIL CUATROCIENTOS VEINTICINCO DOLARES CON 00/100 (US$39,554,425.00) (ver Sección III.D.) y utilizará esta suma para inversiones de capital actuales y futuras. Ver Sección III.E. – Uso de los Fondos Recaudados para mayor detalle.
Factores de Riesgo:	Ver Sección II
Casa de Valores y Puesto de Bolsa:	BG Investment Co., Inc.
Modificaciones y Cambios:	Toda la documentación que ampara la emisión podrá ser corregida o enmendada por el Emisor sin el consentimiento de los Tenedores Registrados de los Bonos con el propósito de remediar ambigüedades o para corregir errores evidentes o inconsistencias en la documentación. Esta clase de cambios no podrá en ningún caso afectar adversamente los intereses de los Tenedores Registrados de los Bonos. En el caso de cualquier otra modificación de los términos y condiciones de los Bonos y de la documentación que forma parte de la Emisión, se requerirá el voto favorable de Tenedores Registrados que representen el cincuenta y un por ciento (51%) o más de los bonos emitidos y en circulación y que constituyen la "Mayoría de Tenedores Registrados", salvo en modificaciones de Tasa de Interés, Plazo y Garantías, en cuyo caso se requerirá de la aprobación de Tenedores Registrados que representen el setenta y cinco por ciento (75%) o más de los bonos emitidos y en circulación ("Super Mayoría de Tenedores Registrados").
Suscriptor:	Banco General, S.A. ha emitido un compromiso de suscribir, en base a los términos y condiciones aquí descritos, Cuarenta Millones de Dólares (US$40,000,000.00) de los Bonos. El compromiso de suscripción conlleva la compra de los bonos por parte del Suscriptor, bajo los términos fijados, a un precio del cien por ciento (100%) del valor nominal, siempre y cuando el Emisor esté cumpliendo con las Condiciones Previas a la Suscripción.
Asesores Legales:	Alemán, Cordero, Galindo & Lee ("ALCOGAL").
Leyes Aplicables:	La Emisión se regirá por las leyes de la República de Panamá.
Listado:	Bolsa de Valores de Panamá, S.A.
Custodio:	Central Latinoamericana de Valores, S.A. ("LatinClear").
Agente de Pago, Registro y Transferencia:	Banco General, S.A.

II. FACTORES DE RIESGO

Entre los principales factores de riesgo que en un momento dado pueden afectar adversamente las fuentes de repago de la presente Emisión se pueden mencionar:

A. DE LA OFERTA

El Contrato de Concesión de distribución del Emisor con el Gobierno panameño vence en octubre de 2013 y la fecha de vencimiento de los Bonos será el 20 de octubre de 2018, por lo que no existe garantías de que el Contrato de Concesión será renovado previo al vencimiento de los Bonos.

El Emisor se reserva el derecho de redimir los Bonos, parcial o totalmente, en cualquier Día de Pago a partir del tercer aniversario de la Fecha de Oferta al cien por ciento (100%) del valor insoluto de capital de los Bonos de acuerdo a lo establecido en la Sección III.A.9. de este Prospecto Informativo y en base a los términos del propio Bono. Adicionalmente, si ocurre un cambio en la regulación fiscal panameña que resulte que los intereses pagaderos bajo los Bonos no representen gastos de intereses deducibles, el Emisor se reserva el derecho de redimir anticipadamente los Bonos, con no menos de treinta (30) días de anterioridad a la Fecha de Redención Anticipada a partir del primer Día de Pago posterior de la Fecha de Oferta, al cien por ciento (100%) del valor insoluto de capital de los Bonos. Esto implica que si las tasas de interés del mercado bajan de los niveles de tasas de interés vigentes al momento en que se emitieron los Bonos de esta Emisión, el Emisor podría refinanciarse y a la vez redimir dichos Bonos, en cuyo caso los Tenedores podrían perder la oportunidad de recibir una tasa de interés superior. Por otro lado, si un inversionista adquiere los Bonos por un precio superior a su valor nominal, y se lleva a cabo una redención anticipada de los Bonos por parte del Emisor, el rendimiento para el inversionista podría ser afectado adversamente.

El incumplimiento por parte del Emisor de cualesquiera de las Obligaciones Financieras, Obligaciones de Hacer y Obligaciones de No Hacer descritas en las Secciones III.A.11, III.A.12 y III.A.13 respectivamente de este Prospecto Informativo, o de los Términos y Condiciones de la Emisión, podría conllevar al vencimiento anticipado de la Emisión.

Debido a la inexistencia de un mercado de valores secundario líquido en la República de Panamá, los inversionistas que adquieran los Bonos detallados en el presente Prospecto Informativo, pudieran verse afectados en caso de que necesiten vender los Bonos antes de su Fecha de Vencimiento.

Corresponde exclusivamente al Gobierno Nacional de la República de Panamá, establecer las políticas fiscales y en consecuencia otorgar y eliminar beneficios y exenciones fiscales. Por lo tanto, la vigencia, reducción o cambio de los beneficios fiscales y su impacto respecto de los retornos esperados derivados de los Bonos pueden verse afectados en atención a las decisiones que en materia fiscal adopte el Gobierno. El Emisor carece de control sobre las políticas de tributación de la República de Panamá. Por lo tanto, éste no garantiza que se mantenga el tratamiento fiscal vigente en cuanto a los intereses devengados por los Bonos o las ganancias de capital provenientes de la enajenación de los Bonos.

Tenedores Registrados que representen más del cincuenta y un por ciento (51%) del valor nominal de los Bonos emitidos y en circulación ("Mayoría de Tenedores Registrados") podrán dar su dispensa de darse algún incumplimiento en las Obligaciones Financieras, en las Obligaciones de Hacer y Obligaciones de No Hacer descritas en las Secciones III.A.11, III.A.12 y III.A.13, respectivamente de este Prospecto Informativo, salvo en modificaciones de Tasa de Interés, Plazo y Garantías, en cuyo caso se requerirá de la aprobación de Tenedores Registrados que representen el setenta y cinco por ciento (75%) o más de los bonos emitidos y en circulación ("Super Mayoría de Tenedores Registrados").

El Emisor no ha solicitado y no planea solicitar calificación de una organización calificadora de riesgo que proporcione al inversionista una opinión actualizada relativa al riesgo.

Los Bonos serán obligaciones directas no garantizadas y subordinadas. De acuerdo con la ley panameña, esas obligaciones no garantizadas están subordinadas a ciertas prelaciones legales. En caso de quiebra, insolvencia o liquidación, esas preferencias legales, tales como reclamos por salarios, compensaciones y créditos garantizados por activos (pero hasta el valor de esos activos), contribuciones del seguro social, impuestos, gastos y costas legales, tendrán prelación sobre cualesquiera reclamos no garantizados, incluyendo los reclamos por cualquier inversionista con respecto a los Bonos.

Actualmente el Emisor no tiene subsidiarias o asociaciones incidentales. Sin embargo, el Emisor podría establecer subsidiarias en el futuro e involucrarse en operaciones adicionales a través de esas nuevas subsidiarias. Los Bonos estructuralmente estarán subordinados a cualquier endeudamiento pendiente y otras obligaciones de esas subsidiarias. Si una futura subsidiaria fuera a ser liquidada, los acreedores de esa subsidiaria serían pagados en su totalidad de los activos de la subsidiaria liquidada antes que pudiera pagársele a los tenedores de los Bonos con esos activos.

El Gobierno panameño es dueño aproximadamente de 48.25% de las acciones comunes del Emisor y CPI Limited, que es indirectamente poseída por AEI, posee el 100% de las acciones de Panama Distribution Group ("PDG"), quien posee el 51% de las acciones comunes del Emisor. Como consecuencia, esos accionistas controladores controlan los asuntos y políticas y decisión de celebrar cualquier transacción corporativa que requiera la aprobación de los tenedores de acciones. Pueden ocurrir circunstancias en las cuales los intereses de los accionistas controladores del Emisor entre en conflicto con los intereses de los tenedores de los Bonos. Adicionalmente, los accionistas controladores del Emisor pueden tener interés en buscar adquisiciones, liberaciones u otras transacciones que a su juicio, pudieran mejorar su inversión patrimonial en nosotros, aún cuando dichas transacciones pudieran involucrar riesgos a los tenedores de los Bonos.

No existen acreencias del Emisor que tengan preferencia o prelación en el cobro sobre la Emisión.

B. DEL EMISOR

De colocarse la totalidad de los Bonos bajo esta Emisión por Cuarenta Millones de Dólares (US$40,000,000), el **apalancamiento financiero del Emisor (calculado en términos de total pasivos/total patrimonio) al 30 de junio de 2008 aumentaría de 1.78 veces a 2.07 veces.**

El Emisor opera una red de distribución de acuerdo con un Contrato de Concesión con el Gobierno panameño. Este Contrato de Concesión, que expira en octubre de 2013, contiene varios requerimientos relacionados con la distribución de electricidad y el cumplimiento con leyes y reglamentos panameños aplicables. La violación del Contrato de Concesión pudiera resultar en sanciones o la terminación del Contrato de Concesión. En ciertos casos, incluyendo incumplimiento reiterado de leyes y reglamentos, un incumplimiento sustancial del Contrato de Concesión, y/o ciertos procedimientos de quiebra, y/o disolución o suspensión de pagos, el Gobierno panameño tendría derecho a ejercer la fianza de cumplimiento que el Emisor ha consignado y adquirir los activos del Emisor a un precio justo de mercado menos una reducción del 10%. El Gobierno panameño unilateralmente puede terminar el Contrato de Concesión del Emisor en caso de guerra, graves disturbios del orden público o interés social urgente y, si así lo termina, debe pagar al Emisor el valor justo de mercado de sus activos más una prima del 10%.

Como una empresa de distribución eléctrica, el Emisor está sujeto a extensas regulaciones por el Gobierno panameño a través de la Autoridad de los Servicios Públicos ("ASEP"). En consecuencia, los resultados de las operaciones del Emisor dependen del marco reglamentario aplicable y su interpretación por la ASEP. El marco reglamentario que rige los negocios del servicio público de electricidad fue puesto en vigor en 1997. Actualmente, el Emisor está cumpliendo con las reglamentaciones existentes, pero el Emisor puede incurrir en costos adicionales significativos como consecuencia de su cumplimiento con requerimientos futuros. Si el Emisor deja de cumplir con esas reglamentaciones, el Emisor podría ser sujeto de penalidades tales como la imposición de gravámenes o multas sin ninguna responsabilidad civil o criminal concurrente, la terminación del Contrato de Concesión y la ejecución del bono de cumplimiento que el Emisor ha otorgado al Gobierno panameño de acuerdo con su Contrato de Concesión. Adicionalmente, las reglamentaciones existentes pueden ser revisadas o reinterpretadas, nuevas leyes y reglamentos pueden ser aprobados o ser aplicables al Emisor o a sus facilidades, que pueden tener un efecto en detrimento del negocio y de los resultados financieros del Emisor.

Cada cuatro años, la ASEP establece el cargo Valor Agregado de Distribución (VAD) que el Emisor estará permitido a incluir en la tarifa de sus clientes regulados. La última revisión de tarifa fue el 1 de febrero del 2007, y estará vigente hasta el 30 de junio de 2010,. El 1 de julio del 2010 entrará en vigencia una nueva tarifa VAD por un período de cuatro años. Si en ese momento la ASEP establece el VAD en un nivel que es insuficiente para cubrir los costos del Emisor, o si la ASEP nuevamente clasifica algunas de las inversiones del Emisor como "ineficiente", en consecuencia bajando la base de activo a la cual el Emisor puede aplicar la tasa de retorno permitida, entonces los ingresos recibidos por el Emisor pueden no ser suficientes para ejecutar sus planes de gasto de capital o puede reducir el monto del ingreso que el Emisor pudiera generar en ese periodo de tarifa de cuatro años. Además, si el Emisor genera ingresos reales en un monto mayor a lo fijado por el VAD para ese periodo, el Emisor pudiera estar sujeto a la aplicación de créditos a los clientes. Esos eventos pudieran tener un efecto adverso en el negocio, liquidez y rendimiento del Emisor y pudiera afectar su capacidad de cumplir sus obligaciones de acuerdo con los Bonos.

Históricamente atendiendo a lo establecido en la Ley 6, la ASEP ha ajustado semestralmente los cargos de generación de las tarifas que el Emisor puede cargar a sus clientes regulados, en base a los costos de energía de compra de energía proyectados para el periodo de seis meses siguiente más la diferencia entre los costos de compra de energía esperados del Emisor versus los costos reales incurridos durante el periodo previo de seis meses. A partir del 1 de julio de 2006, la ASEP inició la aplicación de ajustes mensuales como complemento de los ajustes semestrales, con lo cual se redujo el desfase en la recuperación de los costos de compra de energía desembolsados por el Emisor. Si la ASEP deja de ajustar la tarifa básica del Emisor en cualquier periodo de un mes futuro, y en cualquier caso el Emisor no es capaz de pasar su costo de electricidad a los clientes regulados a través de la tarifa base o recuperar el costo en forma de un subsidio del Gobierno panameño a favor de los clientes de la distribuidora, la liquidez del Emisor pudiera ser impactada adversamente por un incremento significativo en sus costos de electricidad. Sin embargo, se debe aclarar, que la Ley No. 6 establece que la distribudora debe recuperar a través de su tarifa el costo promedio de sus compras de energía con lo que se garantiza que la distribuidora no gane ni pierda en la compra de energía, a este mecanismo se le conoce como "Pass Through". Por otro lado, el principio de suficiencia financiera consagrado en la Ley No. 6 evita que el Regulador o el Gobierno adopten medidas que pongan en peligro la gestión financiera del Emisor.

En los últimos años, los incrementos en las tarifas de las compañías de distribución de electricidad cargadas a los clientes debido al proceso de ajuste de tarifa semestral requerido de acuerdo con la estructura reglamentaria de la industria de la electricidad, fueron parcialmente pasados a los clientes del Emisor en forma de incrementos de tarifa y el diferencial fue subsidiado por el Gobierno panameño. Si el Gobierno panameño deja de proveer los pagos del subsidio al Emisor, por los incrementos de tarifa requeridos, pudiera resultar en que el Emisor no recuperara totalmente ciertos costos incrementados como es permitido por reglamentaciones existentes. Adicionalmente, una decisión de la ASEP de pasar totalmente los incrementos de la tarifa a los clientes del Emisor puede resultar en la incapacidad de algunos de los clientes del Emisor de hacer los pagos requeridos. Cualquiera de estos eventos pudiera afectar adversamente la capacidad del Emisor de pagar a los generadores de electricidad e impactar negativamente su negocio, liquidez y rendimiento y pudiera afectar su capacidad de cumplir las obligaciones de acuerdo con los Bonos.

Debido a que la electricidad es un servicio público con alto impacto social, puede haber un debate público y presión para modificar el marco reglamentario existente para la industria eléctrica. Por ejemplo, desde 2002 el aumento dramático en los costos de generación de energía resultó en incrementos significativos en las tarifas que esas compañías están permitidas cargarles a sus clientes. Durante este periodo, los montos que las compañías distribuidoras de electricidad estaban autorizadas para recuperar fueron en parte pasados a sus clientes y en parte pagados en forma de subsidios del Gobierno Panameño. Los incrementos continuados en las tarifas cargadas a los clientes de las compañías distribuidoras de electricidad, o en los montos de los subsidios pagados por el Gobierno panameño, pudieran incrementar la presión para modificar el marco reglamentario para la industria eléctrica. Cualesquier propuestas para modificar el marco reglamentario de la electricidad pueden inhibir las inversiones en el sector eléctrico en el futuro. El Emisor no puede predecir que cambios futuros pueden ser hechos al marco reglamentario o el efecto de cualesquier cambio en su negocio o resultados de operaciones.

El Emisor mantiene una serie de riesgos operativos inherentes a las compañías de distribución de electricidad incluyendo:

- Interrupciones periódicas del servicio y variaciones en la calidad del suministro de energía en su red de distribución de electricidad, lo cual puede resultar en pérdida de ingresos significativa y posibles responsabilidades frente a terceros.

- Las fluctuaciones o una disminución en la demanda de los consumidores por electricidad en línea con las condiciones económicas prevalecientes, lo que pudiera resultar en una disminución de los ingresos;

- La incapacidad de los generadores de electricidad de generar suficiente electricidad para la transmisión al Emisor, y como resultado para distribución por el Emisor a sus clientes, lo cual afectaría la disponibilidad del suministro de electricidad en sus redes de distribución de electricidad.

- Las caídas y fallas en el sistema de transmisión de electricidad en Panamá o en las facilidades de generación de las compañías de generadoras de electricidad en Panamá, ninguna de las cuales el Emisor controla;

- Caídas del sistema que afectan los sistemas tecnológicos de información del Emisor o los de otros participantes de la industria de la electricidad, lo que pudiera resultar en pérdida de ciertas capacidades operativas o de información crítica;

- Costos y responsabilidades ambientales que surgen de sus operaciones, los que pueden ser difícil de cuantificar y pudieran afectar sus resultados de operaciones;

- Ciertos niveles de pérdida de energía, ya sea que surjan de razones técnicas inherentes a la operación normal de los sistemas de distribución de electricidad o que surjan de razones no técnicas (tales como robo, fraude y facturación imprecisa), lo que resulta en pérdida de ingresos;

- Lesiones a terceros o a sus empleados en relación con sus servicios de distribución de electricidad, lo que puede resultar en costos de seguro más altos o negación de cobertura de seguro; y

- Cualquier falla del Emisor de negociar exitosamente y celebrar futuros contratos de convención colectiva con el sindicato que representa a sus empleados, lo que pudiera resultar en huelgas.

Daños a la línea de conexión que une al Emisor al Sistema Nacional Interconectado, que pudiera impedirle recibir electricidad que ha contratado para sus clientes regulados. Una falla en la entrega de electricidad a sus clientes regulados pudiera resultar en la imposición de ciertas penalidades y pudiera afectar sus resultados financieros.

El Emisor está sujeto a un amplio rango de leyes y reglamentos ambientales, de salud y seguridad en Panamá lo que lo expone al riesgo de costos y responsabilidades sustanciales. Esas leyes y reglamentos se refieren a, entre otras cosas, límites de emisión, calidad del agua y el aíre, ruido, hábitat forestal, mitigando los riesgos ambientales mientras mantiene la calidad, seguridad y eficiencia del servicio eléctrico que brinda y el uso y manejo de materiales peligrosos y prácticas de disposición de los desechos. En julio de 1998, el Gobierno panameño aprobó la legislación ambiental creando una agencia protectora del ambiente (ANAM) e imponiendo nuevas normas ambientales afectando las operaciones del Emisor las cuales el Emisor piensa que está cumpliendo. Dejar de cumplir las normas ambientales aplicables, leyes y reglamentos más estrictos, o interpretación más estricta de las leyes y reglamentos existentes, puede imponer nuevas responsabilidades, resultando en la necesidad de inversiones adicionales o impactar adversamente la capacidad del Emisor de completar proyectos futuros. Esto puede afectar adversamente el negocio, condición financiera y resultados de operaciones en el futuro del Emisor.

Aunque el Emisor construye sus infraestructuras eléctricas para soportar las fuerzas de la naturaleza, y ha adoptado procedimientos para seguir en caso de desastre natural, un desastre natural pudiera impactar severamente los activos físicos del Emisor o causar una interrupción en su capacidad de entregar electricidad. Aunque el Emisor mantiene una póliza de seguro “contra todo riesgo” cubriendo daño físico. no puede haber seguridad que la extensión del daño sufrido por el Emisor en caso de un desastre natural no excedería los límites de la póliza de su seguro.

Adicionalmente, los efectos de un desastre natural en la economía de Panamá pudieran ser severos y prolongados, conduciendo a una disminución de la demanda de los servicios de electricidad que el Emisor suministra. La ocurrencia de un desastre natural, particularmente uno que cause daños en exceso de los límites de su póliza de seguro, pudiera tener un efecto adverso sustancial en el negocio, condición financiera y resultados de operaciones del Emisor.

Algunos de los clientes residenciales pequeños del Emisor tienden a pagar sus facturas en forma tardía con cierta frecuencia. No puede haber seguridad de que el Emisor tendrá éxito en contrarrestar una actitud de no pago entre algunos de sus clientes y que el Emisor cobrará los ingresos por toda la electricidad que distribuye. Cobrar de clientes residenciales pequeños, particularmente aquellos que fueron consumidores ilegales previamente, puede resultar difícil, especialmente si las tarifas se incrementan más allá de su capacidad para pagar los montos adeudados.

Al 30 de junio del 2008, el Emisor empleaba 557 empleados, aproximadamente 42% de ellos son representados por el Sindicato de Trabajo de la Industria Eléctrica y Similares de la República de Panamá, o el sindicato de los trabajadores de las industria eléctrica, un sindicato de trabajadores nacional que representa a los trabajadores de la industria de la electricidad. De acuerdo con las regulaciones laborales aplicables, los trabajadores de servicios públicos no están autorizados para hacer paros laborales o huelgas que afecten el suministro de los servicios públicos. Sin embargo, si los empleados del Emisor fueran a celebrar una huelga u otro paro laboral, incluyendo sabotaje, el Emisor podría experimentar una interrupción significativa de sus operaciones y costos laborales mayores, lo que podría tener un efecto adverso en su negocio, posición financiera y resultados de operaciones.

C. DEL ENTORNO

De acuerdo con el Contrato de Concesión, el Emisor tiene la exclusividad para la distribución y comercialización de energía eléctrica a clientes ubicados en la República de Panamá, específicamente en las áreas geográficas de Panamá Este, Colón, la Bahía de Panamá, la Comarca de San Blas y Darién. En consecuencia, la condición financiera y los resultados operativos del Emisor, incluyendo su capacidad de satisfacer las obligaciones bajo los Bonos, dependen principalmente de las condiciones políticas y económicas prevalecientes de tiempo en tiempo en Panamá.

La economía panameña es relativamente pequeña y no diversificada, y está concentrada en el sector servicios, cuyas actividades representaron aproximadamente el setenta y seis por ciento (76%) del Producto Interno Bruto durante el 2007 y se estima en niveles similares en el 2008, según el informe económico anual del Ministerio de Economía y Finanzas,. Según dicho informe, de este porcentaje (76%) una porción importante se puede atribuir a los servicios vinculados a las actividades del Canal de Panamá, la Zona Libre de Colón y el sector bancario.

Debido a que el negocio del Emisor está dirigido a la distribución de energía para el sector residencial, industrial y comercial, los resultados operativos y la condición financiera del Emisor dependen de la economía local y de los efectos de la misma en los consumidores locales. Debido a la pequeña dimensión y limitada diversificación de la economía panameña, cualesquiera eventos que pudieran afectar adversamente la economía panameña podrían tener un efecto importante en los resultados financieros del Emisor, mucho mayor que si dichos eventos se dieren dentro del contexto de una economía más grande y diversificada. La condición financiera del Emisor también podría verse afectada por cambios en las políticas económicas, monetarias u otras políticas del gobierno panameño, el cual ha ejercido y continúa ejerciendo influencia sobre varios aspectos que afectan al sector privado, tales como la implementación de un rígido código laboral, subsidios de electricidad relacionados al aumento de los precios del combustible, políticas arancelarias, políticas reglamentarias, tributación y controles de precios. Por ende, ciertos cambios en las políticas económicas, monetarias u otras políticas del gobierno panameño podrían tener un efecto adverso en el negocio del Emisor, aunque resulta difícil anticipar dichos cambios y la magnitud de éstos. Por otro lado, el Emisor no puede garantizar que el gobierno panameño no intervendrá en ciertos sectores de la economía panameña, de manera que pueda afectar desfavorablemente el negocio y operaciones del Emisor y la capacidad del Emisor de cumplir con sus obligaciones bajo los Bonos.

Mediante la Ley 6 de 2005 (la “Ley 6”), el gobierno panameño adoptó ciertas reformas fiscales, incluyendo: (i) una expansión de la definición de renta gravable para que cubra ciertas fuentes de ingreso que anteriormente no eran

consideradas gravables, (ii) una definición más restrictiva de renta de fuente extranjera (la cual no es gravable conforme a la legislación panameña), (iii) la introducción de un impuesto mínimo alternativo para personas naturales y jurídicas y (iv) la eliminación de ciertos incentivos fiscales de las actividades industriales y de la construcción. Adicionalmente, mediante la Ley 18 de 2006 (la "Ley 18"), se introdujeron algunas regulaciones sobre el tratamiento fiscal de las ganancias de capital generadas en la enajenación de valores. La Ley 18 reitera la excepción contenida en la Ley 1 de 1999 (la "Ley de Valores") que establece que las ganancias de capital generadas en la enajenación de valores registrados en la Comisión Nacional de Valores, siempre que la enajenación del valor se efectúe a través de una bolsa o mercado de valores organizado, están exentas del impuesto sobre la renta. Sin embargo, una enajenación de valores que no se efectúe a través de una bolsa o mercado de valores organizado, no gozaría de dicha exención. Por otro lado, conforme a la Ley de Valores, los intereses que se paguen o que se acrediten sobre valores registrados en la Comisión Nacional de Valores e inicialmente listados en una bolsa de valores u otro mercado organizado, están exentos del impuesto sobre la renta. Actualmente, la Ley 18 no ha sido reglamentada y, debido a que sus disposiciones no exceptúan de su ámbito de aplicación las enajenaciones de valores que se llevan a cabo fuera de Panamá, no está claro si las disposiciones de la Ley 18 aplicarían a las enajenaciones de los Bonos realizadas fuera de Panamá en transacciones que se lleven a cabo fuera de una bolsa de valores o mercado organizado. El Emisor no puede asegurar que las reformas y regulaciones fiscales adoptadas mediante la Ley 6 y la Ley 18 alcanzarán sus objetivos o que el gobierno panameño no adopte medidas adicionales en el futuro para captar recursos. Adicionalmente, el Emisor no puede garantizar que el tratamiento fiscal actual que reciben los intereses devengados de los Bonos y las ganancias de capital generadas de enajenaciones de los Bonos, según se describe en este Prospecto Informativo, no sufrirá cambios en el futuro.

Desde 1904, Panamá ha utilizado el dólar de los Estados Unidos como moneda de curso legal y su único papel moneda, utilizando el Balboa solamente como moneda y como una unidad de cuenta con una tasa de conversión fijada a la par del dólar de los Estados Unidos. El sistema monetario de Panamá es único en los mercados emergentes en que está limitado en su capacidad de conducir una política monetaria estimulante y puede financiar el déficit del sector público solo a través de préstamos. Como consecuencia, Panamá ha disfrutado de baja inflación comparable con los niveles de inflación generalmente prevalecientes en Estados Unidos. Los niveles de inflación registrados fueron de 2.3% en 2006 y 4.2% en 2007 según la Contraloría General de la República. A junio de este año la Contraloría General de la República ha reportado una inflación de doce meses de 9.6%. Adicionalmente, dada la relación del sistema monetario panameño con el dólar de los Estados Unidos e, indirectamente, la dependencia de Panamá de la economía de los Estados Unidos, no puede haber seguridad que la valorización o depreciación del dólar de los Estados Unidos frente a otras monedas cubiertas por el Euro o la existencia de sostenida de niveles de inflación más altos en la economía de los Estados Unidos (y el efecto resultante en el valor del dólar de los Estados Unidos) o incrementos o disminución en las tasas de interés en los Estados Unidos no afectarán adversamente el sistema monetario panameño o, indirectamente, a las operaciones del Emisor.

Panamá es un importador de mercancías y bienes de consumo y, particularmente, un importador neto de petróleo. Otras industrias panameñas son afectadas directamente por los altos precios del petróleo, incluyendo la del transporte, la marítima (Canal de Panamá), la de energía, el de manufactura, la agricultura, productos y servicios. Los aumentos en el precio del petróleo han contribuido en costos más altos de electricidad, los que se ha convertido en una fuente de inestabilidad económica que ha afectado la competitividad de los negocios panameños, así como la de todos aquellos países que no producen petróleo.

Con respecto al consumo público, de acuerdo con información del Ministerio de Economía y Finanzas, el precio de la canasta básica familiar a marzo de 2008 (comprende una canasta de 50 productos básicos para un familia de tres miembros) aumentó en 15.4% (US$32.40) con respecto a marzo del 2007 para alcanzar los US$242.42, el mayor aumento de esta clase desde 1996. Si los precios continúan aumentando, el país corre el riesgo de una desaceleración de la demanda, consumo y el empleo. Este, en cambio, puede afectar adversamente el crecimiento de la industria del Emisor así como la capacidad de nuestros clientes de cumplir con sus obligaciones financieras con nosotros, en consecuencia impactando potencialmente la capacidad del Emisor de repagar los Bonos.

De tiempo en tiempo, las economías de otros países Latinoamericanos, particularmente aquellos en Centro América, Brasil, México y Argentina, han sufrido de altas tasas de inflación, devaluación de moneda y/o otros desarrollos que han tenido un efecto adverso no solo en sus economías sino también en las economías de otros países en la región.

Aunque todas nuestras actividades están concentradas en Panamá, el Emisor todavía puede ser afectado por desarrollos adversos en otras economías Latinoamericanas.

Después de la crisis de la devaluación de la moneda y consiguientes crisis financiera y económica en los 1990 en México, Rusia, Argentina y Asia, las economías de ciertos países Latinoamericanos experimentaron niveles reducidos de actividad económica, lo que afectó adversamente nuestro negocio de comercio internacional con nuestros clientes de la Zona Libre de Colón. Como consecuencia, no puede haber seguridad que altas tasas de inflación, la volatilidad de las tasas de cambio o reducción en la actividad económica en otros países de Latinoamérica o en los mercados mundiales en general no tendrán un efecto adverso en la economía panameña, en los clientes del Emisor, en el Emisor o en el valor transaccional de los Bonos.

Algunos de los clientes residenciales pequeños del Emisor tienden a pagar sus facturas en forma tardía con cierta frecuencia. No puede haber seguridad de que el Emisor tendrá éxito en contrarrestar una actitud de no pago entre algunos de sus clientes y que el Emisor cobrará los ingresos por toda la electricidad que distribuye. Cobrar de clientes residenciales pequeños, particularmente aquellos que fueron consumidores ilegales previamente, puede resultar difícil, especialmente si las tarifas se incrementan más allá de su capacidad para pagar los montos adeudados.

D. DE LA INDUSTRIA

En Marzo de 2006, la Comisión de Energía, del Gobierno Panameño realizó cuestionamientos a la industria de la electricidad, como un todo, en relación con el incremento marcado de los costos de energía experimentados por los distribuidores eléctricos. El derecho de las compañías de distribución a recuperar sus costos de energía a través de ajustes de la tarifa no fue cuestionado; sin embargo, la Comisión de Energía concluyó en sus informes que; los precios de la electricidad estaban distorsionados lo cual ha resultado en un incremento desproporcionado de la tarifa para los clientes; indicaron que esta distorsión se atribuye parcialmente a la falta de las compañías de distribución de contratar a tiempo su suministro de energía eléctrica en consecuencia exponiendo a sus clientes a la volatilidad de los precios del mercado ocasional; que las distorsiones también eran producto de los precios ofrecidos por las generadoras de electricidad; y que habían anomalías en el cálculo de los cargos por demanda pagados por los clientes. Con base a estos hallazgos, la Comisión de Energía hizo varias recomendaciones al Órgano Ejecutivo, el cual emitió la Resolución de Gabinete No. 22 de 29 de marzo de 2006, requiriendo a la ASEP que aplicara esas recomendaciones. Como consecuencia de eso, la ASEP emitió la Resolución No. JD-5930 adoptando muchas de esas recomendaciones en el marco reglamentario del Emisor. El Emisor no puede asegurar que desarrollos futuros en el establecimiento e interpretación de los reglamentos de la industria energética serán favorables al Emisor o que no habrá decisiones que afecten el régimen reglamentario que adversamente afectarían sus operaciones o resultados financieros.

Panamá experimenta una disminución en las lluvias de tiempo en tiempo causando sequía. Durante los periodos de sequía, el nivel de agua en los reservorios detrás de las represas hidroeléctricas de Panamá cae y los generadores hidroeléctricos no pueden operar a plena capacidad. Debido a que aproximadamente el 60% de la capacidad instalada de generación en Panamá consiste en plantas hidroeléctricas, los periodos de sequía requieren que el sector eléctrico incremente el volumen de electricidad generada en las plantas termoeléctricas o compradas en el extranjero, generalmente a un costo más alto que la electricidad generada por hidroeléctricos. No obstante, cabe destacar, que debido a que las distribuidoras contratan la mayor parte de sus necesidades de energía, el volumen de sus compras a generadoras hidroeléctricas durante estos períodos de sequía no se ve afectado. En caso de una sequía severa, si el Centro Nacional de Despacho, o CND, no puede importar suficiente electricidad, el Gobierno panameño puede establecer un racionamiento de la electricidad, apagones escalonados u otras medidas para suspender los servicios de las compañías de distribución. Una sequía podría afectar adversamente en forma sustancial al sector eléctrico y a la capacidad del Emisor para distribuir electricidad y, en consecuencia, su negocio y resultados de las operaciones.

Porque la electricidad es un servicio público con alto impacto social, puede haber un debate público y presión para modificar el marco reglamentario existente para la industria eléctrica. Por ejemplo, desde 2002 el aumento dramático en los costos de energía de las compañías distribuidoras de electricidad resultó en incrementos significativos en las tarifas que esas compañías están permitidas para cargarles a sus clientes. Durante este periodo,

los montos que las compañías distribuidoras de electricidad estaban autorizadas para recuperar fueron pasados a sus clientes o pagados por ellos en forma de subsidios del Gobierno panameño. Los incrementos continuados en las tarifas cargadas a los clientes de las compañías distribuidoras de electricidad, o en los montos de los subsidios pagados por el Gobierno panameño, pudieran incrementar la presión para modificar el marco reglamentario para la industria eléctrica. Cualesquiera propuestas para modificar el marco reglamentario de la electricidad pueden inhibir las inversiones en el sector eléctrico en el futuro. El Emisor no puede predecir que cambios futuros pueden ser hechos al marco reglamentario o el efecto de cualesquiera cambios en nuestro negocio o resultados de operaciones

III. DESCRIPCION DE LA OFERTA

A continuación se presentan los detalles de la oferta y los términos y condiciones de los Bonos:

A. DETALLES DE LA OFERTA

La Junta Directiva del Emisor mediante resolución fechada el 11 de agosto de 2008 autorizó la emisión (la "Emisión") de Bonos Corporativos, en forma nominativa, registrados y sin cupones, por un valor nominal total de hasta CUARENTA MILLONES DE DOLARES (US$40,000,000.00), de acuerdo a los términos y condiciones descritos en este Prospecto Informativo.

Los Bonos serán registrados en la Comisión Nacional de Valores y listados en la Bolsa de Valores de Panamá, S.A., y estarán sujetos a los siguientes términos y condiciones:

1. Clase y Denominación, Expedición, Fecha y Registro de los Bonos

Para que los Bonos sean una obligación válida y exigible del Emisor, los mismos deberán ser firmados conjuntamente en nombre y representación del Emisor por los señores Javier Pariente y Eric Morales, y autenticados y fechados por un empleado autorizado del Agente de Pago, Registro y Transferencia. Las firmas de los directores, dignatarios o quienes de tiempo en tiempo autorice la Junta Directiva del Emisor podrán ser originales o estar impresas, pero la firma del empleado autorizado del Agente de Pago, Registro y Transferencia deberá ser manuscrita y original. Cada Bono será firmado, fechado y autenticado por el Agente de Pago, Registro y Transferencia, como diligencia de autenticación, en la fecha que el Emisor reciba valor por dicho Bono (la "Fecha de Emisión") o, en relación con Bonos Globales, conforme el Emisor le instruya de tiempo en tiempo. El Agente de Pago, Registro y Transferencia mantendrá en sus oficinas principales un registro (el "Registro") en el cual anotará, la Fecha de Emisión de cada Bono, el nombre y la dirección de la(s) persona(s) a favor de quien(es) dicho Bono sea inicialmente expedido, así como el de cada uno de los subsiguientes endosatarios del mismo. El término "Tenedor Registrado" o "Tenedores Registrados" significa aquella(s) persona(s) a cuyo(s) nombre(s) un Bono esté en un momento determinado inscrito en el Registro.

2. Forma de los Bonos

Con relación a la Emisión y registro de los Bonos, la Junta Directiva del Emisor, también autorizó que los mismos podrán ser consignados y transferidos a través de la Central Latinoamericana de Valores, S.A. ("LatinClear") o cualquier otra central de valores debidamente autorizada para operar en la República de Panamá. Por lo tanto, el Emisor podrá emitir títulos globales o macrotítulos ("Bonos Globales") a favor de dichas centrales de valores, y en dicho caso, la Emisión, el registro y la transferencia de los valores o de los derechos bursátiles correspondientes, estará sujeto a las normas legales vigentes y las reglamentaciones y disposiciones de las centrales de custodia en la cual se haya consignado.

Los Bonos también podrán ser emitidos en uno o más títulos individuales ("Bonos Individuales"), en forma nominativa y registrada, sin cupones si (i) LatinClear o cualquier sucesor de LatinClear notifica al Emisor que no quiere o puede continuar como depositario de los Bonos Globales y un sucesor no es nombrado dentro de los noventa (90) días siguientes a la fecha en que el Emisor haya recibido aviso en ese sentido o (ii) el Tenedor Registrado solicita la Emisión de su Bono como un Bono Individual. Los Bonos Individuales podrán ser convertidos en derechos bursátiles con respecto a Bonos Globales y consignados en LatinClear. De igual forma los

derechos bursátiles respecto de los Bonos Globales podrán ser convertidos en Bonos Individuales, sujeto a las reglas de LatinClear, los contratos con intermediarios que sean aplicables y la ley. Correrán por cuenta del tenedor de derechos bursátiles que solicita la Emisión de Bonos Individuales cualesquiera costos y cargos en que incurra directa o indirectamente el Emisor en relación con la Emisión de dichos Bonos Individuales.

En caso de que los Bonos sean depositados y transferidos a través de LatinClear o cualquier otra central de valores debidamente autorizada a operar en la República de Panamá, las personas que inviertan en los Bonos no tendrán Bonos registrados a su nombre en el Registro de Bonos, ni recibirán Bonos en forma física. Dichos inversionistas adquirirán derechos bursátiles sobre los Bonos Globales, a través de un régimen especial de propiedad conocido como régimen de tenencia indirecta. Los inversionistas adquirirán derechos bursátiles sobre los Bonos directamente de LatinClear, si dichos inversionistas son participantes del sistema de LatinClear, o indirectamente a través de organizaciones que son participantes del sistema de LatinClear (los "Participantes").

Mientras LatinClear sea el tenedor registrado de los Bonos Globales, LatinClear será considerado el único propietario de los Bonos representados en dichos Bonos Globales y los inversionistas tendrán derechos bursátiles con respecto a los Bonos Globales. Ningún propietario de derechos bursátiles con respecto a los Bonos Globales tendrá derecho a transferir dichos derechos, salvo de acuerdo a los reglamentos y procedimientos de LatinClear.

Todo pago de capital e intereses bajo los Bonos Globales se hará a LatinClear como el Tenedor Registrado de los mismos. Será responsabilidad exclusiva de LatinClear mantener los registros relacionados con, o los pagos realizados por cuenta de, los propietarios de derechos bursátiles con respecto a los Bonos Globales y por mantener, supervisar y revisar los registros relacionados con dichos derechos bursátiles.

LatinClear, al recibir oportunamente cualquier pago de capital e intereses en relación con los Bonos Globales, acreditará las cuentas de los Participantes en proporción a sus respectivos derechos bursátiles con respecto de los Bonos Globales, de acuerdo a sus registros. Los Participantes a su vez, acreditarán las cuentas de custodia de los propietarios de derecho bursátiles con respecto a los Bonos Globales, en proporción a sus respectivos derechos bursátiles.

Traspasos entre Participantes serán efectuados de acuerdo a los reglamentos y procedimientos de LatinClear. En vista de que LatinClear únicamente puede actuar por cuenta de los Participantes, quienes a su vez actúan por cuenta de otros intermediarios o tenedores indirectos, la habilidad de una persona propietaria de derechos bursátiles con respecto de los Bonos Globales para dar en prenda sus derechos a persona o entidades que no son Participantes, podría ser afectada por la ausencia de instrumentos físicos que representen dichos intereses.

LatinClear le ha informado al Emisor que tomará cualquier acción permitida a un Tenedor Registrado de los Bonos (incluyendo la presentación de los Bonos para ser intercambiados como se describe a continuación) únicamente de acuerdo a instrucciones de uno o más Participantes a favor de cuya cuenta se hayan acreditado derechos bursátiles con respecto de los Bonos Globales y únicamente en relación con la porción del total del capital de Bonos Globales sobre la cual dicho Participante o Participantes hayan dado instrucciones.

LatinClear le ha informado al Emisor que es una sociedad anónima constituida de acuerdo a las leyes de la República de Panamá y que cuenta con licencia de central de custodia, liquidación y compensación de valores emitida por la Comisión Nacional de Valores. LatinClear fue creada para mantener valores en custodia para sus Participantes y facilitar la compensación y liquidación de transacciones de valores entre Participantes a través de anotaciones en cuenta, y así eliminar la necesidad del movimiento de certificados físicos. Los Participantes de LatinClear incluyen casas de valores, bancos y otras centrales de custodia y podrá incluir otras organizaciones. Servicios indirectos de LatinClear están disponibles a terceros como bancos, casas de valores, fiduciarios o cualesquiera personas que compensan o mantienen relaciones de custodia con un Participante, ya sea directa o indirectamente.

3. Agente de Pago, Registro y Transferencia

El Emisor ha designado al Banco General, S.A. como Agente de Pago, Registro y Transferencia de la Emisión (el "Agente de Pago, Registro y Transferencia"). En su calidad de Agente de Pago, Registro y Transferencia, Banco

General tendrá las principales funciones de emitir los Bonos, calcular los intereses de cada Bono y efectuar los pagos de intereses para cada Día de Pago, mantener el Registro de Tenedores, ejecutar los traspasos pertinentes y actuar como Agente de Pago, Registro y Transferencia en la redención o en el pago de los Bonos a su vencimiento, al igual que cualquier otra función que corresponda el Agente de Pago, Registro y Transferencia según este Prospecto Informativo. Queda entendido y convenido que Banco General, S.A., en su calidad de Agente de Pago, Registro y Transferencia, no garantiza el pago del capital o los intereses de los Bonos, puesto que efectuará dichos pagos con el producto de los fondos que en tal sentido le provea el Emisor.

4. Tasa de Interés

Los Bonos devengarán una tasa de interés de Libor tres (3) meses más un margen aplicable de dos punto tres siete cinco por ciento (2.375%) anual . Esta tasa será revisable trimestralmente todos los 20 de enero, 20 de abril, 20 de julio y 20 de octubre de cada año hasta su Fecha de Vencimiento.

En adelante, cualquier referencia a la "Tasa de Interés" guardará relación con la tasa de interés de los Bonos.

5. Cómputo y Pago de Interés

Cada Bono devengará intereses pagaderos con respecto al capital del mismo (i) desde su Fecha de Emisión si esta ocurriese en un Día de Pago o en la Fecha de Oferta, o (ii) en caso de que la Fecha de Emisión no concuerde con la de un Día de Pago o con la Fecha de Oferta, desde el Día de Pago inmediatamente precedente a la Fecha de Emisión del Bono (o desde la Fecha de Oferta si se trata del primer Periodo de Interés) hasta su Fecha de Vencimiento o hasta la fecha en la cual el capital del Bono fuese pagado en su totalidad.

El período que comienza en la Fecha de la Oferta y termina en el Día de Pago inmediatamente siguiente y cada período sucesivo que comienza en un Día de Pago y termina en el Día de Pago inmediatamente siguiente se identificará como un "Período de Interés."

Todos los Bonos pagarán intereses trimestralmente todos los 20 de enero, 20 de abril, 20 de julio y 20 de octubre (cada uno un "Día de Pago") hasta la Fecha de Vencimiento.

Los intereses pagaderos con respecto a cada uno de los Bonos serán calculados por el Agente de Pago, Registro y Transferencia, para cada Período de Interés, aplicando la Tasa de Interés correspondiente a dicho Bono al valor nominal del mismo, multiplicando la suma resultante por el número de días calendarios del Período de Interés, (incluyendo el primer día de dicho Período de Interés pero excluyendo el Día de Pago en que termina dicho Período de Interés), dividido entre trescientos sesenta (360) y redondeando la cantidad resultante al centavo más cercano.

La Tasa de Interés será establecida por el Agente de Pago, Registro y Transferencia al menos un (1) día hábil antes de la Fecha de Oferta y será revisada trimestralmente, en el segundo día hábil antes del inicio de un Periodo de Interés, en base a la tasa anual de oferta para depósitos en Dólares de los Estados Unidos de América por un plazo del mismo tenor que el Período de Interés aplicable que aparece publicada en la página LIBOR01 del Reuters Moneyline Telerate Service (o cualquier otra página que reemplace dicha página en dicho Telerate Service o cualquier otro servicio que pueda ser establecido por la Asociación de Banqueros Británicos (British Banker's Association) con el objeto de publicar las tasas que los principales bancos del mercado de los depósitos interbancarios de Londres ofrecen para los depósitos en Dólares de los Estados Unidos de América), aproximadamente a las 11:00 a.m. (hora de Londres) el segundo día hábil precedente al primer día del Período de Interés; siempre que, si dicha tasa no aparece en dicha página, o si dicha página deja de ser pública o publicada, el Agente de Pago, Registro y Transferencia deberá notificar al Emisor y determinar la Tasa de Interés usando el promedio aritmético (redondeando hacia arriba, de ser necesario, al 1/16 más cercano a 1%) de dichas tasas ofrecidas a bancos (de primera línea) en el mercado interbancario de Londres cotizadas por tres bancos comerciales principales activos en el mercado interbancario de Londres elegidos por el Agente de Pago, Registro y Transferencia.

El pago de intereses de los Bonos será hecho en las oficinas principales del Agente de Pago, Registro y Transferencia, actualmente ubicadas en el Edificio Wassa – tercer piso, Calle Aquilino de la Guardia, ciudad de

Panamá, República de Panamá, a opción del Tenedor Registrado, (i) mediante cheque emitido a favor del Tenedor Registrado o (ii) mediante crédito a una cuenta del Tenedor Registrado con el Agente de Pago, Registro y Transferencia, a menos que el Tenedor Registrado sea una central de custodia, en cuyo caso dicho pago se realizará de acuerdo a los reglamentos y procedimientos de dicha central o (iii) mediante transferencia electrónica, a menos que el Tenedor Registrado sea una central de custodia, en cuyo caso dicho pago se realizará de acuerdo a los reglamentos y procedimientos de dicha central. Los cheques que se emitan a favor del Tenedor Registrado serán enviados por correo certificado al Tenedor Registrado a la última dirección del Tenedor Registrado que conste en el Registro o retirado por el Tenedor Registrado en la casa matriz del Agente de Pago, Registro y Transferencia la cual está ubicada actualmente en Banco General, S.A. Casa Matriz, Calle Aquilino de la Guardia y Avenida 5ta B Sur, ciudad de Panamá, República de Panamá. El Tenedor Registrado tiene la obligación de notificar al Agente de Pago, Registro y Transferencia, por escrito, cuanto antes, la forma de pago escogida, su dirección postal y el número de cuenta bancaria a la que se harán los pagos de ser este el caso, así como la de cualquier cambio de estas instrucciones. El Agente de Pago, Registro y Transferencia no tendrá obligación ni de recibir ni de actuar en base a notificaciones dadas por el Tenedor Registrado con menos de quince Días Hábiles antes de cualquier Día de Pago o de la Fecha de Vencimiento. En ausencia de notificación al respecto, el Agente de Pago, Registro y Transferencia escogerá la forma de pago. En caso de que el Tenedor Registrado escoja la forma de pago mediante envío de cheque por correo, el Agente de Pago, Registro y Transferencia no será responsable por la pérdida, hurto, destrucción o falta de entrega, por cualquier motivo, del antes mencionado cheque y dicho riesgo será asumido por el Tenedor Registrado. La responsabilidad del Agente de Pago, Registro y Transferencia se limitará a enviar dicho cheque por correo certificado al Tenedor Registrado a la dirección inscrita en el Registro, entendiéndose que para todos los efectos legales el pago de intereses ha sido hecho y recibido satisfactoriamente por el Tenedor Registrado en la fecha de franqueo del sobre que contenga dicho cheque según el recibo expedido al Agente de pago, Registro y Transferencia por la oficina de correo. En caso de pérdida, hurto, destrucción o falta de entrega del cheque, la cancelación y reposición del cheque se regirá por las leyes de la República de Panamá y las prácticas del Agente de Pago, Registro y Transferencia y cualesquiera costos y cargos relacionados con dicha reposición correrán por cuenta del Tenedor Registrado. En caso de que el Tenedor Registrado escoja la forma de pago mediante crédito a su cuenta en el Agente de Pago, Registro y Transferencia, el pago de intereses será acreditado por el Agente de Pago, Registro y Transferencia a la cuenta que conste inscrita en el Registro cada Día de Pago sin costo al Tenedor Registrado.

Si un Día de Pago o la Fecha de Vencimiento cayera en una fecha que no sea Día Hábil, el Día de Pago o la Fecha de Vencimiento, según sea el caso, deberá extenderse hasta el primer Día Hábil inmediatamente siguiente, pero sin correrse dicho Día de Pago a dicho Día Hábil para los efectos del cómputo de intereses y del Periodo de Pago subsiguiente. El término "Día Hábil" significará todo día que no sea domingo o un día nacional o feriado y en que los bancos de licencia general están autorizados por la Superintendencia de Bancos para abrir al público en la ciudad de Panamá y en que efectivamente abran sus puertas al público los bancos de la ciudad de Nueva York en Los Estados Unidos de América.

Si se escoge la forma de pago mediante transferencia electrónica, el Agente de Pago, Registro y Transferencia no será responsable por los actos, demoras u omisiones de los bancos corresponsales involucrados en el envío o recibo de las transferencias electrónicas, que interrumpan o interfieran con el recibo de los fondos a la cuenta del Tenedor Registrado. La responsabilidad del Agente de Pago, Registro y Transferencia se limitará a enviar la transferencia electrónica de acuerdo a las instrucciones del Tenedor Registrado, entendiéndose que para todos los efectos legales el pago ha sido hecho y recibido satisfactoriamente por el Tenedor Registrado en la fecha de envío de la transferencia.

En el caso de Bonos Globales, LatinClear se compromete a acreditar dichos pagos de capital e intereses a las cuentas de los correspondientes Participantes, una vez que reciba los fondos del Emisor a través del Agente de Pago, Registro y Transferencia. El Tenedor Registrado de un Bono Global será el único con derecho a recibir pagos de capital e intereses con respecto de dicho Bono Global. Cada una de las personas que en los registros de LatinClear sea el propietario de derechos bursátiles con respecto de los Bonos Globales deberá recurrir únicamente a LatinClear por su porción de cada pago realizado por el Emisor a un Tenedor Registrado de un Bono Global. A menos que la ley establezca otra cosa, ninguna persona que no sea el Tenedor Registrado de un Bono Global tendrá derecho a recurrir contra el Emisor en relación con cualquier pago adeudado bajo dicho Bono Global.

Todas las sumas a pagar por el Emisor de conformidad con los Bonos, ya sean de capital, intereses, honorarios, gastos o cualquier otro tipo, serán pagadas en su totalidad, libres, exentas y sin deducciones de cualquier impuesto, gravamen, contribución, derecho, tasa, carga, honorario, retención, restricción o condición de cualquier naturaleza, con excepción de aquellas deducciones que sean requeridas por Ley.

Todos los pagos de intereses con respecto a los Bonos serán hechos en Dólares, moneda de curso legal de los Estados Unidos de América o en aquella otra moneda de los Estados Unidos de América que en cualquier momento sea moneda de curso legal para el pago de deudas públicas o privadas.

6. Intereses Moratorios

En caso de mora, ya sea en el pago del capital o de los intereses, el Emisor pagará al Tenedor Registrado del Bono, como única compensación e indemnización (independientemente de cualesquiera daños causados), intereses sobre dicha suma de capital o interés no pagado, según sea el caso, a una tasa de interés igual a la Tasa de Interés más dos por ciento (2%) aplicable al Bono correspondiente, desde la fecha en que dicha suma de capital o interés, según sea el caso, hubiese vencido y fuese exigible hasta la fecha en que dicha suma de capital o interés sea pagada en su totalidad, con excepción de aquellas deducciones que sean requeridas por ley.

7. Fecha de Vencimiento y Pago de Capital

La Fecha de Vencimiento de los Bonos será el 20 de octubre de 2018.

El capital de los Bonos será pagado en su Fecha de Vencimiento.

El Emisor, a través del Agente de Pago, Registro y Transferencia, pagará al Tenedor Registrado de Bono el valor nominal de dicho Bono, en Dólares de conformidad con los mismos procedimientos de establecidos en la Sección III.A.5. – Cómputo y Pago de Interés de este Prospecto Informativo.

8. Precio de Venta

El Emisor anticipa que los Bonos serán ofrecidos inicialmente en el mercado primario por su valor nominal. Sin embargo, la Junta Directiva del Emisor o la(s) persona(s) que ésta designe podrá(n), de tiempo en tiempo, cuando lo consideren conveniente, autorizar que los Bonos sean ofrecidos en el mercado primario por un valor superior o inferior a su valor nominal según las condiciones del mercado financiero en dicho momento. Cada Bono será expedido contra el recibo del precio de venta acordado para dicho Bono y, en aquellos casos en que la Fecha de Emisión del Bono no concuerde con la de un Día de Pago o con la Fecha de Oferta, contra el recibo de los intereses por el período comprendido entre el Día de Pago inmediatamente precedente a la Fecha de Emisión del Bono y la Fecha de Emisión del Bono. El pago se efectuará en Dólares, moneda de curso legal en los Estados Unidos de América, en la Fecha de Emisión, a través del sistema electrónico de negociación de la Bolsa de Valores de Panamá, S.A.

