

**REPÚBLICA DE PANAMÁ  
SUPERINTENDENCIA DE MERCADO DE VALORES**

**FORMULARIO IN-T  
INFORME DE ACTUALIZACIÓN  
TRIMESTRAL**

**Trimestre terminado al 30 de septiembre de 2015**

**RAZÓN SOCIAL DE LA COMPAÑÍA:** ELEKTRA NORESTE, S.A.

**VALORES QUE HA REGISTRADO:**

Bonos a tasa de interés anual de 7.60% con vencimiento el 12 de julio de 2021. Resolución No. CNV 156-06 del 29 de junio de 2006 por la suma de B/. 100,000,000

Bonos Corporativos a tasa de interés Libor tres (3) meses + 2.375% con vencimiento el 20 de octubre de 2018. Resolución No. CNV 316-08 del 7 de octubre de 2008 por la suma de B/. 40,000,000

Bonos Corporativos a tasa de interés anual de 4.73% con vencimiento el 13 de diciembre de 2027. Resolución No. SMV 432-12 del 20 de diciembre de 2012 por la suma de B/. 80,000,000

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

**NÚMERO DE TELÉFONO Y FAX:** (507) 340-4603, FAX (507) 340-4785

## I PARTE

### A. INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA

#### 1. Historia de la Compañía

Elektra Noreste, S.A. (comercialmente ENSA) 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. posee el 51% de las acciones comunes autorizadas, emitidas y en circulación de la Compañía, mientras que el Estado y los ex-empleados del IRHE poseen un 48.25% y un 0.43%, respectivamente. El resto de las acciones se mantienen como acciones en tesorería.

#### 2. Descripción del negocio

La actividad de la Compañía incluye la compra de energía en bloque y su transporte por las redes de distribución a los clientes. En adición, la Compañía realiza la transformación de tensión vinculada, la entrega de energía a los consumidores, la medición, lectura, facturación y cobro de la energía. De igual manera, la Compañía tiene la responsabilidad de instalar, operar y mantener el alumbrado público en la zona de concesión (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 de energía en la zona de concesión, opción que a la fecha no ha sido ejercida por la Compañía.

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

Se delimita la zona de concesión inicial hasta el área geográfica correspondiente a 1,000 metros alrededor de las líneas eléctricas existentes de cualquier tensión, lo que anteriormente comprendía hasta los 500 metros. A partir del tercer año, se expande gradualmente cada dos años, 1,000 metros a partir de las líneas eléctricas existentes de cualquier tensión, hasta alcanzar los 5,000 metros. Con esta nueva condición la Compañía está obligada a incorporar en un término de 10 años todas las comunidades que se encuentren a menos de 5,000 metros de la red de distribución existente a la entrada en vigencia del presente contrato de concesión.

Este informe es presentado en Dólar de los Estados Unidos de América, el cual se mantiene a la par del Balboa (B/.) unidad monetaria de la República de Panamá.



## B. ANÁLISIS DE RESULTADOS FINANCIEROS Y OPERATIVOS

### 1. Liquidez

Liquidez de la Compañía para los nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2015 y 2014.

ENSA está bien posicionada para satisfacer las necesidades de liquidez de la Compañía. Nuestra principal fuente de liquidez proviene de fondos generados de nuestras operaciones y en un menor grado, por facilidades de líneas de crédito con bancos locales de primera línea.

La siguiente tabla resume el flujo de efectivo de ENSA durante los nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2015 y 2014:

Por actividad: (en miles de USD)	Nueve meses terminados 30 de Septiembre	
	2015	2014
<b>Efectivo neto (utilizado en) provisto por:</b>		
Actividades de Operación	122,010	(8,184)
Actividades de Inversión	(56,236)	(36,314)
Actividades de Financiamiento	<u>(46,593)</u>	<u>41,750</u>
Disminución en el efectivo	19,181	(2,748)
Efectivo al inicio del período	<u>4,215</u>	<u>4,958</u>
<b>Efectivo al final del período</b>	<b><u>23,396</u></b>	<b><u>2,210</u></b>

#### Actividades de operación

El efectivo neto provisto por las actividades de operación para los nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2015 fue de USD 122 millones (USD 8.2 millones de efectivo utilizado para los nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2014). Este incremento en el flujo de caja operativo se derivó principalmente por la caída en los precios del petróleo, lo cual generó para la Compañía flujos de efectivo positivos por USD 92.9 millones de la cuenta de subsidios de gobierno y por USD 29.5 millones para la cuenta de activo/pasivo regulatorio.

