

**PLIEGO TARIFARIO E INFORME METODOLOGICO**

**USO DE REDES**

**SUB ESTACION FRANCE FIELD**

**EMPRESA ELEKTRA NORESTE, S.A.**

**Enero 2016**

## CONTENIDO

### INTRODUCCION

1. INTRODUCCION
2. PLIEGO DE CARGOS
3. MARCO LEGAL Y REGULATORIO
4. METODOLOGIA
5. CALCULO DEL INGRESO MAXIMO PERMITIDO
6. CALCULO DE PROPORCIONALIDAD
7. ANEXOS

## 1. INTRODUCCIÓN

Este documento presenta la estructura de cargos por la conexión de **92 MW** del PROYECTO TÉRMICO BARCAZA IC POWER ATLÁNTICO de la empresa KANAN Overseas I, Inc., al Sistema Principal de Transmisión a través de la Sub Estación France Field propiedad de ELEKTRA NORESTE, S.A.

KANAN debió entrar en operación Comercial el 1 de diciembre de 2015 de acuerdo a la Enmienda 3 del Contrato DME 010-14, sin embargo no fue hasta enero de 2016 que inicio el proceso de comisionamiento. De acuerdo al CONTRATO de Acceso DME-CA-001-15, Cláusula 4. Duración y PRORROGA DEL CONTRATO se aplicara este Pliego a partir de Enero 2016,

El establecimiento de los cargos en este pliego se hace basado en el cumplimiento del marco legal y regulatorio vigente en el Mercado Eléctrico Panameño. En el Reglamento de Transmisión se establecen los criterios y fórmulas para el cálculo de las tarifas de Transmisión a ser aplicados por la Empresa de Transmisión o las Empresas propietarias de instalaciones que forman parte de la Red de Transmisión, que permitirán determinar el ingreso máximo permitido de las empresas y las tarifas que deberán pagar los usuarios de la red de transmisión.

Los cargos a facturar reflejan los costos que se le asignan a cada usuario por el uso de redes, que son propiedad de otro usuario, y que formen parte de la red de transmisión.

## 2. PLIEGO DE CARGOS TARIFARIOS

Los cargos anuales y mensuales por tipo de activo, para el periodo de 1 de enero de 2016 al 30 de junio de 2017, muestran a continuación.

**Cuadro No 1**  
**CARGOS ANUALES Y MENSUALES POR TIPO DE ACTIVOS**  
**(Balboas)**

Los cargos están expresados en Balboas del año de referencia del estudio, por lo que se ajustarán de acuerdo a las variaciones del Índice de Precios al Consumidor.

KANAN	2015	2016	I SEM 2017
<b>CARGO POR ACTIVOS COMPARTIDOS</b>			
% de Uso de KANAM	49%	49%	49%
% de Uso ENSA	51%	51%	51%
Cargos para KANAN MENSUAL		<b>26,507.67</b>	<b>25,802.79</b>
Cargos para KANAN ANUAL		318,092.06	309,633.52

Los cargos se aplicarán mensualmente como un valor único, y corresponden al uso de activos compartidos a partir de 1 de enero de 2016. De darse incrementos en la capacidad instalada de Kanam se deberán revisar nuevamente los cargos.

### 3. MARCO LEGAL Y REGULATORIO

Este Pliego Tarifario se elaboró tomando en cuenta las leyes y regulaciones vigentes al momento de desarrollar este documento:

- **Ley 6 de 1997**, establece la legislación aplicable a los Servicios Públicos en el Sector Eléctrico Nacional.
- **Reglamento de Transmisión** y sus modificaciones aprobadas por ASEP mediante resoluciones. Establece la normativa aplicable al Sistema de Transmisión y su régimen tarifario.
- **Reglamento de Distribución** y sus modificaciones aprobadas por ASEP mediante resoluciones. Establece la normativa aplicable al Sistema de Distribución.
- **Resolución AN No 6896-Elec** de 7 de enero de 2014 y **Resolución AN No 7046-Elec** de 23 de enero de 2014. Por la cual se aprueba la Empresa Comparadora, la Tasa de Rentabilidad a aplicar en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido y el Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) para el período tarifario del 1 de julio de 2013 al 30 de junio de 2017 Aprueba el Pliego Tarifario de Transmisión de ETESA.