9. Redención Anticipada

El Emisor podrá, redimir total o parcialmente, los Bonos en forma anticipada, en cualquier Día de Pago (cada una, una "Fecha de Redención Anticipada") a partir del tercer (3) aniversario de la Fecha de la Oferta al cien por ciento (100%) del valor insoluto de capital de los Bonos.

Sin embargo, si ocurre un cambio en la regulación fiscal panameña que resulte que los intereses pagaderos bajo los Bonos no representen gastos de intereses deducibles, el Emisor se reserva el derecho de redimir anticipadamente los Bonos, con no menos de treinta (30) días de anterioridad a la Fecha de Redención Anticipada a partir del primer Día de Pago posterior de la Fecha de Oferta, al cien por ciento (100%) del valor insoluto de capital de los Bonos, de acuerdo a los procedimientos descritos a continuación.

En caso de que el Emisor decida redimir anticipadamente los Bonos, así lo comunicará al Agente de Pago, Registro y Transferencia y a los Tenedores Registrados, con no menos de treinta (30) días de anterioridad a la Fecha de

Redención Anticipada, mediante publicación por dos días consecutivos en dos (2) periódicos de la localidad, con indicación del monto de los Bonos a ser redimidos y la Fecha de Redención Anticipada. Los Bonos así redimidos dejarán de devengar intereses a partir de la Fecha de Redención Anticipada, siempre y cuando el Emisor aporte e instruya pagar al Agente de Pago, Registro y Transferencia las sumas de dinero necesarias para cubrir la totalidad de los pagos a los Bonos redimidos, contra la presentación y entrega de los Bonos redimidos.

En los casos de redenciones parciales por el Emisor, la suma asignada para la redención no podrá ser menor de Un Millón de Dólares (US$1,000,000.00) y el pago se deberá realizar a prorrata a todos los Tenedores Registrados de la Emisión.

10. Mayoría y Super Mayoría de Tenedores Registrados

Tenedores Registrados que representen al menos el cincuenta y un por ciento (51%) de los bonos emitidos y en circulación constituyen la "Mayoría de los Tenedores Registrados". Para efectos de esta Emisión de Bonos se requiere aprobación de esta mayoría para cualquier modificación a los Términos y Condiciones de los Bonos, salvo en modificaciones de Tasa de Interés, Plazo y Garantías, en cuyo caso se requerirá de la aprobación de Tenedores Registrados que representen el setenta y cinco por ciento (75%) o más de los bonos emitidos y en circulación ("Super Mayoría de Tenedores Registrados").

Definiciones:
Para los efectos de las Secciones III.A.11, III.A.12, III.A.13 y III.A.14 de este Prospecto Informativo, los siguientes términos, cuando sean utilizados en mayúsculas, tendrán el significado que se le atribuye a continuación:

"Afiliadas": significa cualquier sociedad de la cual el Emisor, directa o indirectamente a través de una o más subsidiarias, sea tenedora de más del veinte por ciento (20%) de las acciones con derecho a voto y que no esté consolidada o combinada contablemente con el Emisor.

"EBITDA": significa para los cuatro trimestres fiscales finalizando en o la más reciente disponible trimestralmente o la hoja de balance de la fecha, nuestras ganancias/pérdidas de operación en una base consolidada para dicho períodos más, sin duplicación y en la medida deducida en determina dichas ganancias/pérdidas de operación, la suma de (a) amortización de activos intangibles para dichos períodos y (b) la depreciación de activos fijos para dichos períodos.

"Endeudamiento": significa cualquier obligación (incluyendo cualquier obligación en relación con cualquier Garantía) para el pago o repago de dinero, el cual ha sido pedido prestado o recaudado (incluyendo dinero recaudado por aceptaciones y todos los arrendamientos que, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptado en el país de incorporación del deudor relevante, constituiría una obligación de capital de arriendo), entendiéndose y acordándose que el Endeudamiento no incluirá ninguna obligación contraída por una subsidiaria por pedir dinero prestado en relación con una financiación de un proyecto o transacción similar en todos los casos en relación a la construcción, desarrollo, o adquisición de activos o facilidades tangibles (y cualquier activo tangible necesario en relación con la operación de esto) utilizado en el curso ordinario del negocio de dicha subsidiaria en tanto no haya expresamente recurso con respecto de ninguna dicha obligación para nosotros o cualquiera de nuestras otras subsidiarias (o cualquiera de sus respectivos activos y propiedades) y nosotros y nuestras otras subsidiarias no tendrán expresamente responsabilidad con respecto a esto.

"Garantía o Garantías": significa todo compromiso, obligación o responsabilidad del Emisor de garantizar el pago de Obligaciones propias o de terceros incluyendo, sin limitación, (a) el compromiso de pagar o adquirir Obligaciones, (b) la obligación de prestar dinero, o adquirir o suscribir valores, o adquirir activos o servicios para suministrar fondos para pagar Obligaciones, (c) la obligación de pagar una indemnización por el incumplimiento de Obligaciones, o (d) cualquier otro acuerdo mediante el cual el Emisor se hace responsable de las Obligaciones de otra persona, o constituye gravámenes sobre sus activos para garantizar Obligaciones propias.

Obligación u Obligaciones": significa (a) todas las obligaciones asumidas en relación con préstamos o con la adquisición de bienes o servicios a plazos, (b) todas las obligaciones evidenciadas en bonos, pagarés u otros

instrumentos similares y (c) todas las Garantías directas o indirectas otorgadas en relación con deudas u obligaciones de otras personas.

11. Obligaciones Financieras

Salvo que la Mayoría de los Tenedores Registrados autorice expresamente y por escrito lo contrario, mientras existan Bonos emitidos y en circulación de la presente Emisión, el Emisor se obliga a hacer lo siguiente:

- Mantener un nivel de Endeudamiento / EBITDA máximo de 3.25 a 1.0.

12. Obligaciones de Hacer

Salvo que la Mayoría de los Tenedores Registrados autorice expresamente y por escrito lo contrario, y exceptuando los acápites III.A.12.a., III.A.12.b., III.A.12.e., III.A.12.i. y III.A.12.l. los cuales resultan de obligatorio cumplimiento, mientras existan Bonos emitidos y en circulación de la presente Emisión, el Emisor se obliga a hacer lo siguiente:

a. Suministrar al Agente de Pago, Registro y Transferencia, a la Comisión Nacional de Valores y a la Bolsa de Valores de Panamá, S.A., a más tardar tres (3) meses después del cierre de cada año fiscal los Estados Financieros del Emisor correspondientes a dicho período, debidamente auditados por una firma de auditores independientes aceptables al Agente de Pago, Registro y Transferencia. Dichos estados financieros deberán ser confeccionados en base a las US General Accepted Accounting Principles (USGAAP) emitidas por el Financial Accounting Standards Board (FASB).

b. Suministrar al Agente de Pago, Registro y Transferencia, a la Comisión Nacional de Valores y a la Bolsa de Valores de Panamá, S.A., además, los Estados Financieros del Emisor trimestrales interinos no auditados, a más tardar dos (2) meses después de terminado el trimestre. De igual forma, dichos estados financieros deberán ser confeccionados en base a las USGAAP.

c. Suministrar al Agente de Pago, Registro y Transferencia cualquier otra información financiera que éste pueda requerir en cualquier momento.

d. Mantener al día todas las Obligaciones con terceras personas, incluyendo acuerdos comerciales.

e. Notificar al Agente de Pago, Registro y Transferencia y al público inversionista, de inmediato y por escrito, cualquier evento o situación que pueda afectar el cumplimiento de sus Obligaciones.

f. Pagar todos los impuestos, tasas, y otras contribuciones de naturaleza análoga en sus vencimientos.

g. Manejar adecuadamente sus negocios y mantener la vigencia de todas las licencias, concesiones, permisos y derechos existentes y de que el Emisor es titular.

h. Efectuar transacciones con sus Afiliadas y compañías relacionadas bajo condiciones de mercado, justas y razonables.

i. Cumplir con todas las leyes, decretos, reglamentos, regulaciones, resoluciones y orden aplicables en la República de Panamá que incidan directamente en el curso normal de negocios.

j. Utilizar los fondos provenientes de la Emisión única y exclusivamente para los objetos indicados en este Prospecto Informativo.

k. Permitir que el Agente de Pago, Registro y Transferencia inspeccione (en días y horas laborables) sus activos, libros y registros de toda índole.

l. Cumplir con las disposiciones del Decreto-Ley No.1 del 8 de julio de 1999 (la actual Ley de Valores); y reglamentos debidamente adoptados por la Comisión Nacional de Valores, así como con todas las leyes, decretos, reglamentos, regulaciones y normas legales de cualquiera naturaleza de la República de Panamá que le sean aplicables.

m. Presentar trimestralmente un informe del Vicepresidente Ejecutivo, Vicepresidente de Finanzas o cualquier otra persona autorizada por el Emisor que indique que el Emisor está cumpliendo ó incumpliendo con (i) las Obligaciones Financieras, (ii) las Obligaciones de Hacer y las (iii) Obligaciones de No Hacer contenidas en la Emisión.

13. Obligaciones de No Hacer

Salvo que la Mayoría de los Tenedores Registrados autorice expresamente y por escrito lo contrario, mientras existan Bonos emitidos y en circulación de la presente Emisión, el Emisor no podrá realizar las siguientes operaciones:

a. Que ninguna subsidiaria, directa o indirectamente, cree, incurra, emita, asuma, garantice, o de otra manera llegue a ser directa o indirectamente responsable por, contingentemente o de otra manera, cualquier Endeudamiento, excepto por los siguientes Endeudamientos:

- Los Bonos de esta Emisión (y la extensión, renovación, o reemplazo de dichos Bonos siempre que el monto principal agregado de los Bonos no será aumentado)
- Las notas de US$100,000,000 adquiridas (y la extensión, renovación, o reemplazo de dichas notas siempre que el monto principal agregado de las notas no será aumentado) con vencimiento el 12 de junio de 2021;
- Endeudamiento subordinado;
- Endeudamiento, siempre que sea basado en la fecha de la hoja de balance trimestral u hoja de balance anual disponible inmediatamente precedente a cuando se contrae dicho Endeudamiento, y después de dar efecto por forma a contraer dicho Endeudamiento (y cualquier otro Endeudamiento que se contraiga o repague o se emitan valores equivalentes emitidos por nosotros desde la fecha de dicha hoja de balance), la tasa del Endeudamiento a EBITDA del Emisor no excederá de 3.25 a 1.0

b. Fusionarse, consolidarse o materialmente alterar su existencia.

c. Realizar transacciones de venta y arrendamiento financiero de activos fijos (en inglés, sale and leaseback transactions).

d. Modificar la naturaleza o el giro usual de sus negocios.

e. Realizar cambios materiales en las políticas y procedimientos de contabilidad.

f. Otorgar préstamos ni permitir retiros o adelantos o tener cuentas por cobrar de sus accionistas, directores, afiliadas, o terceros que no resulten del curso normal del negocio.

14. Vencimiento Anticipado

Salvo que la Mayoría de los Tenedores Registrados autorice expresamente y por escrito lo contrario, mientras existan Bonos emitidos y en circulación de la presente Emisión, los siguientes eventos constituirán un evento de incumplimiento automático, lo que conllevaría al vencimiento anticipado de los Bonos:

a. Incumplimiento en el pago de intereses y capital por más de cinco (5) días hábiles.

b. Si el Emisor incumpliere cualquiera de las (i) Declaraciones y Garantías, (ii) Obligaciones Financieras, (iii) Obligaciones de Hacer y (iv) Obligaciones de No Hacer descritas en este Prospecto Informativo.

c. Si cualquiera de las Declaraciones y Garantías del Emisor resultase falsa o inexacta en algún aspecto de importancia, y el Emisor no subsanare dicha situación dentro de los cuarenta y cinco (45) días calendarios siguientes a la fecha en que el Agente de Pago, Registro y Transferencia notificó la existencia de la falsedad o inexactitud.

d. Si se produce algún evento de incumplimiento cuyo efecto sea acelerar o permitir el aceleramiento del pago de deudas a cargo del Emisor que conjuntamente sumen más de TRES MILLONES DE DOLARES (US$3,000,000.00), y dicha situación persiste por un plazo de treinta (30) días calendarios.

e. Si se nacionaliza, expropia o confisca las acciones del Emisor.

f. Si se inician uno o varios juicios en contra del Emisor o secuestros o embargos en contra de sus bienes, por un monto superior a CINCO MILLONES DE DOLARES (US$5,000,000.00), moneda de curso legal de los Estados Unidos de América, y tales procesos y medidas no son levantadas o afianzadas dentro de los treinta (30) días calendarios siguientes a la fecha de interposición de la acción correspondiente.

g. Si se decreta la quiebra del Emisor.

h. Si alguna autoridad facultada revoca alguna licencia, permiso o concesión que sea material para el desarrollo de las operaciones del Emisor.

i. Si se produce algún cambio sustancial adverso en los negocios, en la condición financiera o en las operaciones del Emisor o si ocurre alguna circunstancia de naturaleza financiera, política o económica, ya sea nacional o internacional, que le dé al Agente de Pago, Registro y Transferencia fundamentos razonables para concluir que el Emisor no podrá, o será capaz de, pagar el capital e intereses de la presente Emisión.

j. Si se da la destrucción o daños irreparables a las facilidades y activos que opera el Emisor para distribuir y comercializar electricidad, que no es cubierto por aseguradoras.

En caso de que una o más Causales de Vencimiento Anticipado ocurriesen, continuasen y no hubiesen sido subsanadas dentro del plazo ya estipulado, o treina (30) días calendarios después de haber ocurrido dicho incumplimiento para aquellas Causales de Vencimiento que no tienen plazo específico de subsanación, el Agente de Pago, Registro y Transferencia, cuando la Mayoría de los Tenedores Registrados le soliciten, podrá, en nombre y representación de los Tenedores Registrados de los Bonos, quienes por este medio irrevocablemente consienten a dicha representación, (A) expedir una declaración de vencimiento anticipado (la "Declaración de Vencimiento Anticipado"), la cual será comunicada al Emisor y a los Tenedores Registrados, y en cuya fecha de expedición y sin que ninguna persona deba cumplir con ningún otro acto, notificación o requisito, todos los Bonos de la Emisión se constituirán automáticamente en obligaciones de plazo vencido y (B) solicitar al Emisor que aporte a una cuenta que designe el Agente de Pago, Registro y Transferencia 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.

15. Declaraciones y Garantías

Salvo que la Mayoría de los Tenedores Registrados autorice expresamente y por escrito lo contrario, a la Fecha de Oferta de la presente Emisión, el Emisor declara y garantiza lo siguiente:

a. El Emisor es una sociedad debidamente organizada y existente de acuerdo con las leyes de la República de Panamá, con plena capacidad legal para suscribir toda la documentación que se requiera en relación con el registro y colocación de los Bonos.

b. Toda la documentación requerida en relación con la Emisión, registro y colocación de los Bonos han sido debidamente autorizados por el Emisor y constituyen una obligación legal, válida y exigible al Emisor.

c. Toda la documentación relacionada a la Emisión, registro y colocación de los Bonos no violan o contradicen ninguna ley o regulación de la República de Panamá y no infringen, violan o contradicen el Pacto Social, resoluciones corporativas vigentes o ningún contrato del cual el Emisor es parte.

d. No existe litigio o procedimiento arbitral pendiente contra el Emisor o contra cualesquiera de sus activos, o causa para suponer que se pueda instaurar en su contra o en contra, demanda alguna que pudiera tener un resultado adverso, que afecte o pueda afectar la condición financiera del Emisor.

e. El Emisor se encuentra al corriente en el cumplimiento de todas sus obligaciones comerciales y no es parte en proceso alguno de quiebra, concurso de acreedores, dación en pago, liquidación, quita y espera, renegociación y prórroga de sus obligaciones u otro proceso análogo.

f. El Emisor ha entregado y/o revelado al Agente de Pago, Registro y Transferencia toda su información material conocida

g. Los estados financieros auditados del Emisor para el período concluido el 31 de diciembre de 2007 fueron preparados por auditores de reconocimiento internacional y de acuerdo a las USGAAP emitidas por el FASB, consistentemente aplicadas, y presentan junto con sus notas complementarias una visión correcta de la posición financiera y de los resultados de las operaciones del Emisor durante los períodos que cubren, y no existen pasivos corrientes o contingentes que no se encuentren adecuadamente reflejados en los mismos.

h. El Emisor no ha incurrido en ninguna causal de incumplimiento ni se encuentra en mora bajo ningún acuerdo o contrato del cual sea parte o que involucre sus activos o pasivos, que pudiese afectar materialmente su negocio o su posición financiera.

i. El Emisor se encuentra a paz y salvo con el Tesoro Nacional y el Municipio de Panamá, de ser aplicable, y al corriente en el cumplimiento de todas sus obligaciones fiscales. No existen controversias fiscales o auditados, exámenes o alcances u otros procedimientos similares pendientes que de ser resueltos desfavorablemente pudiesen afectar materialmente su posición financiera.

j. El Emisor ha revelado el orden de prelación de todas sus Obligaciones.

k. A la Fecha de la Oferta, el Emisor se encuentra libre de cualquier cambio material adverso ya sea en (i) su negocio, (ii) en su condición financiera, (iii) en los resultados de sus operaciones y (iv) en las perspectivas futuras de sus negocios.

16. Deterioro, Mutilación, Hurto, Pérdida o Destrucción de los Bonos

En aquellos casos que un Tenedor Registrado seleccione un Bono individual físico, cuando un Bono se deteriore o mutile, el Tenedor Registrado de dicho Bono podrá solicitar al Emisor la expedición de un nuevo Bono. Esta solicitud se deberá hacer por escrito y a la misma se deberá acompañar por el Bono deteriorado o mutilado. Para la reposición de un Bono en caso que haya sido hurtado o que se haya perdido o destruido, se seguirá el respectivo procedimiento judicial. No obstante, el Emisor podrá reponer el Bono, sin la necesidad de susodicho procedimiento judicial, cuando considere que, a su juicio, es totalmente cierto que haya ocurrido tal hurto, pérdida o destrucción. Queda entendido que como condición previa para la reposición del Bono sin que se haya recurrido al procedimiento judicial, el interesado deberá proveer todas aquellas garantías, informaciones, pruebas u otros requisitos que el Emisor y el Agente de Pago, Registro y Transferencia exijan a su sola discreción en cada caso.

17. Transferencia del Bono; Canje por Bono de Diferente Denominación; Título

En aquellos casos que un Tenedor Registrado seleccione un Bono individual físico, las siguientes cláusulas serían aplicables:

a) Transferencia del Bono. Los Bonos son solamente transferibles en el Registro. Cuando un Bono sea entregado al Agente de Pago, Registro y Transferencia para el registro de su transferencia, el Agente de Pago, Registro y Transferencia cancelará dicho Bono, expedirá y entregará un nuevo Bono al endosatario del Bono transferido y anotará dicha transferencia en el Registro de conformidad y sujeto a lo establecido en este Prospecto Informativo. El nuevo Bono emitido por razón de la transferencia será una obligación válida y exigible del Emisor y gozará de los mismos derechos y privilegios que tenía el Bono transferido. Todo Bono presentado al Agente de Pago, Registro y Transferencia para el registro de su transferencia deberá ser debidamente endosado por el Tenedor Registrado mediante endoso especial en forma satisfactoria al Agente de Pago, Registro y Transferencia y (a opción del Agente de Pago, Registro y Transferencia) autenticado por Notario Público. La anotación hecha por el Agente de Pago, Registro y Transferencia en el Registro completará el proceso de transferencia del Bono. El Agente de Pago, Registro y Transferencia no aceptará solicitudes de registro de transferencia de un Bono en el Registro dentro de los quince Días Hábiles inmediatamente precedentes a cada Día de Pago de Interés o Fecha de Vencimiento.

b) Canje por Bonos de diferente denominación. Los Tenedores Registrados podrán solicitar al Agente de Pago, Registro y Transferencia el canje de un Bono por otros Bonos de menor denominación o de varios Bonos por otro Bono de mayor denominación. Dicha solicitud será hecha por el Tenedor Registrado por escrito en formularios que para tal efecto preparará el Agente de Pago, Registro y Transferencia, los cuales deberán ser completados y firmados por el Tenedor Registrado. La solicitud deberá ser presentada al Agente de Pago, Registro y Transferencia en sus oficinas principales las cuales están actualmente ubicadas en Calle Aquilino de La Guardia y Avenida 5 B Sur, ciudad de Panamá, República de Panamá y deberá además estar acompañada por el o los Bonos que se desean canjear.

c) Título. El Agente de Pago, Registro y Transferencia, sin responsabilidad alguna, podrá considerar al Tenedor Registrado de un Bono como el único y legítimo propietario, dueño, tenedor y titular de dicho Bono para los propósitos de efectuar pagos del mismo y para cualesquiera otros propósitos, ya sea que dicho Bono esté o no vencido; pudiendo el Agente de Pago, Registro y Transferencia hacer caso omiso a cualquier aviso o comunicación en contrario que haya recibido o del que tenga conocimiento. En caso de que dos o más personas estén inscritas en el Registro como los Tenedores Registrados de un Bono, el Agente de Pago, Registro y Transferencia observará las siguientes reglas: si se utiliza la expresión "y" en el Registro se entenderá que el Bono es una acreencia mancomunada; si se utiliza la expresión "o" se entenderá que el Bono es una acreencia solidaria; y si no se utiliza alguna de estas expresiones o se utiliza cualquiera otra que no indique claramente los derechos y obligaciones de cada uno de los Tenedores Registrados se entenderá que el Bono es una acreencia mancomunada. Dichas aplicaciones de las expresiones “y” y “o” será de aplicación de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 154 del Decreto Ley 1 de 1999 que a su vez remite a la Ley 42 de 1984. El Agente de Pago, Registro y Transferencia no incurrirá en responsabilidad alguna por motivo de cualquier acción que éste tome (u omita tomar, incluyendo, en este caso la retención de pago) en base a un Bono, instrucción, orden, notificación, certificación, declaración u otro documento que el Agente de Pago, Registro y Transferencia razonablemente creyese ser (o no ser en caso de omisiones) auténtico y válido y estar (o no estar en el caso de omisiones) firmado por la(s) persona(s) apropiada(s) o autorizada(s) o en base a la ley u orden judicial o de autoridad competente.

18. Sumas no cobradas; Prescripción

a) Intereses y capital no cobrados. Las sumas de capital e intereses adeudadas por el Emisor según los términos y condiciones de los Bonos que no sean debidamente cobradas por el Tenedor Registrado, o que sean debidamente retenidas por el Agente de Pago, Registro y Transferencia, de conformidad con los términos y condiciones de este Prospecto Informativo y los Bonos, la ley u orden judicial o de autoridad competente, no devengarán intereses con posterioridad a sus respectivas fechas de vencimiento.

b) Prescripción. Las obligaciones del Emisor según los términos y condiciones de los Bonos prescribirán de conformidad con lo previsto en la ley.

19. Notificaciones

Cualquier notificación o comunicación al Agente de Pago, Registro y Transferencia deberá ser dada por escrito y entregada personalmente como se detalla a continuación y la misma se considerará debida y efectivamente dada en

la fecha en que sea entregada al Agente de Pago, Registro y Transferencia de conformidad con lo establecido en esta Sección:

Banco General, S.A.
Edificio Wassa – Tercer Piso
Calle Aquilino de La Guardia
Ciudad de Panamá
Apartado 0816-00843
Panamá, República de Panamá
Atención: Agente de Pago, Registro y Transferencia
Teléfono 303 7000
Fax 205 1715

El Agente de Pago, Registro y Transferencia podrá variar su dirección antes indicada mediante notificación al Tenedor Registrado. Cualquiera notificación o comunicación del Emisor al Tenedor Registrado de un Bono deberá hacerse, a opción del Agente de Pago, Registro y Transferencia, mediante envío por correo certificado, porte pagado, a la última dirección del Tenedor Registrado que aparezca en el Registro o mediante publicación en dos diarios locales de amplia circulación por una vez en días distintos y consecutivos. Si la notificación o comunicación es así enviada se considerará debida y efectivamente dada en la fecha en que sea franqueada, independientemente de que sea o no recibida por el Tenedor Registrado, en el primer caso, y en el segundo caso en la fecha de la segunda publicación del aviso.

B. PLAN DE DISTRIBUCION DE LOS BONOS

Banco General, S.A. ha celebrado un Contrato de Suscripción de Bonos con el Emisor mediante el cual Banco General, S.A. se compromete a suscribir hasta CUARENTA MILLONES DE DOLARES (US$40,000,000.00) a un precio del cien por ciento (100%) del valor nominal de la emisión, sujeto a que el Emisor cumpla con una serie de requisitos, que incluyen el cumplimiento de todos los términos y condiciones de la Emisión, el perfeccionamiento de toda la documentación de las garantías que amparan la Emisión, la autorización de la Emisión para la venta al público por parte de la Comisión Nacional de Valores, y la aprobación de la Bolsa de Valores de Panamá, S.A. para listar la Emisión.

No existe relación accionaria alguna entre el Emisor y Banco General, S.A.

Toda comunicación o notificación que haya que dirigirse a Banco General, S.A como suscriptor de la Emisión se hará por escrito a la siguiente dirección:

Banco General, S.A.
Calle Aquilino de La Guardia y Avenida 5B Sur
Ciudad de Panamá
Apartado 0816-00843
Panamá, República de Panamá
Teléfono 303-5001
Fax 269-0910

El Emisor ha designado a BG Investment Co., Inc. como Casa de Valores exclusiva de la Emisión para la colocación de los Bonos en mercado primario a través de la Bolsa de Valores de Panamá, S.A. BG Investment Co., Inc., empresa con licencia de Casa de Valores expedida por la Comisión Nacional de Valores, cuenta con un Puesto de Bolsa en la Bolsa de Valores de Panamá, S.A. y con corredores de valores autorizados por la Comisión Nacional de Valores. Las oficinas de BG Investment Co., Inc. están ubicadas en el Edificio Wassa – Piso 4, calle Aquilino De La Guardia, ciudad de Panamá, República de Panamá, sus números de teléfono son el 303-7000 y su número de fax es el 205 1712. Las ventas de Bonos efectuadas por BG Investment Co., Inc. causarán una comisión acordada entre las partes mediante un contrato la cual incluye la comisión de Emisión primaria de la Bolsa de Valores de Panamá, S. A.

La Emisión no mantiene limitantes en cuanto a número de tenedores, restricciones a los porcentajes de tenencia ó derechos preferentes que puedan menoscabar la liquidez de los valores.

El Emisor no mantiene derechos de suscripción preferentes con Directores, Dignatarios, Ejecutivos, Administradores, Asesores y/o Empleados del Emisor.

El Emisor y Banco General, S.A.mantienen las siguientes relaciones de crédito al 30 de junio de 2008:

Facilidad	Acreedor	Monto Aprobado (30 Jun 08)	Monto Utilizado para Desembolsos (30 Jun 08)	Tasa	Plazo
Línea de Crédito para desembolsos y Cartas de Crédito Stand By*	Banco General, S.A.	$10,000,000	$-	Libor + margen	1 año renovables
Emisión Pública de bonos	Banco General, S.A.	$7,250,000	$7,190,535	Fija 7.6%	Julio 2021
Total		**$17,250,000**	**$7,190,535**		

*Al 30 de junio de 2008, el Emisor mantiene abierta y vigente una carta de crédito Stand By por un monto de US $8,330.000.00, bajo el límite de la línea de crédito de US$10,000.000.00

Los valores de esta Emisión no serán ofrecidos a inversionistas con un perfil específico y serán ofrecidos en el mercado de valores de la República de Panamá solamente.

Los valores de esta Emisión no están asignados para su colocación a inversionistas específicos, incluyendo ofertas a accionistas actuales, directores, dignatarios, ejecutivos, administradores, empleados o ex empleados del Emisor.

Los fondos recaudados con la presente Emisión serán utilizados según se describe en la Sección III.E. de este Prospecto Informativo.

C. MERCADOS

La oferta pública de estos valores ha sido autorizada por la Comisión Nacional de Valores. Esta autorización no implica que la Comisión recomiende la inversión en tales valores ni representa opinión favorable o desfavorable sobre la perspectiva del negocio. La Comisión Nacional de Valores no será responsable por la veracidad de la información presentada en este Prospecto Informativo o de las declaraciones contenidas en las solicitudes de registro.

El listado y negociación de estos valores ha sido autorizado por la Bolsa de Valores de Panamá, S.A. Esta autorización no implica su recomendación u opinión alguna sobre dichos valores o el Emisor. Por el momento, el Emisor no tiene la intención de listar y negociar los valores de la presente Emisión en mercados organizados de otros países.

D. GASTOS DE LA EMISION

1. Comisiones de la Emisión:

La Emisión conlleva las siguientes comisiones:

	Precio de Oferta al Público	Comisión de Venta	Comisión de Estructuración y Suscripción	Neto al Emisor
Por Unidad	1,000.00	2.50	8.00	989.50
Total	40,000,000.00	100,000.00	320,000.00	39,580,000.00

2. Gastos específicos de la Emisión:

Específicamente, el Emisor incurrirá en los siguientes gastos, los cuales representan 0.0639% de la Emisión:

Comisión ó Gasto	Periodicidad	Monto
Comisión de Agente de Pago, Registro y Transferencia	Anual	7,500.00
Comisión de Registro con la CNV por Oferta Pública	Inicio	6,000.00
Gastos legales (aproximadamente)	Inicio	10,000.00
Tarifa de Registro en la Bolsa de Valores de Panamá, S.A.	Inicio	250.00
Tarifa de Consignación en la Central Latinoamericana de Valores, S.A.	Anual	250.00
Código ISIN asignado por la Bolsa de Valores de Panamá, S.A.	Inicio	75.00
Gastos de imprenta de Prospectos Informativos	Inicio	1,000.00
Gastos de publicidad de la Oferta Pública	Inicio	500.00
TOTAL DE GASTOS		**25,575.00**

El monto aproximado a recibir por parte del Emisor de colocarse la totalidad de los Bonos neto de comisiones y gastos sería aproximadamente TREINTA Y NUEVE MILLONES QUINIENTOS CINCUENTA Y CUATRO MIL CUATROCIENTOS VEINTICINCO DOLARES CON 00/100 (US$39,554,425.00)

E. USO DE LOS FONDOS RECAUDADOS

El Emisor recibirá con la presente Emisión, neto de comisiones y gastos estimados, el monto aproximado de TREINTA Y NUEVE MILLONES QUINIENTOS CINCUENTA Y CUATRO MIL CUATROCIENTOS VEINTICINCO DOLARES CON 00/100 (US$39,554,425.00), y utilizará esta suma para inversiones de capital actuales y futuras.

Los montos históricos (2005 – 2007) y estimados para el 2008 / 2009 en inversiones de capital del Emisor incluyen los siguientes:

Programa de inversión de capital (US$ en millones)				**Estimado**	
	2005	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**
Programa de Reducción de Pérdidas	$0.0	$0.0	$1.5	$0.7	$0.3
Expansión de la Red	10.8	10.7	9.5	8.7	12.0
Confiabilidad de la Red de distribución	2.0	2.9	3.8	2.9	2.5
Alumbrado Público	0.7	0.3	0.3	0.7	0.7
Sistemas Informáticos	0.9	0.5	1.0	2.8	0.3
Instalación de Medidores	3.9	3.7	3.2	3.3	3.3
Capitalización de Intereses y Mano de Obra	1.2	1.2	1.2	1.0	1.0
Total	**$19.5**	**$19.3**	**$20.5**	**$20.1**	**$20.1**

F. IMPACTO DE LA EMISION

En US$ (Estados Financieros Interinos No Auditados)	Antes de la Emisión al 30 de junio de 2008	Después de la Emisión al 30 de junio de 2008
PASIVOS		
Pasivos Circulantes		
Cuentas por pagar:		
Generación y transmisión	92,580,636	92,580,636
Proveedores	8,961,027	8,961,027
Contratos de construcción	7,284,108	7,284,108
Adelanto en subsidio del Estado	662,288	662,288
Otras	507,867	507,867
Impuesto sobre la renta por pagar	-	-
Impuesto sobre la renta diferido	11,914,978	11,914,978
Depósitos de clientes	3,723,822	3,723,822
Ajuste al componente de combustible	-	-
Retenciones de impuestos a empleados	221,821	221,821
Total de cuentas por pagar	***125,856,547***	***125,856,547***
Deuda a corto plazo	7,700,000	7,700,000
Intereses por pagar	3,546,667	3,546,667
Instrumento derivativo	-	-
Gastos acumulados por pagar	1,453,151	1,453,151
Total de pasivos circulantes	***138,556,365***	***138,556,365***
Deuda a largo plazo	99,202,934	139,202,934
Depósitos de clientes	5,899,216	5,899,216
Otros pasivos	2,079,939	2,079,939
TOTAL DE PASIVOS	**245,738,454**	**285,738,454**
PATRIMONIO		
Acciones comunes emitidas y autorizadas	106,098,875	106,098,875
Otras pérdidas integrales acumuladas	-	-
Utilidades no distribuidas	32,166,753	32,166,753
TOTAL DE PATRIMONIO	**138,265,628**	**138,265,628**
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS	**384,004,082**	**424,004,082**
Total Pasivos/Total Patrimonio	**1.78**	**2.07**

De colocarse la totalidad de los Bonos bajo esta Emisión por US$40,000,000, el apalancamiento financiero del Emisor (calculado en términos de total pasivos / total patrimonio) al 30 de junio de 2008 aumentaría de 1.78 veces a 2.07 veces.

G. RESPALDO DE LA EMISION

La Emisión será respaldada por el crédito general del Emisor.

H. ENMIENDAS Y CAMBIOS

Toda la documentación que ampara esta Emisión, incluyendo estos términos y condiciones, podrá ser corregida o enmendada por el Emisor sin el consentimiento de los Tenedores Registrados de los Bonos con el propósito de remediar ambigüedades o para corregir errores evidentes o inconsistencias en la documentación. El Emisor deberá suministrar tales correcciones o enmiendas a la Comisión Nacional de Valores para su autorización previa su divulgación. Esta clase de cambios no podrá en ningún caso afectar adversamente los intereses de los Tenedores Registrados de los Bonos. Copia de la documentación que ampare cualquier corrección o enmienda será suministrada a la Comisión Nacional de Valores quien la mantendrá en sus archivos a la disposición de los interesados.

En el caso de cualquier otra modificación de los términos y condiciones de los Bonos y de la documentación que forma parte de esta Emisión, se requerirá el voto favorable de la Mayoría de los Tenedores Registrados salvo en modificaciones de Tasa de Interés, Plazo y Garantías, en cuyo caso se requerirá de la aprobación de la Super Mayoría de Tenedores Registrados (ver sección III.A.10 para mayor detalle).

En todo caso, se deberá cumplir con las normas adoptadas por la Comisión Nacional de Valores en el Acuerdo No. 4-2003 del 11 de abril de 2003, el cual regula el procedimiento para la presentación de solicitudes de registro de modificaciones a términos y condiciones de valores registrados en la Comisión Nacional de Valores.

IV. INFORMACION DEL EMISOR

A. DESCRIPCION DE LA SOCIEDAD Y ACTIVIDADES DEL EMISOR

Elektra Noreste, S.A. ("Elektra" o el "Emisor") es una sociedad anónima formada como resultado de la privatización del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE). El Emisor fue constituido mediante Escritura Pública No.143 de 19 de enero de 1998 e inició operaciones en enero de 1998. El capital social autorizado del Emisor consiste en cincuenta millones (50,000,000) de acciones comunes sin valor nominal. A la fecha, un 51% de las acciones comunes autorizadas y emitidas del Emisor, están a nombre de Panama Distribution Group, S.A. que su vez es 100% propiedad de AEI, 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.

El Emisor 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, Business Park, Torre Oeste, Piso 3. La dirección postal es: Plaza Panamá 0833-00202, República de Panamá, con teléfonos (507) 340-4608.

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) 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 el derecho a (i) designar dos de los cinco miembros de la directiva y (ii) 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 este vigente el Contrato de Concesión y no tiene derecho preferencial

de adquisición en relación con la acciones restantes del Gobierno 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.

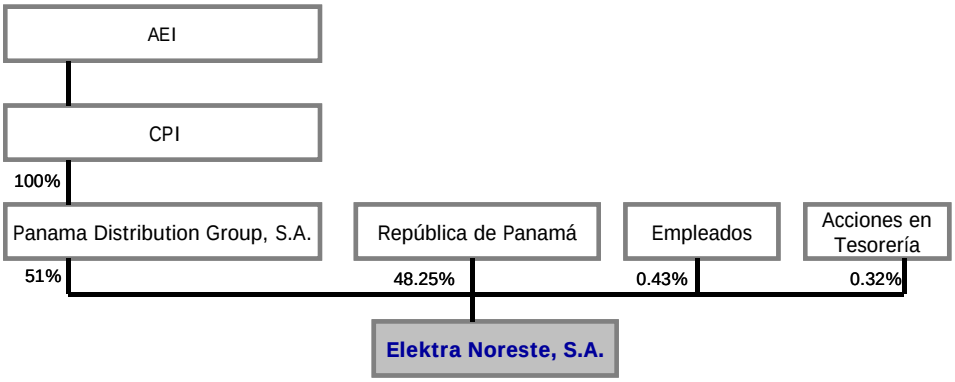
B. HISTORIA Y DESARROLLO DEL EMISOR

El Emisor fue incorporado 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 Gobierno panameño.

PDG, accionista principal que mantiene el 51% de las acciones del Emisor, es 100% propiedad indirecta de AEI, una empresa basada en las Islas Caymán. Los accionistas controladores de AEI son fondos de inversión que han designado directa e indirectamente a Ashmore Investment Management Limited como su administrador de inversión.

De acuerdo con un Contrato de Consultoría de Administración fechado 16 de noviembre de 1998, como ha sido modificado (el "Contrato de Consultoría de Administración"), CPI Limited (subsidiaria de AEI) suministra servicios de administración y consultoría al Emisor, incluyendo, pero no limitado a, asesoría estratégica y operativa, preparación de un plan de negocio anual, desarrollo de negocio y revisión de contrato. De acuerdo con el Contrato de Consultoría de Administración, CPI Limited tiene derecho a un honorario de administración del 4% de las ganancias antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización del Emisor.

El diagrama siguiente resume la estructura accionaria actual del Emisor:



C. CAPITAL ACCIONARIO

A la Fecha de Oferta, el Emisor tiene un capital autorizado de cincuenta millones (50,000,000) de acciones comunes sin valor nominal con un voto por acción y ciento sesenta mil treinta y un acciones (160,031) en tesorería.

El detalle de la composición accionaria del Emisor a la Fecha de Oferta se presenta a continuación:

Clase de Acciones	Acciones Autorizadas	Acciones Emitidas y Pagadas	Valor Nominal	Capital Pagado
Acciones comunes	50,000,000	50,000,000	-	106,642,962
Menos: Acciones en tesorería	160,031	-	-	544,087
Total	**49,839,969**	**50,000,000**	**-**	**106,098,875**

A la Fecha de Oferta, el Emisor no tenía compromiso alguno de incrementar su capital, ni había recibido como aporte de capital bienes que no son efectivo por una suma que represente más del diez por ciento (10%) de su capital.

A la Fecha de Oferta no existe compromiso de incrementar el capital social del Emisor en conexión con derechos de suscripción, obligaciones convertibles u otros valores en circulación.

A la Fecha de Oferta no existían acciones suscritas no pagadas.

A la Fecha de Oferta el Emisor contaba con ciento sesenta mil treinta y un acciones (160,031) en tesorería.

D. DESCRIPCION DE NEGOCIOS DEL EMISOR

La actividad del Emisor incluye la compra de energía en bloque y su transporte por las redes de distribución a los clientes. En adición, el Emisor 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, el Emisor 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”). En adición, el Emisor está autorizado para realizar actividades de generación de energía hasta un límite del 15% de la demanda máxima de energía en la zona de concesión.

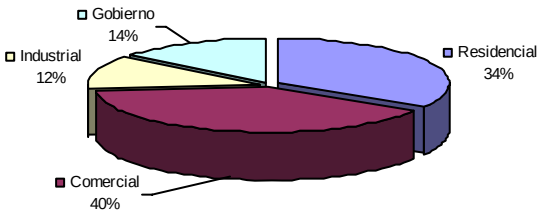
De acuerdo con el contrato de concesión, el Emisor tiene la exclusividad para la distribución y comercialización de energía eléctrica a clientes ubicados en las áreas geográficas de: Panamá Este, Colón, la Bahía de Panamá, la

Comarca de San Blas y Darién. La exclusividad en la fase de distribución también incluye a los "grandes consumidores", los cuales son definidos por la Ley 6, de fecha 3 de febrero de 1997, como aquellos clientes con una demanda máxima superior a 100 KW por sitio, a quienes les está permitido comprar directamente la energía a otros agentes del mercado eléctrico.

Al 31 de diciembre de 2007, 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 de Panamá incluyendo tres de los principales centros económicos de Panamá. A la misma fecha, el Emisor tenía una participación del mercado de aproximadamente 44% de los clientes y aproximadamente 41% de la venta total de energía en Panamá. En 2007, las ventas totales de energía fueron 2,179 GWh, y al 31 de diciembre de 2007 servimos a 328,006 clientes. De los clientes al 2007, aproximadamente 92% eran clientes residenciales, 7% eran clientes comerciales e industriales y los restantes correspondían a clientes del sector público.

En la siguiente gráfica se muestra el consumo por sector..

Consumo por Sector al 31 de Diciembre de 2007



Fuente: Elektra Noreste, S.A.

Al 30 de junio de 2008, la red de distribución eléctrica comprendía aproximadamente lo siguiente:

- 8,488 kilómetros de líneas de distribución y transmisión,
- Doce subestaciones claves y
- Aproximadamente 21,384 transformadores y equipo relacionado.

El territorio de servicio es relativamente denso con un factor de carga, el cual es el índice de la carga promedio entre la carga pico, de aproximadamente 74%, reflejando un buen balance entre el perfil de carga residencial y los requerimientos diurnos para aires acondicionados, refrigeración e iluminación del sector comercial.

En el 2007 y 2006, el Emisor registró una demanda máxima de energía de 375.99 MW y 361.86 MW, respectivamente.

La tabla siguiente suministra un resumen de la información operativa del Emisor a las fechas indicadas:

Información Operativa del Emisor				
	Año Terminado el 31 de diciembre de			6 Meses que terminan el 30 de Junio de
	2005	2006	2007	2008
Compra de Energía (GWh)	2,277	2,323	2,464	1,256
Venta de Energía (GWh)	1,916	2,029	2,179	1,115
Empleados	564	542	549	557
Número promedio de clientes	288,321	305,447	320,004	332,273
Clientes al final del período	296,681	312,224	328,006	334,473
Clientes/Empleados	526	576	597	600
Ventas(MWh)/Empleados	3,398	3,744	3,969	2,002
Pérdida de Energía (%)[1]	12.5	12.2	11.1	10.7

Fuente: Elektra Noreste, S.A.
1) Promedio por cada año

El Contrato de Concesión

Las operaciones de distribución del Emisor están regidas por un Contrato de Concesión con la ASEP. De acuerdo con este contrato, el Emisor tiene una zona de concesión definida y mantiene derechos exclusivos para suministrar los servicios de distribución de electricidad a clientes regulados y no regulados dentro de esa área. Con excepción de ciertas secciones a lo largo del límite con el área de concesión de la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A., y el área de concesión del Emisor en la ciudad de Panamá y el área del Canal de Panamá, la zona de concesión del Emisor se extiende hasta quinientos metros de su red de distribución existente y de cualesquiera nuevas líneas en construcción. Aparte de la Autoridad del Canal de Panamá, solo el Emisor tiene el derecho de construir u operar líneas de distribución de electricidad dentro del área de concesión, aunque el Contrato de Concesión también autoriza a Metro-Oeste (Unión Fenosa de España) para operar ciertas líneas de alta tensión que pasan a través de la zona de concesión del Emisor. La Autoridad del Canal de Panamá solo distribuye electricidad para las operaciones del Canal y no distribuye a ningún otro cliente.

De acuerdo con los términos del Contrato de Concesión, el Emisor está obligado a suministrar el servicio de distribución de electricidad a cualquier usuario final dentro de cien metros de su red existente a unas tarifas de conexión fijas sin contribución del usuario final. Aquellos usuarios finales ubicados más allá de los cien metros de su red existente que busquen el servicio de distribución de electricidad pueden ser requeridos para cubrir los costos de conexión adicionales. Dentro de los límites del área de concesión del Emisor hay una “zona de influencia” adicional, que se extiende entre tres y cinco kilómetros más allá de la zona de concesión dentro de la cual el Emisor mantiene ciertos derechos preferenciales con respecto a nuevos proyectos de electrificación en áreas rurales donde sin subsidios gubernamentales, proyectos de distribución no serían desarrollados. Cuando surjan nuevos proyectos de electrificación fuera de nuestra área de concesión, el derecho a suministrar el servicio es otorgado a través de un proceso de licitación pública por la ASEP. En el caso de proyectos de electrificación rural respaldados por subsidios de la Oficina para la Electrificación Rural, al distribuidor con la red más cercana se le da la oportunidad inicial de suministrar el servicio donde dicho servicio puede ser logrado al precio más bajo a través de la extensión y el desarrollo de una red existente. De otra forma, cuando no se dan subsidios, dichos proyectos son otorgados a través de un proceso de licitación pública. Desde la privatización en 1998, el Emisor ha conectado más de 25 comunidades a su red de distribución con más de mil cuatrocientos clientes por los que ha recibido más de un millón de dólares en concepto de subsidio.

La concesión del Emisor tiene un término de quince años y expira en octubre de 2013. Un año antes de la expiración del período de concesión la ASEP celebrará una licitación pública abierta para la venta del 51% de las acciones actualmente de propiedad de PDG. PDG 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), al hacer su propia oferta, y solamente será requerida de vender sus acciones si una oferta mayor es hecha, en cuyo caso PDG tendrá derecho a retener el

producto de la venta. Si no se hace una oferta más alta, PDG retendrá la concesión por otro término de 15 años sujetos al mismo proceso de renovación posterior sin requerimiento de hacer cualquier pago al gobierno panameño. PDG no tiene la capacidad de igualar una oferta subsiguiente si una oferta más altas es presentada por otro proponente.

El Contrato de Concesión requiere que el Emisor sea regulado por las obligaciones de servicios contenidas en la Ley No 6 de Electricidad de 1997, tales como el mantenimiento y monitoreo de la calidad del suministro, instalación y mantenimiento del equipamiento para el alumbrado público, permitir acceso a terceros a sus líneas de distribución, promover la eficiencia energética, cumplir con todas las normas, legislaciones y reglamentos aplicables, y presentar informes anuales de cumplimiento técnicos y financieros a la ASEP. En adición, el Emisor mantiene un bono de cumplimiento de US$8.0 millones renovable anualmente con la ASEP a lo largo del período de concesión. El Emisor también está requerido de dar a la ASEP avisos de ciertas interrupciones, plan de acción de emergencia, y verificación de su cumplimiento con las normas de medidas de la ASEP. El Contrato de Concesión del Emisor requiere cumplir con las reglamentaciones ambientales panameñas, tomar las medidas necesarias para monitorear el efecto ambiental, y cumplir con los hallazgos del informe ambiental Golder preparado como parte del proceso de privatización.

El Contrato de Concesión permite al Emisor otorgar un gravamen sobre la concesión con el consentimiento previo de la ASEP y la mayoría de sus accionistas. El Emisor no ha otorgado y no planea otorgar dicho gravamen sobre su Contrato de Concesión. El Emisor también está permitido suspender el servicios a clientes regulados cuyas cuentas no pagadas tengan más de 60 días de antigüedad o quien haya cometido fraude al robar electricidad a través de conexiones ilegales o de otra forma. El gobierno panameño retiene el derecho de rescindir la concesión en caso de guerra, levantamiento civil grave, u otro interés público urgente. En esas circunstancias, este seguirá los procedimientos de expropiación del Código Judicial y pagará a los accionistas del Emisor una compensación o prima del 10% de su valor en el mercado como sea convenido entre las partes, determinado por expertos independientes o fijado por arbitraje. La ASEP puede terminar la concesión si el Emisor se declara en quiebra, celebra una sesión general para el beneficio de sus acreedores, suspende pagos, entra en liquidación, o en caso de reiterados incumplimientos sustanciales de las obligaciones legales que rigen la distribución eléctrica pública o si los términos de la concesión no son remediados dentro de los 150 días siguientes al aviso de la ASEP. En el caso de terminación, los accionistas del Emisor tienen derecho a recibir una compensación a un descuento del 10% del valor del mercado como se indicó antes.

A la fecha, el Emisor no ha recibido ninguna información que indique la existencia de recomendaciones o acciones que afectarán directamente su concesión o cualquiera de sus contratos existentes relacionados con la operación de su negocio de electricidad. Adicionalmente, el Emisor cree que cualesquier cambio a la estructura reglamentaria u operativa de la industria de la electricidad, serían hechos efectivos solo después de notificar y consultar con los participantes en el sector de electricidad.

Area de Concesión

El área de concesión del Emisor comprende un área de aproximadamente 29,200 kilómetros cuadrados que cubre aproximadamente 39% del territorio de Panamá e incluye aproximadamente 1.4 millones de habitantes, o el 41% de su población total. El área incluye el lado este de la ciudad de Panamá, (incluyendo el Dorado, Santa María, Río Abajo, Parque Lefevre, Panamá Viejo, Chanis, Costa del Este, San Miguelito, Las Cumbres, Tocumen, Chepo y segmentos de Betania), la provincia de Colón y los sistemas de distribución aislados que atienden Darién, San Blas y el Golfo de Panamá (incluyendo las Islas turísticas de Contadora y Taboga). Aproximadamente el 58% de la Ciudad de Panamá vive dentro del área de concesión del Emisor. El mapa siguiente ilustra la localización del área de concesión dentro del área de Panamá.

Para fines comerciales, el área de concesión del Emisor está divida en 12 distritos. A continuación se presenta el detalle de clientes y ventas de energía para el primer semestre del 2008 y el año terminado el 31 de diciembre de 2007:

Detalle de Clientes y Ventas de Energía								
	Año terminado Diciembre 31, 2007				**Seis meses terminados Junio 30, 2008**			
	Clientes Totales		**Ventas (MWh)**		**Clientes Totales**		**Ventas (MWh)**	
Distrito	**Promedio**	**%**	**MWh**	**%**	**Promedio**	**%**	**MWh**	**%**
Panamá	174,445	55%	1,305,891	60%	181,553	55%	668,314	60%
San Miguelito	49,253	15%	398,713	18%	51,594	16%	208,896	19%
Colón	76354	24%	375,941	17%	78,221	24%	186,458	17%
Chepo	7,337	2%	25,826	1%	7,690	2%	13,208	1%
Portobelo	2,244	1%	5,914	0%	2,340	1%	3,131	0%
Chagres	1,052	0%	2,238	0%	1,107	0%	1,237	0%
Santa Isabel	844	0%	1,337	0%	892	0%	712	0%
Donoso	354	0%	551	0%	386	0%	320	0%
Sub-Total	**311,882**	**97%**	**2,116,410**	**97%**	**323,783**	**97%**	**1,082,277**	**97%**
Sistemas Aislados(1)	8,122	3%	19,624	1%	8,490	3%	10,418	0.9%
Alumbrado Público(2)			43,180	2%			22,523	2%
Total	**320,004**	**100%**	**2,179,214**	**100%**	**332,273**	**100%**	**1,115,218**	**100%**

Fuente: Elektra Noreste, S.A.

1) Los sistemas aislados atienden aquellos clientes que no están conectados al Sistema Interconectado Nacional para la transmisión y distribución de electricidad. Los sistemas aislados incluyen información para Taboga, Balboa, Pinogana, Chepigana y San Blas. Todos son distritos en nuestra área de concesión excepto San Blas.

2) El alumbrado público representa el suministro de electricidad para alumbrado público dentro de nuestra área de concesión.

Red de Distribución

Líneas de Distribución. La red de distribución del Emisor comprende aproximadamente 8,488 kilómetros de líneas de alta, media y baja tensión distribuidas en líneas aéreas y subterráneas con 1,141MVA de capacidad de transformación, de los cuales 694MVA es suministrado por transformadores trifásicos y 447MVA por transformadores monofásicos montados en poste. El voltaje primario estándar es 13.2kV. En las áreas pobladas alrededor de Colón los voltajes de distribución son 12kV, 4.6kV y 2.4kV. Los sistemas aislados tienen un número limitado de líneas trifásicas y monofásicas de 34.5kV (por ejemplo 19.92kV). Los cables de distribución de

electricidad del Emisor están compuestos de cobre, aluminio o conductores de aluminio con centro de acero sostenidos por postes (madera, acero y concreto).

Adicionalmente, la red del Emisor incluye 59.4 kilómetros de líneas de transmisión de 115kV aéreas, tanto de circuito simple y doble, y 11.4 kilómetros de líneas de transmisión subterráneas que alimentan la subestaciones en la ciudad de Panamá. Las líneas de 115kV incluyen una interconexión de 15 kilómetros entre la subestación Panamá II de ETESA y la subestación del Emisor de Cerro Viento, la cual es usada por lo generadores de electricidad para suministrar energía a clientes fuera del área de concesión del Emisor, por lo cual el Emisor recibe honorarios de peaje (wheeling charge). Adicionalmente el Emisor es propietario de 8.1 kilómetro de una línea de 44kV que conecta la subestación de France Field con la subestación de Mount Hope; y de 10.7 kilómetros de líneas de 44kV que conecta la subestación de Bahía Las Minas para respaldar el arco formado por las subestaciones de Mont Hope y Colón.

La tabla siguiente muestra un resumen de los kilómetros de líneas por nivel de voltaje del Emisor al 31 de octubre de 1998 y al 30 de junio de 2008:

Km de Línea por Nivel de Voltaje del Emisor

	Octubre 31, 1998		Junio 30, 2008	
Línea	**Aéreas**	**Subterráneas**	**Aéreas**	**Subterráneas**
115kV	23.4	-	59.4	11.4
44 kV	12.9	-	18.5	0.3
34.5/19.9kV	94.8	-	210.6	-
13.8kV	1,345.4	18.0	2,968.9	142.4
<13.8kV-2.4kV	878.9	39.6	54.8	73.4
Up to 600V	1,945.8	-	4,690.3	258.0
Total	**4,301.2**	**57.6**	**8,002.4**	**485.5**

Fuente: Elektra Noreste, S.A.