#### Actividades de inversión

Las erogaciones de capital para los nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2015 fueron por USD 56.2 millones, que representa USD 19.9 millones de incremento al compararlo con el mismo periodo del año anterior. Este aumento de efectivo utilizado en las actividades de inversión obedece principalmente a la ejecución del programa de inversiones contempladas dentro de la determinación del ingreso máximo permitido para el período tarifario vigente.

#### Actividades de financiamiento

El efectivo utilizado en actividades de financiamiento fue de USD 46.6 millones para los nueve meses finalizados el 30 de septiembre 2015 (USD 41,7 millones de efectivo provisto para los nueve meses finalizados el 30 de septiembre 2014). La disminución de efectivo por actividades de financiación se debió principalmente a: i) cancelación de deuda de corto plazo por USD 12 millones; ii) y por pago de dividendos por USD 35.8 millones.

## 2. Recursos de capital

Nuestra principal fuente de liquidez proviene de fondos generados de nuestras operaciones y en un menor grado, de facilidades de líneas de crédito con bancos locales de primera línea. La Compañía, sobre una base anual, financia la mayor parte de sus gastos de capital con fondos generados de sus operaciones y en caso de requerirse, por medio de préstamos obtenidos de sus facilidades de crédito. Estas inversiones de capital son presupuestadas basadas en los flujos de efectivo proyectados para el año. Al 30 de septiembre de 2015 la Compañía mantiene contratos para facilidades de líneas de crédito a corto plazo por un total de USD 172 millones y no tenía saldos adeudados por uso.

Al 30 de septiembre de 2015, se cerró con un efectivo y equivalentes de efectivo por USD 23.4 millones y una relación deuda-capital de 55 por ciento.

<b>Estructura de Capital</b> (en miles de USD)	<b>Sep 30,</b>		<b>Dic 31,</b>	
	<b>2015</b>	<b>%</b>	<b>2014</b>	<b>%</b>
Patrimonio	166,735	45	177,964	46
Deuda <sup>(1)</sup>	199,918	55	212,607	54
<b>Total Capitalización</b>	<b>366,653</b>	<b>100</b>	<b>390,571</b>	<b>100</b>

(1) Incluye USD 12 millones de deuda pendiente bajo las facilidades de crédito al 31 de Diciembre de 2014.

La capitalización total disminuyó en USD 23,918 durante los nueve meses del 2015, principalmente por cancelación de deuda corto plazo por USD 12,000 y por el pago de dividendos por USD 35,823, lo anterior, contrarrestado parcialmente por una ganancia neta de USD 23,474 acumulada al 30 de Septiembre de 2015.

Al 30 de septiembre de 2015 la Compañía mantiene endeudamiento por USD 199,918, correspondiente a deuda de largo plazo, producto de la emisión de bonos. La relación Deuda Total/EBITDA resultó en 2.37(\*), manteniéndose por debajo del límite de 3.25x establecido para los acuerdos de emisión de bonos de USD 100,000 y USD 20,000 y del límite de 3.50x establecido para el acuerdo de emisión de bonos de USD 80,000 millones.

$$\frac{\text{Deuda Total}}{\text{EBITDA}} = \text{Indice Financiero} \frac{199,918}{84,269} = 2.37$$

(\*) Para la determinación del EBITDA se utilizan los últimos cuatro trimestres.

### 3. Resultado de las operaciones

Análisis de los resultados operativos para los nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2015 y 2014.

#### Estado de Resultados

(miles de USD)

Concepto	09 2015	09 2014	% Ing. 2015	% Var 2014
Ingresos totales	455,901	533,089	100%	-14%
Costos de energía y transmisión	356,700	434,786	78%	-18%
<b>Margen Bruto</b>	<b>99,201</b>	<b>98,303</b>	<b>22%</b>	<b>1%</b>
Gastos operativos	28,601	25,220	6%	13%
Gastos administrativos	10,054	9,885	2%	2%
Depreciación y amortización	17,422	15,312	4%	14%
<b>Utilidad operacional</b>	<b>43,124</b>	<b>47,886</b>	<b>9%</b>	<b>-10%</b>
Financieros	9,292	8,458	2%	10%
<b>Resultados antes de impuestos</b>	<b>33,832</b>	<b>39,428</b>	<b>7%</b>	<b>-14%</b>
Provisión de impuestos	10,358	11,802	2%	-12%
<b>Resultados del periodo</b>	<b>23,474</b>	<b>27,626</b>	<b>5%</b>	<b>-15%</b>