### 4. METODOLOGIA

Para usuarios que requieran utilizar redes propiedad de otro usuario que formen parte de la Red de Transmisión Eléctrica, se aplicará la misma metodología que se aplica al sistema principal de transmisión. La Metodología utilizada en el cálculo de los cargos por uso de redes se apega a lo establecido en el Régimen Tarifario del Servicio Público de Transmisión contenida en el Reglamento de Transmisión vigente a la fecha de los cálculos.

Los equipamientos a considerar están compuestos por aquellas líneas, equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares, que son necesarios para materializar la vinculación eléctrica de un usuario con el Sistema Principal de Transmisión.

Son importantes en el desarrollo de este pliego las siguientes definiciones:

**Capacidad Instalada:** Es la capacidad de la unidad generadora. La capacidad instalada es la potencia eléctrica máxima que el conjunto (máquina motriz/generador) está en capacidad de producir en forma continua bajo condiciones normales, y por lo tanto, tiene que respetar las limitaciones que cualquiera de estos componentes impone de otro. Para autogeneradores y cogeneradores se considerará la máxima potencia que pueden inyectar en la Red de Transmisión.

**Cargo por conexión:** Reflejan los costos de los activos de conexión asignados a un usuario cuando estos no son propiedad del usuario.

**Cargos por uso de redes:** Reflejan los costos que se le asignan a cada usuario por el uso de redes que son propiedad de otro usuario y que formen parte de la red de transmisión.

**Cargo por uso del sistema principal de transmisión:** Reflejan los costos que se le asignan a cada usuario por el uso del sistema principal de transmisión.

**Demanda máxima anual no coincidente:** Demanda máxima diaria (potencia activa) en los puntos de interconexión, pronosticada para el año siguiente de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Operación.

**Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones de transmisión:** Es el costo de las instalaciones destinadas al servicio de transmisión, como si previamente no hubiese ninguna instalación existente, incluyendo los intereses durante la construcción, los derechos, los gastos y las indemnizaciones que se deben pagar para el establecimiento de las servidumbres determinado a partir de la mejor información suministrada por la Empresa de Transmisión Eléctrica y de los valores considerados en el plan de expansión del sistema de transmisión, ambos aprobados por la ASEP

Cuando un generador, distribuidor o Gran Cliente acceda a las instalaciones de un agente del mercado que forman parte de la Red de Transmisión, se le asignará al agente del mercado un ingreso máximo permitido basado en los equipamientos afectados y con la misma metodología que se aplica a la Empresa de Transmisión Eléctrica.

La ASEP aprobará el cálculo del Ingreso Máximo Permitido correspondiente ante cada solicitud de acceso o ante una conexión existente a la fecha de entrada en vigencia del régimen tarifario. Este Pliego se somete a revisión y aprobación de la Autoridad de los Servicios Públicos (ASEP).

Además del cargo por uso de redes, se debe pagar un **cargo por pérdidas en la red de distribución** cuando el usuario ocasione un incremento positivo de las pérdidas de energía en dicha red. El costo económico de este incremento se valorará al precio reconocido al distribuidor por el costo de abastecimiento. La determinación del incremento será realizada en función de la capacidad horaria de cada generador de inyectar energía a la red. Para este propósito se establecerá una metodología uniforme de detalle para que sea aplicada por los agentes, la que será aprobada por la ASEP.

#### **4.1 Cálculo del Ingreso Permitido**

Para el Cálculo del Ingreso Permitido de acuerdo al Reglamento de Transmisión se requiere los siguientes datos:

- Listado de Equipamientos (Activos) Propiedad de ENSA que son requeridos para la conexión del AGENTE o de los AGENTES (Descripción, cantidad y montos). Estos equipos deberán ser clasificados en Activos de uso dedicado a cada respectivo AGENTE o activos de usos compartidos entre ENSA y todos los Agentes conectados.
- Capacidad instalada del AGENTE (MW) o de los AGENTES a conectarse en la S/E.

- Proyección de la Demanda máxima No coincidente de ENSA (MW) prevista para el periodo tarifario en la Sub estación.

Tomando en consideración el Artículo 183 del Reglamento de Transmisión, se podrán considerar para cada activo:

- 1) Los costos obtenidos a través de un proceso de libre concurrencia que se consideren eficientes
- 2) Los costos regulados como eficientes por la ASEP y aprobados para ETESA vigentes, como son: Diseño, Ingeniería, Administración, Inspección, IDC, EIA.
- 2) Los costos de Indemnización por Servidumbres y por Mitigación del Impacto Ambiental.
- 3) Los costos adicionales justificados.