Categorías de Cliente

Al 31 de diciembre de 2007 las ventas de energía por el Emisor, fueron de 2,179 GWh, 7.4% mayor que las del último año. Estas ventas equivalen aproximadamente al 40% del consumo total de energía en Panamá. Durante el 2007, el Emisor facturó a un promedio de 320,004 clientes lo que representó un incremento del 4.8% sobre el año anterior. Este número de clientes representa aproximadamente el 41% del mercado panameño. Durante los seis primeros meses de 2008 el Emisor facturó a un promedio de 332,273 clientes.

Categorías de Clientes Regulados. La base de clientes regulados está dividida en cuatro categorías: residencial, comercial (ejemplo vendedores al por menor), industrial (ejemplo plantas y facilidades manufactureras) y gobierno. Las agencias gubernamentales, tales como municipalidades , las plantas públicas de agua y el alumbrado público están incluidas en la categoría gobierno. Ningún cliente individual representa más del 10.0% de nuestro negocio. La tabla siguiente establece el número promedio de clientes regulados por categoría para los períodos indicados.

No. Promedio de Cliente Regulados por Categoría

	Año terminado el 31 de Diciembre				Seis meses terminados el 30 de Junio		
Tipo de Cliente	**2005**	**2006**	**2007**	**´05-07**	**2007**	**2008**	**08/07**
Residencial	265,963	281,982	295,463	5.4%	291,437	306,633	5.2%
Comercial	20,149	21,209	22,256	5.1%	21,921	23,277	6.2%
Industrial	204	195	200	-1.0%	196	212	8.2%
Gubernamental	2005	2,061	2,085	2.0%	2,056	2,151	4.6%
Total	**288,321**	**305,447**	**320,004**	**5.4%**	**315,610**	**332,273**	**5.3%**

Fuente: Elektra Noreste, S.A.

La siguiente tabla establece las ventas de electricidad total por categoría de clientes regulados, para los períodos indicados.

Ventas de Electricidad de Clientes Regulados por Categoría

	Año terminado el 31 de Diciembre				Seis meses terminados el 30 de Junio		
Tipo de Cliente	**2005**	**2006**	**2007**	**´05-07**	**2007**	**2008**	**08/07**
MWH							
Residencial	667,650	686,002	731,012	4.6%	364,639	371,549	1.9%
Comercial	754,165	802,855	876,240	7.8%	431,376	455,388	5.6%
Industrial	206,407	240,884	254,264	11.0%	125,730	129,588	3.1%
Gubernamental	245,338	253,726	270,778	5.1%	133,043	134,713	1.3%
Alumbrado Público	38,888	41,416	43,180	5.4%	21,434	22,523	5.1%
Consumo Interno	3,853	3,733	3,739	-1.5%	1,961	1,458	-25.6%
Total	**1,916,301**	**2,028,616**	**2,179,214**	**6.6%**	**1,078,183**	**1,115,218**	**3.4%**

Fuente: Elektra Noreste, S.A.

Algunos de los clientes son atendidos en sistemas aislados, que son aquellas comunidades no conectadas al sistema interconectado nacional para la generación y transmisión de electricidad. Al 30 de junio de 2008 el Emisor atendía más de 8,489 clientes en los sistemas aislados con un consumo total de 10,418MWh, equivalente al 0.9% del consumo total de su zona de concesión.

Grandes Clientes (y potencialmente no regulados). Los grandes clientes son aquellos clientes con demanda pico mayor de 100kW. Los grandes clientes pueden escoger entre ser un cliente regulado o no regulado. Los grandes clientes no están obligados a comprar energía de las compañías distribuidoras y pueden ser clientes no regulados al comprar energía directamente de los generadores. Las compañías distribuidoras están obligadas a permitir a los generadores de electricidad acceso a nuestra red para la entrega de energía a esos clientes siempre que los generadores y los clientes no regulados paguen al Emisor, los cargos de distribución regulados conocidos como peajes (wheeling charge). Al 30 de junio del 2008, 580 de los clientes del Emisor, calificaban como grandes clientes, los cuales representaban aproximadamente el 41% del consumo total. A esta fecha, solo 2 clientes fueron no regulados y compraron energía directamente de los generadores. Inicialmente, los grandes clientes fueron aquellos con demanda pico mayor de 500kW pero, desde 2002, este requerimiento fue reducido gradualmente. A enero de 2005, los grandes clientes son aquellos con demanda pico mayor de 100kW.

Otros Ingresos por uso de la Red de Distribución. En adición, el Emisor tiene derecho a recibir pagos de generadores o distribuidores que usan las redes de distribución para entregar energía a clientes no regulados que compran directamente del generador o en el mercado ocasional. El Emisor también recibe ingresos de las compañías de teléfonos (Cable & Wíreless, S.A., etc), de la compañía de TV por Cable (Cable Onda S.A., etc) por el uso de sus postes, para llevar sus servicios respectivos a sus clientes.

A la fecha de oferta, el Emisor no tiene ningún cliente que represente más del 10% del total de sus ingresos.

Tarifas de Distribución

Los cargos de las tarifas de distribución son establecidos en un nivel que permita a los distribuidores obtener suficientes ingresos para cubrir los costos operativos, de mantenimiento, comerciales (incluyendo medición, facturación y servicio al cliente), gastos administrativos , pérdidas de energía en distribución eficientes y un retorno razonable sobre la inversión eficiente. Cada uno de esos costos es determinado por la ASEP basado en los costos y gastos de compañías similares eficientes. De acuerdo con la estructura de tarifa actual, los usuarios del sistema de distribución y los clientes regulados pagan un cargo separado dentro de la tarifa para cubrir el capital, el consumo de energía y los costos operacionales del alumbrado público. Los jubilados (hombres de 62 años de edad o mayores y mujeres de 57 años o mayores) reciben un descuento del 25% en cargos aplicados para los primeros 600kWh de consumo. Por cualquier consumo arriba de los 600kWh, los jubilados pagan los cargos completos.

La tasa de retorno antes de impuesto permitida, determinada por la ASEP, debe estar entre el rango de 2% sobre o bajo el rendimiento promedio de los bonos del tesoro de los Estados Unidos a 30 años en el año precedente a la fijación de la tarifa más una prima de riesgo del 8%. Para la estructura de tarifa actual, que estará vigente hasta el 30

de junio de 2010 la tasa de retorno antes de impuesto fue fijada al 10.73%. Esta tasa es aplicada a los activos fijos netos del distribuidor en operación durante el período de tarifa basado en valores contables históricos al inicio del período de tarifa más los requerimientos de inversión eficiente del distribuidor durante el período de tarifa.

Las opciones de tarifa para clientes regulados incluyen: (i) una tarifa simple basada en kilowatt hora, restringida a clientes residenciales y otros con una demanda de electricidad de 15kW o menos; (ii) una tarifa basada en la demanda; y (iii) una tarifa basada en horas de uso. Este último tipo es suministrado a clientes de cualquier tensión. Al 30 de junio de 2008, solo 95 clientes del Emisor están en las tarifas de uso horario. Los clientes son permitidos de cambiar su opción de tarifa dos veces en un período de doce meses sin incurrir en una penalidad. Después del segundo cambio, el cliente pagará una penalidad en el monto del 50% del cargo por conexión.

La estructura de tarifa VAD permanece en vigencia por un período de 4 años. Cada 6 meses durante el período tarifario, los cargos de generación y de transmisión contenidas en la tarifa son ajustados con base en la proyección de costos de compra y transmisión de energía para ese semestre y para reconocer las variaciones entre los costos de compra y transmisión de energía reales y los proyectados de los dos semestres anteriores. Los cargos de distribución y comercialización son ajustados parcialmente (el 54% de los cargos) por inflación basados en el IPC de los 2 semestres anteriores. A partir del 1 de julio de 2006, se inicio la aplicación de un cargo adicional o cláusula de combustible que permite adelantar a los clientes las variaciones entre los costos de generación proyectados y reales asociadas a las variaciones en los precios de combustible. Con este ajuste mensual se logró reducir el impacto en los ajustes semestrales de los sobre costos que se acumulaban en períodos anteriores.

Tarifa simple (BTS). La tarifa simple es una tarifa de energía por kW hora restringida a clientes con líneas de baja tensión (600V o menos) y con una demanda de 15kV o menos. Al 30 de junio de 2008 la tarifa simple se aplica al 98.8% de los clientes. El consumo de electricidad para estos clientes representaba el 43.3% del consumo total de estos seis meses del año 2008.

Tarifa con Demanda Máxima de Baja Tensión ("BTD") y Tarifa de Horas de Uso de Baja Tensión ("BTH"). La tarifa con demanda máxima de baja tensión y la tarifa de horas de uso de baja tensión están disponibles para nuestros clientes comerciales, industriales y residenciales regulados que están conectados a un nivel de voltaje de o por debajo de 600V. Estas tarifas incluyen un componente de capacidad o demanda, un componente de energía y un cargo fijo por cliente. Los componentes de capacidad y energía incluyen un componente de generación, transmisión y distribución. El cargo por demanda se aplica a la demanda máxima del mes.

Tarifa con Demanda Máxima de Media Tensión ("MTD") y Tarifa de Horas de Uso de Media Tensión ("MTH") La tarifa con demanda máxima de media tensión y la tarifa de horas de uso de media tensión están disponibles para aquellos clientes que reciben el suministro de electricidad a un nivel de voltaje mayor de 600V y menor de 115kV. Estos cargos de tarifa tienen la misma estructura y operan en la misma manera que la tarifa máxima de baja tensión y la tarifa de horas de uso de baja tensión.

Tarifa con Demanda Máxima de Alta Tensión ("ATD") y Tarifa de Horas de Uso de Alta Tensión ("ATH") La tarifa con demanda máxima de alta tensión y la tarifa de horas de uso de alta tensión están disponibles para clientes que reciben el suministro de electricidad a un nivel de voltaje mayor de 115kV. Estos cargos de tarifa tienen la misma estructura y operan en la misma manera que las tarifas con demanda máxima de baja y de media tensión y que las tarifas de horas de uso de baja y de media tensión.

Cargos de Peaje a Baja, Media y Alta Tensión. Para los clientes no regulados que compran energía directamente a los generadores o en el mercado ocasional, ellos deben pagarle a la compañía de distribución que les atiende en sus localidades un cargo de capacidad y energía, o un cargo de peaje, que corresponde a los componentes de distribución y comercialización incluidos en la estructura tarifaria de los clientes regulados..

Cargos por Alumbrado Público Los cargos por alumbrado público, incluyendo un retorno en el capital, gastos operativos y de mantenimiento, y costos de consumo de energía son incluidos en la tarifa regulada de clientes.

En la tabla que sigue se muestra el número promedio de clientes del Emisor por tarifa para los períodos indicados.

No. Promedio de Clientes por Tarifa							
Clientes promedio	**Año terminado el 31 de Diciembre**				**Seis meses terminados el 30 de Junio**		
	2005	**2006**	**2007**	**´05-07**	**2007**	**2008**	**08/07**
Baja tensión							
BTS – Residencial	265,806	281,818	295,290	5.4%	291,271	306,438	5.2%
BTS – Otros	18,246	19,705	20,887	7.0%	20,563	21,841	6.2%
BTD	4,078	3,640	3,477	-7.7%	3,438	3,606	4.9%
BTH	29	59	76	61.9%	72	88	22.2%
Media tensión							
MTD	157	218	267	30.4%	259	292	12.7%
MTH	3	4	4	15.5%	4	4	0.0%
Alta tensión							
ATD	2	3	3	22.5%	3	4	33.3%
Alumbrado Público							
Total	**288,321**	**305,447**	**320,004**	**5.4%**	**315,610**	**332,273**	**5.3%**

Fuente: Elektra Noreste, S.A.

En la tabla que sigue se muestran las ventas de electricidad del Emisor, por tarifa para los períodos indicados:

Ventas de Electricidad por Tarifa							
	Año terminado el 31 de Diciembre				**Seis meses terminados el 30 de Junio**		
GWh	**2005**	**2006**	**2007**	**´05-07**	**2007**	**2008**	**08/07**
Baja tensión							
BTS – Residencial	662,044	679,848	723,938	4.6%	361,176	367,830	1.8%
BTS – Otros	185,555	205,784	226,316	10.4%	111,539	115,245	3.3%
BTD	608,563	543,815	531,448	-6.6%	262,417	267,774	2.0%
BTH	3,295	5,288	5,862	33.4%	2,918	2,865	-1.8%
Media tensión							
MTD	391,914	417,615	463,120	8.7%	227,533	244,351	7.4%
MTH	1,115	1,569	2,222	41.2%	991	980	-1.0%
Alta tensión							
ATD	24,928	133,281	183,129	171.0%	90,174	93,650	3.9%
Alumbrado Público	38,888	41,416	43,180	5.4%	21,434	22,523	
Total	**1,916,301**	**2,028,616**	**2,179,214**	**6.6%**	**1,078,183**	**1,115,218**	**3.4%**

Fuente: Elektra Noreste, S.A.

Compras de Energía

El Emisor está obligado por ley a garantizar mediante contratos la cobertura del 100% de la demanda (DMG) de sus clientes regulados para los próximos de 24 meses. Esto requiere una adecuada estimación de las necesidades de los clientes y además limitar la posibilidad de una sobre-contratación. 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. Con los contratos se evita la dependencia del mercado ocasional de electricidad cuyos precios pueden estar sujetos a mayores fluctuaciones. Los precios de compra de los contratos están basados en procesos internacionales de libre concurrencia. La diferencia entre los requerimientos y lo contratado se obtienen en el mercado ocasional. De acuerdo a las reglas comerciales tanto las compras a través de contratos como las compras en el mercado ocasional son traspasados a los clientes.

En la resolución No. JD-5864 de 8 de marzo de 2006, la ASEP modificó su definición de cliente regulado para incluir a los grandes clientes que compran su energía a las distribuidoras, dichos clientes previamente estaban excluidos del cálculo de la obligación a contratar. Adicionalmente en la resolución No. JD-5830 de 27 de enero de 2006 la ASEP ha propuesto cambiar el criterio para determinar los períodos requeridos de cobertura de contratos para compras de energías futuras. De acuerdo con esta resolución el Emisor está obligado a contratar el 100% de la demanda de sus clientes regulados (incluyendo grandes clientes) para los próximos dos años, 90% para los siguientes tercer y cuarto, 80% para los siguientes quinto y sexto, 70% para los siguientes séptimo y octavo y años subsiguientes. Para los años 2009, 2010 y 2011 el Emisor tiene aproximadamente el 99% del requerimiento de sus clientes contratado.. Del 2012 al 2015 se tiene contratada en promedio el 68% de la demanda proyectada.

Actualmente, el Emisor debe incluir a los grandes clientes en la cobertura de demanda con contratos, sin embargo, si un gran cliente regulado elige convertirse en no regulado, los contratos del Emisor permiten excluir el monto proporcional representado por aquel cliente.

En la tabla que sigue se presentan los contratos de compra de energía suscritos por el Emisor, al 30 de junio 2008:

Contratos PPAs Vigentes del Emisor al 30 de junio de 2008

Compañía	No. Contrato	MW	Incio	Final
Termica del Noreste, S.A.	DME-003-2000		Junio 19, 2000	Julio 19, 2010
ESTI – AES	Inicial - 03 - 99	48.72	Noviembre 20, 2003	Noviembre 2013
Bahía Las Minas	DME-001-02	80	Enero 01, 2005	Diciembre 31, 2008
AES Panamá	DME-002-04	40; 20	Enero 01, 2006	Diciembre 2007
AES Panamá	DME-003-04	20; 40; 60	Enero 01, 2006	Diciembre 31, 2008
Pedregal Power Co.	DME-004-05	30	Enero 01, 2006	Diciembre 31, 2008
Pan Am	DME-005-05	60	Enero 01, 2006	Diciembre 31, 2008
Pedregal Power Co.	DME-006-05	12; 5; 15	Enero 01, 2006	Diciembre 31, 2008
Pedregal Power Co.	DME-012-06	10; 1; 1	Enero 01, 2007	Diciembre 31, 2009
Semper Group.	DME-013-06	0.001	Enero 01, 2007	Diciembre 31, 2008
Pan Am	DME-009-06	16; 16; 45; 45	Enero 01, 2007	Diciembre 31, 2010
Fortuna	DME-019-06	25; 5; 15	Enero 01, 2007	Diciembre 31, 2009
Paso Ancho Hidro-Power	DME-002-05	4	Enero 01, 2008	Diciembre 31, 2015
Inversiones y Desarrollos Balboa	DME-006-07	16.6	Agosto 01, 2008	Diciembre 31, 2008
Fortuna	DME-001-06	80	Enero 01, 2009	Diciembre 31, 2012
Semper Group.	DME-013-06	30	Enero 01, 2009	Diciembre 31, 2010
Pedregal Power Co.	DME-020-06	42	Enero 01, 2009	Diciembre 31, 2009
Pan Am	DME-021-06	32	Enero 01, 2009	Diciembre 31, 2009
Semper Group.	DME-014-06	0.0075	Enero 01, 2009	Diciembre 31, 2010
Bahía Las Minas	DME-017-06	0.001	Enero 01, 2009	Diciembre 31, 2009
Bahía Las Minas	DME-017-06	24.6	Enero 01, 2009	Diciembre 31, 2011
Termica del Caribe	DME-005-07	2.85	Marzo 01, 2009	Marzo 30, 2014
ESEPSA	DME-007-07	0.96	Julio 01, 2009	Junio 30, 2014
GENERADORA DEL ATLANTICO	DME-009-07	30	Julio 01, 2009	Junio 30, 2014
Bahía Las Minas	DME-017-06	108	Enero 01, 2010	Diciembre 31, 2018
Pan Am	DME-010-06	20	Enero 01, 2010	Diciembre 31, 2019
Semper Group.	DME-014-06	23	Enero 01, 2011	Diciembre 31, 2012
Pan Am	DME-011-06	60	Enero 01, 2011	Diciembre 31, 2020
Fortuna	DME-001-06	120	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2018
Bahía Las Minas	DME-018-06	108	Enero 01, 2019	Diciembre 31, 2023
FORTUNA	DME-001-08	59	Enero 01, 2009	Diciembre 31, 2009
PEDREGAL	DME-002-08	4	Enero 01, 2009	Diciembre 31, 2009
FORTUNA	DME-003-08	55.5	Enero 01, 2010	Diciembre 31, 2011

Fuente: Elektra Noreste, S.A.

En el año 2006 el costo total promedio de compra fue de US $113.00 por MWh en el 2007 fue de US $114.00 por MWh y el primer semestre de 2008 fue de US $154.00 por MWh. El incremento ha estado asociado principalmente a los altos costos del combustible.

Si un generador es incapaz de cumplir sus compromisos de suministro de la potencia y energía contratada, la empresa distribuidora tiene derecho a una compensación por parte del generador por la energía asociada no suministrada. El pago de esta penalidad no exonera al generador de una demanda de compensación por cualesquiera multas que pudiera incurrir, el distribuidor, como resultado de la falta de energía, por causa del generador.

El pago de la energía comprada es a los 30 días de presentada la factura. De acuerdo al proceso de liquidación, las facturas se presentan dentro de los primeros 5 días del mes siguiente al facturado. Cada contrato de compra de energía requiere una fianza de cumplimiento por parte del generador igual que de una garantía de pago por parte del distribuidor. En cada caso la cobertura es de aproximadamente el estimado de un mes de energía que debe ser suministrada en cada contrato al precio global promedio respectivo.

La tabla siguiente resume la composición de las compras de energía del Emisor incluyendo las pérdidas de transmisión asignadas en los seis meses terminados el 30 de junio de 2008 y en los años terminados 31 de diciembre 2006 y 2007

	Compra de Energía por Generador Año Terminado Diciembre 31				**Seis meses terminados el 30 de Junio 2008**	
	2006		**2007**			
	GWh	**%**	**GWh**	**%**	**GWh**	**%**
AES Panamá	619.4	26.1%	406.1	16.1%	171.5	13.3%
AES Panamá - ESTI	277.2	11.7%	303.2	12.0%	139.2	10.8%
ACP	96.1	4.0%	59.7	2.4%	9.3	0.7%
Bahía Las Minas	466.9	19.6%	563.9	22.4%	272.4	21.2%
Fortuna	97.9	4.1%	177.1	7.0%	15.9	1.2%
Panam	362.2	15.2%	491.5	19.5%	233.9	18.2%
Pedregal	266.0	11.2%	271.2	10.8%	136.5	10.6%
Semper			0.1	0.0%		
Isolated Systems - Service B	26.5	1.1%	25.1	1.0%	13.6	1.1%
Spot Market	110.6	4.7%	166.4	6.6%	263.6	20.5%
Pérdida por Transmisión	54.0	2.3%	56.9	2.3%	29.1	2.3%
Total	**2,376.7**	100.0%	**2,521.1**	100.0%	**1,285.0**	100.0%

Fuente: Elektra Noreste, S.A.

De acuerdo con el contrato de concesión las empresas distribuidoras pueden entrar en las actividades de generación, siempre que tales actividades no excedan el 15% de la demanda integrada de los clientes dentro de la respectiva zona de concesión. Actualmente, el Emisor no genera, pero está evaluando las oportunidades para desarrollar o adquirir capacidades de generación.

Construcción, Mantenimiento y Operaciones

El Emisor, es responsables de construir y mantener la red de distribución eléctrica, las cuales ejecuta a través de contratos externos con terceros con comprobada experiencia. Los requerimientos de construcción o de mejoras de la red pueden ser originados por la expansión, aumentos de carga dentro de las áreas servidas, mejoras en la confiabilidad, o calidad de las empresas relacionadas al servicio. Todos los contratos con terceros son renegociados al vencimiento para garantizar la ejecución a un costo eficiente y la continuidad prestación del servicio. El sistema de mantenimiento es similarmente ejecutado a través de contratistas independientes calificados y experimentados.

El Emisor monitorea la operación de su red las 24 horas del día desde el centro de carga centralizado, localizado en las instalaciones de Cerro Viento donde mantiene y despacha los equipos de emergencia necesarios. Actualmente esta trabajando en mejorar el sistema de comunicación y control de supervisión y sistema de adquisición de información, o SCADA utilizado para controlar las operaciones de campo y despachar con modernos SCADA-DMS y sistemas automáticos de distribución. Las llamadas de clientes son recibidas en un call center de 24 horas. Las interrupciones del servicio y requerimientos de emergencia son registrados en el sistema de administración de interrupciones y son inmediatamente atendidas por el centro de despacho y equipos de servicios de terceros con la finalidad de restaurar el servicio de electricidad dentro del tiempo más corto posible.

Sistemas de Procesamiento de Información

El Emisor está en cumplimiento total con todas las leyes y reglamentos aplicables a la licencia de programas. Los sistemas de información principales son basados en Oracle e incluyen Oracle Financial y Oracle Spatial. El sistema de información al cliente o sistema comercial fue suministrado e instalado por Synergia, una compañía especializada en programas de aplicaciones para la industria de la energía. El sistema de administración de interrupciones fue instalado por UTE, una compañía de energía integrada totalmente y pública en Uruguay. El Emisor también utiliza, entre otros, aplicaciones basadas en AutoCAT. La tecnología de punta les permite tener una operación altamente eficiente, permitiendo un monitoreo en tiempo real de nuestra red desplegada.

Mantiene una combinación de sistemas de transmisión de información y fibra óptica para respaldar todas las operaciones. Estos incluyen operaciones técnicas para comunicación de información entre y dentro las subestaciones de distribución y el centro de despacho, las comunicaciones de centro de servicio al cliente con el sistema de información al cliente, comunicaciones entre las oficinas principales y varias oficinas regionales, centros de llamadas contratados a terceros y agentes de cobros externos (bancos, supermercados, tiendas de equipo de computadoras y compañías de cobro especializadas). También hemos celebrado contratos con compañías locales para suministrar centros de procesamiento alternos, capacidades de respaldo en caso de interrupción del sistema, depósito de información remoto y sistema de respaldo de información crítica. Identificar el plan de administración de riesgo y continuidad de negocios como mitigante.

Medición y Lectura de Medidores

Todos los clientes con tarifas con demandas, (baja media a alta tensión), son medidos con medidores electrónicos de última generación, mientras que todos los grandes clientes tienen equipos de medición avanzados que suministran además información de control de calidad y tiempo de uso, perfil de carga y otras informaciones útiles para el cliente. Todos los medidores son leídos mensualmente, con la información siendo registradas en computadoras de mano en el campo y procesados de noche para facturación inmediata. Todos los medidores en servicio han sido certificados, ya sea por la misma empresa o por el fabricante, que cumplen o exceden los niveles de precisión requerido

El laboratorio de medidores, la lectura de medidores y el proceso de facturación, todos operan de acuerdo con un sistema de control de calidad certificado ISO 9001-2000 y han sido auditados, con resultados completamente satisfactorios, por autoridades locales, agencias certificadoras y personal de control de calidad interno.

Procedimiento de facturación y cobro

Una de las mayores prioridades, ha sido la de consolidar los procedimientos de facturación y cobro con la finalidad de mejorar el historial de pago de los clientes y reducir el tiempo de cobro. Al momento de la privatización aproximadamente el 69% de las cuentas estaban vencidas con saldos sobre los 60 días. Al 30 de junio de 2008, este número fue reducido al 23% con una base de cliente 97% mayor. Las empresas distribuidoras tienen el derecho a suspender el servicio cuando la cuenta del cliente tiene más de 60 días de vencimiento.

Después de la privatización, nuevos criterios fueron introducidos para las reservas de cuenta por cobrar. Actualmente, el Emisor aplica una reserva del 100% para todas las cuentas inactivas o terminadas, una reserva de 100% para los clientes desconectados (más de 90 días sin pago por clientes cuyo servicio ha sido desconectado), uan reserva de 64% para los clientes desconectados (menos de 90 días sin pago por clientes cuyo servicio ha sido desconectado)una reserva de 23% contra cuentas vencidas (más de 90 días sin pago por clientes cuyo servicio no ha sido desconectado), y una reserva de 25% para cuentas sujetas a arreglos de pago. El Emisor registró una reserva de US$15.1 millones contra cuentas por cobrar pendientes al momento de la privatización como parte del audito de cierre.

Durante el 2008, el Emisor eliminó algunas cuentas malas que fueron consideradas incobrables y se aplicó una reserva con la finalidad de representar en la hoja de balance la provisión necesaria para cuentas malas basados en el análisis de las cuentas por cobrar al final del año 2007 y usando el criterio antes descrito.

Cada día, el Emisor continúa adoptando nuevas medidas con la finalidad de mejorar la eficiencia en la facturación y cobro, incluyendo la instalación de un nuevo sistema de administración comercial, uso de agentes de cobro externos tales como los supermercados e instituciones financieras, y aplicación de la desconexión en forma más estricta. Los ciclos de lectura y facturación han sido rediseñados con la finalidad de hacerlos más eficientes y para además reducir el ciclo comercial. También está promoviendo mecanismos de pago de costo menor incluyendo transferencia de fondos electrónica y débito directo, donde sea apropiado.

Los clientes incurren en cargos de interés a una tasa promedio igual a la tasa de los 6 meses previos para depósitos comerciales en todos los montos pendientes después de 30 días de la fecha de facturación. Se requiere que los clientes den depósitos de garantía por un monto igual al consumo estimado de un mes. Esos depósitos de clientes devengan interés a una tasa promedio igual a la tasa aplicable a depósitos comerciales de 6 meses para el período de 6 meses previos y son reembolsados al cliente después de un año, si para entonces el cliente ha establecido un buen historial de pago de acuerdo al criterio establecido por la ASEP. Al 30 de junio de 2008, el saldo relacionado a depósitos de clientes era US$9.6 millones, neto de US$2.3 millones que fueron reembolsados en el período fiscal en el 2007 a aquellos clientes que reunían el buen historial de pago.

Servicio al Cliente

Al 30 de junio de 2008, el Emisor opera 5 agencias de servicio al cliente, distribuidas a lo largo de la ciudad de Panamá y la ciudad de Colón (puntualmente en Centro Comercial Los Pueblos, Plaza Carolina, Centro Comercial La Doña, Centro Comercial Los Andes y Calle 2da Colón). Esas agencias cobran pagos, celebran nuevos contratos, desconectan el servicio, atienden las quejas del cliente y dan servicios de información variada para el público en general.

También tiene disponible un centro de llamadas de 24 horas para atender la mayoría de los servicios comerciales, reportes de interrupción, preguntas sobre la facturación, solicitar información general, solicitar alumbrado público y otros servicios. Esta operación ha sido contratada a un operador de centro de llamada experimentado externo, con experiencia internacional y alto nivel de conocimiento.

Adicionalmente, como parte de la campaña de reducción de pérdida, los equipos y personal entrenados son enviados al campo para identificar consumidores ilegales advertirles de los daños y riesgos inherentes con el robo de energía, y les permiten contratar como un cliente que paga en el punto. Estas medidas han mejorado significativamente las relaciones con la comunidad y proveen resultados significativos en sus esfuerzos en reducir las conexiones ilegales dentro de su zona de concesión.

Pérdidas de Electricidad

El sistema de distribución de energía eléctrica tiene pérdidas de electricidad técnicas y no técnicas. Las pérdidas de electricidad técnicas son aquellas que ocurren en el curso ordinario de las operaciones de distribución resultantes de las características específicas de la red, pérdidas de calor, etc. Las pérdidas de electricidad no técnicas, son aquellas que resultan de conexiones ilegales, fraudes o errores de facturación. En el 2007 las pérdidas de electricidad fueron aproximadamente 11.1% del total de la electricidad comprada, del cual 6.9% fueron técnicas y 4.2% no técnicas. Al momento de nuestra privatización en 1998 las pérdidas de energía dentro de la zona de concesión del Emisor eran aproximadamente 24%. Desde la privatización en 1998, el Emisor ha reducido las pérdidas totales aproximadamente en 54%. Hasta el 30 de junio del 2010, el porcentaje de pérdidas de distribución reconocido en la tarifa es 8.4%.

El Emisor continúa ejecutando programas de reducción de pérdida completo y bien definido que incluye la instalación de totalizadores de energía localizados en puntos clave para mejorar el monitoreo del consumo para grupo o bolsas de clientes; la mejora de procesos internos para identificar conexiones ilegales; la migración de ilegales hacia la base de clientes legalizados principalmente en los nuevos desarrollos urbanos de bajo ingreso; el reemplazo de medidores obsoletos e instalación de cables protegidos para reducir el robo y mejorar la detección de errores a través de la instalación de medidores digitales en la subestación..

Adicionalmente ha implementado un programa de comunicaciones corporativas dirigido a los usuarios conectados ilegalmente buscando levantar conciencia dentro de la comunidad a cerca de los riesgos de seguridad generados por

conexiones ilegales. Recientemente el robo de energía ha sido reconocido como un acto penalizado por ley, con lo que el Emisor puede ahora llevar a las Cortes panameñas casos de robo de energía, principalmente contra clientes comerciales y residenciales. Desde la privatización, aproximadamente 140,000 conexiones ilegales se han convertido en clientes regulados, de los cuales cerca de 65,900 fueron convertidos desde enero de 2005 hasta junio de 2008.

La tabla siguiente resume el número total de clientes que fueron convertidos de conexiones ilegales a clientes regulares durante los periodos indicados.

Número de Clientes Regularizados

Ilegales	**Año Terminado Diciembre 31**			**Seis meses terminados el 30 de Junio 2008**	**Total**
	2005	**2006**	**2007**		
Total	24,843	23,743	13,708	3,606	65,900

Fuente: Elektra Noreste, S.A.

El Emisor, también ha ejecutado programas específicos para reducir las pérdidas técnicas incluyendo el reemplazo e instalación de capacidad de transformación adicional conocida como el programa TLM. Una nueva subestación Geehan, comenzó operaciones en el 4to trimestre del 2005 y la subestación, Tinajitas, en abril del 2006. Estas nuevas subestaciones no solo contribuyen a reducir las pérdidas técnicas sino también a mejorar la calidad del servicio.

La siguiente tabla resume nuestras pérdidas técnicas y no técnicas para los períodos indicados:

Pérdidas Técnicas y No Técnicas

	Año Terminado Diciembre 31			**Seis meses terminados al 30 de junio**
	2005	**2006**	**2007**	**2008**
Técnicas	7.70%	7.40%	6.90%	6.00%
No Técnicas	4.58%	4.80%	4.21%	4.75%
Total	**12.28%**	**12.20%**	**11.11%**	**10.75%**

Fuente: Elektra Noreste, S.A.

Requisitos mínimos de servicios

El Emisor está obligado a cumplir con normas de confiabilidad, calidad de suministro y servicio al cliente establecidas en reglamentaciones publicadas por la ASEP y de acuerdo con un cronograma incluido en el Contrato de Concesión.

Confiabilidad del Sistema Los principales indicadores utilizados para medir la confiabilidad son la frecuencia y la duración de las interrupciones del servicio. El cronograma reglamentario para mejoras en la confiabilidad incluyó dos etapas de ejecución. Durante la primera etapa julio 2000 a junio 2004, todos los indicadores eran para ser medidos en una base "global" o a lo ancho del sistema en términos de frecuencia anual promedio de interrupciones por cliente (SAIFI), tiempo de interrupción anual total por cliente (SAIDI), duración promedio de interrupción (CAIDI) y disponibilidad del sistema promedio (ASAI). Durante la segunda etapa de este programa julio 2004 a junio 2008, todos los indicadores son para ser medidos en una base individual. Los requerimientos diferentes tienen que ser cumplidos con respecto a las áreas urbana y rural dentro de la zona de concesión.

La tabla siguiente muestra el nivel de confiabilidad que los distribuidores debieron cumplir para cada indicador en una base global para las áreas urbanas.

Cronograma reglamentario para mejoras de confiabilidad en áreas urbanas

	Julio 2005 a Junio 2006	Julio 2006 a Junio 2007	Julio 2007 a Diciembre 2007	Enero 2008 a Junio 2008
SAIFI (número por año)	6.00	6.00	3.00	3.00
SAIDI (número por año)	8.76	8.76	4.38	4.38

Fuente: Elektra Noreste, S.A.

El Emisor, instaló un sistema en abril de 1999 para mejorar la administración de interrupciones y para facilitar la ejecución de las medidas en esta área. El sistema conocido como el MGI (*Módulo de Gestión de Incidencias)* fue completamente mejorado en junio de 2004 con la finalidad de permitir la ejecución de medidas para la red de distribución en una base de cliente individual.

Las siguientes tablas resumen la frecuencia anual promedio y las duraciones de interrupciones por cliente de acuerdo en los parámetros en áreas urbanas de la zona de concesión, del Emisor, para los períodos indicados.

Estadística de SAIFI en Áreas Urbanas

	Julio 2005 a Junio 2006	Julio 2006 a Junio 2007	Julio 2007 a Diciembre 2007	Enero 2008 a Junio 2008
Acumulado de 12 meses	2.21	3.2524	1.2309	1.1394
Último mes	0.28	0.2031	0.4013	0.5515
Meta Regulatoria	0.50/mes	0.50/mes	0.50/mes	0.50/mes

Fuente: Elektra Noreste, S.A.

Estadística de SAIDI en Áreas Urbanas

	Julio 2005 a Junio 2006	Julio 2006 a Junio 2007	Julio 2007 a Diciembre 2007	Enero 2008 a Junio 2008
Acumulado de 12 meses	2.82	3.6835	1.145	1.653
Último mes	0.37	0.2184	0.23	0.3125
Meta Regulatoria	0.73/mes	0.73/mes	0.73/mes	0.73/mes

Fuente: Elektra Noreste, S.A.

De enero a junio 2008, el número de interrupciones promedio por cliente fue de 1.14 veces en área urbanas comparado al promedio de interrupciones por cliente de 3 veces, el máximo permitido por el nivel SAIFI para el período de 12 meses. El tiempo total de interrupciones, en una base de promedio por cliente, fue de 1.65 horas comparado a las 4.38 horas promedio por cliente, el nivel SAIDI urbano máximo.

Como un incentivo para los distribuidores, para invertir en mejorar la confiabilidad del sistema, la ASEP impone penalidades por interrupciones del suministro que excedan los límites regulatorios basados en un costo considerado por energía no suministrada de US$1.50 por KWh. Esas penalidades son pagadas en forma de descuentos en las facturas subsiguientes. Por otro lado los contratos de compra de energía con generadores contienen penalidades correspondientes de 3 a 5 veces el precio de contrato de la energía por interrupciones en el suministro por causa del generador. En adición, se puede reclamar al generador una compensación adicional para cubrir penalidades pagadas a los clientes como resultado de interrupciones en el suministro atribuibles a él.

Calidad del Suministro Otros parámetros de eficiencia aplican a la calidad del servicio técnico tales como los niveles de voltaje, las distorsiones armónicas y otros aspectos.

Los distribuidores están obligados a hacer lecturas de voltaje al 1% de su base de cliente cada semestre y reportar esos resultados a la ASEP, quien ha establecido como meta que por lo menos el 95% de las lecturas deben estar

dentro del rango regulado de desviación del voltaje. Desde junio del 2000, cuando se inicio la aplicación de esta norma hasta el 30 de junio de 2008, la calidad global de índices de suministros del Emisor ha estado dentro del rango requerido, como se muestra en la tabla siguiente.

	Voltaje - % Dentro del rango permitido					
	Julio 1, 2005 a Diciembre 31, 2005	**Enero 1, 2006 a Junio 30, 2006**	**Julio 1, 2006 a Diciembre 31, 2006**	**Enero 1, 2007 a Junio 30, 2007**	**Julio 1, 2007 a Diciembre 31, 2007**	**Enero 1, 2008 a Junio 30, 2008**
Real	96.80%	97.52%	96.70%	96.08%	96.01%	97.82%
Regulado	95.00%	95.00%	95.00%	95.00%	95.00%	95.00%

Fuente: Elektra Noreste, S.A.

Servicio al Cliente. Regulaciones separadas son aplicadas a las normas de servicio al cliente, incluyendo el tiempo de conexión y reconexión, información sobre interrupciones planeadas, porcentaje de la facturación total basado en el consumo estimado y tiempos de respuesta para tratar preguntas sobre facturación y/o reclamos. En adición a las penalidades por incumplimiento de las normas de calidad del suministro y servicio al cliente, las empresas distribuidoras también pueden ser responsables y pagar una compensación cuando equipo personal de un cliente, tales como computadoras, televisores, refrigeradores u otros sistemas, son afectados como consecuencia de defectos y cambios súbitos en el suministro de electricidad. La tabla siguiente muestra el cumplimiento global con los principales indicadores regulados de servicio al cliente, específicamente, tiempo de conexión, tiempo de reconexión y cuentas estimadas:

Cumplimiento de Indicadores Regulados				
	Año terminado el 31 de diciembre			**Seis meses terminados en Junio de 2008**
	2005	**2006**	**2007**	
Modificación de dirección (Días Laborables)				
Actual	1.90	1.95	1.89	2.83
Regulado	3	3	3	3
Reconexión (Horas)				
Actual	14.49	13	11	16
Regulado	24	24	24	24
Facturación Estimada (Porcentaje)				
Actual	0.2	0.15	0.24	0.52
Regulado	5	5	5	5

Fuente: Elektra Noreste, S.A.

El no cumplimiento con indicadores técnicos y de servicio al cliente genera una compensación al cliente afectado. Los pagos por compensación de 2005 a junio de 2008, realizados por el Emisor, son mostrados en la tabla siguiente:

Pagos por Compensación				
	Año terminado al 31 de diciembre			**Seis Meses que terminan el 30 de Junio 08**
	2005	**2006**	**2007**	
Daños del Equipo	131,452	80,316	90,652	34,548
Fluctuación del nivel de voltaje	62,297	19,761	121,794	33,525
Interrupciones	71,302	54,195	158,551	23,520
Alumbrado Público	0	0	3,820	0
Comercial(1)	10,363	26,862	12,776	10,470
Total	275,414	181,133	387,593	102,062

Fuente: Elektra Noreste, S.A.

E. DESCRIPCIÓN DE LA INDUSTRIA

Introducción a los usos de la electricidad panameña

Panamá tiene un sistema mixto hidro-térmico de electricidad con una capacidad de generación instalada actual de aproximadamente 1,296MW (60% hidro y 40% térmico), con una demanda máxima de 1,024MW, atendiendo aproximadamente 745,248 clientes al 31 de diciembre de 2007, un aumento de 32,249 clientes desde el 31 de diciembre de 2006. En 2007, con una hidrología promedio, aproximadamente el 64% de la producción energía bruta provino de la capacidad hidroeléctrica. Más del 41% de la capacidad de generación está ubicada en el oeste del país, cerca de la frontera con Costa Rica, donde la mayoría de los recursos hidroeléctricos de Panamá están ubicados. Una línea de transmisión de 430 kilómetros une esas plantas al centro de carga en el corredor ciudad de Panamá-Colón. Las plantas de generación térmica de Panamá actualmente dependen del petróleo importado, aunque la posibilidad de usar gas natural y/o carbón de Colombia para suplir el mercado de la electricidad panameño actualmente está bajo evaluación.

El sistema de electricidad en Panamá está interconectado con el de Costa Rica, y existen planes para incrementar los intercambios de energía regionales al establecer lo que se conoce como el sistema de interconexión de los países de América Central o SIEPAC.

Desde 2005, las ventas de electricidad han estado creciendo a un promedio de aproximadamente de un 5.2% por año y en 2007 totalizaron 5,294GWh, de los cuales 31% fue residencial, 44% fue comercial, 10% fue industrial, 15% es utilizado por el sector público incluyendo el alumbrado público (en calles, avenidas y parques municipales). Esto es equivalente a una tasa de consumo mensual de aproximadamente 592KWh por cliente (204KWh para clientes residenciales solamente). Más del 83% de la población en el 2007 fue servida de electricidad, incluyendo aproximadamente 1% suministrado en los sistemas aislados en la región de Darién entre la ciudad de Panamá y la frontera colombiana y otras áreas remotas (Archipiélago de las Perlas y las Islas de San Blas).

Entidades reguladoras

Las organizaciones que participan en la regulación del sector de la electricidad en Panamá son:

La Comisión de Políticas Energética (Ministerio de Economía y Fianzas), la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), la Asamblea Nacional, la Unidad de Planificación de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA) y el Centro Nacional de Despacho (CND). Recientemente fue creada la Secretaria de Energía que tiene la responsabilidad de coordinar las acciones de las diferentes unidades del sector.

Ministerio de Economía y Finanzas. El sector de la electricidad está bajo la jurisdicción del Ministerio de Economía y Finanzas. Dentro del Ministerio de Economía y Finanzas, la Comisión de Política Energética, establece las políticas del gobierno panameño para el sector energético. Tales políticas son formuladas con la colaboración con las agencias gubernamentales..

La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP): La ASEP regula las actividades de generación, transmisión, interconexión y distribución de la energía en el sector de la energía eléctrica; aprueba los programas de generación y transmisión; y promueve la competencia dentro de las diferentes áreas del sector energético de manera que servicios de energías eficientes y de alta calidad sean suministrados. Sus responsabilidades incluyen: (i) evaluación de la eficiencia del suministro del servicio; (ii) establecimiento de la estructura de la tarifa por los servicios; (iii) establecimiento de la estructura de tarifa para el acceso a y uso de las redes y cargos de despacho; (iv) clasificación de cuales clientes de electricidad están sujetos a regulación de tarifa; y (v) determinar las reglas para la compra de energía eléctrica; (vi) determinar las reglas para la planificación y coordinación del sistema interconectado nacional, entre otros.

Unidad de Planificación de ETESA. La Unidad de Planificación de ETESA es una unidad administrativa especial de ETESA y es responsable de elaborar los Planes de Expansión Nacionales de Referencia. La Unidad de Planificación de ETESA también es responsable de proyectar los requerimientos globales de energía de Panamá y determinar las formas para satisfacer tales requerimientos de energía, incluyendo el desarrollo de fuentes alternativas de energía y optimizar el uso de la energía. Las compañías de servicio público están requeridas de preparar y presentar sus planes de desarrollo a la Unidad de Planificación de ETESA.

Centro Nacional de Despacho o CND. El CND es operado por ETESA. El CND es responsable de la planificar, supervisar y controlar la operación integrada del sistema interconectado nacional y de asegurar su operación segura y confiable. El CND también es responsable de (i) coordinar la operación del Sistema Interconectado Nacional con Centros de despachos regionales; (ii) compilar información y definir programas de generación para cada generador (iii) recibir ofertas de los generadores que participan en el mercado de venta de energía; (iv) desarrollar proyecciones de demanda diaria y administrar el despacho; (v) determinar los precios spot de energía por hora en el mercado y los montos de electricidad vendida; (vi) administrar la red de transmisión y los servicios auxiliares requeridos para la operación adecuada del Sistema Integrado Nacional; y (vii) proveer los valores de liquidación en una base mensual con respecto a la división de energía entre suplidores y productores.

Historia

Antes de la privatización de 1998 de los sectores de generación y distribución el sector eléctrico en Panamá estaba bajo la administración de la entidad eléctrica integrada de propiedad del estado, *Instituto Hidráulico y Electrificación o IRHE*, ente creado en 1961, inicialmente para proveer servicios en áreas no servidas por las empresas del sector privado existente y, en general para promover el desarrollo de los servicios eléctricos en Panamá.

Después, el IRHE gradualmente tomó control de los activos y operaciones de las empresas de servicios públicos del sector privado. Empezando en los años 70, este expandió la capacidad del sistema con la construcción de nuevas plantas hidroeléctricas particularmente en el oeste de Panamá, e introdujo un Centro Nacional de Despacho para optimizar la operación del sistema y permitir el intercambio de electricidad con la Autoridad del Canal de Panamá y otros países de Centroamérica.

La reintroducción del capital privado en el sector siguió a la puesta en vigencia en 1995 de la legislación que permite la generación eléctrica privada. Esto fue seguido por la Ley de la ASEP (anteriormente ERSP) de 1996 y la Ley Eléctrica de 1997 en febrero de 1997. Modificaciones a la Ley Eléctrica de 1997 fueron hechas en febrero de 1998 de acuerdo con el Decreto Ley No. 10 de 26 de febrero de 1998, y reglamentaciones accesorias fueron introducidas por Decreto Presidencial a través del Decreto Ejecutivo No.22 de 19 de junio de 1998.

En 1998 el gobierno panameño dividió los activos y operaciones del IRHE, distintos a la transmisión, en cuatro compañías de generación y tres compañías de distribución para los fines de privatización. El 51% de las acciones en las compañías de distribución incluyendo ELEKTRA, fue vendido por el gobierno panameño en septiembre de 1998. Esto fue seguido en noviembre de 1998 con la venta del 49% de las acciones de las empresas de generación hidroeléctricas y térmicas y un 51% de las acciones de la principal compañía de generación térmica. De acuerdo con los parámetros establecidos por el gobierno panameño al menos el 25% de cada consorcio oferente tenía que ser poseído directamente o a través de una afiliada, por una compañía con el nivel requerido de experiencia en la generación o distribución. En el caso de la generación esto incluía tener un patrimonio base de al menos US$500 millones, más de 5 años de experiencia en generación y control de al menos 500MW de capacidad de generación. En el caso de la distribución, incluía un patrimonio base mínimo de US$250 millones, más de tres años de experiencia en la distribución y al menos 350 mil clientes de distribución. En cada caso, el patrimonio base mínimo podía incluir aquel de otros miembros del consorcio en proporción a su tenencia de acciones. Los resultados de esas privatizaciones fueron como sigue:

Privatización del negocio de generación y distribución del IRHE

Distribución

Compañía	1997 Venta por Unidades (GWh)	1997 Clientes	% Vendido	Monto de la oferta *	Compradores (Principales Inversionistas)
Metro Oeste and EDE Chiriquí	1,993	260,066	51	$212	Unión FENOSA
Elektra (1)	1,282	166,375	51	$89	Panama Distribution Group (Constellation)

Fuente: Information Memorandum – Abril 1998 Gobierno Nacional de la República de Panamá

* US$ en millones. Excluyendo ajustes posteriores a la oferta.

Generación

Compañía	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	% Vendido	Cantidad Pagada*	Compradores (Principales Inversionistas)
EGE Fortuna (2)	Hidro	300	49%	$118	Americas Generation Group (Coastal/Hydro-Quebec)
EGE Bahía Las Minas (3)	Térmica	253	51%	92	Enron
EGE Chiriquí and EGE Bayano	Hidro-Térmica	283	49%	92	AES

Fuente: Information Memorandum – Abril 1998 Gobierno Nacional de la República de Panamá

US$ en millones.
(1) Actualmente AEI
(2) Actualmente Enel
(3) Actualmente Suez Energy

Doce meses antes de la fecha de privatización, el Gobierno panameño reservó hasta el 10% de las acciones de las compañías privatizadas para la venta a los empleados a un descuento del 6% del precio de privatización. De acuerdo con la Ley de Electricidad de 1997, el gobierno puede vender su acciones restantes en subasta pública o a través de una bolsa de valores, sujeto en cada caso, a que cada comprador sea limitado a adquirir no más de 5% de la compañía en cuestión.

La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)

Establecido de acuerdo con la Ley del Ente Regulador de los Servicios Públicos de 1996. Es una entidad autónoma del gobierno con responsabilidad de regular el agua, las telecomunicaciones, la electricidad y el gas natural. El 22 de febrero de 2006, por Decreto Ley No. 10, el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) fue reestructurado y cambió de nombre y desde abril de 2006, es conocido como la Autoridad Nacional de Servicios Públicos. La Autoridad Nacional de Servicios Públicos tiene las mismas responsabilidades y funciones que tuvo el ERSP pero tiene un Administrador General y un Director Ejecutivo, cada uno designado por el Presidente de Panamá y ratificado por la Asamblea Nacional, y tiene tres Directores Nacionales bajo la autoridad del Administrador General, uno para el sector de electricidad y agua; uno para el sector de telecomunicaciones y uno para el sector de servicio al cliente. Los Directores Nacionales son responsables de emitir resoluciones relacionadas con sus respectivas industrias, y las apelaciones a esas resoluciones son resueltas por el Administrador General como etapa final del proceso administrativo.

El actual Administrador General es el Doctor Víctor Urrutia, quien fue designado el 26 de abril del 2006 y está programado a permanecer en el cargo hasta el 26 de abril del de 2013, Las responsabilidades de la ASEP incluyen:

- Asegurar el cumplimiento con las leyes y reglamentaciones sectoriales u aplicar sanciones;

- Otorgar concesiones y licencias;
- Monitorear las normas de calidad del servicio;
- Verificar el cumplimiento de las metas de expansión y mejoras al sistema requeridos por Ley, reglamentación o de acuerdo con los términos de las concesiones o licencias específicas;
- Promover la competencia e investigar las prácticas monopolísticas y anticompetitivas;
- Determinar el criterio de eficiencia para evaluar el rendimiento de las compañías reguladas;
- Establecer los principios y metodología de la tarifa;
- Determinar la información a ser suministrada por los proveedores de servicio público;
- Arbitrar conflictos entre operadores, agencia gubernamentales, municipalidades y consumidores; y
- Autorizar la expropiación de tierras y derechos de servidumbre para la expansión del servicio.

Los costos de operación de la ASEP son cubiertos de varias fuentes, incluyendo una tasa de control y vigilancia que se cobra a todos los participantes del sector eléctrico. Esta tasa no puede exceder el 1% de los ingresos brutos que se generan en el sector durante el año anterior y la misma no puede ser transferida a los consumidores. El cobro de esta tasa se hace de forma mensual, y cada empresa paga el porcentaje definido por la ASEP sobre los ingresos de clientes regulados y no regulados menos los montos pagados por la compañía a otros proveedores de servicios para cubrir costos de energía y transmisión. Para el 2008, este porcentaje fue fijado en 0.64%.

La Ley de Electricidad de 1997

La Ley de Electricidad de 1997 fue aprobada para mejorar las eficiencias de operación, alcanzar una calidad de servicio confiable, garantizar una buena calidad del suministro a través de la promoción de la competencia y la participación del sector privado y para mantener el costo del servicio a precios razonables. Disposiciones claves incluyen:

- Establecer una Comisión de Política Energética Ministerial (Comisión de Política Energética) con la responsabilidad del desarrollo de la política energética:
- Definir los deberes y obligaciones de los proveedores del servicio eléctrico incluyendo continuidad del suministro y provisión de acceso abierto en la transmisión y distribución;
- Dividir las operaciones del IRHE de generación, transmisión y distribución en compañías separadas y el establecimiento de requerimientos para la separación de la administración y la contabilidad de las actividades de generación, transmisión y distribución;
- Restringir la participación por compañías de distribución en generación y en transmisión y por la compañía de generación en el control de compañías de distribución;
- Establecer procedimientos para la privatización del sector distinto a ETESA, la compañía constituida para poseer los activos de transmisión del IRHE, la que permaneció bajo propiedad total del Estado;
- Establecer procedimientos para el otorgamiento de concesiones y licencias sujeto a las limitaciones en la participación del mercado de generadores y distribuidores individuales;
- Definir el rol de ETESA y procedimientos para la administración de centrales de despacho;

- Proveer para que los grandes clientes con demanda máxima sobre 500 kW puedan comprar directamente de los generadores y otros suplidores. Para 2005, la entidad reguladora redujo este límite a 100kW.

- Establecer principios de establecimiento de la tarifa para servicios de precio regulado.

La Comisión de Política Energética no tiene autoridad para modificar la Ley Eléctrica de 1997 o para aprobar leyes adicionales o reglamentaciones relacionadas a la industria eléctrica. Sin embargo, la Comisión de Comercio de la Asamblea de Diputados, si tiene la autoridad para proponer cambios a la legislación existente o la adopción de nueva legislación relacionada a la industria eléctrica. Esta iniciativa y respaldo pudiera conducir a la Asamblea Nacional de Panamá a reformar la Ley Eléctrica de 1997 o adoptar legislación nueva relacionada a la industria eléctrica. En adición, el Órgano Ejecutivo también puede promover cambios legislativos.