Cifras del Negocio	09 2015	09 2014	Var	% Var	Volumen	Precio
Ingresos por Venta de Energía	445,028	522,996	-77,968	-15%	38,680	-116,648
Ventas en GWh	2,396	2,231	165	7%		
Precio promedio \$/MWh	186	234	-49	-21%		
Costo de Energía y Transmisión	356,700	434,786	78,086	22%	-34,094	112,180
Compra de Energía GWh	2,723	2,525	-198	-7%		
Precio promedio \$/MWh	131	172	41	31%		

#### Ingresos

Al 30 de Septiembre de 2015, los ingresos totales decrecieron en USD 77,188 que representó una variación desfavorable del 14% en comparación con el mismo período de 2014. Los ingresos por venta de energía regulada fueron menores en USD 77,968 debido a que el precio promedio por MWh vendido estuvo USD 49 por debajo con respecto al precio promedio al mismo período del año anterior. El principal impacto en el decrecimiento obedece al efecto generado por menor costo de la energía, el cual es transferido (“pass through”) a los clientes a través de la facturación. Esta reducción en precio representó una disminución en los ingresos de USD 116,648. Al 30 de Septiembre de 2015, la energía vendida alcanzó los 2,396GWh, con una ventaja con respecto al mismo período del año anterior de 165GWh, que representó un incremento en los ingresos por volumen de USD 38,680. Los otros ingresos operativos aumentaron levemente en USD 779 al compararlo con el mismo período de 2014.

#### Costos de energía y transmisión

Al 30 de Septiembre de 2015, los costos totales de compra de energía decrecieron en USD 78,086 que representó una variación favorable de 18%. Los costos de compra de energía fueron menores debido a que el costo promedio de compra por MWh estuvo USD 41 por debajo en comparación con el costo promedio de compra para el mismo período del año 2014. El principal impacto en la variación obedece a la caída de los precios de mercado para el combustible bunker, carbón y precio del mercado ocasional.

### Gastos Operativos y Administrativos

Al 30 de Septiembre de 2015, el gasto operativo finalizó con un incremento de 13% al compararlo con el mismo período del año anterior. Este incremento se atribuye principalmente a un mayor número de acciones en campo para los servicios contratados para mantenimiento, poda, cortes, lectura e inspecciones como consecuencia del crecimiento en clientes y extensión de la red de distribución.

### Depreciación y Amortización

Al 30 de Septiembre de 2015, el gasto de depreciación y amortización aumentó en USD 2,110 que representó un incremento de 14% con respecto al año anterior. Este incremento en el gasto de depreciación fue derivado por mayores niveles de inversión y un consecuente aumento en capitalizaciones.

### Resultado del Período

Al 30 de Septiembre de 2015, los resultados del período decrecieron en USD 4,152 en comparación con el mismo período del año anterior, lo que representó una variación desfavorable del 15%. Esta reducción en los resultados se atribuye principalmente a: i) aumento en los gastos financieros por USD 834; ii) y aumento en los gastos operativos por USD 5,660; iii) lo anterior fue contrarrestado parcialmente por una reducción en la provisión de impuesto sobre la renta por USD 1,444; iv) y aumento en el margen bruto de distribución por USD 898.

### Análisis de los resultados operativos para el trimestre terminado al 30 de septiembre de 2015 comparativo al mismo trimestre del año anterior.

#### Estado de Resultados

(miles de USD)

Concepto	3T 2015	3T 2014	% Ing. 2015	% Var 3T 2014
Ingresos totales	142,958	177,783	100%	-20%
Costos de energía y transmisión	110,826	141,705	78%	-22%
<b>Margen Bruto</b>	<b>32,132</b>	<b>36,078</b>	<b>22%</b>	<b>-11%</b>
Gastos operativos	9,846	9,453	7%	4%
Gastos administrativos	3,750	4,358	3%	-14%
Depreciación y amortización	5,808	5,326	4%	9%
<b>Utilidad operacional</b>	<b>12,728</b>	<b>16,941</b>	<b>9%</b>	<b>-25%</b>
Financieros	3,026	2,879	2%	5%
<b>Resultados antes de impuestos</b>	<b>9,702</b>	<b>14,062</b>	<b>7%</b>	<b>-31%</b>
Provisión de impuestos	2,957	4,227	2%	-30%
<b>Resultados del período</b>	<b>6,745</b>	<b>9,835</b>	<b>5%</b>	<b>-31%</b>

Cifras del Negocio	3T 2015	3T 2014	Var	% Var	Volumen	Precio
Ingresos por Venta de Energía	138,934	174,824	-35,890	-21%	13,186	-49,076
Ventas en GWh	827	769	58	8%		
Precio promedio \$/MWh	168	227	-59	-26%		
Costo de Energía y Transmisión	110,826	141,704	30,878	28%	-10,925	41,803
Compra de Energía GWh	936	869	-67	-7%		
Precio promedio \$/MWh	118	163	45	38%		