Concesiones y Licencias

De acuerdo con la Ley Eléctrica de 1997, se requieren concesiones para la construcción y operación de hidroeléctricas o plantas geotérmica y para el suministro de los servicios de transmisión y distribución. Las concesiones son otorgadas por la ASEP y tienen los límites de tiempo siguientes:

- Generación hidroeléctrica y geotermica 50 años
- Transmisión 25 años
- Distribución 15 años

Cuando una concesión de distribución llega al final de su término, la ASEP está requerido a conducir un proceso de licitación pública para la venta de un mínimo del 51% de las acciones de la compañía que posea la concesión, después del cual una nueva concesión de 15 años es otorgada. El dueño de las acciones puede participar en la licitación y solo estará requerido a vender (y traspasar el control de la concesión) si su precio es menor al de otro oferente. En ausencia de una oferta mayor el dueño puede retener las acciones sin hacer ningún pago. Si es vencido en la oferta, el dueño recibe el producto y el oferente ganador toma control de la concesión. Las plantas de generación térmicas deben contar con una licencia de la ASEP, no requieren una concesión.

De acuerdo con su contrato de concesión, cada distribuidor tiene una zona de concesión definida dentro de la que tiene derechos exclusivos para instalar, poseer y operar una red de distribución y la obligación de suministrar energía a los consumidores finales distintos a los grandes clientes quienes pueden optar o no por ser servidos como clientes regulados. Los grandes clientes actualmente son definidos como aquellos con demanda máxima en una base de sitio – por – sitio de más de 100kW, y pueden escoger comprar energía directicmente de otras fuentes incluyendo generadores, otros distribuidores o del mercado ocasional.

La zona de concesión de distribuidor se extiende por una distancia de entre 500 metros y tres mil kilómetros desde su red existente y desde cualesquiera líneas nuevas bajo construcción. Los distribuidores están obligados a suministrar el servicio a cualquier usuario final dentro de 100 metros de sus líneas existentes en base a sus tarifas de conexión regulado. Cualquiera localizado más allá de los 100 metros de la red existente puede ser requerido a hacer una contribución para cubrir los costos de conexión adicionales basados en montos por metro sujetos a la aprobación de la ASEP. El Emisor definió su zona de concesión hasta 500 metros. En adición a la zona de concesión, a cada distribuidor se le otorgó una zona de influencia que se extiende entre 5 kilómetros y 10 kilómetros más allá de su zona de concesión. El Emisor definió su zona de influencia hasta 3 kilómetros.

Cuando nuevos proyectos de electrificación surgen fuera de la zona de concesión, el derecho a suministrar el servicio es otorgado en una base competitiva por la ASEP. Donde esta surge dentro de la zona de influencia, la competencia es realizada en una base de otorgar derechos preferenciales al distribuidor existente. En caso de proyectos de electrificación rural respaldados por subsidios de la Oficina de Electrificación Rural, o OER, el distribuidor más cercano tiene la primera opción para suministrar el servicio donde esto puede ser logrado al menor costo a través de una extensión de una línea existente. De otra forma, los proyectos serán otorgados por licitación al oferente que requiera el subsidio más bajo.

Sistema de Operación

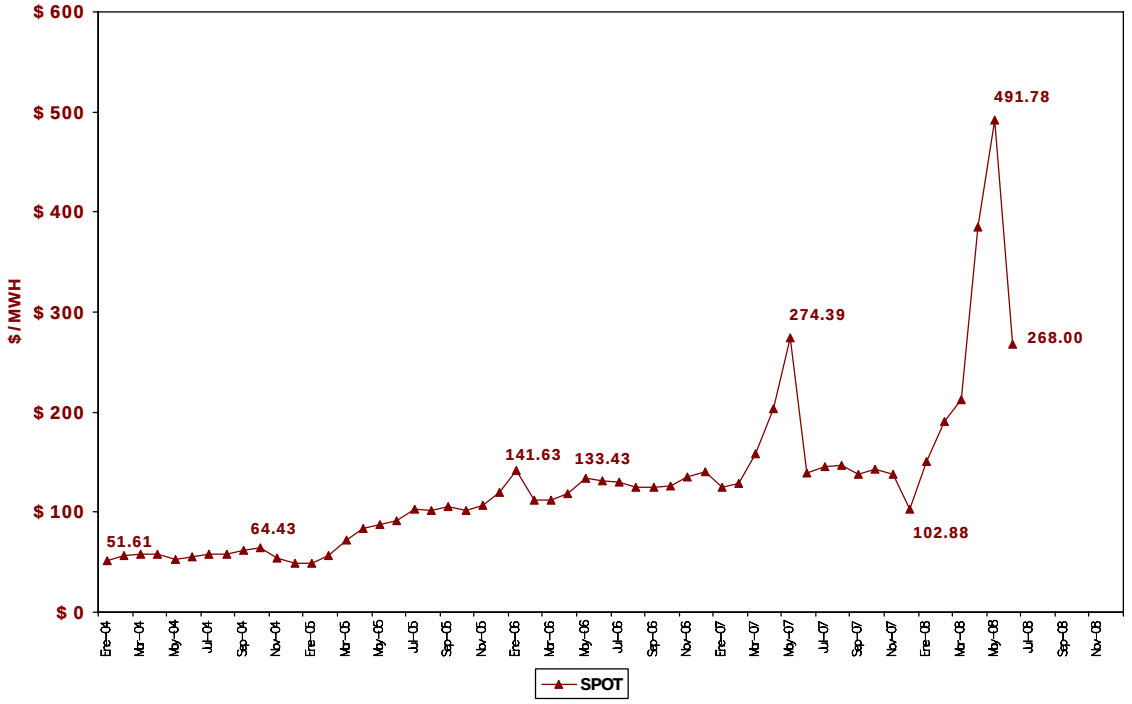
La Ley de Electricidad dispone que la operación del sistema y la administración del mercado al por mayor sea administrados por el CND, una unidad dentro de ETESA con registros de contabilidad separados para su independencia. El mercado al por mayor consiste de un mercado de contrato bilateral entre los operadores para el suministro de la capacidad y/o energía con precios competitivos de un proceso de licitación; y un mercado ocasional balanceador con precios por hora (mercado ocasional) para fijar las transferencias de electricidad de capacidad y energía no contratadas.

Los distribuidores están requeridos de obtener contratos a largo plazo para cubrir los requerimientos de capacidad de sus clientes regulados base y la energía asociada. La capacidad contratada por un generador individual puede no exceder su propia capacidad firme y cualquiera capacidad adquirida de otros generadores de acuerdo con contratos de reserva. Para las plantas hidroeléctricas la capacidad firme es calculada por el CND basado en las características de la planta después de tomar en cuenta el riesgo hidrológico.

El CND despacha las plantas en orden de mérito por referencia a sus costos variables sujeto a la seguridad del sistema, restricciones operativas y las reglamentaciones aprobadas por la ASEP (Reglamento de Operación), utilizando un modelo de despacho que incorpora programación dinámica aleatoria para calcular el costo de oportunidad del agua. El precio por hora ocasional está basado en el costo variable de la planta marginal despachada. Las pérdidas de transmisión son avaluadas en el precio ocasional y cargadas separadamente a los distribuidores basados en los factores de pérdida aplicables a sus puntos de conexión en la red de ETESA.

Las variantes entre el despacho real del generador y los volúmenes de energía contratada son compensadas a través del mercado ocasional. Las plantas fuera de mérito despachadas por el CND para mantener la estabilidad del sistema de tiempo real (generación obligada) reciben un pago adicional para cubrir la diferencia entre los costos variables reales y el costo variable que de acuerdo al despacho, correspondía en esa hora. El CND también es responsable de la coordinación de los servicios auxiliares (servicios auxiliares) y su remuneración a través de cargos adicionales al sistema. El comportamiento del precio promedio mensual de la energía en el mercado ocasional desde enero de 2004 se muestra a continuación:

Promedio Mensual del Precio de la Energía en el Mercado Ocasional de Enero 2004 a Junio 2008



Fuente: Centro Nacional de Despacho

Segmentos de la Industria

Generación

En el presente, la capacidad instalada de generación en Panamá es 1,296 MW. La composición al 30 de junio del 2008 de la capacidad de generación, es la siguiente:

Capacidad de Generación en el Sistema Interconectado en Panamá (junio de 2008)

Planta	Capacidad Efectiva Máxima (MW)	Inicio de Operación	Fecha	Propietarios (Principales Inversionistas)
Fortuna	300	1984 /1993	Sept. 18, 1998	ENEL
Bayano	260	1976	Sept. 18, 1998	AES Panama
La Estrella	47	1979	Sept. 18, 1998	AES Panama
Los Valles	55	1979	Sept. 18, 1998	AES Panama
ESTI	120	2003	Nov. 1998	AES Panama
Total Hidro	**782**			
Bahía Las Minas				
BLM – 2	40	1968	Dic. 14, 1998	Suez
BLM – 2	40	1970	Dic. 14, 1998	Suez
BLM – 2	40	1973	Dic. 14, 1998	Suez
Ciclo combinado	160	1999	Dic. 14, 1998	Suez
Pan Am	96	1998	Julio 19, 1998	IGC-ERI Pan-Am Terminals Generating Limited
Copesa	44	1998	Marzo 17, 1998	Proquimsa
EGESA	40	2007	2007	República de Panamá
Pedregal	54	2003	Sep. 28, 2001	Inkia Energy
Total Térmica	**514**			
Total	**1,296**			

Fuente: Centro Nacional de Despacho y Elektra Noreste, S.A.

La Autoridad del Canal de Panamá, o ACP (la anterior Panama Canal Commission) también tiene 210 MW de capacidad instalada con conexiones al sistema de transmisión incluyendo una planta hidroeléctrica de 58.5 MW Esta capacidad principalmente es utilizada para atender las necesidades del Canal de Panamá, pero en condiciones de alto excedente hidrológico, energía puede estar disponible para suplir al sistema nacional.

De acuerdo con la Ley Eléctrica de 1997, a las compañías de generación no se le otorgarán nuevas concesiones si ellas cuentan, directa o indirectamente, con más del 25% del consumo de electricidad nacional. El porcentaje puede ser incrementado por el Gobierno, sujeto a la opinión de la ASEP, cuando sea justificado por las condiciones de competencia. El porcentaje fue incrementado al 40% en noviembre de 2005. Esta disposición no se aplica a las licencias para la generación térmica.

En la siguiente tabla se presenta la generación bruta y neta por tipo en el sistema panameño para cada año del 2005 al 2007.

Generación por Tipo (GWh)

	2005	2006	2007	Crecimiento Anual (2005-2007)
Hidro				
Generación Bruta	3,832.86	3,902.52	3,962.25	1.67%
% del total	70.6%	68.1%	64.4%	
Térmica				
Generación Bruta	1,599.01	1,827.99	2,193.53	17.12%
% del total	29.44%	31.90%	35.63%	
Total				
Generación Bruta	5,431.87	5,730.51	6,155.78	6.46%
Consumo propio	-4.8	-3.5	-5.53	
Generación Neta	**5,427.07**	**5,727.01**	**6,150.25**	**6.45%**

Fuente: Centro Nacional de Despacho

Transmisión

En el 2007, el sistema de transmisión en Panamá, comprendía aproximadamente 963 kilómetros de líneas de 230kV de circuito sencillo y doble conectando a las principales facilidades de generación al centro de carga del sistema en Ciudad de Panamá, 171 kilómetros de líneas de 115 kV de circuito sencillo y doble y un total de doce subestaciones con una capacidad total de 1,624 MVA.

El sistema es de propiedad y es operado por ETESA, quien es responsable de expandir y mejorar la red para cumplir con los requerimientos de crecimiento de demanda y estabilidad del sistema.

De acuerdo con la Ley de Electricidad de 1997, ETESA es responsable de producir un plan de expansión anual para el sistema interconectado en línea con normas de calidad y confiabilidad y objetivos de desarrollo establecidos por la Comisión de Política Energética. Esta está basada en proyecciones de crecimiento esperado de la demanda y el consumo de energía para los próximos 20 años, el que los participantes del mercado están requeridos de presentar al 30 de junio de cada año. El plan es mandatario para proyectos de transmisión y tendrá un propósito indicativo para los proyectos de generación. La expansión de la red debe ser financiada por ETESA, sin embargo ETESA puede escoger si financia o no la conexión de generadores o distribuidores a la red de transmisión en cambio de una contribución reembolsable.

Distribución

Con la privatización de las operaciones del IRHE la red de distribución fue dividida entre Elektra (el Emisor) y otras dos compañías bajo administración común, Metro Oeste y Empresa de Distribución Chiriquí, S.A., o EDE Chiriquí. Metro Oeste atiende el lado oeste de la Ciudad de Panamá y la región central del país y EDE Chiriquí atiende el área cerca de la frontera con Costa Rica.

Demanda de Energía

La demanda máxima en el sistema panameño en 2007 fue 1,024 MW. En 2007, el factor de carga promedio para el sistema, incluyendo las pérdidas de transmisión, es estimado que ha sido aproximadamente 69.2%.

A continuación se presenta una tabla que muestra la demanda máxima anual en el sistema del 2005 al 2007.

Demanda de Energía			
	2005	**2006**	**2007**
Demanda Máxima (MW)	946	971	1,024
Crecimiento Anual	2.30%	2.65%	5.44%

Fuente: Centro Nacional de Despacho

Consumo de Energía

La venta de electricidad a consumidores finales en Panamá fue 5,294 GWh para 2007, un incremento de 7.3% sobre 2006. En los últimos tres años el crecimiento en las ventas ha promediado 5.2% comparado con un promedio de 9.9% de crecimiento anual en PIB. El más reciente Informe Indicativo de Demanda emitido por el CND contiene una proyección de crecimiento promedio de las ventas anuales del 4.3% para el periodo 2009 – 2011.

Crecimiento de Demanda de Electricidad vs Crecimiento del PIB				
	2005	**2006**	**2007**	**´05-07**
Crecimiento de Consumo	4.0%	3.2%	7.3%	**5.2%**
Crecimiento PIB	7.2%	8.7%	11.2%	**9.9%**

Fuente: Comisión de Política Energética y Contraloría General de la República

La tabla siguiente muestra las ventas de electricidad por categoría de cliente para el periodo 2005-2007:

Ventas al Consumidor final por Categoría de Clientes (GWh)				
	2005	**2006**	**2007**	**´05-07**
Residencial	1,495.8	1,534.2	1,628.5	**4.3%**
Comercial	2,189.0	2,123.1	2,326.5	**3.1%**
Industrial	344.9	505.2	522.4	**23.1%**
Gubernamental	640.9	655.0	696.8	**4.3%**
Luces de la Calle	110.2	116.5	120.0	**4.4%**
Total	**4,780.8**	**4,934.0**	**5,294.2**	**5.2%**

Fuente: Comisión de Política Energética

La siguiente tabla muestra el número de clientes finales por categoría de cliente para el periodo 2005-2007:

Clientes por Categoría				
(Promedio Anual)	**2005**	**2006**	**2007**	**´05-07**
Residencial	605,033	636,449	665,969	**4.9%**
Comercial	63,565	66,774	69,268	**4.4%**
Industrial	1,354	1,384	1,449	**3.4%**
Gubernamental	8,281	8,392	8,562	**1.7%**
Total	**678,233**	**712,999**	**745,248**	**4.8%**

Fuente: Comisión de Política Energética

En la tabla que sigue se resume el balance de energía para la industria de la electricidad panameña para el periodo 2005 – 2007:

Balance de Energía – Industria de Electricidad							
Año	Generación neta	Intercambio Internacional Neto	Otra Generación	Energía suplida a la red	Pérdidas		Ventas al Consumidor Final
					Transmisión	Distribución	
2005	5,427	-51	94	5,470	2.83%	10.09%	4,781
2006	5,727	-49	86	5,764	2.02%	12.66%	4,934
2007	6,150	-116	67	6,101	2.00%	11.48%	5,294

Fuente: Centro Nacional de Despacho

Interconexiones internacionales

Panamá tiene acuerdos para el intercambio de electricidad con los países Centroamericanos. En la siguiente tabla se resume el volumen de importación y exportación en el período 2005 a 2007:

Intercambio de Electricidad con Países de Centro América (GWh)			
	2005	2006	2007
Importación	54.93	34.4	8.7
% neto de generación	1.01	0.60	0.14
Exportación	106.29	83.41	125.0
% neto de generación	1.96	1.46	2.03

Fuente: Centro Nacional de Despacho

Los generadores pueden celebrar contratos de importación y exportación con contrapartes en otros países sujeto a revelación apropiada de la información del contrato al CND y su equivalente en el país concerniente.

SIEPAC

El proyecto SIEPAC, auspiciado por los gobiernos de Panamá, Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala, a los cuales se les ha unido España y Colombia; prevé el fortalecimiento de un mercado de la electricidad regional centroamericano.

El tratado marco, que dispone por el establecimiento de una entidad regulatoria y estructura operativa para la red regional, fue ratificado por los países participantes en 1998. Como se define actualmente, el proyecto involucra el establecimiento de un vínculo de transmisión de 230kV de circuito sencillo desde Panamá (Veladero, Chiriquí) hasta Guatemala (1,800 kilómetros) con 15 subestaciones con capacidad de transferencia máxima, después del reforzamiento de las redes nacionales. Se estima que el proyecto cuesta aproximadamente US$320 millones y es probable que requiera aproximadamente cuatro años para ser completado. El proyecto será financiado por el Banco de Desarrollo Inter Americano (BID), el Fondo del Quinto Centenario del Gobierno de España y la Empresa Propietaria de la Red, la entidad designada a ser la propietaria y operadora de la red por los seis gobiernos regionales, acciones de la cual también pueden ser ofrecidas al inversionistas privados. La construcción de las líneas se espera que esté completado para octubre de 2009. Dependiendo del desarrollo del mercado, la capacidad regional de transmisión pudiera ser aumentada a 600MW dentro de los cinco años de la terminación del proyecto inicial a través de la construcción de una segunda línea de 230kV.

Regulación Ambiental

En julio de 1998, el Gobierno panameño aprobó la Ley 41, que crea la ANAM. La Ley 41 también establece el marco legal para la protección del ambiente a través del uso sostenible de los recursos naturales. ANAM es responsable de ejecutar la política ambiental de Panamá con la colaboración de otras entidades gubernamentales creadas por, y las que están bajo la supervisión de la ANAM, tales como el Consejo Nacional del Ambiente y la

Comisión Consultiva Nacional del Ambiente, entre otras. ANAM tiene la capacidad de imponer todas las sanciones y multas ambientales aplicables. De acuerdo con la Ley 41, ANAM puede imponer multas hasta US$10.0 millones por cualquier violación a la Ley 41, incluyendo el uso inadecuado de las concesiones de agua o las fuentes de agua sin tener la concesión aplicable.

Ley de Estabilidad de las Inversiones

El Gobierno panameño aprobó la Ley No. 54 de 22 de julio de 1998, que es posteriormente reglamentada por el Decreto Ejecutivo No. 9 de 22 de febrero de 1999 (la "Ley de Estabilidad de las Inversiones"). La Ley de Estabilidad de las Inversiones establece ciertas medidas de estabilidad a favor de las compañías involucradas en actividades de generación, distribución y transmisión de electricidad, entre otras, que reúnen ciertas calificaciones y estén registradas ante el Ministerio de Comercio e Industrias.

Estructura de Tarifa

De acuerdo con la Ley Eléctrica de 1997, la ASEP es responsable de establecer las metodologías de tarifa para regular la conexión, cargos de uso del sistema para los servicios de distribución y para aprobar las estructuras de tarifa para la venta de energía para clientes regulados. La Ley establece que los cargos de distribución, debieran permitir al distribuidor alcanzar ingresos para cubrir sus costos reconocidos de distribución o VAD. Estos costos están definidos como los que un distribuidor eficiente operando en una zona de concesión similar, incurriría en términos de gastos de administración, costos de operación, mantenimiento, comercialización (incluyendo medición, facturación y servicio al cliente), pérdidas de energía de distribución y depreciación; más un retorno razonable sobre el activo fijo neto en operación proyectada para el período de vigencia de las tarifas.

La estructura de la tarifa VAD permanece en vigencia por cuatro años y la tarifa actual expedirá el 30 de junio de 2010. Para el proceso de revisión de las tarifas de distribución, la ASEP anuncia con anticipación los procedimientos de cálculo, los criterios, las fórmulas tarifaria y la tasa de retorno para que sean comentados por las empresas distribuidoras. Para fijar estos nuevos niveles de ingreso máximo permitido, la ASEP revisa los parámetros originales de eficiencia de las compañías seleccionadas para la comparación.

La tasa de retorno permitida antes de impuesto para cada distribuidor es fijada por la ASEP, tomando en cuenta factores como niveles de eficiencia, calidad de servicio y requerimientos de inversión esperados. De acuerdo con la Ley de Electricidad de 1997, esta tasa de retorno debe estar entre un rango de 2% del rendimiento promedio de los Bonos del Tesoro de Estados Unidos a 30 años en el año precedente a la fijación a la tarifa, más una prima de riesgo de 8%. La tasa de retorno vigente a Junio del 2010 es de 10.73%.

El costo de energía de los distribuidores está calculado basado en el promedio ponderado de los costos de compra del distribuidor de acuerdo con contratos otorgados en un proceso de competencia de precio y aquellos de sus compras en el mercado ocasional.

Cada semestre dentro del periodo de tarifa los cargos de capacidad y de energía de generación de la tarifa son ajustados para reflejar los costos reales proyectados para el semestre en que serán aplicados y a la vez recoger las variaciones entre los costos reales y los costos estimados en dos semestres anteriores a la que serán aplicadas. Por su parte los cargos de distribución y comercialización son parcialmente (54% de los cargos) ajustados por inflación basados en el IPC panameño para los dos semestres anteriores. El 1 de julio de 2006 se inició la aplicación de un cargo adicional que ajusta en una base mensual las variaciones entre los costos de generación reales y los estimados en tarifas debido a cambios en los precios del combustible y al precio de la energía en el mercado ocasional. Este ajuste no elimina los ajustes semestrales, si no que los complementa reduciendo su impacto.

Del 1 de enero de 2003 al 30 de junio de 2008, los aumentos en las tarifas para clientes de las compañías de distribución de electricidad que resultaron del proceso semestral, en su mayor parte asociados al aumento en los costos de compras de energía, no fueron totalmente traspasados a los clientes a trasvés de la tarifa. A través del Fondo de Estabilización Tarifaria (FET) el Gobierno Nacional subsidió el incremento en la tarifa para los clientes BTS de bajo consumo (en su mayoría residenciales). Durante ese período los clientes del Emisor recibieron US $104,000.000.00 en subsidios.

Cada mes, el consumo de los primeros 600kW de los jubilados tiene derecho a un descuento de 25%. Descuentos de 5% y 50% también son aplicables a clientes agropecuarios y locales de partidos políticos respectivamente. La Ley de Electricidad de 1997 y las regulaciones establecen criterios para los subsidios a la tarifa por el gobierno y requiere que los distribuidores suministren al gobierno el detalle de aquellos clientes que cumplen los criterios de elegibilidad. Los descuentos a jubilados fueron tomados en cuenta para los fines de calcular las asignaciones de ingreso máximo subyacentes a la tarifa de uso del sistema de distribución. Desde el 1 de enero de 2000, los clientes con niveles bajos de consumo (por debajo de 100kWh), tienen un descuento de 20% en sus cuentas. Este descuento es cargado a los clientes con consumos sobre 500kWh.

En ausencia de referencias de crédito aceptables los distribuidores tienen derecho a requerir a los clientes que establezcan un depósito de garantía equivalente al monto de un mes de facturación. Esos depósitos deben ser devueltos después de un año siempre que el cliente haya establecido un buen historial de pago. Durante el término del depósito el distribuidor debe pagar intereses cada seis meses a la tasa promedio de los depósitos a plazo fijo comerciales de los seis meses previos como es documentado por la Superintendencia de Bancos. El interés es cargado a la misma tasa en las facturas del cliente que no sean pagadas en 30 días o más después de la fecha de la factura.

Los distribuidores están requeridos de entregar reportes a la ASEP en una base regular concernientes a los niveles de interrupción y otros aspectos de la calidad del servicio técnico y servicio comercial al cliente, incluyendo medición y estado del alumbrado público. En adición, el Emisor debe preparar y presentar sus cuentas financieras de acuerdo con las normas de contabilidad reglamentarias de la ASEP. Esto involucra la separación de la contabilidad dentro de cada actividad de la compañía tales como generación, distribución y comercialización y entre clientes regulados y no regulados.

Desarrollos Recientes

Ajuste Mensual por Variación del Combustible

A partir del 1 de julio de 2006 inició la aplicación del cargo por variación de combustible (CVC), un nuevo cargo incluido en la estructura tarifaria para reflejar en periodos mas cortos, las fluctuaciones en los precios del combustible. Este ajuste mensual no reemplaza el ajuste semestral. El CVC es un ajuste parcial de los sobre costos asociados únicamente a las variaciones en precios del combustible y de la energía en el mercado ocasional. Todo sobre costo no recuperado a través del CVC es recuperado en el ajuste semestral.

Debido al alto nivel de los sobre costos por compra de energía que se registró en los meses de abril (US$13.8 millones), mayo (US$17.4 millones) y junio (US$10.8 millones) de 2008, el Órgano Ejecutivo solicitó a la ASEP que mitigara el impacto del CVC haciendo que las distribuidoras recuperaran estos sobre costos en cuatro y seis meses en vez de recuperarlos en dos meses según el procedimiento establecido. Esta solicitud fue acogida por la ASEP quienes emitieron sendas resoluciones ordenando a las distribuidoras el cambio, pero reconociendo los costos financieros que producirían los desfases.

Secretaria de Energía:

En junio del 2006, el Órgano Ejecutivo creó la Secretaría de Energía como una entidad adscrita a la Presidencia de a República para coordinar y ser el enlace entre todas las entidades gubernamentales que tienen que ver con el sector energético. La misma esta integrada por el Ministro del Canal, quien la preside, el Director de la Comisión de Política Energética (COPE del Ministerio de Economía y Finanzas), el Gerente de ETESA, el Gerente de EGESA y el Administrador de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). La Secretaría de Energía es responsable de:

- Promover la adopción de medidas para asegurar el suministro permanente de energía en los términos más beneficiosas para la población;
- Proponer leyes y reglamentos que promuevan la generación de energía eléctrica a costos eficientes;
- Coordinar las instituciones pertinentes para tratar los temas energéticos de manera oportuna y expedita;

- Impulsar medidas destinadas al uso eficiente del recurso energético;.

F. LITIGIOS LEGALES

A la fecha de este Prospecto Informativo, el Emisor mantiene los siguientes litigios legales materiales pendientes:

- La ASEP a través de la Resolución No. 5863 del 17 de febrero de 2006, aprobó el titulo IV del régimen de distribución y comercialización promulgado desde julio de 2006 hasta junio de 2010, la cual contiene una disposición en su articulo No.22, que requiere que el exceso de ganancias consideradas por encima de los márgenes razonables del "ingreso máximo permitido" al final del periodo de ajuste tarifario causará un ajuste reduciendo el ingreso máximo permitido en el siguiente periodo tarifario. La ASEP, no ha determinado aún el procedimiento para calcular y ajustar este posible exceso. Una apelación fue recibida por la Corte Suprema de Justicia, para suspender los efectos de esta resolución basándose en una posible ilegalidad; la ASEP no tomará acciones futuras hasta que el acuerdo final sea concluido. La Administración del Emisor, no cree que el resultado final de este caso, tendrá un impacto material en su condición financiera, resultado en las operaciones o flujo de efectivos.

- A través de la Resolución JD-5956 de 11 de abril de 2006, la ASEP ordenó al Emisor a devolver a sus clientes la suma de US$4,033,188 a través de un crédito mensual en su facturación a partir de mayo del 2006 hasta diciembre del 2006, debido a un exceso en el "Ingreso Máximo Permitido", cargado por el Emisor desde julio del 2002 hasta junio del 2006. De acuerdo con la ASEP, este supuesto exceso fue generado por las diferencias entre la distribución por categoría de tarifa del presupuesto utilizado para determinar la estructura tarifaría y la distribución real. El Emisor presentó un recurso de reconsideración sobre esta decisión debido a la falta de fundamento legal y además, presentó una revisión del estudio desarrollado por la ASEP en el cual la diferencia en el "Ingreso Máximo Permitido" causado por la categoría de tarifa del presupuesto utilizado para determinar la estructura tarifaría y la distribución real resulta favorable al Emisor. El 14 de junio de 2006, la ASEP decide por la suspensión y postergación de toda acción referida a la Resolución JD-5956 en espera a que se pronuncie la Corte Suprema de Justicia ante una ilegalidad presentada por otro agente del mercado en contra de una resolución similar.

El Emisor se encuentra involucrado en litigios y otros procesos de rutina en el curso ordinario del negocio. En la opinión de la administración del Emisor, basados en consultas con sus asesores legales internos y externos, la responsabilidad, si la hubiera, de acuerdo a esos procesos legales está cubierta adecuadamente por reservas contables establecidas para tales fines, además de contar con pólizas de seguros por lo que considera que no tendrán un efecto adverso sustancial o significativo en su condición financiera y desempeño.

G. SANCIONES ADMINISTRATIVAS

A la fecha de este Prospecto Informativo, el Emisor no mantiene sanciones administrativas impuestas por la Comisión Nacional de Valores o alguna organización auto regulada que puedan considerarse materiales con respecto a esta Emisión.

H. GOBIERNO CORPORATIVO

Aunque actualmente el Emisor no tiene una política de gobierno corporativo, el Emisor ha adoptado ciertas prácticas de gobierno corporativo incluyendo (1) ha establecido un comité de auditoria cuyas funciones son descritas arriba, (ii) ha adoptado un código de ética y un programa antifraude, (iii) ha realizado pruebas de control interno de manera voluntaria, y (iv) ha suministrado una línea independiente para cliente y empleados que denuncian o avisan sobre posibles situaciones irregulares.

I. ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

A la Fecha de Oferta, el Emisor no posee subsidiarias.

J. PROPIEDADES DE INVERSION Y OTROS ACTIVOS NO CORRIENTES.

Las principales propiedades consisten de las líneas de transmisión, líneas de distribución, 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. Aparte de la red de distribución, ningún activo solo produce un impacto significativo en los ingresos totales. A continuación un detalle de los componentes del activo fijo realizados durante el 2006 y el 2007 (al 31 de diciembre):

		2007		2006
Postes, torres y accesorios	B/.	76,213,279	B/.	76,905,717
Transformadores de líneas		39,135,393		37,270,524
Ductos y conductores subterráneos		55,856,479		52,759,513
Servicios de consumidores		27,809,075		26,279,267
Conductores áreos y accesorios		29,616,124		24,321,583
Equipo de subestaciones		49,621,862		46,416,250
Medidores de consumidores		24,401,461		20,806,792
Edificios y mejoras		13,512,566		12,930,061
Equipo de alumbrado público		11,750,127		11,354,095
Equipo de transporte y comunicación		6,066,890		7,138,358
Mobiliario y equipo de oficina		14,312,218		13,865,610
Construcciones en proceso		12,527,494		14,019,842
Otros		2,368,949		2,353,807
		363,191,917		346,421,419
Menos: depreciación y amortización acumuladas		(124,687,055)		(115,702,427)
		238,504,862		230,718,992
Terrenos		3,146,483		3,146,483
	B/.	241,651,345	B/.	233,865,475

Desde la privatización en 1998, el Emisor ha realizado mejoras operacionales significativas que han representado eficiencia en productividad, a través de la ejecución de las mejores prácticas de la industria cuya inversión de capital asciende a más de US$191.0 millones, de los cuales US$77.1 millones fueron invertidos de enero 2004 a diciembre 2007. Las inversiones se concentraron en la modernización y optimización de la red de distribución, mejorando la tecnología de información y sistemas de facturación y cobro. Adicionalmente, se realizaron inversiones asociadas al crecimiento de la red para manejar el crecimiento en volumen asegurando la confiabilidad y un mejor servicio.

K. TECNOLOGIA, INVESTIGACION, DESARROLLO, PATENTES Y LICENCIAS

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 y no 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 del 51% de las acciones actualmente de propiedad de Panama Distribution Group, S.A. Panama Distribution Group, S.A. 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), al hacer su propia oferta, y 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 la capacidad de igualar una oferta subsiguiente si una oferta más altas es presentada por otra parte.

L. CAPITALIZACION Y ENDEUDAMIENTO

En US$ (Estados Financieros Interinos No Auditados)	Al 30 de Junio de 2008	Notas	Observación
PASIVOS			
Pasivos Circulantes			
Cuentas por pagar:			Obs 1
Generación y transmisión	92,580,636		
Proveedores	8,961,027		
Contratos de construcción	7,284,108		
Adelanto en subsidio del Estado	662,288		
Otras	507,867		
Impuesto sobre la renta por pagar	-		
Impuesto sobre la renta diferido	11,914,978	Nota 4	Obs 2
Depósitos de clientes	3,723,822		
Ajuste al componente de combustible	-		
Retenciones de impuestos a empleados	221,821		
Total de cuentas por pagar	***125,856,547***		
Obligaciones bancarias - porción circulante	7,700,000	Nota 5	Obs 3
Intereses por pagar	3,546,667		
Instrumento derivativo	-		
Gastos acumulados por pagar	1,453,151		
Total de pasivos circulantes	***138,556,365***		
Obligaciones bancarias - largo plazo	99,202,934	Nota 5	Obs 4
Depósitos de clientes	5,899,216		
Otros pasivos	2,079,939	Nota 4 y Nota 7	Obs 2 y Obs 5
TOTAL DE PASIVOS	**245,738,454**		
PATRIMONIO			
Acciones comunes emitidas y autorizadas	106,098,875		Obs 6
Otras pérdidas integrales acumuladas	-		
Utilidades no distribuidas	32,166,753		
TOTAL DE PATRIMONIO	**138,265,628**		
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS	**384,004,082**		

Observación 1 – Corresponde a las cuentas por pagar del Emisor, principalmente por la compra de energía y capacidad bajo los contratos PPAs y en el mercado ocasional. Al 30 de junio de 2008, las cuentas por pagar al sector generación y transmisión ascienden a US$92.58 millones.

Observación 2 – Corresponde al impuesto sobre la renta diferido que al 30 de junio de 2008 asciende a US$11.91 millones. Ver Nota 4 de los Estados Financieros Interinos No Auditados para mayor detalle.

Observación 3 – Corresponde a las obligaciones bancarias a corto plazo del Emisor que al 30 de junio de 2008 asciende a US$7.7 millones. Ver Nota 5 de los Estados Financieros Interinos No Auditados para mayor detalle. A continuación se presenta el detalle:

Facilidades Crediticias a Corto Plazo del Emisor	
	Al 30 de junio de 2008
The Bank of Nova Scotia - Línea de crédito a corto plazo autorizada por la suma de US$20 millones en 2008 y 2007, con un interés anual de tasa Libor de 1 a 6 meses más un margen pactado	US$4,000,000
Banco Bilbao Viscaya Argentaria - Línea de crédito a corto plazo autorizada por la suma de US$20 millones en 2008 y US$10 millones en 2007, con un interés anual de la tasa Libor de 1 mes más un margen pactado	US$3,700,000
Total Deuda a Corto Plazo	**US$7,700,000**

Adicionalmente, el Emisor tiene facilidades de líneas de crédito disponible con Banco General, S.A. y Citibank, N. A. al 30 de junio de 2008, el total de las facilidades de crédito ascienden a la suma de US $62 millones y la tasa de interés anual es de la tasa Libor a 6 meses más un diferencial que promedia entre 1.20% a 1.50%. Las líneas de crédito están disponibles por un periodo máximo de un año según la necesidad de capital de trabajo u otras necesidades.

Observación 4 – Corresponde a los bonos por pagar, sin garantías y no subordinación, con fecha de vencimiento en el año 2021 y con tasa de interés fija de 7.60% e intereses pagaderos semestralmente. Al 30 de junio de 2008, el monto de la emisión de bonos es de US$99.20 millones. Ver Nota 5 de los Estados Financieros No Auditados para mayor detalle.

Los bonos de US$100 millones fueron emitidos el 30 de junio de 2006 de acuerdo a las disposiciones del Contrato de Emisión realizado entre Elektra Noreste, S.A., en calidad de emisor, y The Bank of New York, en calidad de fiduciario. Entre los términos del contrato existe una cláusula financiera que obliga al Emisor a no exceder la tasa de endeudamiento a EBITDA (como se define en el Contrato de Emisión) de 3.25 a 1.0 para los cuatro trimestres fiscales consecutivos más recientes. Actualmente, el Emisor está en cumplimiento con todas las disposiciones y cláusulas del contrato.

A menos que esté previamente redimido, o comprado y pagado, los Bonos serán redimidos a su monto original en dólares de los Estados Unidos de América, a su fecha de vencimiento. El precio de redención pagadero a su fecha de vencimiento será el monto original de los Bonos más el interés acumulado y no pagado a la tasa del Bono, más los otros montos adeudados y por pagar, de conformidad con los términos del Contrato de Emisión.

El producto de la oferta de estos bonos se utilizó para el repago de principal e intereses del Acuerdo de Préstamo Sindicado a Largo Plazo por un monto de US $95,104.388, para cubrir gastos de la oferta y el remanente para el repago de facilidades crediticias a corto plazo.

Con la cancelación del Préstamo Sindicado a Largo Plazo en julio de 2006, todas las garantías e hipotecas que mantenía el Emisor bajo este acuerdo fueron liberadas.

Observación 5 – Dentro de otros pasivos, el Emisor mantiene una reserva para obligaciones contingentes producto de demandas originadas en el curso normal del negocio. No se espera que los resultados finales de estas contingencias tengan un efecto importante en la condición financiera ni en los resultados operacionales del Emisor. Al 30 de junio de 2008, dicha reserva para contingencias es de US$694,166 para cubrir posibles pérdidas que puedan darse producto de las reclamaciones de terceros. Ver Nota 7 de los Estados Financieros No Auditados para mayor detalle.

Adicionalmente, bajo otros pasivos se mantiene registrado el impuesto sobre la renta diferido a largo plazo. Ver Nota 4 de los Estados Financieros No Auditados para mayor detalle.

Observación 6 – Corresponde a las acciones comunes autorizadas y emitidas del Emisor representadas por 50,000,000 acciones sin valor nominal y 160,031 acciones en tesorería. Al 30 de junio de 2008, el valor de las acciones comunes es de US$106.09 millones.

M. INFORMACION DE TENDENCIAS

Aproximadamente el 60% de la capacidad de generación en Panamá proviene de plantas de generación hidroeléctricas. Debido al atraso en el inicio de las lluvias a mediados de mayo de 2008 el nivel de los lagos descendió al punto que el Gobierno Nacional tuvo que anunciar cortes programados de electricidad e implementar medidas de ahorro de energía, como la disminución del horario de trabajo en las oficinas del sector público. En parte, gracias a estas medidas, y a que se iniciaron las lluvias, los cortes de servicios anunciados fueron suspendidos. Para el próximo período seco (Enero-Abril) se espera contar con más de 170 MW de potencia firme adicional gracias a la entrada de nuevas plantas, en su mayoría térmicas, que van a reducir la probabilidad de que esta situación se repita el próximo año.

La escasez de agua en abril y mayo, sumada al incremento en la demanda de energía y al aumento en los precios del combustible se tradujeron en un incremento importante en los costos de la energía que las distribuidoras compran a las empresas generadoras, lo que a su vez ha generado un incremento importante en la tarifa aplicada a los clientes. El incremento en la tarifa base de los clientes con un consumo menor a 500 KWh-mes ha sido asumido por el Gobierno a través de un subsidio denominado Fondo de Estabilización Tarifaria. La mayoría de estos clientes tiene la tarifa subsidiada desde el año 2004. El resto de los clientes recibió el incremento (en promedio 2 centavos por KWh) completo. Esta situación ha tenido un impacto sobre el consumo de electricidad, que para el primer semestre del 2008 creció 3.4%, comparado con el crecimiento que se registró en el primer semestre del 2007 que fue de 9.2%. A la fecha en que se redactó este documento, el precio del combustible había empezado a bajar, sin embargo, no se espera que llegue a niveles que representen una disminución en la tarifa.

A nivel de la industria, el consumo de electricidad por parte de los consumidores finales en Panamá durante el 2007 fue de 5,294 GWh, lo que representó un incremento de 7.3% sobre el 2006. En los últimos tres años el incremento en las ventas ha promediado 5.2% comparado con un incremento promedio anual del PIB de 9.9%. El más reciente Informe Indicativo de Demanda emitido por el CND considera una proyección de crecimiento anual promedio del consumo de electricidad de 4.3% para el período 2009-11.

Crecimiento de Consumo de Electricidad vs Crecimiento del PIB

	2005	2006	2007	´05-07
Crecimiento de Consumo	4.0%	3.2%	7.3%	**5.2%**
Crecimiento GDP	7.2%	8.7%	11.2%	**9.9%**

Fuente: Centro Nacional de Despacho y Eletktra Noreste, S.A.

V. ANALISIS DE RESULTADOS FINANCIEROS Y OPERATIVOS DEL EMISOR

A. RESUMEN DE LAS CIFRAS FINANCIERAS DEL EMISOR

ELEKTRA NORESTE, S.A.
BALANCE GENERAL

En US$	Al 31 de Dic 2005	Al 31 de Dic 2006	Al 31 de Dic 2007	Al 30 de Jun 2007	Al 30 Jun 2008
ACTIVOS					
Activos Circulantes					
Efectivo	1,576,063	18,266,568	6,399,567	7,364,939	462,996
Cuentas por cobrar:			-	-	
Clientes, neto	39,667,739	44,863,611	48,992,532	51,479,196	66,113,388
Ajuste al componente de combustible	16,724,807	-	10,830,351	1,760,357	51,338,351
Otras, neto	1,736,060	1,561,370	1,758,728	4,576,904	1,916,415
Cuentas por cobrar, neto	58,128,606	46,424,981	61,581,611	57,816,457	119,368,154
Inventarios	7,050,919	6,019,634	7,073,144	7,056,079	6,640,332
Otros	1,998,113	2,121,389	2,853,053	2,983,847	5,691,727
Total de Activos circulantes	*68,753,701*	*72,832,572*	*77,907,375*	*75,221,322*	*132,163,209*
Propiedad, planta y equipo, neto de dep. acum.	227,837,771	233,865,475	241,651,345	236,608,731	244,322,395
Fondo de Fideicomiso para pago de deuda	2,500,000	-	-	-	-
Impuesto sobre la renta diferido	2,069,550	-	-	-	3,697,239
Otros activos	2,567,592	3,755,560	3,724,937	3,853,630	3,821,239
TOTAL DE ACTIVOS	**303,728,614**	**310,453,607**	**323,283,657**	**315,683,683**	**384,004,082**
PASIVOS					
Pasivos Circulantes					
Cuentas por pagar:					
Generación y transmisión	41,228,848	37,911,651	51,838,006	55,232,232	92,580,636
Proveedores	10,226,889	12,304,961	11,848,241	11,211,576	8,961,027
Contratos de construcción	6,674,630	6,894,622	6,890,657	6,591,703	7,284,108
Adelanto en subsidio del Estado	-	1,189,965	2,142,287	1,696,926	662,288
Otras	512,700	490,726	473,098	493,964	507,867
Impuesto sobre la renta por pagar	-	6,638,998	-	-	-
Impuesto sobre la renta diferido	4,115,573	-	1,597,256	-	11,914,978
Depósitos de clientes	2,665,177	2,924,546	2,394,274	2,246,412	3,723,822
Ajuste al componente de combustible	-	3,500,649	-	-	-
Retenciones de impuestos a empleados	257,887	521,065	347,030	180,670	221,821
Total de cuentas por pagar	***65,681,704***	***72,377,183***	***77,530,849***	***77,653,483***	***125,856,547***
Obligaciones bancarias - porción circulante	10,000,000	-	-	-	7,700,000
Intereses por pagar	1,396,934	3,588,889	3,546,668	3,546,667	3,546,667
Instrumento derivativo	653,561	-	-	-	-
Gastos acumulados por pagar	661,917	1,469,940	1,255,000	1,366,870	1,453,151
Total de pasivos circulantes	***78,394,116***	***77,436,012***	***82,332,517***	***82,567,020***	***138,556,365***
Obligaciones bancarias - largo plazo	90,000,000	99,151,798	99,185,241	99,168,203	99,202,934
Depósitos de clientes	8,923,025	7,482,001	7,125,023	7,288,921	5,899,216
Otros pasivos	2,022,050	3,330,193	4,992,521	5,204,678	2,079,939
TOTAL DE PASIVOS	**179,339,191**	**187,400,004**	**193,635,302**	**194,228,822**	**245,738,454**
PATRIMONIO					
Acciones comunes emitidas y autorizadas	106,098,875	106,098,875	106,098,875	106,098,875	106,098,875
Otras pérdidas integrales acumuladas	(457,493)	-	-	-	-
Utilidades no distribuidas	18,290,548	16,954,728	23,549,480	15,355,986	32,166,753
TOTAL DE PATRIMONIO	**124,389,423**	**123,053,603**	**129,648,355**	**121,454,861**	**138,265,628**
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS	**303,728,614**	**310,453,607**	**323,283,657**	**315,683,683**	**384,004,082**

ELEKTRA NORESTE, S.A.
ESTADO DE RESULTADOS

En US$	2005 12 meses	2006 12 meses	2007 12 meses	2007 6 meses	2008 6 meses
Ingresos					
Ventas de energía, neto	263,501,949	332,058,802	348,992,369	169,628,735	230,249,206
Otros Ingresos	8,184,575	7,154,622	7,534,038	3,467,620	4,069,242
Total de Ingresos	271,686,524	339,213,424	356,526,407	173,096,355	234,318,448
Compra de energía y cargos de transmisión, neto	193,905,488	262,345,409	280,426,578	136,035,792	193,474,000
Margen bruto en distribución	**77,781,036**	**76,868,015**	**76,099,829**	**37,060,563**	**40,844,448**
Porcentaje	*28.6%*	*22.7%*	*21.3%*	*21.4%*	*17.4%*
Gastos de Operaciones					
Salarios y Otros costos relacionados con personal	8,218,840	8,755,447	8,116,471	3,965,466	4,497,812
Prima de antigüedad y cesantía	195,942	327,955	329,965	108,093	171,679
Provisión para cuentas por cobro dudoso	1,343,191	2,484,940	3,077,136	1,125,990	2,607,784
Reparación y mantenimiento	2,575,193	2,800,678	2,800,749	1,269,900	1,208,553
Servicios profesionales	8,499,148	9,275,226	8,908,255	4,277,986	4,267,489
Servicios administrativos	1,943,000	1,871,726	1,861,866	935,867	974,070
Depreciación y amortización	11,890,034	12,226,709	12,510,175	6,198,583	6,384,952
Administrativos y otros	7,517,199	7,074,152	7,570,033	3,381,636	4,284,121
Pérdida (ganancia) en ventas y descarte de activo fijo	1,005,214	198,789	48,532	83,840	131,595
Total de gastos de operaciones	43,187,761	45,015,622	45,223,182	21,347,361	24,528,055
Ganancia en operaciones	**34,593,275**	**31,852,393**	**30,876,647**	**15,713,202**	**16,316,393**
Porcentaje	*12.7%*	*9.4%*	*8.7%*	*9.1%*	*7.0%*
Otros Ingresos (Egresos)					
Intereses ganados	854,841	1,391,671	1,593,531	757,369	778,630
Gasto de intereses	7,639,719	6,915,122	8,412,634	4,099,419	4,381,025
Ganancia no realizada en derivativo				-	-
Pérdida en venta de inversión	-	414,368	-	414,368	-
Total de otros egresos	(6,784,878)	(5,937,819)	(6,819,103)	(3,756,418)	(3,602,395)
Utilidad antes del impuesto sobre la renta	27,808,397	25,914,574	24,057,544	12,371,152	12,713,998
ISR	8,571,552	7,883,413	7,292,785	4,075,031	3,711,564
Utilidad Neta	**19,236,845**	**18,031,161**	**16,764,759**	**8,296,121**	**9,002,434**
EBITDA	**47,338,150**	**45,056,405**	**44,980,353**	**22,669,154**	**23,479,975**

ELEKTRA NORESTE, S.A.
RAZONES FINANCIERAS

	2005	2006	2007	Jun-07	Jun-08
Liquidez					
Relación Corriente (acorrientes / pcorrientes)	0.88	0.94	0.95	0.91	0.95
Capital de Trabajo (acorrientes - pcorrientes)	(9,640,415)	(4,603,440)	(4,425,142)	(7,345,698)	(6,393,156)
Rentabilidad					
Utilidad Neta / Activos Promedios (i)	6.33%	5.87%	5.29%	5.19%	5.09%
Utilidad Neta / Patrimonio Promedios (i)	15.5%	14.6%	13.3%	13.2%	13.4%
Utilidad Neta / Total de Ingresos (i)	7.1%	5.3%	4.7%	4.8%	3.8%
Apalancamiento					
Total Deuda / EBITDA (i)	2.11	2.20	2.21	2.19	2.28
Apalancamiento Financiero (pasivos financieros / patrimonio)	0.80	0.81	0.77	0.82	0.77

(i) Utilidad neta y EBITDA anualizado para los 6 meses terminados el 30 de junio de 2007 y 2008

B. DISCUSION Y ANALISIS DE LOS RESULTADOS DE OPERACIONES Y DE LA SITUACIÓN FINANCIERA DEL EMISOR PARA LOS 12 MESES TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2006 Y 2007

Liquidez y Flujo de Caja

El Emisor al 31 de diciembre de 2006 terminó con efectivo en caja por la suma de US$18.3 millones. Este efectivo más el efectivo neto provisto por la operación generado en el 2007 que ascendió a la suma de US$18.6 millones, permitió al Emisor invertir en el programa de capital que para el año terminado al 31 de diciembre de 2007 fue por la suma de US$20.5 millones. Con el efectivo neto generado el Emisor también estuvo en capacidad de hacer una distribución de dividendos a sus accionistas por la suma de US$10.0 millones, terminando con un efectivo en caja de US$6.4 millones.

Cabe destacar que el efectivo neto de las operaciones agrupa rubros significativos que durante el 2007 contribuyeron en los resultados. Los principales rubros lo constituyeron la utilidad neta por US$16.8 millones, el incremento en las cuentas por cobrar por efecto del Ajuste del Componente de Combustible por US$14.3 millones, el incremento en las cuentas por cobrar clientes por US$7.4 millones y el incremento de las cuentas por pagar comerciales por US$13.1 millones entre otros.

Otro aspecto importante es que el Emisor durante el año 2007 utilizó líneas de crédito a corto plazo. El Emisor tiene disponible facilidades de líneas de crédito con The Bank of Nova Scotia, Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (Panamá), S.A., Banco General, S.A. y Citibank. Al 31 de diciembre de 2007 y 2006 estas facilidades de crédito ascienden a la suma de US $60.5 millones y US $50.3 millones respectivamente. El Emisor le hizo frente a sus compromisos de corto plazo con las entidades financieras, terminando sin saldo deudor a corto plazo en ambos periodos fiscales.

Recursos de Capital

Al cierre del año 2007 el programa de inversiones de capital se ha ejecutado en la suma de US$20.5 millones. La inversión de capital hasta el periodo comprendido se compone principalmente de: (i) la expansión de la red de distribución por US$9.2 millones, (ii) la instalación de nuevos clientes por US$3.2 millones, (iii) el programa de reducción de pérdidas de energía por US$1.5 millones, (iv) las mejoras en la red por US$2.3 millones, (v) los sistemas informáticos (SCADA) por US$1.0 millones, (vi) la mudanza y mejoras a las oficinas corporativas por US$1.9 millones, (vii) la mano de obra e intereses capitalizados por US$1.2 millones y (viii) el alumbrado pùblico por US$0.2 millones. En el año 2006 el programa de inversión ascendió a la suma de US$19.3 millones.

Activos

Al cierre del año 2007 el total de activos del Emisor ascendió a la suma neta de US$323.3 millones, representando un incremento de US$12.8 millones con respecto al año 2006. La propiedad, planta y equipo, neto representa un 75% del total de activos para el año 2007, igualmente para el año 2006. Las cuentas por cobrar cerraron con un balance al 31 de diciembre de 2007 de US$61.6 millones de los cuales US$49.0 millones están relacionadas con clientes y 10.8 millones se deben al ajuste al componente de combustible no facturado a clientes.. Las cuentas por cobrar crecieron en US$15.2 millones, básicamente el ajuste al componente de combustible.

Pasivos

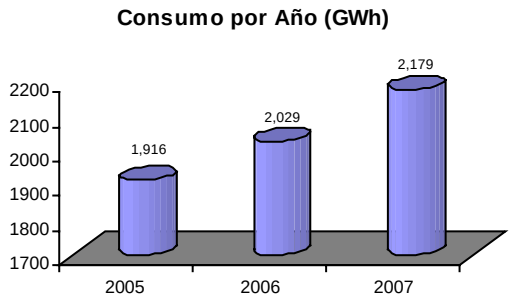
Al 31 de diciembre de 2007 el emisor cerró con un total de pasivos por la suma de US$193.6 millones, representando un incremento de US$6.2 millones con respecto al año 2006. Las cuentas por pagar a empresas generadoras y transmisoras de energía se incrementaron en US$13.9 millones en relación al año 2006. Este incremento está relacionado con el incremento en la compra de energía y los efectos en el aumento del combustible. Los pasivos también registraron una disminución con respecto al año 2006 en el rubro de impuesto sobre la renta por pagar por la suma de US$6.6 millones.

Patrimonio

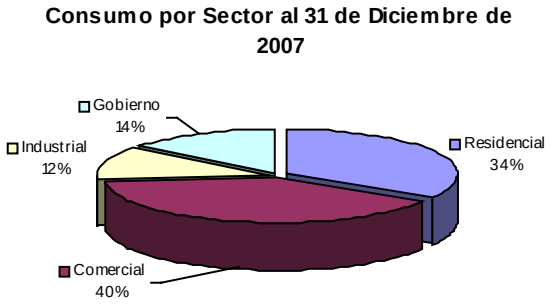
Al 31 de diciembre de 2007 el patrimonio del Emisor cerró con un saldo US$129.6 millones, US$6.6 millones más que el año 2006. Este incremento neto está asociado con un aumento de US$16.8 millones en el patrimonio, producto de la utilidad neta del período 2007, menos una distribución de dividendos por la suma US$10.0 millones realizada en el año 2007.

Resultados de las Operaciones

El consumo de energía eléctrica acumulado del año 2007 para el área servida por el Emisor alcanzó 2,179 GWh, reflejando un crecimiento del 7.4%, con respecto al mismo período del año anterior. Los principales sectores económicos que impulsaron este crecimiento provienen del sector comercial con una tasa del 9.1% y del sector gobierno con un incremento del 6.7%, fundamentalmente asociado, este último, al crecimiento en el consumo del Aeropuerto Internacional de Tocumen (10.5%) y de la Planta Potabilizadora del IDAAN en Chilibre (10.2%). Los sectores residencial e industrial también han impulsado el crecimiento de las ventas de electricidad al presentar una tasa del 6.6% y 5.6% respectivamente.



Fuente: Elektra Noreste, S.A.



Fuente: Elektra Noreste, S.A.

Al mes de diciembre de 2007, la empresa mantenía aproximadamente 328,006 clientes, dando como resultado 15,782 clientes más en comparación con el mes de diciembre del año anterior, representando un crecimiento anual para el período de 5.1%. Es importante destacar que el 92% de los clientes son residenciales y consumen el 34% de la energía; el sector comercial que representa el 7% de los clientes consume el 40% de la energía; el sector industrial que es menos del 1% de los clientes consume el 12% de la energía y el sector gubernamental representa el 0.7% de los clientes y el 14% del consumo. El consumo de alumbrado público, está incluido en el sector gubernamental y representa el 2% de la energía.

Ingresos

Los ingresos brutos acumulados del año 2007 sumaron US$356.5 millones, US$17.3 millones más que el mismo periodo del año anterior, reportando un crecimiento anual del 5.1%, el cual se originó principalmente en: a) el crecimiento de 7.4% en el consumo de energía eléctrica de nuestros clientes y b) aumento en la base de clientes en aproximadamente 14,555 promedio.

Costos

Los costos de compra y transmisión de energía acumulados del año 2007 resultaron en US$280.4 millones, presentando un incremento de 6.9% con respecto al mismo periodo del año anterior, fundamentalmente asociado a un crecimiento de 6.0% en el volumen de compra de energía al pasar ésta de 2,324 GWh en el 2006 a 2,464 GWh en el 2007. El precio promedio de compra de la energía fue US$11.38 cent/kWh en el 2007 en comparación con US$11.29 cent/kWh en el 2006, un incremento de 0.8%.

Margen Bruto

A diciembre de 2007, el margen bruto de distribución fue de US$76.1 millones, resultado muy similar con respecto al mismo periodo del año anterior de US$76.9, debido fundamentalmente a los siguientes factores: (i) la reducción de 5% (promedio) en los cargos de distribución y comercialización a partir de febrero de 2007, producto de la última revisión tarifaria que se hace cada cuatro años, y (ii)el aumento de la participación del consumo de energía de las tarifas con menor margen de contribución.

Gastos Operativos

Los gastos de operaciones acumulados del año 2007 fueron de US$45.2 millones que comparados con el mismo período del año anterior refleja un aumento por el orden de 0.5%. Esta variación se debe principalmente al aumento en: a) Provisión para Cuentas Malas por US$0.6 millones, b) Depreciación y Amortización por US$0.3 millones, y c) Gastos Administrativos y Otros por US$0.5 millones.

Utilidad Operativa y Utilidad Neta

Al 31 de diciembre de 2007, el Emisor terminó con un beneficio antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (EBITDA) de US$44.9 millones, una disminución de 0.2% con relación al mismo período de 2006, explicado por el estancamiento del margen bruto de distribución y por el aumento en los gastos operativos de la empresa.

Entre los resultados financieros del Emisor encontramos que la Utilidad Neta acumulada del año 2007 asciende a US$16.8 millones, 7.0% inferior al mismo período del año anterior. Cabe señalar que los resultados del año 2006 fueron influenciados por una ganancia extraordinaria como consecuencia de un contrato de cobertura para fijar la tasa de interés en la emisión de los documentos de deuda (bonos), con el propósito de reducir el riesgo de tasa de interés de la Emisor. Al ejecutar este contrato, se generó una ganancia antes de impuesto por la suma de US$4.0 millones, la cual está descontada de los gastos de intereses, reflejándose en los resultados financieros acumulados a diciembre de 2006.

C. DISCUSION Y ANALISIS DE LOS RESULTADOS DE OPERACIONES Y DE LA SITUACIÓN FINANCIERA DEL EMISOR PARA LOS 6 MESES TERMINADOS EL 30 DE JUNIO DE 2007 Y 2008

Liquidez y Flujo de Caja

El Emisor al 31 de diciembre de 2007 terminó con efectivo en caja por la suma de US$6.4 millones. Este efectivo menos el efectivo neto utilizado en las actividades de operación en el 2007 el cual disminuyó por la suma de US$4.4 millones, más el financiamiento producto del uso de líneas de crédito a corto plazo por la suma de US$7.7 millones permitió al Emisor invertir en el programa de capital que para el 30 de junio de 2008 ascendió a la suma de US$9.2 millones. El Emisor cerró al 30 de junio de 2008 con un efectivo en caja de US$0.5 millones.

Cabe destacar que el efectivo neto utilizado en las actividades de operación agrupa rubros significativos que durante el primer semestre de 2008 contribuyeron en los resultados. Los principales rubros lo constituyeron la utilidad neta por US$9.0 millones, el incremento en las cuentas por cobrar por efecto del Ajuste del Componente de Combustible por US$40.5 millones, el incremento en las cuentas por cobrar clientes por US$21.4 millones y el incremento de las cuentas por pagar comerciales por US$38.3 millones entre otros.

El Emisor al 30 de Junio de 2008 y 31 de diciembre de 2007 tiene líneas de crédito a corto plazo disponible con The Bank of Nova Scotia, Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (Panamá), S.A., Banco General, S.A. y Citibank. Estas facilidades de crédito ascienden a la suma de US$62.0 millones. El Emisor al cierre del 30 de junio de 2008 terminó con una deuda de US$7.7 millones por el uso de las facilidades de crédito a corto plazo.

Recursos de Capital

Al cierre del primer semestre de 2008 el programa de inversiones de capital se ha ejecutado en la suma de US$.9.2 millones. La inversión de capital hasta el periodo comprendido se compone principalmente de: (i) Expansión de la Red de Distribución por US$.5.3 millones, (ii)Instalación de Nuevos Clientes por US$.2.0 millones, (iii) Mejoras en la Red de distribución de energía por US$.0.8 millones, (iv) Sistemas Informáticos (SCADA) US$.0.3 millones, (vi)la mano de obra e intereses capitalizados fue de US$.0.6 millones y (vii) Alumbrado Público por US$.0.2 millones.

Activos

Al cierre del primer semestre del año 2008 el total de activos del Emisor ascendió a la suma neta de US$384.0 millones, representando un incremento de US$60.7 millones con respecto al mismo periodo del año 2007. La propiedad, planta y equipo, neto representa un 64% del total de activos para el primer semestre de 2008 y un 75% para igual periodo en el 2007. Las cuentas por cobrar cerraron con un saldo al 30 de junio de 2008 de US$119.4 millones de los cuales US$66.1 millones están relacionadas con clientes y US$51.3 millones se deben al ajuste al componente de combustible no facturado a clientes. Las cuentas por cobrar crecieron en US$57.8 millones, básicamente por el ajuste al componente de combustible.

Pasivos

Al 30 de junio de 2008 el Emisor cerró con un total de pasivos por la suma de US$245.7 millones, representando un incremento de US$52.1 millones con respecto igual periodo en el año 2007. Las cuentas por pagar a empresas generadoras y transmisoras de energía se incrementaron en US$40.8 millones con relación al año 2007. Este incremento está relacionado con el incremento en la compra de energía y los efectos en el aumento del combustible. Los pasivos también registraron un aumento con respecto al primer semestre del 2007 en el rubro de deuda a corto plazo (facilidades de líneas de crédito) por la suma de US$7.7 millones y por el impuesto sobre la renta diferido (corriente) por pagar por la suma de US$10.3 millones.

Patrimonio

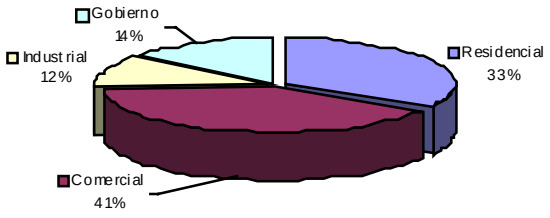
Al 30 de junio de 2008 el patrimonio del Emisor cerró con un saldo US$138.3 millones, US$8.6 millones más que el igual periodo correspondiente al año 2007. Este incremento neto está asociado con un aumento de US$9.0 millones en el patrimonio, producto de la utilidad neta del primer semestre del 2008, menos una disminución de US$0.4 millones por concepto de impuesto complementario dentro del periodo.

Resultados de las Operaciones

El consumo de energía eléctrica acumulado al primer semestre del año 2008 alcanzó los 1,115.22 GWh, reflejando un crecimiento del 3.4%, con respecto al mismo período del año anterior. Los principales sectores económicos que impulsaron este crecimiento fueron el sector comercial con una tasa del 5.4% y el sector industrial con 3.1%. El sector residencial y gobierno mostraron un leve crecimiento: 1.9% y 1.3% respectivamente. El consumo de energía para Alumbrado Público aumentó 5.1%.

Al mes de junio 2008, la empresa cuenta con 334,473 clientes, 15,397 clientes más que en el mes de junio del año anterior, lo que representa un crecimiento en doce meses de 4.8%. Es importante destacar que el 92.3% de los clientes son residenciales y consumen el 33.3% de la energía; el sector comercial que representa el 7.0% de los clientes consume el 40.9% de la energía; el sector industrial que es alrededor del 0.1% de los clientes consume el 11.6% de la energía y el sector gubernamental representa el 0.6% de los clientes y el 14.2% del consumo. El consumo de alumbrado público, está incluido en el sector gubernamental y representa el 2.0% de la energía.

Consumo por Sector al 30 de Junio de 2008



Fuente: Elektra Noreste, S.A.

Ingresos

Los ingresos brutos acumulados al primer trimestre del 2008 sumaron US$234.3 millones, US$.61.2 millones más que el mismo periodo del año anterior, reportando un crecimiento anual del 35.40%, el cual se originó principalmente en: a) el crecimiento de 3.4% en el consumo de energía eléctrica de nuestros clientes asociado a un aumento en la base de clientes en aproximadamente 15,397 y b) el incremento de 31.2% en el precio promedio de la electricidad, con respecto al mismo período del año anterior.

Costos

Los costos de compra y transmisión de energía acumulados al mes de junio de 2008 resultaron en US$.193.5 millones, presentando un incremento de 42.2% con respecto al mismo periodo del año anterior, asociado principalmente a un crecimiento de 38.7% en el precio promedio de compra de energía y transmisión de 11.1 cent/kWh a 15.4 cent/kWh para los períodos terminados al 30 de junio de 2007 y 2008 respectivamente. El volumen de compra de energía aumentó de 1,222.8 GWh a 1,256.3 GWh para el mismo período.

Margen Bruto

Al 30 de junio de 2008, el margen bruto de distribución fue de US$.40.8 millones con un crecimiento de 10.2%, con respecto al mismo periodo del año pasado, debido fundamentalmente al crecimiento de las ventas de energía y a los otros ingresos.

Gastos Operativos:

Los gastos de operaciones acumulados al primer semestre de 2008 fueron de US$24.5 millones que comparados con el mismo período del año anterior refleja un aumento por el orden de 14.9%. Esta variación se debe principalmente al incremento en la Provisión para Cuentas Malas por US$1.5 millones y en los Gastos Administrativos por US$0.9 millones.

Utilidad Operativa y Utilidad Neta

Al 30 de junio de 2008, el beneficio antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (EBITDA) asciende a US$ 23.5 millones, lo que supone un crecimiento del 3.6% en relación al mismo período de 2007, explicado por el crecimiento del margen bruto de distribución.

Entre los resultados financieros del Emisor encontramos que la Utilidad Neta acumulada al mes de junio 2008 fue de US$9.0 millones, 8.5% superior al mismo período del año anterior, debido entre otros factores a un mayor volumen de energía facturado a los clientes, un mejoramiento en el margen de distribución por lograr mayor facturación en las tarifas con mayor margen y a un mayor nivel de otros ingresos (alquiler de postes, peajes).

D. ANALISIS DE PERSPECTIVAS DEL EMISOR

En el año 2007 se ha registrado uno de los mayores crecimientos en las ventas de electricidad de los últimos años (7.4%), siendo este el segundo crecimiento más alto desde 1998; superado sólo por el año 1999. Esta tasa de crecimiento también es superior al del promedio histórico (1998-2006 = 5.3%). Cabe destacar que el crecimiento en la economía del país y en nuestra área de concesión ha contribuido directamente en el desarrollo y expansión de la red de distribución eléctrica del Emisor. Para el año fiscal 2007, el Emisor había invertido la suma de US$20.5 millones, de los cuales US $9.2 millones están asociados a la expansión de la infraestructura debido a la construcción de nuevas viviendas, edificaciones de propiedad horizontal, centro comerciales, desarrollo de las infraestructuras portuarias y aeroportuarias, y nuevos proyectos que se están estableciendo en nuestra área de servicio.

En general, el Emisor 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. Los elementos claves de su estrategia incluyen:

Suministrar a sus clientes un servicio de alta calidad accesible.
Las compañías de distribución eléctrica en Panamá son monitoreadas por la ASEP para asegurar el cumplimiento de parámetros de calidad del servicio tales como la frecuencia y duración de las interrupciones del servicio, el nivel de fluctuaciones, el tiempo para atender las conexiones de nuevos clientes, las reconexiones después de cortes del suministro, reclamos, etc.; todos estos parámetros contenidos en sus respectivos contratos de concesión. Para continuar mejorando sus niveles de calidad del servicio y de satisfacción del cliente, el Emisor ha reforzado el mantenimiento preventivo para reducir los riesgos de fallas de la red, está reemplazando y expandiendo los sistemas actuales de control y monitoreo remoto de la red de distribución (SCADA), está mejorando las operaciones y el servicio de su centro de llamadas, está reduciendo los tiempos de respuesta a las demandas y reclamos de los clientes, etc.

Operar y mantener nuestra red de distribución en base a efectividad del costo.
Desde diciembre de 1999, la productividad de los empleados se ha incrementado de 255 clientes a 597 clientes por empleado, y las ventas de energía por empleado también se han incrementado de 2,092MWh por empleado a 3,969MWh por empleado a diciembre de 2007. El Emisor espera continuar manteniendo niveles altos de eficiencia operativa mejorando la productividad de los empleados a través de la capacitación continua, de la mejora de todos los procesos tanto operativos como administrativos de la automatización de sus sistemas de operaciones e información y de la mejora de sus procesos de facturación y cobros. En total, el Emisor ha invertido más de US$151.2 millones en la expansión y mejora de su red de distribución, en sus instalaciones y sistemas en general desde la privatización en 1998, de los cuales US$10.3.2 millones fueron invertidos de enero 2003 a junio de 2008.

Entrenar y desarrollar su recurso humano.
Para el Emisor, mejorar la capacidad y habilidades técnicas de sus empleados no solo mejora la eficiencia en los procesos de operación, mantenimiento y administrativo; sino que también respalda su filosofía de promover y ofrecer un ambiente libre de accidentes para sus empleados, contratistas y clientes. El Emisor ha desarrollado y cuenta con programas formales de entrenamiento para su recurso humano atendiendo una variedad de áreas incluyendo seguridad vehicular, operaciones y mantenimiento de la red de distribución del servicio público de electricidad, servicio al cliente, y en el área administrativa y financiera.

Realizar gastos de capital, estratégicos y precisos.
El Emisor coordina y evalúa muy de cerca todos los gastos de capital propuestos en todas sus operaciones con la finalidad de asignar los recursos disponibles a proyectos asociados con expansión del servicio, proyectos de mejoras específicas y extensión de líneas, y mejoras de la confiabilidad y calidad del servicio. Antes de hacer cualquier gasto de capital, el Emisor modela el impacto de cada gasto de capital propuesto y solo realiza aquellos programas de capital que generen valor agregado (rendimiento) y a la vez mejoren la confiabilidad de la red y la calidad del servicio, mientras que mantiene los costos dentro de su presupuesto.

Manteniendo las pérdidas de electricidad a o por debajo de los bajos niveles actuales.
El programa de reducción de pérdidas del Emisor ha resultado en una disminución de las pérdidas totales de electricidad las cuales se situaban en 24% en 1998 a aproximadamente 11.1% en 2007. Desde la privatización, aproximadamente 140,000 conexiones ilegales se han convertido en clientes formales de la distribuidora, de los cuales cerca de 65,900 fueron convertidos desde enero de 2005 hasta junio de 2008. Aunque los costos asociados con pérdidas de electricidad es parte de su costo de distribución de electricidad, solamente un nivel estándar de pérdidas de electricidad es reconocido en las tarifas. El Emisor continua reduciendo sus pérdidas de distribución a través de mejoras continuas a su red de distribución, inspecciones focalizadas de forma regular, fortalecimiento de sus procesos internos de lectura de medidores y facturación y desarrollo de programas de comunicación dirigidos a los usuarios con conexiones ilegales con el objetivo de convertir a esos usuarios a clientes regulados.

Aislar a sus clientes de las fluctuaciones del costo de la electricidad a través de la contratación oportuna de energía.
De acuerdo con la Ley de Electricidad de 1997, el Emisor debe celebrar contratos de compra de energía con los generadores de energía para cubrir las demandas de sus clientes regulados. Con la finalidad de mitigar la volatilidad en los precios de la energía, el Emisor ha desarrollado una estrategia de compra de energía que no solamente anticipa posibles problemas de indisponibilidad de electricidad para los próximos años y las posibilidades de racionamiento ante una sequía prolongada, sino también para mitigar el impacto negativo de los altos precios del combustible. La ASEP ha establecido niveles regulatorios de contratación para el corto, mediano y largo plazo para cuyo cumplimiento el Emisor ha ejecutado y está continuamente ejecutando los actos de libre concurrencia para cumplir con dichos niveles.

VI. DIRECTORES, DIGNATARIOS, EJECUTIVOS, ADMINISTRADORES, ASESORES Y EMPLEADOS

A. DIRECTORES Y EJECUTIVOS

La Junta Directiva del Emisor está integrada por las siguientes personas:

1. Directores y Dignatarios

Actualmente 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, como detallamos a continuación:

Nombre	Elegido o Nombrado por	Miembro desde
Ubaldino A. Real	República de Panamá	Septiembre 2004
Dilio Arcia	República de Panamá	Septiembre 2004
Roberto Figueroa	PDG	Febrero 2007
Javier Marrero	PDG	Julio 2007
José Sarmiento	PDG	Octubre 2007

Nombre	Posición
Roberto Figueroa.....	Director y Presidente
Ubaldino A. Real.....	Director
Dilio Arcia.....	Director y Tesorero
Javier Marrero	Director
José Sarmiento.....	Director
Carlos G. Cordero.....	Secretario
Javier Pariente…….....	Vicepresidente Ejecutivo

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

***Roberto Figueroa* (Director y Presidente)**. El Sr. Figueroa tiene más de 20 años de experiencia en el sector regional de electricidad. Antes de asumir su posición actual, estaba a cargo de las operaciones de Prisma Energy en Guatemala y Nicaragua. Su carrera profesional incluye ocho años en U.S. Agency for Internacional Development (USAID) a cargo de los proyectos de desarrollo de infraestructura con énfasis en energía y cuenta con experiencia en el sector regional financiero. Obtuvo su Licenciatura en Ciencias en Ingeniería Civil de la Universidad de San Carlos en Guatemala, una Maestría en Ingeniería Civil de la Universidad de California en Berkeley y una en Administración de Empresas de la Universidad Francisco Marroquín en Guatemala. Su correo electrónico es roberto.figueroa@ashmoreenergy.com

***Ubaldino Real* (Director)**. El Sr. Real actualmente presta sus servicios como asesor en el Gobierno de la República de Panamá. Anteriormente ocupaba el cargo de Ministro de la Presidencia, donde trabajó como Jefe de Gabinete y Autoridad Ejecutiva supervisando la operación de todas las instituciones públicas. Antes de su designación, de 1999 a 2004, el Sr. Real fue Presidente y Director de Millennium Holdings y fue responsable de administrar un portafolio de negocios que incluyen proyectos de desarrollo de bienes raíces, construcción, reforestación y consultoría financiera. De 1998 a 1999 el Sr. Real fue socio de KPMG Peat Marwick, y de 1995 a 1997, el Sr. Real trabajó como Gerente de Finanzas de Coral Gables Consulting Group. Antes de unirse a Coral Gables Consulting Group, de 1989 a 1995, el Sr. Real trabajó en IBM (USA). El Sr. Real tiene una Licenciatura en Ciencias en Ingeniería Industrial, una Maestría en Ingeniería Industrial y una en Administración de Empresas, todas ellas de la Texas A&M University. El Sr. Real actualmente trabaja en juntas directivas de: Fortuna S.A., Empresa de Distribución de Chiriquí, Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. y Cable & Wireless Panamá, S.A. Él es ciudadano panameño y de los Estados Unidos, y su correo electrónico es ureal@presidencia.gob.pa.

***Dilio Arcia* (Director Tesorero)**. El Sr. Arcia ha trabajado como Ministro de la Presidencia. De 2001 a 2004, el Sr. Arcia trabajó como Sub Director de la Oficina de Asesoría Legal, y de 1995 a 1998, trabajó como Director General de la Lotería Nacional. El Sr. Arcia ha sido nuestro Tesorero desde septiembre de 2004. El Sr. Arcia es un abogado y graduado de la Universidad Complutense, Madrid, España con un Ph.D en derecho. Actualmente trabaja en las juntas directivas de varias compañías incluyendo: Bahía Las Minas, Tocimer, S.A. y Cable & Wireless Panamá, S.A. Él es ciudadano panameño y su correo electrónico es darcia@presidencia.gob.pa.

Javier Marrero (Director). El Sr. Marrero actualmente labora en AEI Energy como Director a cargo de Integración de Negocios. Anteriormente, fue gerente general y gerente financiero de Bahía Las Minas Corp., una compañía de generación en Panamá; Director de Administración de Activos en Prisma Energy; Director financiero en Empresa Generadora de Electricidad Itabo, S. A. en República Dominicana; y Director Técnico en Turbogeneradores Venezuela, una compañía de generación afiliada a PSEG. En adición a la labor en la Compañía, participa como Director de la Junta de Empresa Energética Corinto (Nicaragua) y Puerto Quetzal Power (Guatemala) y labora como oficial en Jamaica Private Power Co. y Private Power Operator (Jamaica). El Sr. Marrero nació en 1962 y cuenta con un BSc.(1984) y un MSc. (1986) en Ingeniería eléctrica. Él es un ciudadano español, domiciliado actualmente en Houston, TX, y su correo electrónico es javier.marrero@aeienergy.com

José Sarmiento: Actualmente Gerente General de Puerto Quetzal Power LLC (PQP), compañía de generación eléctrica filial de AEI ubicada en Guatemala, con 234Mw de capacidad instalada. Ingeniero Industrial por la Universidad Rafael Landivar de Guatemala y Master en Dirección de Empresas (MBA) por el Instituto Panamericano de Alta Dirección de Empresas (IPADE) de México. Más de ocho años de experiencia en el sector eléctrico. Anterior a su cargo actual, se desempeñó como asesor y analista financiero y comercial para las operaciones de Prisma Energy International en Guatemala y Nicaragua.

***Carlos C. Cordero* (Secretario)**. El Sr. Cordero es socio fundador de Alemán, Cordero, Galindo & Lee, nuestros abogados panameños locales, donde ha sido un miembro en ejercicio desde 1985. El Sr. Cordero actualmente actúa como Secretario de la Junta Directiva y ha actuado en esta condición 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 actualmente actúa en juntas directivas de varias compañías incluyendo: Cable & Wireless Panamá, S.A., Alcogal International Management, Inc., Alemán, Cordero, Galindo & Lee Trust (BVI) Limited, Alemán, Cordero, Galindo

& Lee (Belice) Limited, Parkdale Investement Inc., Meridional Properties, S.A., y Lansburg International, S.A. Él es un ciudadano panameño y su correo electrónico es cordero@alcogal.com.

Javier Pariente **(Vicepresidente Ejecutivo /Gerente General)**. El Sr. Pariente se unió al Emisor en octubre de 1999 como 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 designado como el Gerente General de Emisor, también conocido como Gerente de Operaciones. El Sr. Pariente es responsable de desarrollar y supervisar: la ejecución del plan de negocio de la compañía, la misión de negocio, los objetivos en una forma rentable, (asegurando el crecimiento económico y financiero del Emisor), los estándares de calidad de servicio, y la administración del Código de Conducta y el Código de Etica del Emisor. El Sr. Pariente facilita la integración del equipo, asesora a la alta gerencia y regularmente evalúa la ejecución de la administración. El Sr. Pariente también es responsable de informar a CPI, Limited y a la Junta Directiva de los asuntos significativos, incluyendo los cambios en leyes y reglamentos que pueden afectar el presente y futuro de la concesión. También es responsable de preparar y presentar los informes trimestrales a la Junta Directiva. El Sr. Pariente es el representante del Emisor ante: organizaciones cívicas, las autoridades gubernamentales y la ASEP. Antes de unirse a nosotros, desde junio de 1995 a octubre de 1999, el Sr. Pariente era el Vicepresidente Ejecutivo de Importadora Ricamar, S.A., una cadena de supermercado importadora y vendedora de productos al por mayor. Anteriormente, el Sr. Pariente trabajó como Gerente de Finanzas de Productos Avícolas Fidanque, así como analista financiero en Chase Manhattan Bank y como oficial de crédito del Citibank. Durante su carrera profesional, ha participado en varias organizaciones cívicas y miembro de varias juntas directivas de de empresas locales e internacionales. El Sr. Pariente tiene una Licenciatura en Administración de Empresas de la Universidad Santa María La Antigua. Él es ciudadano panameño, y su correo electrónico es jpariente@elektra.com.pa.

2. Principales Ejecutivos y Empleados

A continuación un detalle de los empleados claves:

Nombre	Cargo
Javier Pariente	Vice Presidente Ejecutivo / Gerente General
Eric Morales	Director de Finanzas y Administración
Victor M. Inchausti	Director de Servicio de Atención al Cliente, Operaciones y Obras
Jaime A. Lammie	Director de Mercado Eléctrico
Ramiro Troitiño.....	Director de Distribución e Ingeniería
Roque Ledesma	Director de Operaciones Comerciales
Victor Varela	Gerente de Tecnología
Beryl Bartoli.....	Gerente de Recursos Humanos
Margarita Aguilar.....	Gerente de Aseguramiento de Calidad
Lorena V. Fábrega.....	Gerente de Asuntos Corporativos
Mariel Jovane	Gerente de Departamento Legal y Oficial de Cumplimiento
Marilu de Núñez….....	Gerente de Logística y Sumnistro

Eric Morales **(Director de Finanzas y Administración)**. El Sr. Morales ha sido el Director de Finanzas desde enero de 2003. El Sr. Morales es responsable de todos los aspectos del departamento de finanzas incluyendo: el flujo de caja, la relación con instituciones financieras, gastos de capital y operativos, presupuestos, modelos financieros, contabilidad y administración de activos. El Sr. Morales también es responsable de elaborar e implementar los controles internos relacionados con los reportes financieros. Antes de unirse a nosotros, el Sr. Morales fue Gerente de Finanzas de Maersk Panamá, S.A., un agente naviero representante de Maersk Sealand. Durante su carrera de diez años en Maersk, tuvo la oportunidad de trabajar en Brasil y Méjico, ocupando una posición similar. Previamente, trabajó como Gerente Financiero para DHL Panamá y Venezuela y como auditor de KPMG. El Sr. Morales tiene una Licenciatura en Contabilidad de la Universidad de Panamá. Él es ciudadano panameño y su correo electrónico es emorales@elektra.com.pa.

***Victor M. Inchausti* (Director de Servicio de Atención al Cliente, Operaciones y Obras)**. El Sr. Inchausti ha sido el Director de Servicio de Atención al Cliente desde febrero de 2002. En el 2006, también se le asignó el área de obras y mantenimiento. El Sr. Inchausti es responsable de dar atención apropiada y oportuna a los requerimientos de los clientes, tanto a los existentes como a los nuevos. También supervisa el diseño y ejecución de plan del ciclo de lectura de los medidores, facturación mensual al cliente, análisis y validación de las cuentas, reclamos de clientes, operaciones comerciales (inspecciones, nuevas conexiones, desconexiones, reconexiones), programa de pérdidas y centro de llamada. Su departamento asegura que la calidad del servicio satisfaga las regulaciones. Desde agosto de 2000 a enero de 2002, el Sr. Inchausti era el Gerente Administrativo de Comercial Jaar, S.A. de R.L., un distribuidor de automóviles, donde supervisaba todas las operaciones. El Sr. Inchausti tiene una Licenciatura en Ciencia en Ingeniería Civil de la University of Florida, Gainsville, una Maestría en Ingeniería Civil y una en Ingeniería Industrial de Texas A&M University. Él es ciudadano panameño y de Estados Unidos y su correo electrónico es vinchausti@elektra.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 de energía al por mayor, temas de tarifa y varios aspectos de cumplimiento reglamentario y negociaciones con grandes clientes. Antes de unirse a nosotros en 1998, era Asesor de Ingeniería Industrial y Calidad Total para el Engineering and Housing de las Fuerzas Armadas de los Estados Unidos – Canal de Panamá. El Sr. Lammie trabajó 10 años con el IRHE como Gerente del Departamento de Tarifa, Analista de Tarifa y Jefe de la División de Tarifa. Ha enseñado por más de 20 años finanzas y evaluación de proyecto en la Universidad Tecnológica de Panamá y fue un consultor de Panama Distribution Company, S.A. durante el proceso de privatización. El Sr. Lammie tiene una Maestría en Ingeniería Industrial de la Universidad de Panamá. Él es un ciudadano panameño y su correo electrónico es jlammie@elektra.com.pa.

***Ramiro Troitiño* (Director de Distribución e Ingeniería)**. El Sr. Troitiño ha sido el Director de Distribución e Ingeniería desde agosto de 2002 y es responsable de: nuestras subestaciones, gastos de capital, optimización del sistema, calidad del servicio técnico y confiabilidad del sistema. Antes de unirse a nosotros en agosto de 2002, el Sr. Troitiño fue Gerente de Proyecto en Sistemas Energéticos de Panamá, S.A., una empresa de ingeniería y construcción que se especializa en obras mecánicas y eléctricas. A lo largo de 16 años, trabajó como Gerente Comercial de Guyana Electricity Company de acuerdo con un contrato de consultoría con el Banco Internacional de Desarrollo y en el IRHE en varias posiciones de ingeniería y gerenciales. El Sr. Troitiño tiene una Licenciatura en Ciencias en Ingeniería Electromecánica de la Universidad de Panamá y tiene entrenamiento adicional de Advance School en Power System Engineering en Pittsburg, respaldada por Westinghouse Electric Corporation y la Pennsylvania State University. El Sr. Troitiño actualmente actúa en las juntas directivas de Electrobras, S.A. y Corp. Jorama, S.A. Él es ciudadano panameño y su correo electrónico es rtroitiño@elektra.com.pa.

***Roque Ledesma* (Director de Operaciones Comerciales)**. El Sr. Ledesma ejerce la función de Gerente de Operaciones Comerciales, supervisando el programa de reducción de pérdidas y operaciones comerciales, como parte de nuestra estrategia para aumentar la eficiencia. También actuó como Director de Compras y Logística desde junio de 2005 a octubre de 2006 y era responsable de las compras y del uso eficiente de los recursos y servicios necesarios para las operaciones. Adicionalmente, laboró como nuestro Director de Reducción de Pérdidas, Director de Distribución e Ingeniería, y Director de Mejoras de Procesos. Antes de unirse a nosotros, el Sr. Ledesma trabajó para Electroingeniería, una empresa de construcción electromecánica, como Coordinador de Proyecto para la estación de transformador La Rioja y la línea de transmisión de Aucayacu – Tingo María en el noreste de Perú. El Sr. Ledesma también sirvió como Jefe de Control de Calidad Técnica en EDEFOR, S.A., el distribuidor de electricidad que atiende en la provincia de Formosa y en EDECAT, S.A., el distribuidor de electricidad que atiende la provincia de Catamarca. El Sr. Ledesma estudió ingeniería eléctrica y electrónica en la Universidad Nacional de Córdoba en Argentina y actualmente está completando una licenciatura gerencial en la Universidad Latinoamericana de Ciencias y Tecnología en Panamá. Él es ciudadano argentino y su correo electrónico es rledesma@elektra.com.pa.

***Victor Varela* (Gerente de Informática)**. El Sr. Varela ha sido el Gerente de Tecnología desde noviembre de 2007. Él es responsable de planificar, organizar, facilitar, gestionar y apoyar el uso de todos los aspectos de los sistemas de tecnología informática de la empresa. Antes de unirse a la Compañía, el Sr. Varela fue Director de Tecnología Informática de Copa Airlines desde 1993 a 1998 y luego desde el 2001 al 2006, fungió como oficial de

la empresa durante su oferta pública en la Bolsa de Valores de Nueva York. El Sr. Varela fue consultor de Sistemas para la Corporación AMWAY en la sede de la empresa en Michigan, EE.UU entre 1998 y el 2001 y fue Ingeniero de Sistemas durante 1986 a 1993 laborando con la Corporación IBM y GBM. El Sr. Varela tiene una Licenciatura en Ciencias Computacionales de Virginia Tech, basada en EE.UU. y una Maestría en Administración de Empresas de la Universidad Nova Southeastern, con sede en Florida, EE.UU. Él es ciudadano panameño y norteamericano y su correo electrónico es vvarela@elektra.com.pa.

***Beryl Bartoli* (Gerente de Recursos Humanos)**. La Sra. Bartoli ha sido la Gerente de Recursos Humanos desde julio de 2003 y es responsable de reclutar, entrenar, realizar evaluaciones y administrar los salarios. La Sra. Bartoli también supervisa el Departamento de Seguridad Industrial, Salud y Ambiente. Anteriormente, de enero de 1993 a junio de 2003, la Sra. Bartoli fue Gerente de Recursos Humanos para Franquicias Panameñas, S.A., una empresa de franquicias de comida rápida. La Sra. Bartoli también ha trabajado como oficial de recursos humanos para Administración de Seguros (ASSA), una empresa local líder en seguros, y Cervecería Nacional, la empresa local cervecera más grande. La Sra. Bartoli tiene una Licenciatura en Psicología de la Universidad Santa María La Antigua y, por varios años, ha enseñado sobre la materia en la Universidad Latina. Ella es ciudadana panameña y su correo electrónico es bbartoli@elektra.com.pa.

***Margarita Aguilar* (Gerente de Aseguramiento de Calidad)**. La Sra. Aguilar ha sido la Gerente de Aseguramiento de Calidad desde junio de 2000. Ella es responsable del Departamento de Mejora de Procesos y Administración de Seguridad de Tecnología de la Información, asegurando mejoras continuas y rediseño de procesos y seguridad de tecnología de la información centrada en la protección lógica, técnica y física del sistema de información y su infraestructura relacionada. La Unidad de Aseguramiento de Calidad también participa en evaluación de riesgo y prueba de controles internos sobre reportes financieros. Anteriormente a junio de 2000, la Sra. Aguilar trabajó para la Autoridad de la Región Interoceánica (ARI) como Director de Organización y Sistema de Información. Antes de unirse a la ARI, la Sra. Aguilar trabajó por 13 años en el IRHE en sus departamentos de: Recursos Humanos, Planificación, Tecnología de la Información y Administración y Desarrollo. La Sra. Aguilar tiene una Licenciatura en Ingeniería Industrial de la Universidad Tecnológica de Panamá , un Postgrado en Administración Pública en la Universidad de Panamá y una Maestría en Administración de Empresas con énfasis en Comunicaciones Organizacionales en la Universidad Santa María La Antigua. Ella es ciudadana panameña y su correo electrónico es maguilar@elektra.com.pa.

***Lorena V. Fábrega* (Gerente de Asuntos Corporativos)**. La Sra. Fábrega ha sido la Gerente de Comunicaciones Corporativas desde diciembre de 2002. Ella es responsable de los programas de relaciones con los clientes y el público y servicios comunitarios. También es responsable de nuestra imagen pública, es el primer contacto con los medios y es responsable del Manual de Comunicación en Crisis. Anteriormente, desde septiembre de 2000 a noviembre de 2002, la Sra. Fábrega trabajó como Gerente Administrativa de Airesistemas, S.A., supervisando los departamentos de Contabilidad, Finanzas y Recursos Humanos. Antes de septiembre de 2000, la Sra. Fábrega era Directora Ejecutiva del Centro Latinoamericano de Periodismo (CELAP), una organización sin fines de lucro que realiza seminarios, conferencias y otros foros educacionales para profesionales del periodismo en la región. Mientras trabajó para Airesistemas y CELAP, también co presentó el programa de televisión semanal "De Mujeres y de Todo" y fungió como consultora latinoamericana para Media Development Loan Fund (MDLF), una organización sin fines de lucro con sede en Praga, República Checa, que provee capital y capacitación a medios de comunicación libres e independiente en democracias emergentes. La Sra. Fábrega es miembro de la Asociación Panameña de Ejecutivos de Empresa y es la representante de la Compañía ante el Pacto Global. Ella tiene una Licenciatura en Periodismo, y realizó estudios en Mercadeo en Texas A&M University. Ella es ciudadana panameña y de los Estados Unidos y su correo electrónico es lfabrega@elektra.com.pa.

***Mariel Jovane* (Gerente del Departamento Legal y Oficial de Cumplimiento)**. La Sra. Jovane ha sido la Gerente del Departamento Legal desde octubre de 2004 y, desde febrero de 2004 a septiembre de 2004, fue la Jefe del Departamento Legal. En el año 2007 fue designada como Oficial de Cumplimiento. Desde 2002 hasta septiembre de 2004, la Sra. Jovane ejerció como asesora legal de la Compañía. La Sra. Jovane es responsable de coordinar todos los asuntos legales y contractuales y asesora a la Compañía en temas reglamentarios y de cumplimiento. Ella también es responsable de dar respaldo legal al departamento de Recursos Humanos en relación con temas labores y sindicales. Anteriormente a 2002, la Sra. Jovane trabajó como asesora legal en la ASEP. La Sra. Jovane es un abogado admitida para ejercer en Panamá y tiene una Licenciatura en Ciencias Políticas de la ULACIT. La Sra.

Jovane tiene un Postgrado en Administración Estratégica y una Maestría en Administración de Empresas con énfasis en Finanzas de la ULACIT. La Sra. Jovane también es miembro del Colegio Nacional de Abogados de Panamá. Ella es ciudadana panameña y su correo electrónico es mjovane@elektra.com.pa.

Marilu de Núñez (Gerente de Logística y Suministro). La Sra. Núñez ha sido la Gerente de Logística y Suministro desde octubre de 2006. Su responsabilidad está enfocada en el abastecimiento de los materiales y servicios requeridos por la Compañía para la ejecución de su operación y actividades generales. Tiene a su cargo los departamentos de compras, bodegas (almacenes), planificación de compras, contratos y servicios generales. Dentro de su trayectoria profesional la Sra. Núñez ha ejercido cargos en nuestra compañía desde el 2000, en posiciones tales como: Gerente de Clientes Mayores y Promotores, Gerente de Grandes Clientes, Gerente de Lectura y Facturación y Jefe de Créditos y Cobros; desempeñándose en áreas de la Compañía como: Atención al Cliente, Mercado Eléctrico y Finanzas. Anteriormente, fue Gerente de Créditos y Cobros en Compañía Atlas. Laboró también en la Cervecería Nacional, donde desempeño funciones como analista de crédito y cobros y posteriormente como Coordinador de Planificación Presupuestaria. También fungió como Jefe de Abastecimientos en la Clínica Hospital Nacional. Su formación académica es Ingeniero Industrial Administrativo, egresada de la Universidad Santa Maria La Antigua. Posee una Maestría en Administración de Empresas con énfasis en Finanzas en la Universidad Latinoamericana de Ciencias y Tecnología (ULACIT). Ella es ciudadana panameña y su correo electrónico es mdenunez@elektra.com.pa.

Cada uno de los directores, oficiales y ejecutivos de la compañía pueden ser contactados a través del Emisor, el número de teléfono es: (507) 340-4603.

B. ASESORES LEGALES

Asesores Legales – Estructurador y Emisor
Alemán, Cordero, Galindo & Lee ("ALCOGAL"), con domicilio en Torre MMG Bank, Piso 2, Ciudad de Panamá, República de Panamá; Apartado 6-1014, El Dorado, Ciudad de Panamá, República de Panamá; Teléfono: 264-3111 y Fax: 264-2457, actuó como asesor legal del Agente Estructurador, la Casa de Valores y Puesto de Bolsa, el Agente de Pago, Registro y Transferencia, el Agente de Pago, Registro y Transferencia y el Emisor en la presente Emisión de Bonos Corporativos. En esta capacidad ALCOGAL ha asesorado a los agentes mencionados anteriormente en la preparación de la solicitud de registro de la oferta pública de los Bonos, del Convenio de Agente de Pago, Registro y Transferencia, del Prospecto Informativo y en el registro de los Bonos en la Comisión Nacional de Valores y en la Bolsa de Valores de Panamá, S.A. La persona de contacto en Alemán, Cordero, Galindo & Lee es el Doctor Carlos Cordero, socio de esta firma, quien actúa como Secretario corporativo, con correo electrónico: ccordero@alcogal.com

El Asesor Legal interno del Emisor es la Licenciada Mariel Jované con correo electrónico mjovane@elektra.com.pa

C. AUDITORES

Deloitte, Inc es la firma que brinda al Emisor el servicio de auditoría externa, con oficinas en Edificio Capital Plaza, piso 7, Paseo Roberto Motta, Costa del Este, teléfono (507) 303-4100 Fax (507) 269-2386 y el contacto principal es el Sr. César Chong, socio de esta firma, con correo electrónico: cechong@deloitte.com

El Auditor interno del Emisor es la Licenciada Aracelly Patiño con correo electrónico apatino@elektra.com.pa

D. ASESORES FINANCIEROS

Banco General, S.A. actuó como Agente Estructurador de esta Emisión de Bonos, siendo sus responsabilidades las de encausar y supervisar la preparación de este Prospecto Informativo, coordinar con los asesores legales la elaboración de la documentación legal pertinente, y obtener el registro de esta Emisión de Bonos por parte de la

Comisión Nacional de Valores, el listado de la misma en la Bolsa de Valores de Panamá, S.A. y la consignación de los Bonos en la Central Latinoamericana de Valores, S.A.

E. COMPENSACION

Compensación de los Directores

Durante el año 2007, cada director representando las acciones del Gobierno Nacional recibió un honorario fijo de US$750.00 por cada reunión de junta directiva a la cual asistió, mientras que los miembros de la junta directiva representando las acciones de Panama Distribution Group les fueron reembolsados por gastos relacionados incurridos (gastos de hospedaje, pasaje de avión y alimentación). Los directores del Comité de Auditoría tienen el mismo honorario fijo de US $750.00 por cada reunión en la cual participan.

Compensación de los Oficiales Ejecutivos

La compensación consolidada pagada a los 12 oficiales ejecutivos arriba listados, en 2007 fue US$1.1 millones. Esta compensación consiste de un salario base de US$1 millón y bono anual por resultados y méritos de US$.0.1 millones. El plan de bono anual considera tanto el rendimiento del Emisor, a través de la comparación con las metas establecidas y ejecución financiera consolidada, y el rendimiento individual.

F. PRACTICAS DE LA JUNTA DIRECTIVA

La Junta Directiva se reúne cuatro 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 accionistas. 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: 1) Comité de Auditoria y 2) Comité Ejecutivo. Entre las responsabilidades del Comité de Auditoria 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. Por su lado el Comité Ejecutivo tiene la función de: evaluar las contingencias, resultados, buscar oportunidades de mejoramiento operativo y financiero, entre otras.

G. EMPLEADOS

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

	Al 31 de diciembre			
	2007	**2006**	**2005**	**2004**
Distribución de Energía	78	137	147	138
Servicio al Cliente	365	301	303	315
Finanzas y Administración	33	27	32	55
Sistemas de Información	12	12	18	20
Recursos Humanos	8	11	13	14
Logística y Compras	24	29	25	0
Otros	29	25	26	26
Total	**549**	**542**	**564**	**568**

El Emisor también emplea 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 2007, 262 de los 549 empleados estaban sindicalizados como miembros del 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 exitosamente negociada y firmada en octubre de 2003 y permaneció en vigencia hasta octubre de 2007. En enero de 2008, las negociaciones con los trabajadores referentes a la nueva convención colectiva fueron concluidas con éxito, teniendo la nueva convención colectiva una vigencia a partir de febrero de 2008 y será valida por cuatro años.

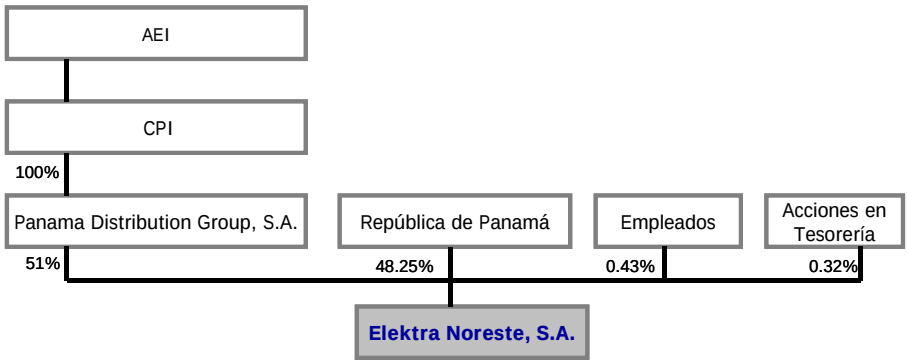
El Emisor estima que se mantiene una relación positiva con los empleados y no han sido afectados por ningún paro laboral. De acuerdo con la ley laboral panameña, los empleados que trabajan en el sector de los servicios públicos tienen prohibido hacer paros laborales o huelgas que afecten la buena y eficiente operación de los servicios públicos.

VII. PROPIEDAD ACCIONARIA

Como se menciona anteriormente, en relación con el proceso de privatización del sector eléctrico panameño, el Emisor fue incorporado el 22 de enero de 1998 y, a través de un Contrato de Compraventa (*Contrato de Compraventa de Acciones*) fechado 30 de octubre de 1998, 51% de las acciones comunes fue vendido a Panama Distribution Group, S.A. y el restante 48.25% retenido por el Gobierno de la República de Panamá.

Panama Distribution Group ("PDG"), accionista principal que mantiene el 51% de las acciones del Emisor, es 100% propiedad indirecta de AEI, una empresa basada en las Islas Caymán. Los accionistas controladores de AEI son fondos de inversión que han designado directa e indirectamente a Ashmore Investment Management Limited como su administrador de inversión.

El diagrama siguiente resume la estructura accionaria actual a la Fecha de Oferta:



A la Fecha de Oferta, no existía ningún arreglo o acuerdo que pudiera resultar en un cambio de control de la propiedad efectiva del capital accionario del Emisor.

Todos los propietarios efectivos del capital accionario del Emisor tienen igual derecho de voto.

VIII. ACCIONISTAS PRINCIPALES

A. IDENTIDAD Y NÚMERO DE ACCIONES

La siguiente tabla muestra los accionistas, el número respectivo de acciones poseídas por ellos y su porcentaje de tenencia de acciones a la Fecha de Oferta.

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

(1) El restante 0.32% es mantenido como acciones en tesorería, recompradas a empleados.

B. PRESENTACIÓN TABULAR DE LA COMPOSICIÓN ACCIONARÍA

La composición accionaría del Emisor es la siguiente:

Grupo de Acciones	Número de Acciones	% del Número de Acciones	Número de Accionistas
1 - 124,999			
125,000 - 249,999	212,240	0.43%	251
250,000 - 374,999			
375,000 - 500,000			
> 500,000	49,627,549	99.25%	2
Totales	**49,839,969**	**99.68%**	**253**

(1) El restante 0.32% es mantenido como acciones en tesorería, recompradas a empleados.

IX. PARTES RELACIONADAS, VINCULOS Y AFILIACIONES

Banco General, S.A. es Agente Estructurador, Suscriptor, Agente de Pago, Registro y Transferencia y Agente de Pago, Registro y Transferencia de la Emisión, mientras que BG Investment Co., Inc., subsidiaria 100% de Banco General, S.A., es el Puesto de Bolsa de la Emisión.

El Emisor y Banco General, S.A.mantienen las siguientes relaciones de crédito al 30 de junio de 2008:

Facilidad	Acreedor	Monto Aprobado (30 Jun 08)	Monto Utilizado para Desembolsos (30 Jun 08)	Tasa	Plazo
Línea de Crédito para desembolsos y Cartas de Crédito Stand By*	Banco General, S.A.	$10,000,000	$-	Libor + margen	1 año renovables
Emisión Pública de bonos	Banco General, S.A.	$7,250,000	$7,190,535	Fija 7.6%	Julio 2021
Total		**$17,250,000**	**$7,190,535**		

*Al 30 de junio de 2008, el Emisor mantiene abierta y vigente una carta de crédito Stand By por un monto de US $8,330.000.00, bajo el límite de la línea de crédito de US$10,000.000.00

Adicionalmente, BG Investment Co., Inc., es accionista de la Bolsa de Valores de Panamá, S.A. y de LatinClear. Eugenia de Jiménez, Leopoldo Arosemena y Roberto Alfaro, Directores Principales y Suplentes de la Bolsa de Valores de Panamá, S.A., son ejecutivos de Banco General, S.A. Eduardo Domínguez y Leopoldo Arosemena, Director y Director Suplente, respectivamente, de LatinClear, son ejecutivos de Banco General, S.A.

El Licenciado Arturo Gerbaud es miembro de la Junta Directiva de la Central Latinoamericana de Valores, S.A. y socio de la firma Alemán, Cordero, Galindo & Lee, asesor legal externo de la presente Emisión.

Los auditores externos del Emisor y el asesor legal no tienen relación accionaria, ni han sido ni son empleados del Emisor o alguno de los participantes (Corredor de Valores, Agente de Pago, Registro y Transferencia, Agente de Pago, Registro y Transferencia, Asesor Financiero)

Contrato de Concesión

El Emisor se rige por el Contrato de Concesión fechado 22 de octubre de 1998, acordado con la ASEP.

Contratos de Administración

De acuerdo con un Contrato de Consultoría de Administración fechado 16 de noviembre de 1998 entre Constellation Power, Inc., y la Compañía, reformado y cedido a CPII, una compañía controladora que posee Panama Distribution Group, S.A., accionista mayoritario, y quien es ahora conocida como CPI Limited, desde el 4 de marzo de 2002. CPI Limited suministra al Emisor servicios de administración y consultoría a cambio de un honorario anual igual al 4% de las ganancias antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización para el año fiscal. El Contrato de Consultoría de Administración fue por un término inicial de cinco años y ahora es automáticamente renovado anualmente hasta que CPI Limited o una afiliada posea por los menos el 25% de Panama Distribution Group, S.A.

De acuerdo con el contrato de administración de 30 de octubre de 1998 entre CPII, una compañía controladora que posee Panama Distribution Group, S.A., accionista mayoritario, y quien es ahora conocida como CPI Limited y Panama Distribution Group, S.A., CPI Limited suministra servicios de administración a Panama Distribution Group, S.A. a cambio de un reembolso de sus costos y gastos, hasta US$25,000 anuales.

Ni el Contrato de Consultoría de Administración ni el Contrato de Administración pueden ser cedidos por ninguna de las partes sin el consentimiento de la otra parte, excepto que CPI Limited puede ceder sus contratos a cualquiera de sus afiliadas controladas.

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 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.

En el curso normal del negocio, el Emisor compra electricidad de las compañías de generación, 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.

X. TRATAMIENTO FISCAL

A. GANANCIAS PROVENIENTES DE LA ENAJENACIÓN DE BONOS

De conformidad con el Artículo 269(1) del Decreto Ley No. 1 del 8 de julio de 1999 y con lo dispuesto en la Ley No. 18 de 2006, no se considerarán gravables las ganancias, ni deducibles las pérdidas, provenientes de la enajenación de los Bonos para los efectos del impuesto sobre la renta, del impuesto de dividendos, ni del impuesto complementario, siempre y cuando los Bonos estén registradas en la Comisión Nacional de Valores de Panamá y dicha enajenación se dé a través de una bolsa de valores u otro mercado organizado.

Si los Bonos no son enajenados a través de una bolsa de valores u otro mercado organizado, de conformidad con la Ley Número 18 del 19 de junio del 2006, (i) el vendedor estará sujeto al impuesto sobre la renta en Panamá sobre las ganancias de capital realizadas en efectivo sobre la venta de las acciones, calculado a una tasa fija de diez por ciento

(10%), (ii) el comprador estará obligado a retenerle al vendedor una cantidad igual al cinco por ciento (5%) del valor total de la enajenación, como un adelanto respecto del impuesto sobre la renta sobre las ganancias de capital pagadero por el vendedor, y el comprador tendrá que entregar a las autoridades fiscales la cantidad retenida dentro de diez (10) días posteriores a la fecha de retención, (iii) el vendedor tendrá lo opción de considerar la cantidad retenida por el comprador como pago total del impuesto sobre la renta respecto de ganancias de capital, y (iv) si la cantidad retenida por el comprador fuere mayor que la cantidad del impuesto sobre la renta respecto de ganancias de capital pagadero por el vendedor, el vendedor tendrá derecho de recuperar la cantidad en exceso como un crédito fiscal.