### **Ingresos**

En el tercer trimestre de 2015, los ingresos totales decrecieron en USD 34,825 que representó una variación desfavorable de 20% al compararlo con el mismo trimestre de 2014. Los ingresos por venta de energía regulada fueron menores en USD 35,890 debido a que el precio promedio por MWh vendido estuvo USD 59 por debajo con respecto al mismo período del año anterior. El principal impacto en el decrecimiento obedece al efecto generado por menor costo de la energía, el cual es transferido (“pass through”) a los clientes a través de la facturación. Esta variación por precio representó una disminución en los ingresos de USD 49,076. Para el tercer trimestre de 2015, la energía vendida registró la cantidad de 827GWh, con una ventaja con respecto al mismo período del año anterior de 58GWh, lo que representó un incremento en los ingresos por volumen de USD 13,186. En el tercer trimestre de 2015, los otros ingresos operativos aumentaron en USD 1,065 al compararlo con el mismo período de 2014. Este incremento obedece a ingresos no usuales producto de bajas por pasivos vencidos.

### **Costos de energía y transmisión**

En el tercer trimestre de 2015, los costos de compra de energía decrecieron en USD 30,878 que representó una variación negativa de 22%. Los costos de compra de energía fueron menores debido a que el costo promedio de compra por MWh estuvo USD 45 por debajo en comparación al tercer trimestre de 2014. El principal impacto en la variación obedece a la caída de los precios de mercado para el combustible bunker, carbón y en el precio del mercado ocasional. Como referencia cabe mencionar que el Precio del Golfo para el barril de petróleo se situó al cierre del tercer trimestre 2015 en USD 44.41 versus un precio de USD 89.56 al mismo período del año anterior.

### **Gastos Operativos y Administrativos**

El rubro de gastos administrativos finalizó con una disminución de 14% al compararlo con el mismo trimestre del año anterior, lo cual fue derivado principalmente por una disminución en el gasto de compensaciones por incumplimiento en las normas técnicas de servicio y por el efecto de reversiones en la provisión de litigios debido a casos que no han procedido.

El gasto operativo finalizó con un incremento de 4% en comparación con el mismo trimestre del año anterior, lo cual se atribuye principalmente al aumento vegetativo del gasto de servicios contratados por incremento en las acciones de mantenimiento, poda, cortes, lectura e inspecciones como consecuencia del crecimiento en clientes y extensión de la red de distribución.

### **Depreciación y Amortización**

En el tercer trimestre de 2015, el gasto de depreciación y amortización aumentó en USD 482 que representó un incremento de 9%. Este incremento en el gasto de depreciación fue derivado por mayores requerimientos de inversión y un consecuente aumento en capitalizaciones.

### **Resultado del Período**

En el tercer trimestre de 2015, los resultados del período decrecieron en USD 3,090 que representó una variación desfavorable de 31% en comparación con el mismo trimestre del año anterior. Esta reducción en los resultados se debió principalmente a: i) una disminución del margen bruto de distribución por USD 3,946; ii) un aumento en los gastos financieros de USD 147; iii) y aumento en los gastos operativos USD 267; iv) lo anterior contrarrestado parcialmente por una reducción en la provisión de impuesto sobre la renta de USD 1,270.

La disminución en el margen bruto de USD 3,946 fue derivada principalmente por: i) una disminución del valor agregado de distribución (VAD) de USD 637; ii) una disminución en los ingresos del componente de generación (“pass through”) por USD 654; iii) y una disminución en el ingreso por consumo no facturado de USD 3,720, derivado principalmente por la reducción en el precio de la tarifa para el segundo semestre del 2015 en comparación a la aplicada en el mismo período del 2014. Lo anterior, fue contrarrestado parcialmente por un aumento en los otros ingresos operativos por USD 1,065.

## EBITDA

Indicadores	3T 2015	3T 2014	% Var
Excedente operacional	12,728	16,941	-25%
EBITDA	18,536	22,267	-17%
Margen de EBITDA	13%	13%	
Margen operacional	9%	10%	
Margen neto	5%	6%	

En el tercer trimestre de 2015, el EBITDA decreció en USD 3,731 en comparación con el mismo trimestre del año anterior, lo que representó una variación desfavorable de 17%. Esta reducción en el EBITDA se debió principalmente a la disminución del margen bruto de distribución por USD 3,946, contrarrestado por una reducción en los gastos operativos por USD 215.