B. INTERESES GENERADOS POR LOS BONOS

De conformidad con el Artículo 270 del Decreto Ley No. 1 del 8 de julio de 1999 los intereses que se paguen sobre valores registrados en la Comisión Nacional de Valores, estarán exentos del Impuesto sobre la Renta, siempre y cuando los mismos sean inicialmente colocados a través de una bolsa de valores u otro mercado organizado. En vista de que los Bonos serán colocados a través de la Bolsa de Valores de Panamá, S.A., los tenedores de los mismos gozarán de este beneficio fiscal. La compra de valores registrados en la Comisión Nacional de Valores por suscriptores no concluye el proceso de colocación de dichos valores y, por lo tanto, la exención fiscal contemplada en el párrafo anterior no se verá afectada por dicha compra, y las personas que posteriormente compren dichos valores a dichos suscriptores a través de una bolsa de valores u otro mercado organizado gozarán de los mencionados beneficios fiscales.

Si los Bonos no fuesen inicialmente colocados en la forma antes descrita, los intereses que se paguen a los Tenedores de los Bonos causarán un impuesto sobre la renta del cinco por ciento (5%) el cual será retenido en la fuente por el Emisor. Esta Sección es un resumen de disposiciones legales vigentes y se incluye con carácter meramente informativo.

XI. INFORMACION ADICIONAL

La oferta pública de que trata este Prospecto y los Bonos de esta Emisión están sujetos a las leyes de la República de Panamá y a los reglamentos y resoluciones de la Comisión Nacional de Valores sobre la materia. Los Bonos han sido autorizados para su venta en oferta pública por la Comisión Nacional de Valores. Copias de la documentación completa requerida para la autorización de esta oferta pública al igual que de otros documentos que amparan y complementan la información presentada en este Prospecto pueden ser libremente examinadas por cualquier interesado en las oficinas de la Comisión Nacional de Valores ubicadas en el piso 2 del Edificio Bay Mall, oficina 206 en la Avenida Balboa, Ciudad de Panamá, República de Panamá.

Esta Emisión de Bonos ha sido registrada en la Bolsa de Valores de Panamá, S. A., una bolsa de valores debidamente autorizada por la Comisión Nacional de Valores para operar en la República de Panamá.

Ninguna casa de valores o corredor de valores u otra persona está autorizada a dar ninguna información o garantía con relación a esta Emisión que no esté expresamente contemplada en este Prospecto. Ni los asesores financieros, ni los auditores o asesores legales del Emisor o de los Suscriptores asumen ninguna responsabilidad por el contenido de este Prospecto. La información contenida en este Prospecto es únicamente responsabilidad del Emisor.

XII. ESTRUCTURA DE CAPITALIZACIÓN

A. RESUMEN DE LA ESTRUCTURA DE CAPITALIZACIÓN

1. Acciones y Títulos de Participación

Clase de Acciones	Acciones Autorizadas	Acciones Emitidas y Pagadas	Valor Nominal	Capital Pagado
Acciones comunes	50,000,000	50,000,000	-	US$106,642,962
Menos: Acciones en tesorería	160,031	-	-	US$544,087
Total	**49,839,969**	**50,000,000**	**-**	**US$106,098,875**

2. Títulos de Deuda

A continuación se presenta los pasivos y específicamente los títulos de Deuda del Emisor al 30 de junio de 2008:

Banco	Monto Autorizado (US$)	Monto Utilizado al 30 de Junio de 2008 (US$)	Tasa	Vencimiento
Líneas de Crédito				
The Bank of Nova Scotia	20,000,000	4,000,000	Libor más margen	Renovable anual
Banco Bilbao Viscaya Argentaria	20,000,000	3,700,000	Libor más margen	Renovable anual
Citibank N.A.	12,000,000	-	Libor más margen	Renovable anual
Banco General, S.A.	10,000,000	-	Libor más margen	Renovable anual
Subtotal	**62,000,000**	**7,700,000**		
Emisión Pública de Bonos de US$10 millones	100,000,000	99,202,934	Fija de 7.60%	Julio 2021
Total	**167,000,000**	**106,902,934**		

B. DESCRIPCIÓN Y DERECHOS DE LOS TITULOS

1. Capital Accionario y Títulos de Participación

El capital social autorizado del Emisor consiste en cincuenta millones (50,000,000) de acciones comunes sin valor nominal. A la fecha, un 51% de las acciones comunes autorizadas y emitidas del Emisor, están a nombre de Panama Distribution Group, S.A. que su vez es 100% propiedad de AEI, 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 (160,031 acciones) se mantienen como acciones en tesorería.

A la Fecha de Oferta, el Emisor no posee Títulos de Participación.

2. Títulos de Deuda

Líneas de Crédito

Al 30 de junio de 2008, la utilización de las líneas de crédito del Emisor ascienden a US$7.7 millones. A continuación se presenta el detalle:

Facilidades Crediticias a Corto Plazo del Emisor	
	Al 30 de junio de 2008
The Bank of Nova Scotia - Línea de crédito a corto plazo autorizada por la suma de US$20 millones en 2008 y 2007, con un interés anual de tasa Libor de 1 a 6 meses más un margen pactado	US$4,000,000
Banco Bilbao Viscaya Argentaria - Línea de crédito a corto plazo autorizada por la suma de US$20 millones en 2008 y US$10 millones en 2007, con un interés anual de la tasa Libor de 1 mes más un margen pactado	US$3,700,000
Total Deuda a Corto Plazo	**US$7,700,000**

Adicionalmente, el Emisor tiene facilidades de líneas de crédito disponible con Banco General, S.A. y Citibank, N. A. Al 30 de junio de 2008, el total de las facilidades de crédito ascienden a la suma de US $62 millones y la tasa de interés anual es de la tasa Libor a 6 meses más un diferencial que promedia entre 1.20% a 1.50%. Las líneas de crédito están disponibles por un periodo máximo de un año según la necesidad de capital de trabajo u otras necesidades.

Emisión de Bonos de US$100 millones

Los bonos por pagar de US$100 millones mantienen términos sin garantías y no subordinación, con fecha de vencimiento en el año 2021 y con tasa de interés fija de 7.60% e intereses pagaderos semestralmente. Al 30 de junio de 2008, el monto de la emisión de bonos es de US$99.20 millones.

Los bonos de US$100 millones fueron emitidos el 30 de junio de 2006 de acuerdo a las disposiciones del Contrato de Emisión realizado entre Elektra Noreste, S.A., en calidad de emisor, y The Bank of New York, en calidad de fiduciario. Entre los términos del contrato existe una cláusula financiera que obliga al Emisor a no exceder la tasa de endeudamiento a EBITDA (como se define en el Contrato de Emisión) de 3.25 a 1.0 para los cuatro trimestres fiscales consecutivos más recientes. Actualmente, el Emisor está en cumplimiento con todas las disposiciones y cláusulas del contrato.

A menos que esté previamente redimido, o comprado y pagado, los Bonos serán redimidos a su monto original en dólares de los Estados Unidos de América, a su fecha de vencimiento. El precio de redención pagadero a su fecha de vencimiento será el monto original de los Bonos más el interés acumulado y no pagado a la tasa del Bono, más los otros montos adeudados y por pagar, de conformidad con los términos del Contrato de Emisión.

El producto de la oferta de estos bonos se utilizó para el repago de principal e intereses del Acuerdo de Préstamo Sindicado a Largo Plazo por un monto de US$95,104,388, para cubrir gastos de la oferta y el remanente para pago de facilidades crediticias a corto plazo.

Con la cancelación del Préstamo Sindicado a Largo Plazo en julio de 2006, todas las garantías e hipotecas que mantenía el Emisor bajo este acuerdo fueron liberadas.

C. INFORMACIÓN DE MERCADO

Los Bonos Públicos locales del Emisor bajo esta Transacción serán registrados en la Comisión Nacional de Valores y listados en la Bolsa de Valores de Panamá, S.A.

Las emisión de Notas Públicas de hasta US$100 millones con vencimiento el 12 de julio del 2021 están listados en la Bolsa de Valores de Panamá y colocados fuera de Panamá bajo las regulación 144 A / Reg S. The Bank of New York es el fiduciario, registrador, agente de pago y agente de traspaso de esta emisión. El precio de mercado al 31 de diciembre de 2007 reflejado en la Bolsa de Valores de Panamá fue de 99.136%.

ANEXOS

ANEXO 1: Estados Financieros Auditados para el año terminado el 31 de diciembre de 2005, 2006 y 2007

ANEXO 2: Estados Financieros Interinos para los 6 meses terminados el 30 de junio de 2007 y 2008

Elektra Noreste, S.A.

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

Estados Financieros
Por los años terminados
al 31 de diciembre de 2007 y 2006
Fechado al 15 de febrero de 2008

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

Informe de los Auditores Independientes y Estados Financieros 2007 y 2006

Tabla de Contenido **Páginas**

Informe de los Auditores Independientes	1
Estados Financieros:	
Balances generales	2
Estados de resultados	3
Estados de cambios en el patrimonio	4
Estados de flujos de efectivo	5 - 6
Notas a los estados financieros	7 - 37

Deloitte.

Deloitte, Inc.
Contadores Públicos Autorizados
Apartado 0816-01558
Panamá, Rep. de Panamá

Teléfono: (507) 303-4100
Facsimile : (507) 269-2386
infopanama@deloitte.com
www.deloitte.com/pa

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Elektra Noreste, S.A.
Accionistas y Junta Directiva

Hemos auditado los balances generales que se acompañan de Elektra Noreste, S.A. ("la Compañía") al 31 de diciembre de 2007 y 2006 y los correspondientes estados de resultados, cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas. Los estados financieros son responsabilidad de la administración de la Compañía. Nuestra responsabilidad consiste en emitir una opinión sobre estos estados financieros basados en nuestras auditorías.

Nuestras auditorías fueron realizadas de acuerdo con las normas de auditoría generalmente aceptadas en los Estados Unidos de América. Dichas normas requieren que planifiquemos y efectuemos la auditoría para obtener una seguridad razonable de que los estados financieros están exentos de errores significativos. Una auditoría incluye la consideración del control interno sobre la información financiera como base para diseñar los procedimientos de auditoría que son apropiados en las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno sobre los estados financieros de la Compañía. Una auditoría también incluye el examen, en base a pruebas, de evidencia que respalde las cifras y revelaciones en los estados financieros, evaluación de los principios de contabilidad utilizados y la evaluación de las estimaciones de importancia realizadas por la administración, así como la evaluación general de la presentación de los estados financieros. Consideramos que nuestras auditorías proporcionan una base razonable para expresar nuestra opinión.

En nuestra opinión, los estados financieros antes mencionados presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera de la Compañía al 31 de diciembre de 2007 y 2006, 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.

Deloitte

15 de febrero de 2008
Panamá, Rep. de Panamá

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

Balances Generales
31 de diciembre de 2007 y 2006

	Notas	2007	2006
Activos			
Activos circulantes:			
Efectivo		B/. 6,399,567	B/. 18,266,568
Cuentas por cobrar:			
Clientes, neto	3, 13	48,992,532	44,863,611
Ajuste al componente de combustible	2o, 15	10,830,351	
Otras, neto	13	1,758,728	1,561,370
Cuentas por cobrar, neto		61,581,611	46,424,981
Inventario	4	7,073,144	6,019,634
Impuesto pagado por adelantado		2,153,309	
Impuesto sobre la renta diferido	8		1,737,255
Otros activos circulantes		699,744	384,134
Total de activos circulantes		77,907,375	72,832,572
Propiedad, planta y equipo, neto de depreciación acumulada	5	241,651,345	233,865,475
Otros activos:			
Costos de emisión de deuda	6	2,478,822	2,578,909
Fondo de cesantía		1,171,694	1,077,476
Depósitos de garantía		74,421	99,175
Total de otros activos		3,724,937	3,755,560
Total de activos		B/. 323,283,657	B/. 310,453,607

	Notas	2007	2006
Pasivos y patrimonio de los accionistas			
Pasivos circulantes:			
Cuentas por pagar:			
Generación y transmisión	7, 13	B/. 51,838,006	B/. 37,911,651
Proveedores	7	11,848,241	12,304,961
Contratos de construcción		6,890,657	6,894,622
Adelanto en subsidio del Estado		2,142,287	1,189,965
Otras	13	473,098	490,726
Impuesto sobre la renta por pagar			6,638,998
Impuesto sobre la renta diferido	8	1,597,256	
Depósitos de clientes	9	2,394,274	2,924,546
Ajuste al componente de combustible	2o, 15		3,500,649
Retenciones de impuestos a empleados		347,030	521,065
Total de cuentas por pagar		77,530,849	72,377,183
Intereses por pagar		3,546,668	3,588,889
Gastos acumulados por pagar		1,255,000	1,469,940
Total de pasivos circulantes		82,332,517	77,436,012
Deuda a largo plazo	10, 18	99,185,241	99,151,798
Depósitos de clientes y otros pasivos:			
Impuesto sobre la renta diferido	8	2,849,086	1,293,466
Depósitos de clientes	9	7,125,023	7,482,001
Provisión para litigios	17	725,218	1,112,293
Otros pasivos acumulados		1,418,217	924,434
Total de pasivos		193,635,302	187,400,004
Patrimonio de los accionistas:			
Acciones comunes autorizadas y emitidas: 50,000,000 acciones sin valor nominal; 160,031 acciones en tesorería	12	106,098,875	106,098,875
Utilidades retenidas		23,549,480	16,954,728
Total de patrimonio de los accionistas		129,648,355	123,053,603
Total de pasivos y patrimonio de los accionistas		B/. 323,283,657	B/. 310,453,607

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

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

Estados de Resultados
Para los años terminados el 31 de diciembre de 2007 y 2006

	Notas	2007	2006
Ingresos:			
Ventas de energía		B/. 348,992,369	B/. 332,058,802
Otros ingresos	14	7,534,038	7,154,622
Total de ingresos		356,526,407	339,213,424
Compra de energía y cargos de transmisión, neto	13, 15	280,426,578	262,345,409
Margen bruto en distribución		76,099,829	76,868,015
Gastos de operaciones:			
Salarios y otros costos relacionados con personal		8,116,471	8,755,447
Prima de antigüedad y cesantía		329,965	327,955
Provisión para cuentas de cobro dudoso, neto		3,077,136	2,484,940
Reparación y mantenimiento		2,800,749	2,800,678
Servicios profesionales		8,908,255	9,275,226
Servicios administrativos	13	1,861,866	1,871,726
Depreciación y amortización		12,510,175	12,226,709
Administrativos y otros		7,570,033	7,074,152
Pérdida en venta y descarte de activo fijo	5	48,532	198,789
Total de gastos de operaciones		45,223,182	45,015,622
Ganancias en operaciones		30,876,647	31,852,393
Otros ingresos (egresos):			
Intereses ganados		1,593,531	1,391,671
Gastos de intereses	11, 16	(8,412,634)	(6,915,122)
Pérdida en venta de valores	15		(414,368)
Total de otros egresos		(6,819,103)	(5,937,819)
Utilidad antes del impuesto sobre la renta		24,057,544	25,914,574
Impuesto sobre la renta:	8		
Corriente		2,402,673	10,569,293
Diferido		4,890,112	(2,685,880)
Total de impuesto sobre la renta		7,292,785	7,883,413
Utilidad neta		B/. 16,764,759	B/. 18,031,161

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

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

Estados de Cambios en el Patrimonio de los Accionistas
Para los años terminados el 31 de diciembre de 2007 y 2006

	Notas	Acciones Comunes	Acciones en Tesorería	Utilidades no Distribuidas	Otras Utilidades (Perdidas) Integrales	Total de Patrimonio de los Accionistas
Saldo al 1ro. de enero de 2006		B/. 106,642,962	B/. (544,087)	B/. 18,748,041	B/. (457,493)	B/. 124,389,423
Utilidad neta				18,031,161		18,031,161
Ajuste de otras utilidades integrales acumuladas	11				457,493	457,493
Dividendos declarados				(20,000,000)		(20,000,000)
Impuesto complementario	12			175,526		175,526
Saldo al 31 de diciembre de 2006		106,642,962	(544,087)	16,954,728		123,053,603
Utilidad neta				16,764,759		16,764,759
Dividendos declarados				(10,000,000)		(10,000,000)
Impuesto complementario	12			(170,007)		(170,007)
Saldo al 31 de diciembre de 2007		B/. 106,642,962	B/. (544,087)	B/. 23,549,480	B/.	B/. 129,648,355

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

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

Estados de Flujos de Efectivo
Para los años terminados el 31 de diciembre de 2007 y 2006

	2007	2006
Flujos de efectivo por las actividades de operación:		
Utilidad neta	B/. 16,764,759	B/. 18,031,161
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciación y amortización	12,510,175	12,226,709
Pérdida en venta de activo fijo	48,532	198,789
Pérdida en venta de valores		414,368
Provisión de cuentas de dudoso cobro	3,077,136	2,484,940
Amortización de descuento en bonos por pagar	33,443	15,798
Amortización de costos de emisión de deuda	100,087	1,644,820
Provisión para prima de antigüedad, neto de aportes al fondo de cesantía	53,392	(52,748)
Impuesto sobre la renta diferido	4,890,112	(2,685,880)
Ajuste al componente de combustible	(14,331,000)	7,276,456
Cambios en activos y pasivos de operación:		
Cuentas por cobrar	(7,403,414)	(7,506,122)
Otros activos	(290,831)	104,470
Inventario	(1,053,510)	1,031,285
Cuentas por pagar comerciales y otros pasivos	13,127,357	2,202,643
Impuesto sobre la renta, neto	(8,792,307)	8,107,468
Pagos de prima de antigüedad	(86,349)	(70,490)
Efectivo neto provisto por las actividades de operación	18,647,582	43,423,667
Flujos de efectivo por las actividades de inversión:		
Adquisición de activo fijo	(20,510,471)	(19,307,280)
Producto de la venta de activo fijo	165,895	854,078
Retiro de fondo fideicomiso		2,500,000
Producto de la venta de inversión		12,534,632
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión	(20,344,576)	(3,418,570)

(Continúa)

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

Estados de Flujos de Efectivo
Para los años terminados el 31 de diciembre de 2007 y 2006

	2007	2006
Flujo de efectivo por las actividades de financiamiento:		
Repago de deuda a largo plazo	B/.	B/. (95,000,000)
Producto de emisión de deuda a largo plazo		99,136,000
Deuda a corto plazo, neto		(5,000,000)
Dividendos pagados	(10,000,000)	(20,000,000)
Costos de emisión de deuda		(2,626,118)
Impuesto complementario, neto	(170,007)	175,526
Efectivo neto utilizado en las actividades de financiamiento	(10,170,007)	(23,314,592)
Efectivo y equivalente de efectivo:		
(Disminución) aumento neto en el efectivo	(11,867,001)	16,690,505
Efectivo al inicio del período	18,266,568	1,576,063
Efectivo al final del período	B/. 6,399,567	B/. 18,266,568
Información suplementaria de flujos de efectivo:		
Intereses pagados	B/. 7,972,571	B/. 5,982,546
Impuesto sobre la renta pagado	B/. 11,194,962	B/. 2,461,822

(Concluye)

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

1. Naturaleza de las operaciones y base de presentación

Naturaleza del negocio

Elektra Noreste, S.A. (la Compañía) es una sociedad anónima formada como resultado de la privatización del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación ("IRHE"). La Compañía fue constituida mediante Escritura Pública No.143 de 19 de enero de 1998 e inició operaciones en enero de 1998. El capital social autorizado de la Compañía consiste en cincuenta millones de acciones comunes sin valor nominal. A la fecha, Panama Distribution Group, S.A. ("PDG"), posee el 51% de las acciones comunes autorizadas, emitidas y en circulación de la Compañía, mientras que el Gobierno panameño y 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 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, 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 17, la Compañía tiene la exclusividad para la distribución y comercialización de energía eléctrica a clientes ubicados en las áreas geográficas de Panamá Este, Colón, la Bahía de Panamá, la Comarca de San Blas y Darién. La exclusividad en la fase de distribución también incluye a los "grandes consumidores", los cuales son definidos por la Ley 6, de fecha 3 de febrero de 1997, como aquellos clientes con una demanda máxima superior a 100 KW por sitio, a quienes les está permitido comprar directamente la energía a otros agentes del mercado eléctrico.

Bases de presentación

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

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

Los estados financieros están expresados en Balboas, unidad monetaria de la República de Panamá. Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, el Balboa se ha mantenido a la par del Dólar y es de libre circulación. La República de Panamá no emite papel moneda y utiliza el Dólar de los Estados Unidos de América como moneda de curso legal.

2. Resumen de las políticas de contabilidad más importantes

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

a. Efectivo y equivalentes de efectivo - Todas las inversiones líquidas con vencimientos originales de tres meses o menos son considerados equivalentes de efectivo.

b. Cuentas por cobrar - Las cuentas por cobrar se registran en base al importe facturado y generan intereses por los saldos morosos. Los intereses se reconocen como ingreso hasta la finalización de la cuenta del cliente, la cual ocurre luego de 60 días posteriores a la suspensión del suministro de energía eléctrica.

Es política de la Compañía revisar sobre una base mensual los saldos por cobrar y ajustar la provisión para cuentas de cobro dudoso.

La Compañía establece una provisión para pérdidas si se determina que los montos pudieran ser incobrables. La Compañía estima una provisión basada en el tiempo que la deuda tenga vencida, factores o condiciones que afectan sus clientes y la experiencia histórica.

Los saldos en cuentas son dados de baja una vez todos los esfuerzos de cobros y la potencial recuperación de dichos saldos se considera remota. La Compañía no tiene ningún riesgo de crédito fuera de los registros contables (off-balance-sheet), relacionado a sus clientes.

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

d. ***Inventario*** - Los inventarios incluyen materiales y suministros para consumo interno. El inventario se presenta al costo o al valor de mercado, el menor. El costo es determinado mediante el método de costo promedio.

e. ***Propiedad, planta y equipo*** - A la fecha de creación de la Compañía, el IRHE transfirió parte de sus activos productivos registrados a su costo histórico neto de la correspondiente depreciación acumulada. Las nuevas adquisiciones y construcciones en proceso son registradas a su costo original el cual incluye: material, mano de obra, costos indirectos y financieros. La Compañía presenta la propiedad, planta y equipo en el balance general, neto de depreciación acumulada.

   Los costos asociados a mejoras efectuadas a la propiedad, planta y equipo se capitalizan así como los desembolsos por renovaciones importantes. Los costos asociados con reparaciones y reemplazos menores se registran a gasto cuando se incurren. Los costos de mantenimientos mayores que no extienden la vida útil del activo, se registran como gasto. Además, la Compañía capitaliza los intereses incurridos durante el período de construcción de conformidad con el “Statement of Financial Accounting Standards” (“SFAS”) No.34, "Capitalización de Costos de Intereses”. Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, la Compañía capitalizó intereses por B/.42,812 y B/.263,477, respectivamente.

   Los activos de larga vida son revisados para evaluar su deterioro cuando algún evento o cambio en las circunstancias indican que el valor en libros de un activo pudiera no ser recuperado a través de las operaciones, de acuerdo con el SFAS No.144, “Contabilidad para el Deterioro o Descarte de Activos de Larga Vida”. Si el valor en libros del activo excede el flujo de efectivo futuro descontado generado por el activo o grupos de activos, una pérdida por deterioro es reconocida y el activo es registrado a su valor de mercado. El valor de mercado puede ser determinado a través del uso de cotizaciones de los precios de mercado, avalúos u otras técnicas de valuación, tales como flujos de efectivo futuros esperados a su valor descontado.

El juicio de la Administración es necesario en decidir cuando es necesario realizar las pruebas de recuperación y estimar el flujo de efectivo descontado. Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, no se identificó deterioro de los activos duraderos.

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

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

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

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

g. Compra de energía y cargo de transmisión - La Compañía registra el costo anual por compra de energía resultante de los contratos a corto y largo plazo en el estado de resultados. Estos contratos son considerados firmes e irrevocables en naturaleza, y no traspasan a la Compañía el derecho de utilizar los activos asociados. Además, la Compañía contrata energía a corto plazo bajo tasa horaria en el mercado al por mayor, el cual es administrado por el Centro Nacional de Despacho (“CND”).

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

h. **Impuesto sobre la renta -** El impuesto sobre la renta es contabilizado bajo el método de activos y pasivos tal como lo prescribe el SFAS No.109, "Contabilidad para el Impuesto sobre la Renta". El impuesto sobre la renta diferido activo y pasivo, son reconocidos por las consecuencias impositivas futuras atribuibles a diferencias entre los valores de los activos y pasivos presentados en los estados financieros y su respectiva base de impuesto. El impuesto sobre la renta diferido activo y pasivo se mide con base en la aplicación de la tasa impositiva establecida para las utilidades gravables en los años en los cuales se espera que estas diferencias temporales sean recuperadas o pagadas. El efecto en el impuesto diferido activo y pasivo producto de un cambio en la tasa de impuesto es reconocido en resultados en el período en que entra en vigencia el cambio.

i. **Crédito fiscal por inversión -** La Compañía contabiliza el crédito fiscal por inversión bajo el método de contabilidad de crédito inmediato (reconocimiento total en el período en que el activo es puesto en operación). Por ende, existe una diferencia temporal deducible en el futuro por la cual se ha creado un impuesto diferido activo.

j. **Depósitos de clientes -** La Compañía requiere que los clientes efectúen un depósito como garantía por el pago de la energía consumida, de acuerdo con la regulación vigente emitida por ASEP. La ASEP emitió las resoluciones JD-219 (31 de marzo de 1998) y la JD-761 (8 de junio de 1998), 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 3 veces dentro de un período de doce meses, el depósito deberá devolverse.

k. **Derivativos** - Los instrumentos derivativos se contabilizan de acuerdo con el SFAS No.133, "Contabilidad para Instrumentos Derivativos y Actividades de Cobertura". Los cambios en el valor del derivativo que no son designados para cobertura de flujo de efectivo son registrados en los resultados durante el período del cambio. La Compañía registra en la cuenta de otras ganancias integrales acumuladas los cambios en el valor del derivativo designados para cobertura de flujo de efectivo, cuando son efectivos en la compensación de los flujos de efectivo de la transacción proyectada. Al momento en que la transacción proyectada ocurra, la Compañía reclasifica como ganancias en el estado de resultados, los importes registrados en la cuenta de otras ganancias integrales acumuladas. La Compañía registra la porción inefectiva de los cambios en el valor de mercado del derivativo designado para cobertura de flujo de efectivo, inmediatamente en los resultados. En el año 2007, la Compañía no reportó transacciones relacionadas con instrumentos derivativos ni actividades de cobertura.

l. **Contingencias -** En el curso normal de operaciones, la Compañía está sujeta a acciones regulatorias, procesos y demandas relacionadas con temas de medio ambiente, impuestos u otros asuntos legales. La Compañía establece reservas contables por las contingencias potenciales cuando éstas se consideran probables y se pueden estimar razonablemente. Para mayor información, véase Nota 17 de contingencias.

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

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

n. **Partes relacionadas** - Como resultado de la reestructuración del sector eléctrico de Panamá, tres compañías de distribución, cuatro compañías generadoras y una compañía transmisora fueron creadas. El Gobierno panameño retuvo aproximadamente un cincuenta y un por ciento (51%) de participación en las compañías de 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 empleados y 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.

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

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

La Compañía está sujeta a lo establecido en el pronunciamiento No.71 de la Junta de Normas de Contabilidad Financiera (“FASB”), “Contabilidad para los Efectos de Ciertos Tipos de Regulación” (“SFAS” No. 71). Los activos regulados representan ingresos futuros probables asociados con ciertos costos que se esperan sean recuperados de los clientes a través del proceso de la tarifa. Los pasivos regulados representan probables reducciones en ingresos futuros asociados con importes que se esperan sean acreditados a los clientes a través del proceso de la tarifa.

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

	2007	2006	Nota
Ajuste al componente del combustible - activo (pasivo)	B/. 10,830,351	B/. (3,500,649)	Ver Nota 15 "ajuste al componente de combustible"
Impuesto sobre la renta diferido - (pasivo) activo	(3,249,105)	1,050,195	
	B/. 7,581,246	B/. (2,450,454)	

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

p. 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 en el balance general, el cual es calculado en base al promedio real diario de energía vendida a los clientes de la Compañía y la diferencias entre lo estimado y el ingreso real no facturado son reconocidas en el siguiente mes.

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

q. **Uso de estimaciones** - La preparación de los estados financieros de acuerdo con US GAAP, requiere que la Administración realice estimaciones y supuestos que afectan los importes reportados en activos, pasivos, revelaciones de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros, y los importes reportados como ingresos y gastos durante el período reportado. Estas estimaciones 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 del ajuste al componente del combustible, derivativos e ingreso no facturado. Las estimaciones y supuestos utilizados están basados en la evaluación realizada por la Administración de los hechos relevantes y circunstancias existentes a la fecha de los estados financieros. Los resultados actuales podrían diferir de estas estimaciones.

r. **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.

s. **Medio ambiente** - La Compañía está sujeta a una serie de leyes y regulaciones relacionadas con el medio ambiente, salud y seguridad. En julio de 1998, el Gobierno Panameño sancionó una Ley creando una institución para la protección del medio ambiente (Autoridad Nacional del Medio Ambiente ("ANAM")) y estableció nuevas reglas para la protección del medio ambiente, que tienen un efecto en las operaciones de la Compañía. El incumplimiento a las normas, leyes y regulaciones aplicables a la protección del medio ambiente, podría representar para la Compañía, el tener que realizar inversiones adicionales o pudiese afectar adversamente los resultados financieros.

   Las provisiones por temas relacionados con el medio ambiente son registradas cuando es probable que una obligación haya sido incurrida y el importe pueda ser razonablemente estimado basado en la regulación vigente.

   Las provisiones registradas son ajustadas periódicamente como resultado de nuevas evaluaciones y esfuerzos de remediación realizadas o, como resultado de la disponibilidad de información técnica y legal adicional.

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

t. **Reclasificaciones** - Algunas partidas de los estados financieros, al y por el año terminado el 31 de diciembre de 2006, han sido reclasificadas para que se presenten de conformidad con el estado financiero al y por el año terminado el 31 de diciembre de 2007.

u. Nuevos pronunciamientos contables

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

En junio de 2006, el Financial Accounting Standard Board ("FASB") ratificó el consenso acordado por el "FASB's Emerging Issues Task Force ("EITF")" en la edición 06-03 de EITF, "Cómo los Impuestos Retenidos de Clientes y Remitidos a las Autoridades Gubernamentales se deben presentar en el Estado de Resultados" (es decir, presentación bruta vs. neta). El alcance de esta edición incluye los impuestos que externamente se imponen, ante una ganancia, producto de la transacción entre un vendedor y un cliente. El EITF concluyó que una compañía debe revelar su política de contabilidad (es decir, presentación bruta o neta) con respecto a la presentación de tales impuestos. Si los impuestos incluidos en ganancias brutas son significativos, una compañía debe divulgar la cantidad de tales impuestos para cada período para el cual se presente el estado de resultados. Esta edición es efectiva para el primer período de divulgación de la publicación anual o del interino que comienza después del 15 de diciembre de 2006. La Compañía registra estos impuestos en una base neta.

En junio de 2006, el FASB emitió la Interpretación ("FIN" No.48), "Contabilidad para Posiciones Inciertas en Impuesto sobre la Renta", una interpretación del pronunciamiento SFAS No.109. FIN No.48 detalla un modelo comprensivo de como una compañía debe reconocer, medir, presentar, y divulgar en los estados financieros posiciones inciertas en impuesto que la Compañía a adquirido o espera tomar en su declaración de impuesto sobre la renta. Según esta interpretación, los estados financieros reflejarán las futuras consecuencias de impuesto previstas de tales posiciones, las cuales presumen el conocimiento completo de las autoridades de impuesto de la posición y de los hechos relevantes. Esta interpretación es efectiva para los períodos anuales que comienzan después del 15 de diciembre de 2006. La Compañía adopto el FIN No. 48 desde el 1 de enero de 2007. La adopción de esta interpretación no tuvo impacto en los estados financieros de la Compañía.

En septiembre de 2006, el FASB emitió el pronunciamiento No.157, "Medición del Valor Razonable" (SFAS No.157). SFAS No.157 define valor razonable, establece un marco para medirlo, y amplía revelaciones sobre las mediciones del valor razonable. En el SFAS No.157, el valor razonable se define como el precio que sería recibido para vender un activo o pagado para transferir un pasivo en una transacción entre los participantes del mercado, en el cual la entidad que divulga realiza sus transacciones. El pronunciamiento aclara que el valor razonable se debe basar en las asunciones que los participantes del mercado utilizarían al tasar el activo o el pasivo. SFAS No.157 será efectivo desde el 1 de enero de 2008. Actualmente, la Compañía está revisando esta interpretación para determinar los efectos sobre sus estados financieros; sin embargo, no estima que existan cambios materiales en la situación financiera ni en los resultados.

En febrero de 2007, el FASB emitió el pronunciamiento No.159, "La Opción del Valor Razonable para los Activos y Pasivos Financieros". Este pronunciamiento, permite, y no requiere que las compañías registren los instrumentos financieros al valor razonable que de otra manera no hubiera sido requerido medirlo al valor razonable. Este pronunciamiento es efectivo para los años fiscales iniciados después de noviembre 15, 2007. La Compañía se encuentra evaluando los efectos de adoptar el SFAS No. 159 y no estima que exista un efecto material en la situación financiera de la Compañía.

3. Cuentas por cobrar - clientes

Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, las cuentas por cobrar - clientes se presentan según detallamos a continuación:

	2007	2006
Clientes	B/. 44,364,605	B/. 32,563,978
Gobierno y entidades municipales	5,344,040	9,370,347
	49,708,645	41,934,325
Energía suministrada no facturada	6,429,577	6,747,192
	56,138,222	48,681,517
Provisión para cuentas de cobro dudoso	(7,145,690)	(3,817,906)
	B/. 48,992,532	B/. 44,863,611

4. Inventario

Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, el inventario se detalla a continuación:

	2007	2006
Partes y materiales	B/. 6,368,228	B/. 5,282,480
Herramientas y repuestos	704,916	737,154
	B/. 7,073,144	B/. 6,019,634

5. Propiedad, planta y equipo

Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, la propiedad, planta y equipo son los siguientes:

	2007	2006
Postes, torres y accesorios	B/. 76,213,279	B/. 76,905,717
Transformadores de líneas	39,135,393	37,270,524
Ductos y conductores subterráneos	55,856,479	52,759,513
Servicios de consumidores	27,809,075	26,279,267
Conductores aéreos y accesorios	29,616,124	24,321,583
Equipo de subestaciones	49,621,862	46,416,250
Medidores de consumidores	24,401,461	20,806,792
Edificios y mejoras	13,512,566	12,930,061
Equipo de alumbrado público	11,750,127	11,354,095
Equipo de transporte y comunicación	6,066,890	7,138,358
Mobiliario y equipo de oficina	14,312,218	13,865,610
Construcciones en proceso	12,527,494	14,019,842
Otros	2,368,949	2,353,807
	363,191,917	346,421,419
Menos: depreciación y amortización acumuladas	(124,687,055)	(115,702,427)
	238,504,862	230,718,992
Terrenos	3,146,483	3,146,483
	B/. 241,651,345	B/. 233,865,475

Durante el año 2007 y 2006, la Compañía incurrió en pérdidas por la suma de B/.48,532 y B/.198,789, respectivamente; por concepto de descarte de activos fijos. Estas pérdidas se presentan en el estado de resultados de la Compañía, en el renglón de perdida por venta de activo fijo.

6. Costos de emisión de deuda

Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, los costos diferidos se detallan como sigue:

	2007	2006
Balance al inicio	B/. 2,578,909	B/. 1,597,611
Nuevos costos		2,626,118
Amortización	(100,087)	(1,644,820)
Balance al final	B/. 2,478,822	B/. 2,578,909

Al 31 de diciembre de 2006, los costos de emisión corresponden a Documentos de Deuda (Senior Notes) emitidos de conformidad con el Acuerdo alcanzado entre la Compañía y Bank of New York. En el 2006, la amortización incluye B/.1,438,774 asociados a la cancelación del Préstamo Sindicado a Largo Plazo.

Los costos de emisión están siendo diferidos utilizando el método de interés efectivo aplicado sobre el período de la deuda.

7. Cuentas por pagar

Generación y transmisión - Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, las cuentas por pagar a las compañías generadoras y de transmisión se detallan como sigue:

	2007	2006
PanAM Generating Ltd.	B/. 11,459,686	B/. 6,182,374
Pedregal Power Company	6,997,494	4,520,349
Térmica del Noreste, S. A.	2,180,221	1,606,605
Otras	218,949	65,582
	20,856,350	12,374,910
Partes relacionadas		
AES Panamá, S. A.	9,780,186	10,934,618
Autoridad del Canal de Panamá	1,722,685	2,101,042
Empresa de Generación Eléctrica Bahía Las Minas Corp.	13,490,202	9,696,021
Empresa de Generación Eléctrica Fortuna, S. A.	4,273,012	1,187,983
Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A.	1,715,571	1,617,077
	30,981,656	25,536,741
	B/. 51,838,006	B/. 37,911,651

Proveedores - Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, las cuentas por pagar a los proveedores se detallan como sigue:

	2007	2006
Contratos de construcción	B/. 3,813,034	B/. 4,089,487
Mantenimiento y reparación	1,682,062	1,140,950
Inventario y materiales	2,796,356	3,700,466
Servicios técnicos y profesionales	2,323,835	1,910,392
Otros	1,232,954	1,463,666
	B/. 11,848,241	B/. 12,304,961

8. Impuesto sobre la renta

La provisión para el impuesto sobre la renta es determinada en base al ingreso financiero antes del impuesto sobre la renta, ajustado por los ingresos no gravables y los gastos no deducibles, si los hubiere. La tasa actual del impuesto sobre la renta es del 30%. El impuesto sobre la renta diferido se reconoce por los efectos de las diferencias temporales resultantes entre la base financiera y fiscal de los activos y pasivos. Una reserva de valuación es registrada para reducir el valor de los activos por impuestos diferidos en los cuales exista la probabilidad de que sus beneficios fiscales no puedan ser realizados totalmente.

La diferencia entre la provisión para impuesto sobre la renta para los años terminados en diciembre de 2007 y 2006 y el impuesto calculado usando la tasa promulgada estatutoria de impuesto de 30% para ingreso antes del impuesto sobre la renta reportado en los estados financieros es atribuible a lo siguiente:

	2007	2006
Impuesto sobre la renta:		
Cálculo a la tasa estatuaria	B/. 7,217,263	B/. 7,774,372
Disminución del impuesto sobre la renta debido a ingresos no gravables	(61,036)	(161,509)
Aumento en impuesto sobre la renta debido a gastos no deducibles	136,558	270,550
Total de impuesto sobre la renta	B/. 7,292,785	B/. 7,883,413

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

	2007	2006
Impuesto sobre la renta diferido activo corriente:		
Provisión para cuentas de cobro dudoso	B/. 704,730	B/. 405,974
Ajuste al componente de combustible		1,050,195
Crédito fiscal por inversión	775,343	
Otras	171,776	281,086
Total de impuesto sobre la renta diferido activo	1,651,849	1,737,255
Impuesto sobre la renta diferido pasivo corriente -		
Ajuste al componente de combustible	(3,249,105)	
Impuesto sobre la renta diferido (pasivo) activo corriente, neto	B/. (1,597,256)	B/. 1,737,255
Impuesto sobre la renta diferido activo no corriente:		
Crédito fiscal por inversión	B/.	B/. 1,576,234
Provisión para contingencias	217,566	333,688
Total de impuesto sobre la renta diferido activo	217,566	1,909,922
Impuesto sobre la renta diferido pasivo, no corriente - gasto de depreciación	(3,066,652)	(3,203,388)
Impuesto sobre la renta diferido pasivo, no corriente, neto	B/. (2,849,086)	B/. (1,293,466)

De acuerdo con las regulaciones, las declaraciones de impuesto sobre la renta de las compañías constituidas en la República de Panamá están sujetas a revisión por las autoridades fiscales por los tres últimos años. Las compañías también están sujetas a la revisión por parte de las autoridades fiscales por cumplimiento de las regulaciones del impuesto de timbres.

De acuerdo al FIN No. 48, se requiere que la Compañía reconozca los efectos sobre los estados financieros de las posiciones fiscales si cumplen con la limitante de que "sea más probable que no". Al evaluar las partidas relacionadas con este límite, la Compañía debe evaluar si cada posición fiscal puede mantenerse con base solamente en sus méritos técnicos en el caso de una inspección por parte de la autoridad tributaria. La interpretación requiere que la Compañía establezca pasivos para reflejar la porción de estas posiciones que no puedan ser concluidas como que "sea más probable que no" de ser realizadas frente a su última instancia de liquidación final. Se hace referencia a las mismas como pasivos para beneficios fiscales no reconocidos bajo FIN No. 48. 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 y reconocida en los estados financieros.

Los años iniciados a partir del 2004 están sujetos a examen por las autoridades fiscales aunque actualmente no esta programado o en proceso un examen fiscal. Los años anteriores al 2004 se consideran períodos cerrados.

Crédito fiscal por inversión

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

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

9. Depósitos de clientes

Al 31 de diciembre de 2007, la Compañía estimó devolver depósitos de clientes durante el año 2008 por B/.2,394,274 (incluyendo intereses acumulados por la suma de B/.208,287).

El movimiento de la cuenta de depósitos de clientes para los años 2007 y 2006, se presenta a continuación:

		2007		2006
Saldo inicial	B/.	10,406,547	B/.	11,588,202
Depósitos recibidos de clientes		1,579,020		1,433,398
Intereses acumulados		367,343		494,408
Depósitos devueltos a los clientes		(2,312,670)		(2,811,763)
Intereses pagados		(520,943)		(297,698)
Saldo final		9,519,297		10,406,547
Porción circulante		(2,394,274)		(2,924,546)
Porción a largo plazo	B/.	7,125,023	B/.	7,482,001

10. Deuda a largo plazo

Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, las obligaciones bancarias y documentos por pagar se detallan como sigue:

	2007	2006
Documentos por pagar largo plazo:		
Bonos por pagar, sin garantías y no subordinados, con fecha de vencimiento en el año 2021 y con tasa fija de interés anual de 7.60% e intereses pagaderos semestralmente	B/. 100,000,000	B/. 100,000,000
Menos:		
Descuento por amortizar	(814,759)	(848,202)
Deuda a largo plazo	B/. 99,185,241	B/. 99,151,798

Los documentos de deudas (los bonos) fueron emitidos en junio 30 de 2006, de acuerdo a las disposiciones del Contrato de Emisión realizado entre la Compañía, en calidad de emisor, y The Bank of New York, en calidad de fiduciario. Entre los términos del contrato existe una cláusula financiera que obliga a la Compañía a no exceder la tasa de endeudamiento a EBITDA (como se define en el Contrato de Emisión) de 3.25 a 1.0 para los cuatro trimestres fiscales consecutivos más recientes. Actualmente, la Compañía está en cumplimiento con todas las disposiciones y cláusulas del contrato.

A menos que esté previamente redimido, o comprado y pagado, los bonos serán redimidos a su monto original en dólares de los Estados Unidos de América, a su fecha de vencimiento. El precio de redención pagadero a su fecha de vencimiento será el monto original de los bonos más el interés acumulado y no pagado a la tasa del bono, más los otros montos adeudados y por pagar, de conformidad con los términos del Contrato de Emisión.

El producto de la oferta de estos bonos se utilizó para el repago de principal e intereses del Acuerdo de Préstamo Sindicado a Largo Plazo por un monto de B/.95,104,388, para cubrir gastos de la oferta y el remanente para pago de facilidades crediticias a corto plazo y para propósitos corporativos en general.

Con la cancelación del Préstamo Sindicado a Largo Plazo en julio de 2006, todas las garantías e hipotecas que mantenía la Compañía bajo este acuerdo fueron liberadas.

La Compañía tiene disponible facilidades de líneas de crédito con The Bank of Nova Scotia, Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (Panamá), S.A., Banco General, S.A. y Citibank, N. A. Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, estas facilidades de crédito ascienden a la suma de B/.60,500,000 y B/.50,300,000, respectivamente; y la tasa de interés anual es de la tasa Libor a 6 meses más 1.20% a 1.50%. Estas líneas de crédito están disponibles por un período máximo de un año según la necesidad de capital de trabajo u otras necesidades. La Compañía, no mantiene saldos adeudados bajo estas líneas de crédito al 31 de diciembre de 2007 y 2006.

11. Instrumentos derivativos

El 22 de diciembre de 2005, la Compañía realizó un contrato de cobertura exclusivamente como herramienta para fijar una tasa de interés para la emisión de los Documentos de Deuda (bonos), con el propósito de reducir el riesgo de tasa de interés para la Compañía. Este contrato se realizó con el Citibank N.A., New York, por un período de 120 días y un monto de B/.100,000,000, el cual fue originalmente designado para cobertura de flujo de efectivo para el pago de intereses proyectados en la nueva deuda. Al 1 de enero de 2006, esta transacción reflejaba un saldo de B/.457,493 neto del correspondiente impuesto sobre la renta, y se presentaba como otras pérdidas integrales en el patrimonio de los accionistas.

El 30 de junio de 2006, la Compañía decide terminar este contrato y por lo tanto se descontinúa la contabilidad de cobertura en esta transacción, debido a que no se mantuvieron los criterios necesarios para su uso. Por consiguiente, una ganancia antes de impuesto por la suma de B/.4,050,000 fue reclasificada y descontada de los gastos de intereses en el estado de resultados. Este importe representaba el valor del mercado de este instrumento a la fecha de la terminación.

12. Impuesto de dividendos y acciones en tesorería

Impuesto de dividendos

Los dividendos a los accionistas se pagan netos del impuesto retenido del 10 por ciento. Los pagos del impuesto complementario se consideran un pago por adelantado del impuesto sobre la renta en dividendos y son registrados como una reducción del patrimonio de los accionistas.

Acciones en tesorería

En 1998, como consecuencia del proceso de privatización, los empleados de la Compañía tuvieron la opción de compra, de una parte de las acciones comunes de la Compañía. En el evento de que los empleados optasen por la venta de las acciones previamente adquiridas, la Compañía ya no está obligada a la recompra de dichas acciones.

13. Saldos y transacciones con compañía relacionada

Venta, compra y transmisión de energía

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

	2007	2006
Balances		
Cuentas por cobrar (clientes)- gobierno	B/. 5,344,040	B/. 9,370,347
Cuentas por cobrar (otros)- AEI Energy Services, LLC	3,752	13,123
Cuentas por cobrar (otros)- Prisma Energy Global Services, Ltd.	48,247	
Cuentas por pagar (otros)- Promigas, S. A.	394	
Cuentas por pagar (otros)- AEI Guatemala Ltda.	17,041	
Cuentas por pagar (generación y transmisión)	30,981,656	25,536,741
Transacciones		
Ingresos	B/. 40,915,377	B/. 36,178,367
Compra de energía	163,219,738	153,981,863
Costos de transmisión	10,286,346	10,002,716

Acuerdo de consultoría gerencial: La Compañía estableció un acuerdo de consultoría gerencial en el año 1998 con CPI, Ltd. ("la Operadora"), sucesor de Constellation Power, Inc.

Bajo este acuerdo, los empleados, agentes, consultores, contratistas o afiliadas de CPI, Ltd., llevarán a cabo los siguientes servicios:

- Revisar el plan de negocios de la Compañía y realizar las recomendaciones necesarias a la Junta Directiva;
- Presentar recomendaciones y sugerencias relacionadas con las operaciones diarias de la Compañía incluyendo: contabilidad, facturación, control de calidad, asuntos ambientales y de seguridad;
- Elaborar el plan anual de negocios de la Compañía en conjunto con la Alta Gerencia;
- Investigar y hacer recomendaciones pertinentes a la Junta Directiva, de manera periódica, en los que concierne a oportunidades de mejoramiento y desarrollo del negocio y planeación estratégica, incluyendo la posible expansión; y
- Revisar todos los contratos con terceros cuyo valor anual exceda B/.100,000.

La Compañía le paga al Operador, honorarios anuales como compensación por el cumplimiento de las obligaciones establecida bajo este acuerdo, en un monto igual al seis por ciento (6%) de las utilidades antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización para los primeros cinco años del contrato de concesión y un cuatro por ciento (4%) de las utilidades antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización iniciando el 1 de noviembre de 2003.

Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, la Compañía mantenía los siguientes saldos y transacciones con CPI, Ltd.:

	2007	2006
Cuentas por pagar	B/. 455,663	B/. 490,726
Honorarios de administración	B/. 1,861,866	B/. 1,871,726

14. Otros ingresos

Otros ingresos está compuesto de:

	2007	2006
Cargos de conexión/reconexión	B/. 698,972	B/. 800,532
Alquiler de postes	2,779,109	2,588,781
Cargos de peaje	2,565,525	2,526,293
Otros ingresos	1,490,432	1,239,016
Total de otros ingresos	B/. 7,534,038	B/. 7,154,622

15. Compra de energía y cargos de transmisión, neto

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

	2007	2006
Compra de energía	B/. 284,253,158	B/. 232,003,448
Cargos de transmisión	10,504,420	10,116,511
Ajuste al componente de combustible	(14,331,000)	20,225,450
Total de compra de energía y cargos de transmisión, neto	B/. 280,426,578	B/. 262,345,409

Ajuste al componente de combustible
Los cambios derivados del incremento y/o disminución sobre la recuperación de estos costos de energía se reflejan en el renglón de compras de energía y cargos de transmisión, neto en el estado de resultados. El importe acumulado por cobrar/pagar se presenta en la cuenta de ajuste al componente de combustible en el balance general hasta tanto dicho importe sea facturado o devuelto a los clientes. El ajuste al componente de combustible incluye seis meses con la información actual del precio del combustible, y seis meses con información estimada del precio del combustible.

En los últimos años, el ajuste al componente de combustible ha sido transferido en parte a los clientes de las compañías de distribución, a través de un aumento en la tarifa. El monto no transferido a los clientes ha sido subsidiado por el gobierno de Panamá.

El 28 de junio de 2006, el Gobierno de Panamá autorizó mediante Decreto Ejecutivo No.22 la emisión de una Nota del Tesoro por cinco (5) años con un valor nominal de B/.12,949,000. Esta Nota del Tesoro fue emitida como pago parcial a la Compañía del saldo acumulado por cobrar en concepto del ajuste del componente de combustible correspondiente al período del 1 de abril de 2005 al 31 de marzo de 2006 por la suma de B/.25,132,807; la diferencia fue pagada en efectivo por el Gobierno. Este instrumento fue registrado como disponible para la venta en base a la norma SFAS No.115, "Contabilidad de Ciertas Inversiones en Valores de Deuda o de Capital" y registrado a su valor de mercado.

En julio 2006, la Compañía vendió este instrumento de deuda y recibió como producto la suma de B/.12,534,632, reconociendo una pérdida en venta por la suma de B/.414,368. El costo de este instrumento fue determinado sobre una base de identificación específica.

Al 31 de diciembre de 2007, se determinó un balance neto a cobrar de B/.10,830,351 como consecuencia de las variaciones resultantes en el costo de la energía considerada en la tarifa eléctrica para el año 2007, sobre el costo actual de la energía comprada. El balance incluye un saldo acumulado por cobrar de B/.1,615,000 correspondiente al período de enero a junio de 2007, el cual será recuperado de los clientes en el primer semestre de 2008 y un balance de B/.9,215,351 acumulados de julio a diciembre de 2007, a ser recuperado a los clientes en el segundo semestre de 2008.

16. 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:

	2007	2006
Costos de intereses capitalizados	B/. 42,812	B/. 263,477
Costos de intereses cargados a gastos, neto del contrato de cobertura	8,412,634	6,915,122
Total de costos de intereses	B/. 8,455,446	B/. 7,178,599

17. Compromisos y contingencias

Como resultado de asuntos originados en el curso ordinario del negocio, la Compañía esta o podría estar envuelta en procesos tributarios y regulatorios ante varias cortes, comisiones regulatorias y agencias gubernamentales. Se espera que el resultado final de estos procesos, no tenga un impacto material en la condición financiera ni en los resultados operacionales o liquidez de la Compañía. Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, la Compañía tiene un total de reserva para litigios por la suma de B/.725,218 y B/.1,112,293, respectivamente, dicha reserva se reporta en el balance general como reserva para litigios. A continuación los casos más representativos:

Litigios

Durante el año 2005, fue presentada una queja laboral ante el juzgado laboral, por el Sindicato de Trabajadores de la Industria Eléctrica de la Republica de Panamá, contra la compañía y otras siete compañías eléctricas originadas desde la privatización del I.R.H.E. La parte demandante pretende el pago de B/.7,191,852.59 de esta Compañía más otros montos adicionales de las otras compañías acusadas, demandando que debido a cálculos equivocados el gobierno panameño no pagó en su totalidad los derechos laborales y las compensaciones correspondientes a los empleados del I.R.H.E. que en ese momento acordaron finalizar con sus empleos existentes por los requerimientos de la privatización de las nuevas empresas eléctricas. El 28 de marzo de 2007, la Compañía fue debidamente notificada por el juzgado cuarto laboral del desistimiento de los demandantes de la queja laboral.

La ASEP a través de la resolución JD-5683 del 17 de febrero de 2006, aprobó el Título IV del Régimen de Distribución y Comercialización vigente desde julio de 2006 hasta junio de 2010, la cual contiene una disposición en su artículo No.22, que requiere que el exceso de ganancias consideradas por encima de los márgenes razonables del ingreso máximo permitido al final del período de ajuste tarifario, causará un ajuste reduciendo el siguiente ingreso máximo permitido en el próximo período tarifario. La ASEP, no ha determinado aún el procedimiento para calcular y ajustar este posible exceso. Una apelación fue recibida por la Corte Suprema de Justicia, para suspender los efectos de esta resolución basándose en una posible ilegalidad; la ASEP no tomará acciones futuras hasta que el acuerdo final sea concluido. La administración de la Compañía, no cree que el resultado final de este caso, tendrá un impacto material en su condición financiera, resultado en las operaciones o flujo de efectivos.