### 4. Análisis de perspectivas

Se espera que para el próximo período el crecimiento de clientes se mantenga estable dentro del promedio vegetativo y la estructura de clientes se debe mantener igual que en los últimos tres años. El crecimiento del consumo se proyecta para el sector residencial y gobierno dentro del promedio de los últimos años y para el sector comercial se espera que este ligeramente por encima del promedio, por la construcción de varios centros comerciales tanto en el área de la ciudad como el área este. Para el 2016 el consumo del sector gobierno volverá a su nivel promedio dado a la culminación de macro proyectos que impactaron el consumo del 2015.

### 5. Hechos de importancia

En el mes de julio, se recibió el informe por parte de Fitch Ratings donde se afirma la calificación de Elektra Noreste, S.A. en “BBB” con perspectiva estable.

En el mes de septiembre, se designó al Sr. Jaime Lammie como Tesorero de la Junta Directiva en reemplazo de la Sra. Mariel Jovanné.

En el mes de septiembre se recibió de ASEP, la resolución AN No.9075-Elec donde se ordena a ENSA aplicar una reducción tarifaria por incumplimiento en las Normas de Calidad de Servicio durante los años 2012, 2013 y 2014 por la suma de USD 7,060,063 a los clientes afectados. ENSA interpuso ante la ASEP un recurso de reconsideración, el cual aún no ha sido resuelto.

## II PARTE

### Elektra Noreste, S.A.

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

#### Resumen Financiero Trimestral (En miles de USD)

	Sep 2015	Jun 2015	Mar 2015	Dic 2014
<b><u>Estado de Resultados</u></b>				
Ventas o Ingresos Totales	142,958	158,692	154,251	149,036
Margen Operativo	32,132	33,573	33,495	35,797
Gastos Generales y Administrativos	19,404	18,461	18,211	17,087
Ingreso Operativo	12,728	15,112	15,284	18,710
Gastos Financieros	3,119	3,125	3,196	3,620
Utilidad Neta	6,744	8,388	8,341	10,632
Acciones Emitidas y en Circulación	49,840	49,840	49,840	49,840
Depreciación y Amortización	5,808	5,888	5,726	5,013
EBITDA	18,536	21,000	21,010	23,723
<b><u>Balance General</u></b>				
Activo No Corriente	146,407	148,735	176,323	201,310
Activos Totales	580,424	558,942	573,802	588,655
Pasivo No Corriente	188,410	184,628	175,266	172,413
Deuda Corto Plazo	0	0	0	12,000
Deuda Largo Plazo	199,918	200,797	199,748	200,607
Capital Pagado	106,099	106,099	106,099	106,099
Utilidades Retenidas	60,636	53,806	80,011	71,865
Total Patrimonio	166,735	159,905	186,110	177,964
<b><u>Razones Financieras</u></b>				
Utilidad/Acción	0.14	0.17	0.17	0.21
Deuda Total/Patrimonio	1.20	1.26	1.07	1.19
Capital de Trabajo	-42,003	-35,893	1,057	28,897
Razón Corriente	0.78	0.81	1.01	1.17
Utilidad Operativa / Gastos Financieros	4.1	4.8	4.8	5.2

(1) Cifras del 2014 están presentadas de acuerdo a normas internacionales de información financiera por motivo de adopción de estos principios contables con balance de apertura a diciembre 2012.



### III PARTE

#### ESTADOS FINANCIEROS

Adjuntamos al presente informe los Estados Financieros Interinos No Auditados de la sociedad Elektra Noreste, S.A.

### IV PARTE

#### ESTADOS FINANCIEROS DE GARANTES O FIADORES

No Aplica

### V PARTE

#### CERTIFICACIÓN DEL FIDUCIARIO

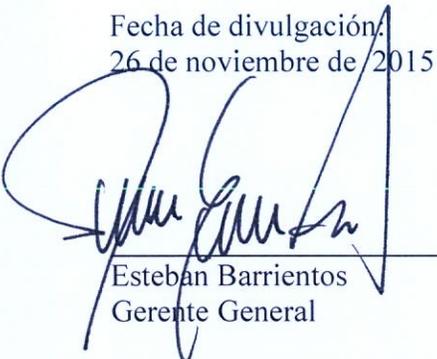
No Aplica

### VI PARTE

#### DIVULGACIÓN

Este documento ha sido preparado con el conocimiento de que su contenido será puesto a disposición del público inversionista y del público en general. Elektra Noreste, S.A. divulgará el informe de Actualización Trimestral a través de la Internet, en su página Web denominada: [www.ensa.com.pa](http://www.ensa.com.pa)

Fecha de divulgación:  
26 de noviembre de 2015



Esteban Barrientos  
Gerente General