A través de la Resolución JD-5956 de 11 de abril de 2006, la ASEP ordenó a la Compañía a devolver a sus clientes la suma de B/.4,033,188 a través de un crédito mensual en su facturación a partir de mayo del 2006 hasta diciembre del 2006, debido a un exceso en el "Ingreso Máximo Permitido", cargado por la Compañía desde julio del 2002 hasta junio del 2006. De acuerdo con la ASEP, este supuesto exceso fue generado por las diferencias entre la distribución por categoría de tarifa del presupuesto utilizado para determinar la estructura tarifaría y la distribución real. La Compañía presentó un recurso de reconsideración sobre esta decisión debido a la falta de fundamento legal y además, presentó una revisión del estudio desarrollado por la ASEP en el cual la diferencia en el "Ingreso Máximo Permitido" causado por la categoría de tarifa del presupuesto utilizado para determinar la estructura tarifaría y la distribución real resulta favorable a la Compañía. El 14 de junio de 2006, la ASEP decide por la suspensión y postergación de toda acción referida a la Resolución JD-5956, hasta que la Corte Suprema de Justicia se pronuncie sobre una ilegalidad presentada por otro agente del mercado en contra de la Resolución JD-5845.

Compromisos

Al 31 de diciembre de 2007, 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:

Compañía	MW (mensual)	Comienzo	Final
Térmica del Noreste, S.A.	Según demanda	Junio 19, 2000	Julio 19, 2010
Bahía Las Minas	80	Enero 1, 2005	Diciembre 31, 2008
ESTI – AES	48.72	Noviembre 20, 2003	Noviembre 2013
AES Panamá	40, 20	Enero 1, 2006	Diciembre 31, 2007
AES Panamá	20; 40; 60	Enero 1, 2006	Diciembre 31, 2008
Paso Ancho Hidro-Power	4	Enero 1, 2008	Diciembre 31, 2015
Pedregal Power Co.	30	Enero 1, 2006	Diciembre 31, 2008
Pan Am	60	Enero 1, 2006	Diciembre 31, 2008
Pedregal Power Co.	12; 5; 15	Enero 1, 2006	Diciembre 31, 2008
Fortuna	80	Enero 1, 2009	Diciembre 31, 2012
Fortuna	120	Enero 1, 2013	Diciembre 31, 2018
Pedregal Power Co.	10; 1; 1	Enero 1, 2007	Diciembre 31, 2009
Semper Group.	0.001	Enero 1, 2007	Diciembre 31, 2008
Semper Group.	30	Enero 1, 2009	Diciembre 31, 2010
Pan Am	16; 16; 45; 45	Enero 1, 2007	Diciembre 31, 2010
Fortuna	25; 5; 15	Enero 1, 2007	Diciembre 31, 2009
Pegregal Power Co.	42	Enero 1, 2009	Diciembre 31, 2009
Pan Am	32	Enero 1, 2009	Diciembre 31, 2009
Semper Group	0.0075	Enero 1, 2009	Diciembre 31, 2010
Semper Group	23	Enero 1, 2011	Diciembre 31, 2012
Bahía Las Minas	0.001	Enero 1, 2009	Diciembre 31, 2009
Bahía Las Minas	108	Enero 1, 2010	Diciembre 31, 2018
Bahía Las Minas	108	Enero 1, 2019	Diciembre 31, 2023
Pan Am	20	Enero 1, 2010	Diciembre 31, 2019
Pan Am	60	Enero 1, 2011	Diciembre 31, 2020
Térmica del Caribe	2.85	Marzo 1, 2009	Marzo 31, 2014
Inversiones y Desarrollo Balboa	16.6	Agosto 1, 2008	Diciembre 31, 2008
Inversiones y Desarrollo Balboa	24.6	Enero 1, 2009	Diciembre 31, 2011
Energía y Servicios de Panamá	0.96	Julio 1, 2009	Junio 30, 2014
Generadora del Atlántico	30	Julio 1, 2009	Junio 30, 2014

En cumplimiento con la Ley de Electricidad del año 1997, la Compañía negoció la contratación de compra de energía a largo plazo con las empresas generadoras. Esta contratación cubre la mayor parte de la contribución de sus clientes regulados del total de la demanda pico de electricidad y trabaja para limitar cualquier costo de energía asociada. Históricamente, la Compañía contrata anualmente entre 79% a 95%, aproximadamente, del total de energía requerida a través de los contratos de compra de energía en el mercado de contratos. Para los años terminados el 31 de diciembre de 2007 y 2006, la Compañía compró aproximadamente el 93% y 97.7%, respectivamente, de su energía requerida a través de contratos de compra de energía en el mercado de contratos. Estos contratos de compra incluyen tanto un cargo fijo basado en los requerimientos de capacidad de energía y un cargo variable basado en la energía consumida. Los importes incrementales de pagos requeridos para tales obligaciones incondicionales, se presentan a continuación.

Año		**Obligaciones de pago**
2008	B/.	38,455,131
2009		49,526,876
2010		76,725,348
2011		77,876,268
2012		68,725,068
En lo sucesivo		572,645,214
Total	B/.	883,953,905

Al 31 de diciembre de 2007, la Compañía ha gastado B/.36,087,982 y B/.41,169,749 en contratos incondicionales a largo plazo.

Al 31 de diciembre de 2007, la Compañía mantenía contratos de construcción para mejoras y obras en el sistema de distribución. Los compromisos futuros en estos contratos ascienden a la suma de B/.3,255,567 que serán pagados en el año 2008.

El 20 de octubre de 2003, la Compañía y el Sindicado de Trabajadores firmaron un segundo Convenio Colectivo por un término de 4 años, cuya vigencia fue hasta el 20 de octubre de 2007. El 30 de enero de 2008, las negociaciones con los trabajadores referentes a la nueva convención colectiva fueron concluidas y estas no mantienen compromisos materiales adicionales a los establecidos en las leyes laborales. La nueva convención colectiva es efectiva a partir de febrero de 2008 y será valida por un término de cuatro años.

Arrendamiento operativo
La Compañía firmó un acuerdo de arrendamiento operativo no revocable para el uso de las oficinas y facilidades operativas. Al 31 de diciembre 2007, los pagos mínimos de alquiler requeridos por este arrendamiento no revocable que inician o se mantienen por un período superior a un año son:

Año terminado al 31 de diciembre:

2008	B/.	446,731
2009		460,133
2010		473,936
2011		488,155
2012		502,799
En lo sucesivo		692,203
Total de pagos mínimos requeridos	B/.	3,063,957

Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, el total de gasto en arrendamiento operativo fue de B/.853,081 y B/.679,525 respectivamente.

Garantías
La Compañía ha otorgado garantías limitadas a las compañías generadoras con el propósito de proveer seguridad crediticia y cumplimiento de las obligaciones contraídas bajo los contratos de compra de energía. Estas garantías no son registradas en el balance general, debido a que la Compañía considera que está en disposición de cumplir con lo establecido en los contratos y que por lo tanto, no es probable que las garantías sean requeridas. Los montos garantizados están limitados en función de la capacidad de energía y consumo de energía asociada estimada para un mes, y han sido establecidos para un período de doce meses con renovaciones automáticas, siempre que el contrato de compra de energía esté vigente. El monto agregado de las garantías de cumplimiento asciende a la suma de B/.18,245,260. 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 tiene varias cartas de crédito por la suma de B/.5,294,640 a favor de ETESA, como garantía del pago de los costos de transmisión y compra de energía en el mercado ocasional. La Compañía también posee una carta de crédito por B/.2,375,509 a favor de Telvent Energía y Medio Ambiente, S. A. para garantizar el pago por el desarrollo de una aplicación.

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

El contrato de concesión tiene una vigencia de quince años y vence en octubre 2013. Un año antes de su vencimiento, la ASEP convocará a un proceso competitivo de libre concurrencia para la venta del 51% de las acciones poseídas por Panama Distribution Group, S.A., quienes tienen el derecho a establecer el precio a solicitar para el concurso (realizando su propia oferta) y solamente será requerido que venda sus acciones si existe una oferta superior, en tal caso, Panama Distribution Group, S.A. tendrá el derecho a retener el producto de la venta. Si no existe una oferta superior, Panama Distribution Group, S.A. mantendría su concesión por 15 años adicionales, sujeto al mismo proceso de renovación con ningún requerimiento a realizar un pago al Gobierno de Panamá.

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

18. Valor razonable de los instrumentos financieros

Los valores razonables de los instrumentos financieros al 31 de diciembre de 2007 y 2006 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, fondo de cesantía, cuentas por pagar, deuda a largo plazo y depósito de clientes.

Efectivo, cuentas por cobrar y cuentas por pagar
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 se estima en base en los precios de cotización en el mercado de instrumentos de deuda con igual o similar vencimiento. Estas estimaciones son subjetivas en naturaleza e involucra incertidumbres; en consecuencia, los resultados actuales pueden ser diferentes de las estimaciones realizadas.

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

	2007		2006	
	Monto acumulado	**Valor razonable**	**Monto acumulado**	**Valor razonable**
Deuda largo plazo	B/. 99,185,241	B/. 109,721,183	B/. 99,151,798	B/. 103,539,730

* * * * * *

Elektra Noreste, S.A.

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

Estados Financieros
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2006 y 2005, y el Informe de los Auditores Independientes fechado el 12 de febrero de 2007

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

Informe de los Auditores Independientes y Estados Financieros 2006 y 2005

Contenido **Páginas**

Informe de los Auditores Independientes	1
Estados Financieros:	
Balances generales	2
Estados de resultados	3
Estados de cambios en el patrimonio	4
Estados de flujos de efectivo	5 - 6
Notas a los estados financieros	7 - 40

Deloitte.

Deloitte, Inc.
Contadores Públicos Autorizados
Apartado 0816-01558
Panamá, Rep. de Panamá

Teléfono: (507) 303-4100
Facsimile : (507) 269-2386
infopanama@deloitte.com
www.deloitte.com/pa

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Elektra Noreste, S.A.
Accionistas y Junta Directiva

Hemos auditado el balance general que se acompaña de Elektra Noreste, S.A. ("la Compañía") al 31 de diciembre de 2006 y los correspondientes estados de resultados, cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha. Los estados financieros son responsabilidad de la administración de la Compañía. Nuestra responsabilidad consiste en emitir una opinión sobre estos estados financieros basados en nuestra auditoría. Los estados financieros de la Compañía por el año terminado el 31 de diciembre de 2005, fueron auditados por otros auditores, cuyo informe, fechado 27 de enero de 2006, expresó una opinión sin salvedad sobre dichos estados.

Nuestra auditoría fue realizada de acuerdo con las normas de auditoría generalmente aceptadas en los Estados Unidos de América. Dichas normas requieren que planifiquemos y efectuemos la auditoría para obtener una seguridad razonable de que los estados financieros están exentos de errores significativos. Una auditoría incluye la consideración del control interno sobre la información financiera como base para diseñar los procedimientos de auditoría que son apropiados en las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno sobre los estados financieros de la Compañía. Una auditoría también incluye el examen, en base a pruebas, de evidencia que respalde las cifras y revelaciones en los estados financieros, evaluación de los principios de contabilidad utilizados y la evaluación de las estimaciones de importancia realizadas por la administración, así como la evaluación general de la presentación de los estados financieros. Consideramos que nuestra auditoría proporciona una base razonable para expresar nuestra opinión.

En nuestra opinión, los estados financieros antes mencionados presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera de la Compañía al 31 de diciembre de 2006, los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América.

Deloitte

12 de febrero de 2007

Panamá, Rep. de Panamá

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

Balances Generales
Al 31 de diciembre de 2006 y 2005

	Notas		
Activos			
Activos circulantes:			
Efectivo		B/. 18,266,568	B/. 1,576,063
Cuentas por cobrar:			
Clientes, neto	3, 13	44,863,611	39,667,739
Ajuste al componente de combustible	2p, 15		16,724,807
Otras, neto	13	1,561,370	1,736,060
Cuentas por cobrar, neto		46,424,981	58,128,606
Inventario	4	6,019,634	7,050,919
Impuesto sobre la renta pagado por adelantado			1,468,470
Impuesto sobre la renta diferido	8	1,737,255	
Otros activos circulantes		384,134	529,643
Total de activos circulantes		72,832,572	68,753,701
Propiedad, planta y equipo, neto de depreciación acumulada	5	233,865,475	227,837,771
Otros activos:			
Costos de emisión de deuda	6	2,578,909	1,597,611
Fondo de cesantía		1,077,476	911,843
Depósitos de garantía		99,175	58,138
Fondo de fideicomiso	10		2,500,000
Impuesto sobre la renta diferido	8		2,069,550
Total de otros activos		3,755,560	7,137,142
Total de activos		B/. 310,453,607	B/. 303,728,614

	Notas		
Pasivos y Patrimonio de los Accionistas			
Pasivos circulantes:			
Cuentas por pagar:			
Generación y transmisión	7, 13	B/. 37,911,651	B/. 41,226,848
Proveedores	7	12,304,961	10,226,889
Contratos de construcción		6,894,622	6,674,630
Adelanto en subsidio del Estado		1,189,965	
Otras	13	490,726	512,700
Impuesto sobre la renta por pagar	8	6,638,998	
Impuesto sobre la renta diferido	8		4,115,573
Depósitos de clientes	9	2,924,546	2,665,177
Ajuste al componente de combustible	2p, 15	3,500,649	
Retenciones de impuestos a empleados		521,065	257,887
Total de cuentas por pagar		72,377,183	65,681,704
Porción circulante de deuda a largo plazo	10		10,000,000
Intereses por pagar		3,588,889	1,396,934
Instrumento derivativo	11		653,561
Gastos acumulados por pagar		1,469,940	661,917
Total de pasivos circulantes		77,436,012	78,394,116
Deuda a largo plazo	10	99,151,798	90,000,000
Depósitos de clientes y otros pasivos:			
Impuesto sobre la renta diferido	8	1,293,466	
Depósitos de clientes	9	7,482,001	8,923,025
Otros pasivos acumulados		2,036,727	2,022,050
Total de pasivos		187,400,004	179,339,191
Patrimonio de los accionistas:			
Acciones comunes autorizadas y emitidas: 50,000,000 acciones sin valor nominal; 160,031 acciones en tesorería	12	106,098,875	106,098,875
Utilidades retenidas		16,954,728	18,748,041
Otras pérdidas integrales acumuladas	11		(457,493)
Total de patrimonio de los accionistas		123,053,603	124,389,423
Total de pasivos y patrimonio de los accionistas		B/. 310,453,607	B/. 303,728,614

Las notas son parte de los 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 2006 y 2005

	Notas	2006	2005
Ingresos:			
Ventas de energía, neto		B/. 332,058,802	B/. 263,501,949
Otros ingresos	14	7,154,622	8,184,575
Total de ingresos		339,213,424	271,686,524
Compra de energía y cargos de transmisión, neto	13, 15	262,345,409	193,905,488
Margen bruto en distribución		76,868,015	77,781,036
Gastos de operaciones:			
Salarios y otros gastos de personal		8,755,447	8,218,840
Prima de antigüedad y cesantía		327,955	195,942
Provisión para cuentas de cobro dudoso		2,484,940	1,343,191
Reparación y mantenimiento		2,800,678	2,575,193
Servicios profesionales		9,275,226	8,499,148
Honorarios de administración	13	1,871,726	1,943,000
Depreciación y amortización		12,226,709	11,890,034
Administrativos y otros		7,074,152	7,517,199
Pérdida en venta de activo fijo	5	198,789	1,005,214
Total de gastos de operaciones		45,015,622	43,187,761
Ganancias en operaciones		31,852,393	34,593,275
Otros ingresos (egresos):			
Intereses ganados		1,391,671	854,841
Gasto de intereses, neto	11, 16	(6,915,122)	(7,639,719)
Pérdida en venta de valores	15	(414,368)	
Total de otros egresos		(5,937,819)	(6,784,878)
Utilidad antes del impuesto sobre la renta		25,914,574	27,808,397
Impuesto sobre la renta:	8		
Corriente		10,569,293	2,700,530
Diferido (beneficio) gasto		(2,685,880)	5,871,022
Total de impuesto sobre la renta		7,883,413	8,571,552
Utilidad neta		B/. 18,031,161	B/. 19,236,845

Las notas son parte de los estados financieros.

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

Estado de Cambios en el Patrimonio
Por los años terminados el 31 de diciembre de 2006 y 2005

	Notas	Acciones Comunes	Acciones en Tesorería	Utilidades Retenidas	Otras Utilidades (Pérdidas) Integrales Acumuladas	Total de Patrimonio de los Accionistas
Saldo al 1 de enero de 2005		B/. 106,642,962	B/. (544,087)	B/. 4,011,196	B/.	B/. 110,110,071
Utilidad neta				19,236,845		19,236,845
Pérdida neta no realizada en instrumentos de cobertura, neto de impuesto sobre la renta de $196,068	11				(457,493)	(457,493)
Dividendos declarados				(4,500,000)		(4,500,000)
Saldo al 31 de diciembre de 2005		106,642,962	(544,087)	18,748,041	(457,493)	124,389,423
Utilidad neta				18,031,161		18,031,161
Ajuste de otras utilidades integrales, neto	11				457,493	457,493
Dividendos declarados				(20,000,000)		(20,000,000)
Impuesto complementario	12			175,526		175,526
Saldo al 31 de diciembre de 2006		B/. 106,642,962	B/. (544,087)	B/. 16,954,728	B/.	B/. 123,053,603

Las notas son parte de los 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 2006 y 2005

	2006	2005
Flujos de efectivo de actividades de operación:		
Utilidad neta	B/. 18,031,161	B/. 19,236,845
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto proveniente de las actividades de operación:		
Depreciación y amortización	12,226,709	11,890,034
Pérdida en venta de activo fijo	198,789	1,005,214
Pérdida en venta de inversión	414,368	
Provisión para cuentas de dudoso cobro	2,590,869	1,483,867
Amortización de descuento en bonos por pagar	15,798	
Amortización de costos de emisión de deuda	1,644,820	252,466
Provisión para prima de antigüedad, neto de aportes al fondo de cesantía	(52,748)	(4,739)
Impuesto sobre la renta diferido	(2,685,882)	5,871,022
Ajuste al componente de combustible	7,276,456	(15,559,801)
Cambios en activos y pasivos de operación:		
Cuentas por cobrar	(7,612,051)	(7,249,951)
Gastos pagados por adelantado	(93,401)	28,813
Inventario	1,031,285	1,503,286
Adelanto a proveedores	238,910	115,358
Depósitos en garantía	(41,037)	1,981
Cuentas por pagar comerciales y otros pasivos	2,202,643	17,897,423
Impuesto sobre la renta, neto	8,107,468	(5,019,942)
Pagos de prima de antigüedad	(70,490)	(163,473)
Efectivo neto proveniente de las actividades de operación	43,423,667	31,288,403
Flujos de efectivo de actividades de inversión:		
Adquisición de activo fijo	(19,307,280)	(19,473,247)
Producto de la venta de activo fijo	854,078	193,786
Retiro de fondo de fideicomiso	2,500,000	
Producto de la venta de inversión	12,534,632	
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión	(3,418,570)	(19,279,461)

(Continúa)

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 2006 y 2005

	2006	2005
Flujos de efectivo de actividades de financiamiento:		
Repago de deuda a largo plazo	B/. (95,000,000)	B/. (5,000,000)
Producto de emisión de deuda a largo plazo	99,136,000	
Deuda a corto plazo, neto	(5,000,000)	5,000,000
Dividendos pagados	(20,000,000)	(16,917,165)
Costos de emisión de deuda	(2,626,118)	(60,228)
Impuesto complementario	175,526	
Efectivo neto utilizado en las actividades de financiamiento	(23,314,592)	(16,977,393)
Efectivo y equivalentes de efectivo:		
Aumento (disminución) neta en el efectivo	16,690,505	(4,968,451)
Al inicio del año	1,576,063	6,544,514
Al final del año	B/. 18,266,568	B/. 1,576,063
Información suplementaria de flujos de efectivo:		
Efectivo pagado durante el año:		
Intereses	B/. 5,982,546	B/. 7,034,743
Impuesto sobre la renta	B/. 2,461,822	B/. 7,472,155

(Concluye)

Las notas son parte de los estados financieros.

1. Naturaleza de las operaciones y base de presentación

Naturaleza del negocio
Elektra Noreste, S.A. ("la Compañía") es una sociedad anónima formada como resultado de la privatización del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación ("IRHE"). La Compañía fue constituida mediante Escritura Pública No.143 de 19 de enero de 1998 e inició operaciones en enero de 1998. El capital social autorizado de la Compañía consiste en cincuenta millones de acciones comunes sin valor nominal. A la fecha, Panama Distribution Group, S.A. ("PDG"), posee el 51% de las acciones comunes autorizadas, emitidas y en circulación de la Compañía, mientras que el Gobierno panameño y 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 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, 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 17, la Compañía tiene la exclusividad para la distribución y comercialización de energía eléctrica a clientes ubicados en las áreas geográficas de Panamá Este, Colón, la Bahía de Panamá, la Comarca de San Blas y Darién (reserva indígena). La exclusividad en la fase de distribución también incluye a los "grandes consumidores", los cuales son definidos por la Ley 6, de fecha 3 de febrero de 1997, como aquellos clientes con una demanda máxima superior a 100 KW por sitio, a quienes les está permitido comprar directamente la energía a otros agentes del mercado eléctrico.

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

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

Los estados financieros están expresados en Balboas, unidad monetaria de la República de Panamá. Al 31 de diciembre de 2006 y 2005, el Balboa se ha mantenido a la par del Dólar y es de libre circulación. La República de Panamá no emite papel moneda y utiliza el Dólar de los Estados Unidos de América como moneda de curso legal.

2. Resumen de las políticas de contabilidad más importantes

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

a. ***Efectivo y equivalentes de efectivo*** - Todas las inversiones líquidas con vencimientos originales de tres meses o menos son considerados equivalentes de efectivo.

b. ***Cuentas por cobrar*** - Las cuentas por cobrar se registran en base al importe facturado y generan intereses por los saldos morosos. Los intereses se reconocen como ingreso hasta la finalización de la cuenta del cliente, la cual ocurre luego de 90 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.

Los saldos vencidos a más de 90 días y sobre montos específicos, son revisados individualmente para evaluar su recuperación. Los otros saldos son revisados de forma conjunta por tipo de cliente. Los saldos considerados incobrables son cargados contra la provisión para cuentas de cobro dudoso, una vez todos los esfuerzos de cobros y la potencial recuperación de dichos saldos se considera remota. La Compañía no tiene exposición de crédito relacionada con cuentas fuera de los registros contables (off-balance).

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

conlleva a un aumento en la próxima revisión tarifaría a ser recuperada de los clientes.

d. ***Inventario*** - Los inventarios incluyen materiales y suministros para consumo interno. El inventario se presenta al costo o al valor de mercado, el menor. El costo es determinado mediante el método de costo promedio.

e. ***Propiedad, planta y equipo*** - A la fecha de creación de la Compañía, el IRHE transfirió parte de sus activos productivos registrados a su costo histórico neto de la correspondiente depreciación acumulada. Las nuevas adquisiciones y construcciones en proceso son registradas a su costo original el cual incluye: material, mano de obra, costos indirectos y financieros. La Compañía presenta la propiedad, planta y equipo en el balance general, neto de depreciación acumulada.

Los costos asociados a mejoras efectuadas a la propiedad, planta y equipo se capitalizan así como los desembolsos por renovaciones importantes. Los costos asociados con reparaciones y reemplazos menores se registran a gasto cuando se incurren. Los costos de mantenimientos mayores que no extienden la vida útil del activo, se registran como gasto. Además, la Compañía capitaliza los intereses incurridos durante el período de construcción de conformidad con el "Statement of Financial Accounting Standards" ("SFAS") No.34, "Capitalización de Costos de Intereses".

Los activos de larga vida son revisados para evaluar su deterioro cuando algún evento o cambio en las circunstancias indican que el valor en libros de un activo pudiera no ser recuperado a través de las operaciones, de acuerdo con el SFAS No.144, "Contabilidad para el Deterioro o Descarte de Activos de Larga Vida". Si el valor en libros del activo excede el flujo de efectivo futuro descontado generado por el activo o grupos de activos, una pérdida por deterioro es reconocida y el activo es registrado a su valor de mercado. El valor de mercado puede ser determinado a través del uso de cotizaciones de los precios de mercado, avalúos u otras técnicas de valuación, tales como flujos de efectivo futuros esperados a su valor descontado. El juicio de la Administración es necesario en decidir cuando es necesario realizar las pruebas de recuperación y estimar el flujo de efectivo descontado. Al 31 de diciembre de 2006, no se identificó deterioro de los activos duraderos.

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

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

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

f. ***Costos de emisión de deuda*** **-** La Compañía difiere los costos relacionados con la emisión de deuda a largo plazo. Estos costos incluyen costos de comisión y otros costos legales tales como: registro y timbres. Estos costos están siendo amortizados con base al término del instrumento de deuda utilizando el método de interés efectivo.

g. ***Compra de energía y cargo de transmisión*** **-** La Compañía registra el costo anual por compra de energía resultante de los contratos a corto y largo plazo como gastos operativos. Estos contratos son considerados firmes e irrevocables en naturaleza, y no traspasan a la Compañía el derecho de utilizar los activos asociados. Además, la Compañía contrata energía a corto plazo bajo tasa horaria en el mercado al por mayor, el cual es administrado por el Centro Nacional de Despacho ("CND").

En adición, la Compañía paga a ETESA, una 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 2009.

h. ***Impuesto sobre la renta*** **-** El impuesto sobre la renta es contabilizado bajo el método de activos y pasivos tal como lo prescribe el SFAS No.109, "Contabilidad para el Impuesto sobre la Renta.". El impuesto sobre la renta diferido activo y pasivo, son reconocidos por las consecuencias impositivas futuras atribuibles a diferencias entre los valores de los activos y pasivos presentados en los estados financieros y su respectiva base de impuesto. El impuesto sobre la renta diferido activo y pasivo se mide con base en la aplicación de la tasa impositiva establecida para las utilidades gravables en los años en los cuales se espera que estas diferencias temporales sean recuperadas o pagadas. El efecto en el impuesto diferido activo y pasivo producto de un cambio en la tasa de impuesto es reconocido en resultados en el período en que entra en vigencia el cambio.

i. ***Crédito fiscal por inversión*** **-** La Compañía contabiliza el crédito fiscal por inversión bajo el método de contabilidad de crédito inmediato (reconocimiento total en el período en que el activo es puesto en operación). Por ende, existe una diferencia temporal deducible en el futuro por la cual se ha creado un impuesto diferido activo.

j. ***Depósitos de clientes*** **-** La Compañía requiere que los clientes efectúen un depósito como garantía por el pago de la energía consumida, de acuerdo con la regulación vigente emitida por ASEP. La ASEP emitió las resoluciones JD-219 (31 de marzo de 1998) y la JD-761 (8 de junio de 1998), 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 3 veces dentro de un período de 12 meses, el depósito deberá devolverse.

k. ***Derivativos*** **-** Los instrumentos derivativos se contabilizan de acuerdo con el SFAS No.133, "Contabilidad para Instrumentos Derivativos y Actividades de Cobertura". Los cambios en el valor del derivativo que no son designados para cobertura de flujo de efectivo son registrados en los resultados durante el período del cambio. La Compañía registra en la cuenta de otras ganancias integrales acumuladas los cambios en el valor del derivativo designados para cobertura de flujo de efectivo, cuando son efectivos en la compensación de los

flujos de efectivo de la transacción proyectada. Al momento en que la transacción proyectada ocurra, la Compañía reclasifica como ganancias en el estado de resultados, los importes registrados en la cuenta de otras ganancias integrales acumuladas. La Compañía registra la porción inefectiva de los cambios en el valor de mercado del derivativo designado para cobertura de flujo de efectivo, inmediatamente en los resultados.

l. ***Ganancias integrales*** - Ganancias integrales corresponde a la utilidad neta del período más el efecto de la ganancia (pérdida) neta no realizada derivado de instrumentos de cobertura, neto de impuesto sobre la renta.

Las ganancias integradas para los años terminados el 31 de diciembre de 2006 y 2005, se presentan a continuación:

	2006	2005
Utilidad neta	B/. 18,031,161	B/. 19,236,845
Pérdida neta no realizada derivada de instrumento de cobertura, neto de impuesto sobre la renta		(457,493)
Ganancias integradas	B/. 18,031,161	B/. 18,779,352

m. ***Contingencias*** - En el curso normal de operaciones, la Compañía está sujeta a acciones regulatorias, procesos y demandas relacionadas con temas de medio ambiente, impuestos u otros asuntos legales. La Compañía establece reservas contables por las contingencias potenciales cuando éstas se consideran probables y se pueden estimar razonablemente. Para mayor información, véase Nota 17 de contingencias.

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

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

o. ***Partes relacionadas*** - Como resultado de la reestructuración del sector eléctrico de Panamá, tres compañías de distribución, cuatro compañías generadoras y una compañía transmisora fueron creadas. El Gobierno panameño retuvo aproximadamente un cincuenta y un por ciento (51%) de participación en las compañías de 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 empleados y exempleados 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.

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

p. ***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.

La Compañía está sujeta a lo establecido en el pronunciamiento No.71 de la Junta de Normas de Contabilidad Financiera ("FASB"), "Contabilidad para los Efectos de Ciertos Tipos de Regulación" ("SFAS" No.71). Los activos regulados representan ingresos futuros probables asociados con ciertos costos que se esperan sean recuperados de los clientes a través del proceso de la tarifa. Los pasivos regulados representan probables reducciones en ingresos futuros asociados con importes que se esperan sean acreditados a los clientes a través del proceso de la tarifa.

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

	2006	2005	Nota
Ajuste al componente del combustible - activo (pasivo)	B/. (3,500,649)	B/. 16,724,807	Ver Nota 15 "ajuste al componente de combustible"
Impuesto sobre la renta diferido - activo (pasivo)	1,050,195	(5,017,440)	
	B/. (2,450,454)	B/. 11,707,367	

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

q. 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.

Al final del año, la Compañía reconoce como ingreso, la venta de energía consumida por los clientes que no ha sido facturada. La contrapartida se registra como energía suministrada no facturada como parte de las cuentas por cobrar en el balance general y; es calculado en base al promedio de energía consumida diariamente por la tarifa aplicable a los clientes de la Compañía. La Compañía estima como poco probable, que las facturaciones posteriores de esta energía suministrada no facturada, difiera significativamente de la estimación registrada.

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

r. ***Uso de estimaciones*** - La preparación de los estados financieros de acuerdo con US GAAP, requiere que la Administración realice estimaciones y supuestos que afectan los importes reportados en activos, pasivos, revelaciones de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros, y los importes reportados como ingresos y gastos durante el período reportado. Estas estimaciones incluyen, pero no están limitadas, a las vidas estimadas para la depreciación y amortización, estimación para cuentas malas, estimación de flujo de efectivo futuros asociadas con el deterioro de activos, pérdidas por contingencia, recuperación del ajuste al componente del combustible, derivativos e ingreso no facturado. Las estimaciones y supuestos utilizados están basadas en la evaluación realizada por la Administración de los hechos relevantes y circunstancias existentes a la fecha de los estados financieros. Los resultados actuales podrían diferir de estas estimaciones.

s. ***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.

t. ***Medio ambiente*** - La Compañía está sujeta a una serie de leyes y regulaciones relacionadas con el medio ambiente, salud y seguridad. En julio de 1998, el Gobierno Panameño sancionó una Ley creando una institución para la protección del medio ambiente (Autoridad Nacional del Medio Ambiente ("ANAM")) y estableció nuevas reglas para la protección del medio ambiente, que tienen un efecto en las operaciones de la Compañía. El incumplimiento a las normas, leyes y regulaciones aplicables a la protección del medio ambiente, podría representar para la Compañía, el tener que realizar inversiones adicionales o pudiese afectar adversamente los resultados financieros.

Las provisiones por temas relacionados con el medio ambiente son registradas cuando es probable que una obligación haya sido incurrida y el importe pueda ser razonablemente estimado basado en la regulación vigente.

Las provisiones registradas son ajustadas periódicamente como resultado de nuevas evaluaciones y esfuerzos de remediación realizadas o, como resultado de la disponibilidad de información técnica y legal adicional.

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

u. ***Reclasificaciones*** - Algunas partidas de los estados financieros, al y por el año terminado el 31 de diciembre de 2005, han sido reclasificadas para que se presenten de conformidad con el estado financiero al y por el año terminado el 31 de diciembre de 2006.

v. ***Nuevos pronunciamientos contables*** - En marzo del 2005, FASB emitió la Interpretación No.47, "Contabilidad para Activo Condicionados a Obligaciones de Retiro." La Interpretación aclara la contabilidad para activos condicionados a obligaciones de retiro como fue identificada en SFAS No.143, "Contabilidad para Obligación de Retiro de Activos." La Interpretación No.47 está relacionada a la obligación legal a realizar retiros de activos en los cuales el período y/o metodología de realización están condicionadas a un evento futuro que pudiera ser o no un control de la entidad. La interpretación requiere que la entidad reconozca un pasivo cuando el valor razonable pueda ser estimado. Esta interpretación es efectiva para nuestro período fiscal 2006. La Compañía no tiene obligaciones legales de realizar la actividad de retiros de activos.

En mayo del 2005, el FASB emitió el SFAS No.154, "Cambios Contables y Corrección de Errores reemplaza la Opinión APB No. 20 y Pronunciamiento FASB No.3" o SFAS No.154. SFAS No.154 requiere la aplicación retrospectiva a períodos anteriores en los estados financieros para cambios en principios contables, a menos que sea impractico determinar tanto el efecto en el período específico o el efecto acumulativo del cambio. SFAS No.154 también requiere que un cambio en depreciación, amortización o método de agotamiento para los activos fijos, activos no financieros sea contabilizado como un cambio en estimación contable afectado por un cambio de principio contable. SFAS No.154 es efectivo para la contabilidad de cambios y corrección de errores hecha en los períodos fiscales posteriores al 14 de diciembre de 2005. No existieron ni cambios contables, ni corrección de errores durante el año; consecuentemente, la adopción no tiene impacto sobre la situación financiera ni resultados.

En junio de 2006, el FASB emitió la Interpretación ("FIN" No.48), "Contabilidad de Inciertos del Impuesto sobre la Renta", sobre la interpretación del pronunciamiento SFAS No.109. FIN No.48 detalla un modelo comprensivo de cómo una compañía debe reconocer, medir, presentar, y divulgar en los estados financieros posiciones inciertas sobre los impuestos que la Compañía a adquirido o espera adquirir en declaración de impuestos. Según esta interpretación, los estados financieros reflejarán las futuras consecuencias de impuesto previstas de tales posiciones, las cuales presumen el conocimiento completo de las autoridades de impuesto de la posición y de los hechos relevantes. Esta interpretación es efectiva para los períodos anuales que comienzan después del 15 de diciembre de 2006. Por consiguiente, la compañía espera adoptar esta interpretación (FIN No.48) el 1 de enero de 2007. Actualmente, la Compañía está revisando esta interpretación para determinar los efectos sobre sus estados financieros; sin embargo, no estima que existan cambios en la revelación de impuesto.

En septiembre de 2006, el FASB publicó el pronunciamiento No.157, "Medición del Valor Razonable" (SFAS No.157). SFAS No.157 define valor razonable, establece un marco para medirlo, y amplía revelaciones sobre las mediciones del valor razonable. En el SFAS No.157, el valor razonable se define como el precio que sería recibido para vender un activo o pagado para transferir un pasivo en una transacción entre los participantes del mercado, en el cual la entidad que divulga realiza sus transacciones. El pronunciamiento aclara que el valor razonable se debe basar en las asunciones que los participantes del mercado utilizarían al tasar el activo o el pasivo. SFAS No.157 será efectivo desde el 1 de enero de 2008. Actualmente, la Compañía está revisando esta interpretación para determinar los efectos sobre sus estados financieros; sin embargo, no estima que existan cambios materiales en la situación financiera ni en los resultados.

En junio de 2006, el FASB ratificó el consenso acordado por el "FASB's Emerging Issues Task Force ("EITF")" en la edición 06-03 de EITF, "Cómo los Impuestos Retenidos de Clientes y Remitidos a las Autoridades Gubernamentales se deben presentar en el Estado de Resultados" (es decir, presentación bruta vs neta). El alcance de esta edición incluye los impuestos que externamente se imponen, ante una ganancia, producto de la transacción entre un vendedor y un cliente. El EITF concluyó que una compañía debe revelar su política de contabilidad (es decir, presentación bruta o neta) con respecto a la presentación de tales impuestos. Si los impuestos incluidos en ganancias brutas son significativos, una compañía debe divulgar la cantidad de tales impuestos para cada período para el cual se presente el estado de resultados. Esta edición es efectiva para el primer período de divulgación de la publicación anual o del interino que comienza después del 15 de diciembre de 2006. La Compañía registra tales impuestos sobre una base neta; y no espera que este pronunciamiento tenga ningún impacto en sus estados financieros.

3. Cuentas por cobrar – clientes

Al 31 de diciembre de 2006 y 2005, las cuentas por cobrar – clientes se contemplaban según detallamos a continuación:

	2006	2005
Clientes	B/. 32,563,978	B/. 28,993,323
Gobierno y entidades municipales	9,370,347	5,668,078
	41,934,325	34,661,401
Energía suministrada no facturada	6,747,192	6,624,154
Subsidio del Gobierno		2,914,640
	48,681,517	44,200,195
Provisión acumulada para cuentas de cobro dudoso	(3,817,906)	(4,532,456)
	B/. 44,863,611	B/. 39,667,739

4. Inventario

Al 31 de diciembre de 2006 y 2005, el inventario se detalla a continuación:

	2006	2005
Clientes	B/. 5,282,480	B/. 6,362,665
Gobierno y entidades municipales	737,154	688,254
	B/. 6,019,634	B/. 7,050,919

5. Propiedad, planta y equipo

Al 31 de diciembre de 2006 y 2005, la propiedad, planta y equipo son los siguientes:

	2006	2005
Postes, torres y accesorios	B/. 76,905,717	B/. 77,431,920
Transformadores de líneas	37,270,524	36,336,355
Ductos y conductores subterráneos	52,759,513	48,493,512
Servicios de consumidores	26,279,267	25,279,049
Conductores áereos y accesorios	24,321,583	21,020,729
Equipo de subestaciones	46,416,250	43,373,192
Medidores de consumidores	20,806,792	19,412,171
Edificios y mejoras	12,930,061	11,789,783
Equipo de alumbrado público	11,354,095	11,153,615
Equipo de transporte y comunicación	7,138,358	7,386,476
Mobiliario y equipo de oficina	13,865,610	13,189,788
Construcciones en proceso	14,019,842	13,840,455
Otros	2,353,807	2,303,688
	346,421,419	331,010,733
Menos: depreciación y amortización acumuladas	(115,702,427)	(105,879,498)
	230,718,992	225,131,235
Terrenos	3,146,483	2,706,536
	B/. 233,865,475	B/. 227,837,771

Durante el año 2006 y 2005, la Compañía incurrió en pérdidas por la suma de B/.198,789 y B/.1,005,214, respectivamente; por concepto de descarte de activos fijos. Estas pérdidas se presentan en el estado de resultados de la Compañía.

Al 31 de diciembre de 2005, la Compañía había puesto en garantía, algunas propiedades, planta y equipo como colaterales de la deuda bancaria hasta un valor total de B/.65,000,000. Con el pago final de la deuda, realizado en julio de 2006, todas las garantías y colaterales establecidos en el Acuerdo de Préstamo Sindicado a Largo Plazo fueron liberados.

6. Costos de emisión de deuda

Al 31 de diciembre de 2006 y 2005, los costos diferidos se detallan como sigue:

	2006	2005
Balance al inicio	B/. 1,597,611	B/. 1,789,849
Nuevos costos	2,626,118	60,228
Amortización	(1,644,820)	(252,466)
	B/. 2,578,909	B/. 1,597,611

Al 31 de diciembre de 2006, los costos de emisión corresponden a Documentos de Deuda emitidos de conformidad con el Acuerdo alcanzado entre la Compañía y Bank of New York. En el 2006, la amortización incluye B/.1,438,774 asociados a la cancelación del Préstamo Sindicado a Largo Plazo.

Al 31 de diciembre de 2005, los costos de emisión, legales y de registro, corresponden a un Préstamo Sindicado otorgado por cuatro bancos, tal como se indica en la Nota 10. Los saldos del Préstamo Sindicado fueron pagados con el producto de la oferta de los Documentos de Deuda arriba mencionado.

Los costos de emisión están siendo diferidos utilizando el método de interés efectivo aplicado sobre el período de la deuda.

7. Cuentas por pagar

Generación y transmisión - Al 31 de diciembre de 2006 y 2005, las cuentas por pagar a las compañías generadoras y de transmisión se detallan como sigue:

	2006	2005
PanAM Generating Ltd.	B/. 6,182,374	B/. 3,432,429
Pedregal Power Company	4,520,349	930,919
Térmica del Noreste, S. A.	1,606,605	1,832,273
Corporación Panameña de Energía, S. A.	36,097	163,791
Otras	29,485	71,022
	12,374,910	6,430,434
Partes relacionadas		
AES Panamá, S. A.	10,934,618	14,176,444
Autoridad del Canal de Panamá	2,101,042	881,435
Empresa de Generación Eléctrica Bahía Las Minas Corp.	9,696,021	13,590,812
Empresa de Generación Eléctrica Fortuna, S. A.	1,187,983	2,496,879
Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A.	1,617,077	3,652,844
	25,536,741	34,798,414
	B/. 37,911,651	B/. 41,228,848

Proveedores - Al 31 de diciembre de 2006 y 2005, las cuentas por pagar a los proveedores se detallan como sigue:

	2006	2005
Contratos de construcción	B/. 4,089,487	B/. 3,746,370
Mantenimiento y reparación	1,140,950	1,491,582
Inventario y materiales	3,700,466	1,572,013
Servicios técnicos y profesionales	1,910,392	1,307,722
Telecomunicaciones	130,852	258,380
Otros	1,332,814	1,850,822
	B/. 12,304,961	B/. 10,226,889

8. Impuesto sobre la renta

La provisión para el impuesto sobre la renta es determinada en base al ingreso financiero antes del impuesto sobre la renta, ajustado por los ingresos no gravables y los gastos no deducibles, si los hubiere. La tasa actual del impuesto sobre la renta es del 30%. El impuesto sobre la renta diferido se reconoce por los efectos de las diferencias temporales resultantes entre la base financiera y fiscal de los activos y pasivos. Una reserva de valuación es registrada para reducir el valor de los activos por impuestos diferidos en los cuales exista la probabilidad de que sus beneficios fiscales no puedan ser realizados totalmente.

La diferencia entre la provisión de impuesto sobre la renta para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 y 2005, y el cálculo del impuesto sobre la renta utilizando la tasa estatutaria de 30% para los ingresos antes de impuestos reportados en los estados financieros, es atribuible a las siguientes situaciones:

	2006	2005
Impuesto sobre la renta:		
Cálculo a la tasa estatutaria	B/. 7,774,372	B/. 8,342,519
Disminución del impuesto sobre la renta debido a ingresos no gravables	(161,509)	(198,163)
Aumento en impuesto sobre la renta debido a gastos no deducibles	270,550	38,697
Efecto por el cambio en la tasa estatutaria		388,499
Total de impuesto sobre la renta	B/. 7,883,413	B/. 8,571,552

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

	2006	2005
Impuesto sobre la renta diferido activo corriente:		
Provisión para cuentas de cobro dudoso	B/. 405,974	B/. 358,177
Instrumento derivativo de cobertura		196,068
Ajuste al componente de combustible	1,050,195	
Otras	281,086	347,622
Total de impuesto sobre la renta diferido activo	1,737,255	901,867
Impuesto sobre la renta diferido pasivo corriente-		
Ajuste al componente de combustible		(5,017,440)
Impuesto sobre la renta diferido activo (pasivo) corriente, neto	B/. 1,737,255	B/. (4,115,573)

	2006	2005
Impuesto sobre la renta diferido activo no corriente:		
Crédito fiscal por inversión	B/. 1,576,234	B/. 5,075,988
Provisión para contingencias	333,688	333,688
Total de impuesto sobre la renta activo	1,909,922	5,409,676
Impuesto sobre la renta diferido pasivo no corriente- gasto de depreciación aplicable a períodos futuros	(3,203,388)	(3,340,126)
Impuesto sobre la renta diferido (pasivo) activo no corriente, neto	B/. (1,293,466)	B/. 2,069,550

La Compañía estima que en el futuro se generará suficiente impuesto sobre la renta a pagar, con lo cual se podrá aplicar o reversar las diferencias temporales deducibles que se presentan en el balance general al 31 de diciembre de 2006.

De acuerdo con las regulaciones, las declaraciones de impuesto sobre la renta de las compañías constituidas en la República de Panamá están sujetas a revisión por las autoridades fiscales por los tres últimos años. Las compañías también están sujetas a la revisión por parte de las autoridades fiscales por cumplimiento de las regulaciones del impuesto de timbres.

Crédito fiscal por inversión

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

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

9. Depósitos de clientes

Al 31 de diciembre de 2006 y 2005, la Compañía estimó devolver depósitos de clientes durante los años 2007 y 2006 por B/.2,924,546 (incluyendo intereses acumulados por la suma de B/.361,887) y B/.2,665,177 (incluyendo intereses acumulados por la suma de B/.165,177), respectivamente.

El movimiento de la cuenta de depósitos de clientes para los años 2006 y 2005, se presenta a continuación:

	2006	2005
Saldo inicial	B/. 11,588,202	B/. 12,177,280
Depósitos recibidos de clientes	1,433,398	1,409,362
Intereses acumulados	494,408	257,779
Depósitos devueltos a los clientes	(2,811,763)	(2,033,033)
Intereses pagados	(297,698)	(223,186)
Saldo final	10,406,547	11,588,202
Porción circulante	(2,924,546)	(2,665,177)
Porción a largo plazo	B/. 7,482,001	B/. 8,923,025

10. Deuda

Al 31 de diciembre de 2006 y 2005, las obligaciones bancarias y documentos por pagar se detallan como sigue:

	2006	2005
Facilidades crediticias a corto plazo:		
The Bank of Nova Scotia	B/.	B/. 5,000,000
Documentos por pagar a largo plazo:		
Bonos por pagar, sin garantías y no subordinados, con fecha de vencimiento en el año 2021 y con tasa fija de interés anual de 7.60% pagadero semestralmente	100,000,000	
Deuda bancaria a largo plazo:		
Préstamo sindicado a largo plazo, con tasa de interés anual de Eurodólar de 3 meses + 3.50% distribuido de la siguiente forma:		
Banco Continental de Panamá, S. A.		33,250,000
Primer Banco del Istmo, S. A.		33,250,000
Citibank, N.A., Panama Branch		19,000,000
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (Panamá), S. A.		9,500,000
Total de deuda	100,000,000	100,000,000
Menos:		
Descuento sobre documento por pagar	(848,202)	
Porción circulante		(10,000,000)
Total de deuda a largo plazo	B/. 99,151,798	B/. 90,000,000

Los bonos por pagar fueron emitidos de acuerdo a las disposiciones del Contrato de Emisión realizado entre la Compañía, en calidad de emisor, y The Bank of New York, en calidad de fiduciario. Entre los términos del contrato existe una cláusula financiera que obliga a la Compañía a no exceder la tasa de endeudamiento a

EBITDA (como se define en el Contrato de Emisión) de 3.25 a 1.0 para los cuatro trimestres fiscales consecutivos más recientes. Actualmente, la Compañía está en cumplimiento con todas las disposiciones y cláusulas del contrato.

A menos que esté previamente redimido, o comprado y pagado, los Bonos serán redimidos a su monto original en dólares de los Estados Unidos de América, a su fecha de vencimiento. El precio de redención pagadero a su fecha de vencimiento será el monto original de los Bonos más el interés acumulado y no pagado a la tasa del Bono, más los otros montos adeudados y por pagar, de conformidad con los términos del Contrato de Emisión.

El producto de la oferta de estos bonos se utilizó para el repago de principal e intereses del Acuerdo de Préstamo Sindicado a Largo Plazo, para cubrir gastos de la oferta y el remanente para pago de facilidades crediticias a corto plazo.

Con la cancelación del Préstamo Sindicado a Largo Plazo en julio de 2006, todas las garantías e hipotecas que mantenía la Compañía bajo este acuerdo fueron liberadas.

La Compañía tiene disponible facilidades de líneas de crédito a corto plazo con The Bank of Nova Scotia, Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (Panamá), S.A., Banco General, S.A. y Citibank, N. A. Al 31 de diciembre de 2006 y 2005, estas facilidades de crédito ascienden a la suma de B/.50,300,000 y B/.43,300,000, respectivamente; y la tasa de interés anual es la tasa Libor a 6 meses más 1.20% a 1.50%. Estas líneas de crédito están disponibles por un período máximo de un año según la necesidad de capital de trabajo u otras necesidades. Al 31 de diciembre de 2006, la Compañía no mantenía saldos adeudados bajo estas líneas de crédito, pero al 31 de diciembre de 2005 adeudaba un total de B/.5,000,000.

11. Instrumentos derivativos

El 22 de diciembre de 2005, la Compañía realizó un contrato de cobertura exclusivamente como herramienta para fijar una tasa de interés para la emisión de los Documentos de Deuda (bonos), con el propósito de reducir el riesgo de tasa de interés para la Compañía. Este contrato se realizó con el Citibank N.A., New York, por un período de 120 días y un monto de B/.100,000,000, el cual fue originalmente designado para cobertura de flujo de efectivo para el pago de intereses proyectados en la nueva deuda. Al 31 de diciembre de 2005, esta transacción reflejaba un saldo de B/.457,493 neto del correspondiente impuesto sobre la renta, y se presentaba como otras pérdidas integrales en el patrimonio de los accionistas.

El 30 de junio de 2006, la Compañía decide terminar este contrato y por lo tanto se descontinúa la contabilidad de cobertura en esta transacción, debido a que no se mantuvieron los criterios necesarios para su uso. Por consiguiente, una ganancia antes de impuesto por la suma de B/.4,050,000 fue reclasificado y descontado de los gastos de intereses en el estado de resultados. Este importe representaba el valor del mercado de este instrumento a la fecha de la terminación.

12. Impuesto de dividendos y acciones en tesorería

Impuesto de dividendos

Los dividendos a los accionistas se pagan netos del impuesto retenido que la Compañía pagó por cuenta de ellos. Los pagos del impuesto complementario son registrados como una reducción del patrimonio de los accionistas.

Acciones en tesorería

En 1998, como consecuencia del proceso de privatización, los empleados de la Compañía tuvieron la opción de compra, de una parte de las acciones comunes de la Compañía. En el evento de que los empleados optasen por la venta de las acciones previamente adquiridas, la Compañía ya no está obligada a la recompra de dichas acciones.

13. Saldos y transacciones con compañía relacionada

Venta, compra y transmisión de energía
En el curso normal del negocio, la Compañía compra electricidad de las generadoras y otras compañías de distribución, vende 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 17. Un resumen de los saldos y transacciones derivadas de la compra y venta de energía con partes relacionadas se presentan a continuación:

	2006	2005
Balances		
Cuentas por cobrar (clientes)- gobierno	B/. 9,370,347	B/. 5,668,078
Cuentas por cobrar (clientes)- subsidio del gobierno		2,914,640
Cuentas por cobrar (otros)- Prisma Energy Int'l. Services, LLC	13,123	
Cuentas por pagar (generación y transmisión)	25,536,741	34,798,414
Transacciones		
Ingresos	B/. 36,178,367	B/. 31,935,581
Compra de energía	153,981,863	173,187,346
Costos de transmisión	10,116,511	8,343,175

Acuerdo de consultoría gerencial - La Compañía estableció un acuerdo de consultoría gerencial en el año 1998 con CPI, Ltd. (la Operadora), sucesor de Constellation Power, Inc.

Bajo este acuerdo, los empleados, agentes, consultores, contratistas o afiliadas de CPI, Ltd., llevarán a cabo los siguientes servicios:

- Revisar el plan de negocios de la Compañía y realizar las recomendaciones necesarias a la Junta Directiva;
- Presentar recomendaciones y sugerencias relacionadas con las operaciones diarias de la Compañía incluyendo: contabilidad, facturación, control de calidad, asuntos ambientales y de seguridad;
- Elaborar el plan anual de negocios de la Compañía en conjunto con la Alta Gerencia;

- Investigar y hacer recomendaciones pertinentes a la Junta Directiva, de manera periódica, en los que concierne a oportunidades de mejoramiento y desarrollo del negocio y planeación estratégica, incluyendo la posible expansión; y
- Revisar todos los contratos con terceros cuyo valor anual exceda B/.100,000.

La Compañía le paga al Operador, honorarios anuales como compensación por el cumplimiento de las obligaciones establecida bajo este acuerdo, en un monto igual al seis por ciento (6%) de las utilidades antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización para los primeros cinco años del contrato de concesión y un cuatro por ciento (4%) de las utilidades antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización iniciando el 1 de noviembre de 2003.

Al 31 de diciembre de 2006 y 2005, la Compañía mantenía los siguientes saldos y transacciones con CPI, Ltd.:

	2006	2005
Cuentas por pagar	B/. 490,726	B/. 512,700
Honorarios de administración	B/. 1,871,726	B/. 1,943,000

14. Otros ingresos

Otros ingresos está compuesto de:

	2006	2005
Cargos de conexión/reconexión	B/. 800,532	B/. 853,227
Alquiler de postes	2,588,781	2,484,195
Cargos de peaje	2,526,293	3,264,329
Otros ingresos	1,239,016	1,582,824
Total de otros ingresos	B/. 7,154,622	B/. 8,184,575

15. Compra de energía y cargos de transmisión, neto

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

		2006		2005
Compra de energía	B/.	232,003,448	B/.	201,130,024
Cargos de trasmisión		10,116,511		8,343,175
Ajuste al componente de combustible		20,225,450		(15,567,711)
Total de compra de energía y cargos de transmisión, neto	B/.	262,345,409	B/.	193,905,488

Ajuste al componente de combustible
Los cambios derivados del incremento y/o disminución sobre la recuperación de estos costos de energía se reflejan en el renglón de compras de energía y cargos de transmisión, neto en el estado de resultados. El importe acumulado por cobrar/pagar se presenta en la cuenta de ajuste al componente de combustible en el balance general hasta tanto dicho importe sea facturado o devuelto a los clientes. El ajuste al componente de combustible incluye seis meses con la información actual del precio del combustible, y seis meses con información estimada del precio del combustible.

En los últimos años, el ajuste al componente de combustible ha sido transferido en parte a los clientes de las compañías de distribución, a través de un aumento en la tarifa. El monto no transferido a los clientes ha sido subsidiado por el gobierno de Panamá.

El 28 de junio de 2006, el Gobierno de Panamá autorizó mediante Decreto Ejecutivo No.22 la emisión de una Nota del Tesoro por cinco (5) años con un valor nominal de B/.12,949,000. Esta Nota del Tesoro fue emitida como pago parcial a la Compañía del saldo acumulado por cobrar en concepto del ajuste del componente de combustible correspondiente al período del 1 de abril de 2005 al 31 de marzo de 2006 por la suma de B/.25,132,807; la diferencia fue pagada en efectivo por el Gobierno. Este instrumento fue registrado como disponible para la venta en base a la norma SFAS No.115, "Contabilidad de Ciertas Inversiones en Valores de Deuda o de Capital" y registrado a su valor de mercado.

En julio 2006, la Compañía vendió este instrumento de deuda y recibió como producto la suma de B/.12,534,632, reconociendo una pérdida en venta por la suma de B/.414,368. El costo de este instrumento fue determinado sobre una base de identificación específica.

Al 31 de diciembre de 2006, se determinó un balance neto a pagar de B/.3,500,649 como consecuencia de las variaciones resultantes en el costo de la energía considerada en la tarifa eléctrica para el año 2006, sobre el costo actual de la energía comprada. El balance incluye un saldo acumulado por cobrar de B/.1,578,351 correspondiente al período de abril a septiembre de 2006, el cual será recuperado de los clientes en el primer semestre de 2007 con un balance de B/.5,079,000 acumulados de octubre a diciembre de 2006, a ser reembolsado a los clientes en el segundo semestre de 2007.

16. Costo de interés

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

	2006	2005
Costos de intereses capitalizados	B/. 263,477	B/. 249,974
Costos de intereses cargados a gastos, neto del contrato de cobertura	6,915,122	7,639,719
Total de costos de intereses	B/. 7,178,599	B/. 7,889,693

17. Compromisos y contingencias

Al 31 de diciembre de 2006, la Compañía tenía obligaciones contingentes producto de demandas originadas en el curso normal del negocio. No se espera que los resultados finales de estas contingencias tengan un efecto importante en la condición financiera ni en los resultados operacionales de la Compañía. Al 31 de diciembre de 2006 y 2005, la Compañía tiene registrados en libros la suma de B/.1,112,293 para cubrir posibles pérdidas que puedan darse producto de las reclamaciones de terceros. A continuación los casos más representativos:

Litigios
En el año 2005, el Sindicato de Trabajadores de la Industria Eléctrica de la República de Panamá presentó una demanda laboral en contra de la Compañía y otras siete compañías eléctricas resultantes del proceso de privatización del IRHE. La demanda busca el pago de B/.7,191,852.59 por parte de la Compañía, más sumas adicionales de los otros demandados, reclamando que debido a errores en los cálculos, el Gobierno panameño no pagó en su totalidad los derechos laborales y prestaciones de los empleados del IRHE que a esa fecha acordaron terminar la relación laboral, tal como fue requerido por la privatización de las nuevas compañías eléctricas. Esta demanda ha sido rechazada por la Compañía. El asesor legal de la Compañía es de la opinión que tal demanda no tiene fundamento, ya que basado en el Decreto Ejecutivo No.42 de 1998, el Gobierno panameño asumió en su totalidad el pasivo por el pago de los derechos laborales y compensaciones de los empleados del IRHE derivados de la privatización, como también cualquier diferencia en los cálculos de tales derechos y compensaciones. Este caso aún se encuentra en trámite y en espera de presentación de evidencias. La Administración de la Compañía considera que el resultado de este caso no tendrá un impacto negativo en los estados financieros.

La Compañía demandó a la ASEP (anteriormente Ente Regulador de los Servicios Públicos) según Resolución JD-2626 que ordena a la Compañía a rembolsar a las compañías generadoras cargos de alumbrado público. La Compañía basa su argumento en que la ASEP había previamente autorizado a la compañía de distribución a incluir de hecho los cargos de alumbrado público dentro de los cargos de peaje facturados a las compañías generadoras. Cuando las compañías generadoras reclamaron por estos cargos, la ASEP reconsideró su decisión previamente dadas a las compañías distribuidoras, ordenando a través de varias resoluciones no sólo detener los cargos por alumbrado público sino, además, rembolsar todos los cargos previamente aplicados y cobrados a las generadoras. La Compañía apeló la decisión y finalmente el 20 de junio de 2006, la Corte Suprema de Justicia resuelve su fallo a favor de la Compañía con el cual invalida la demanda

presentada por las generadoras y deniega cualquier reembolso a las compañías generadoras.

A través de la Resolución JD-5956 de 11 de abril de 2006, la ASEP ordenó a la Compañía devolver a sus clientes la suma de B/.4,033,188 a través de un crédito mensual en su facturación a partir de mayo del 2006 hasta diciembre del 2006, debido a un exceso en el "Ingreso Máximo Permitido", cargado por la Compañía desde julio del 2002 hasta junio del 2006. De acuerdo con la ASEP, este supuesto exceso fue generado por las diferencias entre la distribución por categoría de tarifa del presupuesto utilizado para determinar la estructura tarifaria y la distribución real.

La Compañía presentó un recurso de reconsideración sobre esta decisión debido a la falta de fundamento legal y además, presentó una revisión del estudio desarrollado por la ASEP en el cual la diferencia en el "Ingreso Máximo Permitido" causado por la categoría de tarifa del presupuesto utilizado para determinar la estructura tarifaria y la distribución real resulta favorable a la Compañía. El 14 de junio de 2006, la ASEP decide por la suspensión y postergación de toda acción referida a la Resolución JD-5956, hasta que la Corte Suprema de Justicia se pronuncie sobre una ilegalidad presentada por otro agente del mercado en contra de la Resolución JD-5845.

Compromisos

Al 31 de diciembre de 2006, 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:

Compañía	MW	Inicia	Termina
Térmica del Noreste, S.A.		Junio 19, 2000	Julio 19, 2010
Bahía Las Minas	80	Enero 1, 2005	Diciembre 31, 2008
ESTI – AES	48.72	Noviembre 20, 2003	Noviembre 2013
La Mina Hidro-Power	28	Enero 1, 2008	Diciembre 31, 2015
AES Panamá	20, 40	Enero 1, 2006	Diciembre 31, 2007
AES Panamá	20; 40; 60	Enero 1, 2006	Diciembre 31, 2008
AES Panamá	60	Enero 1, 2008	Diciembre 31, 2008
Bontex	19.8	Enero 1, 2008	Diciembre 31, 2015
Paso Ancho Hidro-Power	4	Enero 1, 2008	Diciembre 31, 2015
Pedregal Power Co.	30	Enero 1, 2006	Diciembre 31, 2008
Pan Am	60	Enero 1, 2006	Diciembre 31, 2008
Pedregal Power Co.	12; 5; 15	Enero 1, 2006	Diciembre 31, 2008
Fortuna	80	Enero 1, 2009	Diciembre 31, 2012
Fortuna	120	Enero 1, 2013	Diciembre 31, 2018
Pedregal Power Co.	10; 1; 1	Enero 1, 2007	Diciembre 31, 2009
Semper Group	0.001	Enero 1, 2007	Diciembre 31, 2008
Semper Group	30	Enero 1, 2009	Diciembre 31, 2010
Pan Am	16; 16; 45; 45	Enero 1, 2007	Diciembre 31, 2010
Fortuna	25; 5; 15	Enero 1, 2007	Diciembre 31, 2009
Pegregal Power Co.	42	Enero 1, 2009	Diciembre 31, 2009
Pan Am	32	Enero 1, 2009	Diciembre 31, 2009
Semper Group	0.0075	Enero 1, 2009	Diciembre 31, 2010
Semper Group	23	Enero 1, 2011	Diciembre 31, 2012
Bahía Las Minas	0.001	Enero 1, 2009	Diciembre 31, 2009
Bahía Las Minas	108	Enero 1, 2010	Diciembre 31, 2018
Bahía Las Minas	108	Enero 1, 2019	Diciembre 31, 2023
Pan Am	20	Enero 1, 2010	Diciembre 31, 2019
Pan Am	60	Enero 1, 2011	Diciembre 31, 2020

En cumplimento con la Ley de Electricidad del año 1997, la Compañía negoció la contratación de compra de energía a largo plazo con las empresas generadoras. Esta contratación cubre la mayor parte de la contribución de sus clientes regulados del total de la demanda pico de electricidad y trabaja para limitar cualquier costo de energía asociada. Históricamente, la Compañía contrata anualmente entre 79% a 85%, aproximadamente, del total de energía requerida a través de los contratos de compra de energía en el mercado de contratos. Para los años terminados el 31 de diciembre de 2006 y 2005, la Compañía compró aproximadamente el 97.7% y 79%, respectivamente, de su energía requerida a través de contratos de compra de energía en el mercado de contratos. Estos contratos de compra incluyen tanto un cargo fijo basado en los requerimientos de capacidad de energía y un cargo variable basado en la energía consumida.

La Compañía tiene varias obligaciones contractuales incondicionales a largo plazo, relacionadas con la compra de capacidad de energía. Al 31 de diciembre de 2006, los importes incrementales de pagos requeridos para tales obligaciones, se presentan a continuación:

Año	**Obligaciones de Pago**
2007	B/. 35,877,000
2008	39,860,035
2009	40,805,306
2010	66,006,408
En lo sucesivo	701,458,260
Total	B/. 884,007,009

Al 31 de diciembre de 2006 y 2005, la Compañía mantenía contratos de construcción para mejoras y obras en el sistema de distribución. Los compromisos futuros en estos contratos asciende a la suma de B/.2,522,165 y B/.762,669, respectivamente.

El 20 de octubre de 2003, la Compañía y el Sindicado de Trabajadores firmaron un segundo Convenio Colectivo por un término de 4 años, cuya vigencia será hasta el 20 de octubre de 2007. La Compañía no mantiene compromisos materiales adicionales a los establecidos en las leyes laborales.

Arrendamiento operativo
La Compañía firmó un acuerdo de arrendamiento operativo no revocable para el uso de las oficinas y facilidades operativas. Al 31 de diciembre 2006, los pagos mínimos de alquiler requeridos por este arrendamiento no revocable que inician o se mantienen por un período superior a 1 año son:

Años terminados al 31 de diciembre:

2007	B/.	291,981
2008		446,731
2009		460,132
2010		473,936
2011		488,155
Años posteriores		1,195,003
Total de pagos mínimos requeridos	B/.	3,355,938

Garantías
La Compañía ha otorgado garantías limitadas a las compañías generadoras con el propósito de proveer seguridad crediticia y cumplimiento de las obligaciones contraídas bajo los contratos de compra de energía. Estas garantías no son registradas en el balance general, debido a que la Compañía considera que está en disposición de cumplir con lo establecido en los contratos y que por lo tanto, no es probable que las garantías sean requeridas. Los montos garantizados están limitados en función de la capacidad de energía y consumo de energía asociada estimada para un mes, y han sido establecidos para un período de doce meses con renovaciones automáticas, siempre que el contrato de compra de energía esté vigente. El monto agregado de las garantías de cumplimiento asciende a la suma de B/.17,063,260. 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 tiene varias cartas de crédito por la suma de B/.5,594,650 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 100KV. Los grandes consumidores pueden elegir comprar directamente a los generadores o en el mercado ocasional.

El Contrato de Concesión tiene una vigencia de quince años y vence en octubre 2013. Un año antes de su vencimiento, la ASEP convocará a un proceso competitivo de libre concurrencia para la venta del 51% de las acciones poseídas por PDG, quienes tienen el derecho a establecer el precio a solicitar para el concurso (realizando su propia oferta) y solamente será requerido que venda sus acciones si existe una oferta superior, en tal caso, PDG tendrá el derecho a retener el producto de la venta. Si no existe una oferta superior, PDG mantendría su concesión por 15 años adicionales, sujeto al mismo proceso de renovación con ningún requerimiento a realizar un pago al Gobierno de Panamá.

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

18. Valor razonable de los instrumentos financieros

Los valores razonables de los instrumentos financieros al 31 de diciembre de 2006 y 2005 están basados en la información disponible a la fecha del balance general. 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, fondo de cesantía, cuentas por pagar, deuda de corto y largo plazo y depósito de clientes.

Efectivo, cuentas por cobrar, cuentas por pagar y deuda a corto plazo
El monto acumulado se aproxima al valor razonable debido al corto vencimiento de estos instrumentos.

Derivativos
El valor razonable de los derivativos es estimado según el valor de mercado determinado a la fecha del balance general.

Deuda a largo plazo
El valor razonable de la deuda a largo plazo se estima en base en los precios de cotización en el mercado de instrumentos de deuda con igual o similar vencimiento. Estas estimaciones son subjetivas en naturaleza e involucra incertidumbres; en consecuencia, los resultados actuales pueden ser diferentes de las estimaciones realizadas.

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

	2006		2005	
	Monto acumulado	**Valor razonable**	**Monto acumulado**	**Valor razonable**
Derivativo	B/.	B/.	B/. 653,561	B/. 653,561
Deuda a largo plazo	99,151,798	103,505,448	100,000,000	97,536,218

* * * * * *

Elektra Noreste, S.A.

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

Estados Financieros
30 de junio de 2008 y 31 de diciembre de 2007

Elektra Noreste, S.A.

Índice para los Estados Financieros
30 de junio de 2008 y 31 de diciembre de 2007

	Página
Informe de la Administración	1
Estados Financieros:	
Balances Generales	2
Estados de Resultados	3
Estados de Cambios en el Patrimonio de los Accionistas	4
Estados de Flujos de Efectivo	5 - 6
Notas a los Estados Financieros	7 - 25

Responsabilidad sobre los Informes Financieros

La administración de Elektra Noreste, S.A. es responsable por la información y representaciones en los estados financieros de la Compañía. La Compañía prepara los estados financieros en conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América, basados en hechos disponibles y circunstancias, en los mejores estimados de la administración y evaluación de condiciones existentes.

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

En base en nuestro conocimiento, los estados financieros al 30 de junio de 2008, presentan razonablemente en todos los aspectos significativos la situación financiera de Elektra Noreste, S.A., los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo para la fecha, y por, los períodos presentados.

Javier Pariente
Vicepresidente Ejecutivo y
Gerente General

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

28 de julio de 2008
Panamá, República de Panamá

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

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

	Notas	Junio 30, 2008	Diciembre 31, 2007
Activos			
Activos circulantes:			
Efectivo		B/. 462,996	B/. 6,399,567
Cuentas por cobrar:			
Clientes, neto		66,113,388	48,992,532
Ajuste al componente de combustible	2n, 6	51,338,351	10,830,351
Otras, neto		1,916,415	1,758,728
Cuentas por cobrar, neto		119,368,154	61,581,611
Inventario		6,640,332	7,073,144
Impuesto pagado por adelantado		4,315,155	2,153,309
Otros activos circulantes		1,376,572	699,744
Total de activos circulantes		132,163,209	77,907,375
Propiedad, planta y equipo, neto de depreciación acumulada		244,322,395	241,651,345
Otros activos:			
Costos de emisión de deuda		2,425,794	2,478,822
Fondo de cesantía		1,325,135	1,171,694
Depósitos de garantía		70,310	74,421
Impuesto sobre la renta diferido	4	3,697,239	
Total de otros activos		7,518,478	3,724,937
Total de activos		B/. 384,004,082	B/. 323,283,657

	Notas	Junio 30, 2008	Diciembre 31, 2007
Pasivos y patrimonio de los accionistas			
Pasivos circulantes:			
Cuentas por pagar:			
Generación y transmisión		B/. 92,580,636	B/. 51,838,006
Proveedores		8,961,027	11,848,241
Contratos de construcción		7,284,108	6,890,657
Adelanto en subsidio del Estado		662,288	2,142,287
Otras		507,867	473,098
Impuesto sobre la renta diferido	4	11,914,978	1,597,256
Depósitos de clientes		3,723,822	2,394,274
Retenciones de impuestos a empleados		221,821	347,030
Total de cuentas por pagar		125,856,547	77,530,849
Deuda a corto plazo	5	7,700,000	
Intereses por pagar		3,546,667	3,546,668
Gastos acumulados por pagar		1,453,151	1,255,000
Total de pasivos circulantes		138,556,365	82,332,517
Deuda a largo plazo	5	99,202,934	99,185,241
Depósitos de clientes y otros pasivos:			
Impuesto sobre la renta diferido	4		2,849,086
Depósitos de clientes		5,899,216	7,125,023
Provisión para litigios	7	694,166	725,218
Otros pasivos acumulados		1,385,773	1,418,217
Total de pasivos		245,738,454	193,635,302
Patrimonio de los accionistas:			
Acciones comunes autorizadas y emitidas: 50,000,000 acciones sin valor nominal; 160,031 acciones en tesorería		106,098,875	106,098,875
Utilidades retenidas		32,166,753	23,549,480
Total de patrimonio de los accionistas		138,265,628	129,648,355
Total de pasivos y patrimonio de los accionistas		B/. 384,004,082	B/. 323,283,657

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

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

Estados de Resultados
Para los seis meses terminados el 30 de junio de 2008 y 2007
(No Auditados)

	Notas	Junio 30, 2008	Junio 30, 2007
Ingresos:			
Ventas de energía		B/. 230,249,206	B/. 169,628,735
Otros ingresos		4,069,242	3,467,620
Total de ingresos		234,318,448	173,096,355
Compra de energía y cargos de transmisión, neto	6	193,474,000	136,035,792
Margen bruto en distribución		40,844,448	37,060,563
Gastos de operaciones:			
Salarios y otros costos relacionados con personal		4,497,812	3,965,466
Prima de antigüedad y cesantía		171,679	108,093
Provisión para cuentas de cobro dudoso, neto		2,607,784	1,125,990
Reparación y mantenimiento		1,208,553	1,269,900
Servicios profesionales		4,267,489	4,277,986
Servicios administrativos		974,070	935,867
Depreciación y amortización		6,384,952	6,198,583
Administrativos y otros		4,284,121	3,381,636
Pérdida en venta y descarte de activo fijo		131,595	83,840
Total de gastos de operaciones		24,528,055	21,347,361
Ganancias en operaciones		16,316,393	15,713,202
Otros ingresos (egresos):			
Intereses ganados		778,630	757,369
Gastos de intereses		(4,381,025)	(4,099,419)
Total de otros egresos		(3,602,395)	(3,342,050)
Utilidad antes del impuesto sobre la renta		12,713,998	12,371,152
Gasto de impuesto sobre la renta	4	3,711,564	4,075,031
Utilidad neta		B/. 9,002,434	B/. 8,296,121

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

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

Estados de Cambios en el Patrimonio de los Accionistas
Para los seis meses terminados el 30 de junio de 2008 y 2007
(No Auditados)

	Acciones Comunes	Acciones en Tesorería	Utilidades no Distribuidas	Total de Patrimonio de los Accionistas
Saldo al 31 de diciembre de 2006	B/. 106,642,962	B/. (544,087)	B/. 16,954,728	B/. 123,053,603
Dividendos declarados			(10,000,000)	(10,000,000)
Utilidad neta			8,296,121	8,296,121
Impuesto complementario			105,137	105,137
Saldo al 30 de junio de 2007	106,642,962	(544,087)	15,355,986	121,454,861
Saldo al 31 de diciembre de 2007	106,642,962	(544,087)	23,549,480	129,648,355
Utilidad neta			9,002,434	9,002,434
Impuesto complementario			(385,161)	(385,161)
Saldo al 30 de junio de 2008	B/. 106,642,962	B/. (544,087)	B/. 32,166,753	B/. 138,265,628

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

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

Estados de Flujos de Efectivo
Para los seis meses terminados el 30 de junio de 2008 y 2007
(No Auditados)

	2008	2007
Flujos de efectivo por las actividades de operación:		
Utilidad neta	B/. 9,002,434	B/. 8,296,121
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciación y amortización	6,384,952	6,198,583
Pérdida en venta de activo fijo	131,595	83,840
Provisión de cuentas de dudoso cobro	2,607,784	1,125,990
Amortización de descuento en bonos por pagar	17,693	16,405
Amortización de costos de emisión de deuda	53,028	49,074
Provisión para prima de antigüedad, neto de aportes al fondo de cesantía	(32,393)	(34,035)
Impuesto sobre la renta diferido	3,773,774	2,235,641
Ajuste al componente de combustible	(40,508,000)	(5,261,006)
Cambios en activos y pasivos de operación:		
Cuentas por cobrar	(21,366,326)	(10,250,148)
Otros activos	(714,042)	(950,832)
Inventario	432,812	(1,036,445)
Cuentas por pagar comerciales y otros pasivos	38,346,528	14,827,983
Cuentas por pagar otras	34,769	3,238
Impuesto sobre la renta	(2,164,223)	(7,253,557)
Pagos de prima de antigüedad	(64,198)	(31,939)
Impuesto complementario	(385,161)	105,137
Efectivo neto (utilizado) provisto en las actividades de operación	(4,448,974)	8,124,050
Flujos de efectivo por las actividades de inversión:		
Adquisición de activo fijo	(9,276,322)	(9,062,513)
Producto de la venta de activo fijo	88,725	36,834
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión	(9,187,597)	(9,025,679)

(Continúa)

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

Estados de Flujos de Efectivo
Para los seis meses terminados el 30 de junio de 2008 y 2007
(No Auditados)

	2008	2007
Flujo de efectivo por las actividades de financiamiento:		
Deuda a corto plazo, neto	B/. 7,700,000	B/.
Dividendos pagados		(10,000,000)
Efectivo neto provisto (utilizado) en las actividades de financiamiento	7,700,000	(10,000,000)
Efectivo y equivalente de efectivo:		
Disminución neta en el efectivo	(5,936,571)	(10,901,629)
Efectivo al inicio del período	6,399,567	18,266,568
Efectivo al final del período	B/. 462,996	B/. 7,364,939
Información suplementaria de flujos de efectivo:		
Intereses pagados	B/. 4,115,678	B/. 3,842,222
Impuesto sobre la renta pagado	B/. 2,102,014	B/. 9,013,637

(Concluye)

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

1. Organización y Naturaleza de las Operaciones

Naturaleza del negocio

Elektra Noreste, S.A. (la Compañía) es una sociedad anónima formada como resultado de la privatización del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE). La Compañía fue constituida mediante Escritura Pública No.143 de 19 de enero de 1998 e inició operaciones en enero de 1998. El capital social autorizado de la Compañía consiste en cincuenta millones de acciones comunes sin valor nominal. A la fecha, un 51% de las acciones comunes autorizadas, emitidas y en circulación de la Compañía, están a nombre de inversionistas privados, mientras que el Gobierno Panameño y los 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 actividad de la Compañía, incluye la compra de energía en bloque y su transporte por las redes de distribución a los clientes. En adición, la Compañía realiza la transformación de tensión vinculada, la entrega de energía a los consumidores, la medición, lectura, facturación y cobro de la energía. De igual manera, la Compañía tiene la responsabilidad de instalar, operar y mantener el alumbrado público en la zona de concesión (tal como se define en el siguiente párrafo), de acuerdo con los niveles y criterios de iluminación establecidos por el Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). En adición, la Compañía está autorizada para realizar actividades de generación de energía hasta un límite del 15% de la demanda máxima y energía en la zona de concesión.

De acuerdo con el contrato de concesión descrito en la Nota 7, la Compañía tiene la exclusividad para la distribución y comercialización de energía eléctrica a clientes ubicados en las áreas geográficas de Panamá Este, Colón, la Bahía de Panamá, la Comarca de San Blas y Darién. La exclusividad en la fase de distribución también incluye a los "grandes consumidores", los cuales son definidos por la Ley 6, de fecha 3 de febrero de 1997, como aquellos clientes con una demanda máxima superior a 100 KW por sitio, a quienes les está permitido comprar directamente la energía a otros agentes del mercado eléctrico.

Bases de presentación

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

2. Resumen de las Políticas Contables

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

a. ***Efectivo y equivalentes de efectivo*** - Todas las inversiones líquidas con vencimientos originales de tres meses o menos son considerados equivalentes de efectivo.

b. ***Cuentas por cobrar*** - Las cuentas por cobrar se registran en base al importe facturado y generan intereses por los saldos morosos. Los intereses se reconocen como ingreso hasta la finalización de la cuenta del cliente, la cual ocurre luego de 60 días posteriores a la suspensión del suministro de energía eléctrica.

   Es política de la Compañía revisar sobre una base mensual los saldos por cobrar y ajustar la provisión para cuentas de cobro dudoso.

   La Compañía establece una provisión para pérdidas si se determina que los montos no serán cobrados y estima la provisión basado en la antigüedad de las cuentas morosas, condiciones que afectan al cliente, y registros históricos. Los saldos considerados incobrables son cargados contra la provisión para cuentas de cobro dudoso, una vez todos los esfuerzos de cobros y la potencial recuperación de dichos saldos se considera remota. La Compañía no tiene exposición de crédito relacionada con cuentas fuera de los registros contables (off-balance).

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

d. ***Inventario*** - Los inventarios incluyen materiales y suministros para consumo interno. El inventario se presenta al costo o al valor de mercado, el menor. El costo es determinado mediante el método de costo promedio.

e. ***Propiedad, planta y equipo*** - A la fecha de creación de la Compañía, el IRHE transfirió parte de sus activos productivos registrados a su costo histórico neto de la correspondiente depreciación acumulada. Las nuevas adquisiciones y construcciones en proceso son registradas a su costo original el cual incluye: material, mano de obra, costos indirectos y financieros. La Compañía presenta la propiedad, planta y equipo en el balance general, neto de depreciación acumulada.

   Los costos asociados a mejoras efectuadas a la propiedad, planta y equipo se capitalizan así como los desembolsos por renovaciones importantes. Los costos asociados con reparaciones y reemplazos menores se registran a gasto cuando se incurren. Los costos de mantenimientos mayores que no extienden la vida útil del activo, se registran como gasto.

   Además, la Compañía capitaliza los intereses incurridos durante el período de construcción de conformidad con el "Statement of Financial Accounting Standards"

("SFAS") No.34, "Capitalización de Costos de Intereses". Al 30 de junio de 2008 y 2007, la Compañía capitalizó intereses por B/.18,000 en ambos años.

Los activos de larga vida son revisados para evaluar su deterioro cuando algún evento o cambio en las circunstancias indican que el valor en libros de un activo pudiera no ser recuperado a través de las operaciones, de acuerdo con el SFAS No.144, "Contabilidad para el Deterioro o Descarte de Activos de Larga Vida". Si el valor en libros del activo excede el flujo de efectivo futuro descontado generado por el activo o grupos de activos, una pérdida por deterioro es reconocida y el activo es registrado a su valor de mercado. El valor de mercado puede ser determinado a través del uso de cotizaciones de los precios de mercado, avalúos u otras técnicas de valuación, tales como flujos de efectivo futuros esperados a su valor descontado. El juicio de la Administración es necesario en decidir cuando es importante realizar las pruebas de recuperación y estimar el flujo de efectivo descontado. Al 30 de junio de 2008 y 31 de diciembre de 2007, no se identificaron indicios de deterioro de los activos duraderos.

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

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

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

f. ***Costos de emisión de deuda*** - La Compañía difiere los costos relacionados con la emisión de deuda a largo plazo. Estos costos incluyen costos de comisión y otros costos legales tales como: registro y timbres. Estos costos están siendo amortizados con base al término del instrumento de deuda utilizando el método de interés efectivo.

g. ***Compra de energía y cargo de transmisión*** - La Compañía registra el costo anual por compra de energía resultante de los contratos a corto y largo plazo como gastos operativos. Estos contratos son considerados firmes e irrevocables en naturaleza, y no traspasan a la Compañía el derecho de utilizar los activos asociados. Además, la Compañía contrata energía a corto plazo bajo tasa horaria en el mercado al por mayor, el cual es administrado por el Centro Nacional de Despacho ("CND").

   En adición, la Compañía paga a ETESA, una empresa poseída en un 100% por el Gobierno panameño, una tarifa regulada por la conexión y uso del sistema de transmisión. ETESA es responsable de expandir y mejorar el sistema de transmisión, para cumplir con los requerimientos de crecimiento de la demanda y estabilidad del sistema. La tarifa actual de transmisión está vigente hasta el 30 de junio de 2009, posteriormente la tarifa es revisada por ETESA y la ASEP para el próximo periodo de cuatro años.

h. ***Impuesto sobre la renta*** - El impuesto sobre la renta es contabilizado bajo el método de activos y pasivos tal como lo prescribe el SFAS No.109, "Contabilidad para el Impuesto sobre la Renta". El impuesto sobre la renta diferido activo y pasivo, son reconocidos por las consecuencias impositivas futuras atribuibles a diferencias entre los valores de los activos y pasivos presentados en los estados financieros y su respectiva base de impuesto. El impuesto sobre la renta diferido activo y pasivo se mide con base en la aplicación de la tasa impositiva establecida para las utilidades gravables en los años en los cuales se espera que estas diferencias temporales sean recuperadas o pagadas. El efecto en el impuesto diferido activo y pasivo producto de un cambio en la tasa de impuesto es reconocido en resultados en el período en que entra en vigencia el cambio.

i. ***Crédito fiscal por inversión*** - La Compañía contabiliza el crédito fiscal por inversión bajo el método de contabilidad de crédito inmediato (reconocimiento total en el periodo en que el activo es puesto en operación). Por ende, existe una diferencia temporal deducible en el futuro por la cual se ha creado un impuesto diferido activo.

j. ***Depósitos de clientes*** - La Compañía requiere que los clientes efectúen un depósito como garantía por el pago de la energía consumida, de acuerdo con la regulación vigente emitida por ASEP. La ASEP emitió la resoluciones JD-219 (31 de marzo de 1998) y JD-76 (8 de junio de 1998), la cual establece que en aquellos casos en que el cliente mantenga un buen historial de pago, es decir, que el cliente no se haya atrasado en sus pagos más de tres veces dentro de un período de doce meses, el depósito deberá devolverse.

k. ***Contingencias*** - En el curso normal de operaciones, la Compañía está sujeta a acciones regulatorias, procesos y demandas relacionadas con temas de medio ambiente, impuestos u otros asuntos legales. La Compañía establece reservas contables por las contingencias potenciales cuando éstas se consideran probables

y se pueden estimar razonablemente. Para mayor información, véase Nota 7 de contingencias.

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

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

m. ***Partes relacionadas*** - Como resultado de la reestructuración del sector eléctrico de Panamá, tres compañías de distribución, cuatro compañías generadoras y una compañía transmisora fueron creadas. El Gobierno panameño retuvo aproximadamente un cincuenta y un por ciento (51%) de participación en las compañías de 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 empleados y 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.

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

n. ***Actividad regulada*** - La Compañía está sujeta a la regulación por parte de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). Esta Entidad es la encargada de regular y establecer las tarifas finales que la Compañía factura a sus clientes. La Compañía mantiene sus registros contables de acuerdo con el Sistema Uniforme de Cuentas establecido por el ASEP para las empresas eléctricas. La Compañía está sujeta a lo establecido en el pronunciamiento No.71 de la Junta de Normas de Contabilidad Financiera ("FASB"), "Contabilidad para los Efectos de

Ciertos Tipos de Regulación" ("SFAS" No.71). Los activos regulados representan ingresos futuros probables asociados con ciertos costos que se esperan sean recuperados de los clientes a través del proceso de la tarifa. Los pasivos regulados representan probables reducciones en ingresos futuros asociados con importes que se esperan sean acreditados a los clientes a través del proceso de la tarifa.

Los activos y pasivos regulados que se presentan en el balance general de la Compañía al 30 de junio de 2008 y 31 de diciembre de 2007, se relacionan con lo siguiente:

	Junio 30, 2008	Diciembre 31, 2007	Nota
Ajuste al componente del combustible - activo	B/. 51,338,351	B/. 10,830,351	Ver Nota 6 "ajuste al componente de combustible"
Impuesto sobre la renta diferido - pasivo	(15,401,505)	(3,249,105)	
	B/. 35,936,846	B/. 7,581,246	

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

o. *Reconocimiento de ingresos*

Venta de Energía

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

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

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

p. ***Uso de estimaciones*** - La preparación de los estados financieros de acuerdo con US GAAP, requiere que la Administración realice estimaciones y supuestos que afectan los importes reportados en activos, pasivos, revelaciones de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros, y los importes reportados como ingresos y gastos durante el periodo reportado. Estas estimaciones incluyen, pero no están limitadas, a las vidas estimadas para la depreciación y amortización, estimación para cuentas malas, estimación de flujo de efectivo futuros asociadas con el deterioro de activos, pérdidas por contingencia, recuperación del ajuste al componente del combustible e ingreso no facturado. Las estimaciones y supuestos utilizados están basados en la evaluación realizada por la Administración de los hechos relevantes y circunstancias existentes a la fecha de los estados financieros. Los resultados actuales podrían diferir de estas estimaciones.

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

r. ***Medio ambiente*** - La Compañía está sujeta a una serie de leyes y regulaciones relacionadas con el medio ambiente, salud y seguridad. En julio de 1998, el Gobierno Panameño sancionó una Ley creando una institución para la protección del medio ambiente (Autoridad Nacional del Medio Ambiente ("ANAM")) y estableció nuevas reglas para la protección del medio ambiente, que tienen un efecto en las operaciones de la Compañía. El incumplimiento a las normas, leyes y regulaciones aplicables a la protección del medio ambiente, podría representar para la Compañía, el tener que realizar inversiones adicionales o pudiese afectar adversamente los resultados financieros.

Las provisiones por temas relacionados con el medio ambiente son registradas cuando es probable que una obligación haya sido incurrida y el importe pueda ser razonablemente estimado basado en la regulación vigente.

Las provisiones registradas son ajustadas periódicamente como resultado de nuevas evaluaciones y esfuerzos de remediación realizadas o, como resultado de la disponibilidad de información técnica y legal adicional.

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

s. ***Nuevos pronunciamientos contables***

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

En junio de 2006, el Financial Accounting Standard Borrad ("FASB") emitió la Interpretación ("FIN" No.48), "Contabilidad para Posiciones Inciertas en Impuesto sobre la Renta", una interpretación del pronunciamiento SFAS No.109. FIN No.48 detalla un modelo comprensivo de como una compañía debe reconocer, medir, presentar, y divulgar en los estados financieros posiciones inciertas en impuesto que la Compañía ha adquirido o espera tomar en su declaración de impuesto sobre la renta. Según esta interpretación, los estados financieros reflejarán las futuras consecuencias de impuesto previstas de tales posiciones, las cuales presumen el conocimiento completo de las autoridades de impuesto de la posición y de los hechos relevantes. Esta interpretación es efectiva para los períodos anuales que comienzan después del 15 de diciembre de 2006. La Compañía adoptó el FIN No. 48 desde el 1 de enero de 2007. La adopción de esta interpretación no tuvo impacto en los estados financieros de la Compañía.

En septiembre de 2006, el FASB emitió el pronunciamiento No.157, "Medición del Valor Razonable" (SFAS No.157). SFAS No.157 define valor razonable, establece un marco para medirlo, y amplía revelaciones sobre las mediciones del valor razonable. En el SFAS No.157, el valor razonable se define como el precio que sería recibido para vender un activo o pagado para transferir un pasivo en una

transacción entre los participantes del mercado, en el cual la entidad que divulga realiza sus transacciones. El pronunciamiento aclara que el valor razonable se debe basar en las asunciones que los participantes del mercado utilizarían al tasar el activo o el pasivo. SFAS No.157 es efectivo a partir de los periodos anuales que inician después del 15 de noviembre de 2007. La Compañía no ha tenido, ni espera que existan cambios materiales en la situación financiera ni en los resultados productos de la aplicación de esta norma.

En febrero de 2007, el FASB emitió el pronunciamiento No.159, "La Opción del Valor Razonable para los Activos y Pasivos Financieros". Este pronunciamiento, permite, y no requiere que las compañías registren los instrumentos financieros al valor razonable que de otra manera no hubiera sido requerido medirlo al valor razonable. Este pronunciamiento es efectivo para los años fiscales iniciados después del 15 de noviembre de 2007. La Compañía no ha tenido, ni espera tener un efecto material en su situación financiera producto de su aplicación.

3. Cuentas por Cobrar - Clientes

Al 30 de junio de 2008 y 31 de diciembre de 2007, las cuentas por cobrar – clientes se desglosan como detallamos a continuación:

	Junio 30, 2008	Diciembre 31, 2007
Clientes	B/. 53,407,266	B/. 44,364,605
Gobierno y entidades municipales	11,415,463	5,344,040
	64,822,729	49,708,645
Energía suministrada no facturada	8,494,785	6,429,577
	73,317,514	56,138,222
Provisión para cuentas de cobro dudoso	(7,204,126)	(7,145,690)
	B/. 66,113,388	B/. 48,992,532

La provisión para cuentas de cobro dudoso representó gastos al 30 de junio 2008 y 2007 por B/. 2,607,784 y B/. 1,125,990, respectivamente. Durante el año 2007 no se dio de baja a cuentas de cobro dudoso; en abril 2008 se dio de baja a B/. 2,671,554.

4. Impuesto sobre la Renta

La provisión para el impuesto sobre la renta es determinada en base al ingreso financiero antes del impuesto sobre la renta, ajustado por los ingresos no gravables y los gastos no deducibles, si los hubiere. La tasa actual del impuesto sobre la renta es del 30%. El impuesto sobre la renta diferido se reconoce por los efectos de las

diferencias temporales resultantes entre la base financiera y fiscal de los activos y pasivos. Una reserva de valuación es registrada para reducir el valor de los activos por impuestos diferidos en los cuales exista la probabilidad de que sus beneficios fiscales no puedan ser realizados totalmente.

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

	Junio 30, 2008	Diciembre 31, 2007
Impuesto sobre la renta diferido activo corriente:		
Arrastre de pérdida	B/. 1,621,799	B/.
Provisión para cuentas de cobro dudoso	904,486	704,730
Crédito fiscal por inversión	798,292	775,343
Otras	161,950	171,776
Total de impuesto sobre la renta diferido activo	3,486,527	1,651,849
Impuesto sobre la renta diferido pasivo corriente - Ajuste al componente de combustible	(15,401,505)	(3,249,105)
Impuesto sobre la renta diferido pasivo corriente, neto	B/. (11,914,978)	B/. (1,597,256)
Impuesto sobre la renta diferido activo no corriente:		
Arrastre de pérdida	B/. 6,487,271	B/.
Provisión para contingencias	208,250	217,566
Total de impuesto sobre la renta diferido activo	6,695,521	217,566
Impuesto sobre la renta diferido pasivo, no corriente - gasto de depreciación	(2,998,282)	(3,066,652)
Impuesto sobre la renta diferido activo (pasivo), no corriente, neto	B/. 3,697,239	B/. (2,849,086)

De acuerdo con las regulaciones, las declaraciones de impuesto sobre la renta de las compañías constituidas en la República de Panamá están sujetas a revisión por las autoridades fiscales por los tres últimos años. Las compañías también están sujetas a la revisión por parte de las autoridades fiscales por cumplimiento de las regulaciones del impuesto de timbres.

De acuerdo al FIN No. 48, se requiere que la Compañía reconozca los efectos sobre los estados financieros de las posiciones fiscales si cumplen con la limitante de que "sea más probable que no". Al evaluar las partidas relacionadas con este límite, la Compañía debe evaluar si cada posición fiscal puede mantenerse con base solamente en sus méritos técnicos en el caso de una inspección por parte de la autoridad tributaria. La interpretación requiere que la Compañía establezca pasivos para reflejar la porción de estas posiciones que no puedan ser concluidas como que "sea más probable que no" de ser realizadas frente a su última instancia de liquidación final. Se hace referencia a las mismas como pasivos para beneficios fiscales no reconocidos bajo FIN No. 48. 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 y reconocida en los estados financieros.

Los años iniciados a partir del 2005 están sujetos a examen por las autoridades fiscales aunque actualmente no está programado o en proceso un examen fiscal. Los años anteriores al 2005 se consideran períodos cerrados.

Crédito fiscal por inversión

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

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

5. Deuda

Al 30 de junio de 2008 y 31 de diciembre de 2007, las obligaciones bancarias y documentos por pagar se detallan como sigue:

	Junio 30, 2008	Diciembre 31, 2007
Facilidades crediticias a corto plazo:		
The Bank of Nova Scotia		
Línea de crédito a corto plazo autorizada por la suma de B/.20,000,000 en 2008 y 2007; con un interes anual de la tasa Libor de 1 a 6 meses más margen pactado	B/. 4,000,000	B/.
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (Panamá), S.A.		
Línea de crédito a corto plazo autorizada por la suma de B/.20,000,000 en 2008 y B/.10,000,000 en 2007; con un interes anual de la tasa Libor a 1 mes más margen pactado	3,700,000	
Deuda a corto plazo	B/. 7,700,000	B/.
Documentos por pagar largo plazo:		
Bonos por pagar, sin garantías y no subordinados, con fecha de vencimiento en el año 2021 y con tasa fija de interés anual de 7.60% e intereses pagaderos semestralmente	B/. 100,000,000	B/. 100,000,000
Menos:		
Descuento por amortizar	(797,066)	(814,759)
Deuda a largo plazo	B/. 99,202,934	B/. 99,185,241

Los documentos de deudas (los bonos) fueron emitidos el 30 de junio de 2006 de acuerdo a las disposiciones del Contrato de Emisión realizado entre la Compañía, en calidad de emisor, y The Bank of New York, en calidad de fiduciario. Entre los términos del contrato existe una cláusula financiera que obliga a la Compañía a no exceder la tasa de endeudamiento a EBITDA (como se define en el Contrato de Emisión) de 3.25 a 1.0 para los cuatro trimestres fiscales consecutivos más recientes.

Actualmente, la Compañía está en cumplimiento con todas las disposiciones y cláusulas del contrato.

A menos que esté previamente redimido, o comprado y pagado, los Bonos serán redimidos a su monto original en dólares de los Estados Unidos de América, a su fecha de vencimiento. El precio de redención pagadero a su fecha de vencimiento será el monto original de los Bonos más el interés acumulado y no pagado a la tasa del Bono, más los otros montos adeudados y por pagar, de conformidad con los términos del Contrato de Emisión.

El producto de la oferta de estos bonos se utilizó para el repago de principal e intereses del Acuerdo de Préstamo Sindicado a Largo Plazo por un monto de B/.95,104,388, para cubrir gastos de la oferta y el remanente para pago de facilidades crediticias a corto plazo.

Con la cancelación del Préstamo Sindicado a Largo Plazo en julio de 2006, todas las garantías e hipotecas que mantenía la Compañía bajo este acuerdo fueron liberadas.

Adicionalmente, la Compañía tiene facilidades de líneas de crédito disponible con Banco General, S.A. y Citibank, N. A. Al 30 de junio de 2008 y 31 de diciembre de 2007, el total de las facilidades de crédito ascienden a la suma de B/.62,000,000 y la tasa de interés anual es de la tasa Libor a 6 meses más 1.20% a 1.50%. Las líneas de crédito están disponibles por un periodo máximo de un año según la necesidad de capital de trabajo u otras necesidades.

6. Compra de Energía y Cargos de Transmisión, Neto

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

	Junio 30, 2008	Junio 30, 2007
Compra de energía	B/. 228,728,908	B/. 136,234,523
Cargos de transmisión	5,253,092	5,062,269
Ajuste al componente de combustible	(40,508,000)	(5,261,000)
Total de compra de energía y cargos de transmisión, neto	B/. 193,474,000	B/. 136,035,792

Ajuste al componente de combustible
Los cambios derivados del incremento y/o disminución sobre la recuperación de estos costos de energía se reflejan en el renglón de compras de energía y cargos de transmisión, neto en el estado de resultados. El importe acumulado por cobrar/pagar se presenta en la cuenta de Ajuste al componente de combustible en el balance general hasta tanto dicho importe sea facturado o devuelto a los clientes. El ajuste al componente de combustible incluye seis meses con la información actual del precio del combustible, y seis meses con información estimada del precio del combustible.

En los últimos años, el ajuste al componente de combustible no ha sido transferido en su totalidad a los clientes de las compañías de distribución, a través de un aumento en la tarifa. El monto no transferido a los clientes ha sido subsidiado por el Gobierno de Panamá.

Al 30 de junio de 2008, se determinó un balance neto a cobrar de B/.51,338,351 como consecuencia de las variaciones resultantes en el costo de la energía considerada en la tarifa eléctrica de julio del 2007 a junio del 2008, sobre el costo real de la energía comprada. El balance incluye un saldo acumulado por cobrar de B/.6,805,351 correspondiente al periodo de julio a diciembre de 2007 que será cobrado a los clientes durante el segundo semestre de este año; y un saldo acumulado por cobrar de B/.44,533,000 correspondiente al período de enero a junio del 2008, del cual una parte será cobrada a los clientes durante el segundo semestre de este año a través de la cláusula de variación de combustible y la otra durante el primer semestre del 2009.

7. Compromisos y Contingencias

Al 30 de junio de 2008, la Compañía tenía obligaciones contingentes producto de demandas originadas en el curso normal del negocio. No se espera que los resultados finales de estas contingencias tengan un efecto importante en la condición financiera ni en los resultados operacionales de la Compañía. Al 30 de junio de 2008 y 31 de diciembre de 2007, la Compañía tiene registrados en libros la suma de B/. 694,166 y B/.725,218, respectivamente, para cubrir posibles pérdidas que puedan darse producto de las reclamaciones de terceros. A continuación los casos más representativos:

Litigios
La ASEP a través de la Resolución No. 5863 del 17 de febrero de 2006, aprobó el titulo IV del régimen de distribución y comercialización promulgado desde julio de 2006 hasta junio de 2010, la cual contiene una disposición en su articulo No.22, que requiere que el exceso de ganancias consideradas por encima de los márgenes razonables del "ingreso máximo permitido" al final del periodo de ajuste tarifario causará un ajuste reduciendo el ingreso máximo permitido en el siguiente periodo tarifario. La ASEP, no ha determinado aún el procedimiento para calcular y ajustar este posible exceso. Una apelación fue recibida por la Corte Suprema de Justicia, para suspender los efectos de esta resolución basándose en una posible ilegalidad; la

tomará acciones futuras hasta que el acuerdo final sea concluido. La Administración de la Compañía, no cree que el resultado final de este caso, tendrá un impacto material en su condición financiera, resultado en las operaciones o flujo de efectivos.

A través de la Resolución JD-5956 de 11 de abril de 2006, la ASEP ordenó a la Compañía a devolver a sus clientes la suma de B/.4,033,188 a través de un crédito mensual en su facturación a partir de mayo del 2006 hasta diciembre del 2006, debido a un exceso en el "Ingreso Máximo Permitido", cargado por la Compañía desde julio del 2002 hasta junio del 2006. De acuerdo con la ASEP, este supuesto exceso fue generado por las diferencias entre la distribución por categoría de tarifa del presupuesto utilizado para determinar la estructura tarifaría y la distribución real. La Compañía presentó un recurso de reconsideración sobre esta decisión debido a la falta de fundamento legal y además, presentó una revisión del estudio desarrollado por la ASEP en el cual la diferencia en el "Ingreso Máximo Permitido" causado por la categoría de tarifa del presupuesto utilizado para determinar la estructura tarifaría y la distribución real resulta favorable a la Compañía. El 14 de junio de 2006, la ASEP decide por la suspensión y postergación de toda acción referida a la Resolución JD-5956 en espera a que se pronuncie la Corte Suprema de Justicia ante una ilegalidad presentada por otro agente del mercado en contra de una resolución similar.

Compromisos

Al 30 de junio de 2008, la Compañía había firmado los contratos de energía asociada requerida y los términos de compras de capacidad a largo plazo con las siguientes compañías generadoras:

Compañía	MW (mensual)	Comienzo	Final
Térmica del Noreste, S.A.	Según demanda	Junio 19, 2000	Julio 19, 2010
Bahía Las Minas	80	Enero 1, 2005	Diciembre 31, 2008
ESTI – AES	48.72	Noviembre 20, 2003	Noviembre 20, 2013
AES Panamá	20; 40; 60	Enero 1, 2006	Diciembre 31, 2008
Paso Ancho Hidro-Power	4	Enero 1, 2008	Diciembre 31, 2015
Pedregal Power Co.	30	Enero 1, 2006	Diciembre 31, 2008
Pan Am	60	Enero 1, 2006	Diciembre 31, 2008
Pedregal Power Co.	12; 5; 15	Enero 1, 2006	Diciembre 31, 2008
Fortuna	80	Enero 1, 2009	Diciembre 31, 2012
Fortuna	120	Enero 1, 2013	Diciembre 31, 2018
Pedregal Power Co.	10; 1; 1	Enero 1, 2007	Diciembre 31, 2009
Semper Group.	0.001	Enero 1, 2007	Diciembre 31, 2008
Semper Group.	30	Enero 1, 2009	Diciembre 31, 2010
Pan Am	16; 16; 45; 45	Enero 1, 2007	Diciembre 31, 2010
Fortuna	25; 5; 15	Enero 1, 2007	Diciembre 31, 2009
Pegregal Power Co.	42	Enero 1, 2009	Diciembre 31, 2009
Pan Am	32	Enero 1, 2009	Diciembre 31, 2009
Semper Group	0.0075	Enero 1, 2009	Diciembre 31, 2010
Semper Group	23	Enero 1, 2011	Diciembre 31, 2012
Bahía Las Minas	0.001	Enero 1, 2009	Diciembre 31, 2009
Bahía Las Minas	108	Enero 1, 2010	Diciembre 31, 2023
Pan Am	20	Enero 1, 2010	Diciembre 31, 2019
Pan Am	60	Enero 1, 2011	Diciembre 31, 2020
Térmica del Caribe	2.85	Marzo 1, 2009	Marzo 31, 2014
Inversiones y Desarrollo Balboa	16.6	Agosto 1, 2008	Diciembre 31, 2008
Inversiones y Desarrollo Balboa	24.6	Enero 1, 2009	Diciembre 31, 2011
Energía y Servicios de Panamá	0.96	Julio 1, 2009	Junio 30, 2014
Generadora del Atlántico	30	Julio 1, 2009	Junio 30, 2014
Fortuna	59	Enero 1, 2009	Diciembre 31, 2009
Pedregal Power Co.	4	Enero 1, 2009	Diciembre 31, 2009
Fortuna	55.5	Enero 1, 2010	Diciembre 31, 2011

En cumplimento con la Ley de Electricidad del año 1997, la Compañía negoció la contratación de compra de energía a largo plazo con las empresas generadoras. Esta contratación cubre la mayor parte de la contribución de sus clientes regulados del total de la demanda pico de electricidad y trabaja para limitar cualquier costo de energía asociada. Históricamente, la Compañía contrata anualmente entre 79% a 95%, aproximadamente, del total de energía requerida a través de los contratos de compra de energía en el mercado de contratos. Para el segundo trimestre del 2008 y al período terminado el 31 de diciembre de 2007, la Compañía compró aproximadamente el 80% y 93%, respectivamente, de su energía requerida a través de contratos de compra de energía en el mercado de contratos. Estos contratos de

compra incluyen tanto un cargo fijo basado en los requerimientos de capacidad de energía y un cargo variable basado en la energía consumida.

La Compañía tiene varias obligaciones contractuales incondicionales a largo plazo, relacionadas con la compra de capacidad de energía. Al 30 de junio de 2008, los importes incrementales de pagos requeridos para tales obligaciones, se presentan a continuación:

Año	Obligaciones de pago
2008	B/. 19,227,566
2009	55,505,475
2010	81,901,848
2011	82,904,018
2012	68,725,068
En lo sucesivo	572,645,214
Total	B/. 880,909,189

Al 30 de junio de 2008 y 2007 la Compañía realizó erogaciones por B/.19,227,566 y B/.17,954,000 respectivamente en contratos incondicionales a largo plazo por compra de energía.

Al 30 de junio de 2008, la compañía mantenía contratos de construcción para obras en el sistema de distribución. Los compromisos futuros en estos contratos ascienden a la suma de B/.1,911,048 que serán pagados en el 2008.

En febrero de 2008, la Compañía y el Sindicado de Trabajadores firmaron un tercer Convenio Colectivo por un término de cuatro años, cuya vigencia es hasta el 1 de febrero de 2012. Este Convenio no representa compromisos materiales adicionales a los establecidos en las leyes laborales.

Arrendamiento operativo
La Compañía firmó un acuerdo de arrendamiento operativo no revocable por siete años para el uso de las oficinas y facilidades operativas. Al 30 de junio de 2008, los pagos mínimos de alquiler requeridos por este arrendamiento no revocable que inician o se mantienen por un periodo superior a un año son:

2008	B/. 225,555
2009	460,133
2010	473,936
2011	488,155
2012	502,799
En lo sucesivo	692,203
Total de pagos mínimos requeridos	B/. 2,842,781

Al 30 de junio de 2008 y 2007, el total de gastos de arrendamiento operativo es de B/.221,176 para ambos años.

Garantías
La Compañía ha otorgado garantías limitadas a las compañías generadoras con el propósito de proveer seguridad crediticia y cumplimiento de las obligaciones contraídas bajo los contratos de compra de energía. Estas garantías no son registradas en el balance general, debido a que la Compañía considera que está en disposición de cumplir con lo establecido en los contratos y que por lo tanto, no es probable que las garantías sean requeridas. Los montos garantizados están limitados en función de la capacidad de energía y consumo de energía asociada estimada para un mes, y han sido establecidos para un período de doce meses con renovaciones automáticas, siempre que el contrato de compra de energía esté vigente. El monto agregado de las garantías de cumplimiento asciende a la suma de B/.17,160,818. Además, la Compañía ha emitido una garantía a favor de la ASEP por la suma de B/.8,000,000 en cumplimiento de la Cláusula 53 del Contrato de Concesión.

La Compañía mantiene carta de crédito por la suma de B/.8,992,935 a favor de ETESA, como garantía del pago de los costos de transmisión y compra de energía en el mercado ocasional. De igual forma mantiene cartas de crédito por la suma de B/.2,375,509 a favor de Telvent Energía y Medio Ambiente, S. A., para garantizar el pago por desarrollo de software.

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

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

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