El Ingreso Máximo Permitido (IMP) será estimado considerando los parámetros eficientes de operación y mantenimiento, administración, depreciación y rentabilidad que fueron aprobados para ETESA en el Pliego de Transmisión vigente.

Los activos eficientes para el cálculo de los costos de operación, mantenimiento y administración serán determinados a partir del Valor Nuevo de Reemplazo (**VNR**) de los activos. Anexo I.

La fórmula aplicada para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido por USO DE REDES (IMP) es la siguiente:

$$IMP = IMPUCS + IMPUDS$$

**IMP** = ingreso máximo permitido por uso de redes

**IMPUCS** = valor presente de los ingresos máximos permitidos de cada año (i) para cubrir costos de activos compartidos en el periodo tarifario.

**IMPUDS** = valor presente de los ingresos máximos permitidos para cubrir los costos de los activos propiedad de ENSA dedicados al AGENTE en el periodo tarifario.

#### **a) Cargo por Uso de Redes para Activos Compartidos.**

Los cargos por Uso de Redes reflejarán los costos que se le asignan a cada usuario por el uso del sistema con el nivel de calidad requerido en las normas. Los activos del sistema a considerar son los equipamientos propiedad de ENSA de uso compartido en la Sub Estación France Field.

Para calcular el **INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR USO COMPARTIDO (IMPUS)** se utiliza la siguiente fórmula:

$$IMPUCS (i) = ADMS (i) + OMS (i) + (ACBS*\%DEPT) + (ACNS*RRT)$$

**IMPUCS (i)**: es el valor del ingreso máximo permitido para cubrir los costos de los activos compartidos del sistema del año calendario (i) del periodo tarifario.

**ADMS (i):** ingresos permitidos por costos de administración en el periodo (i)

$$ADMS (i) = ACBS\ efi * \%ADMT$$

**%ADMT:** porcentaje de parámetro eficiente o comparador de gastos de administración. Se utiliza el aprobado a ETESA para el periodo tarifario objeto de los cálculos.

**OMS (i):** es el valor de los ingresos permitidos por costos de operación y mantenimiento del sistema en el año calendario (i).

$$OMS (i) = ACBS\ efi * \%OMT$$

**%OMT:** porcentaje de parámetro de eficiencia o comparador de gastos de Operación. Se aplica el valor aprobado a ETESA para el periodo tarifario objeto de los cálculos

**ACBS efi:** Valor bruto de los activos fijos eficientes del sistema, calculado en cada año calendario (i) como la suma del VNR correspondiente a cada componente del sistema, utilizando un parámetro de eficiencia para reconocer Activos No eléctricos dado como un porcentaje tope del 10% del valor de los activos eléctricos.

**ACBS (i):** Valor bruto de los activos fijos a costo original del sistema, calculado en cada año calendario (i) como la suma del VNR correspondiente a cada componente del sistema, utilizando un parámetro de eficiencia para reconocer Activos No eléctricos dado como un porcentaje tope del 10% del valor de los activos eléctricos.

**%DEPT:** Tasa de depreciación en la vida de útil del activo

**ACNS:** Valor neto de los activos fijos a costó original del sistema, calculado como la suma de los valores de los activos correspondientes a cada componente del sistema en cada año calendario (i) más la planta general determinada, utilizando un valor tope de 10% para los activos No eléctricos respecto a los activos eléctricos.

**RRT:** Tasa de rentabilidad. Se usa la aprobada para ETESA para el periodo tarifario objeto de los cálculos.

Mediante Resolución la Autoridad de los Servicios Públicos (ASEP) aprueba los parámetros que serán usados en los cálculos del Pliego Tarifario de Transmisión de ETESA y que por regulación se aplican también en el cálculo de los Pliegos de Cargos de Agentes donde se conecte un tercero al Sistema Principal de transmisión. Los valores a usar serán los vigentes al momento del cálculo de este Pliego.

**Cuadro No 2**  
**PARAMETROS SEGÚN PERIODO TARIFARIO VIGENTE.**

<b>Concepto</b>	<b>DESCRIPCION</b>
%ADMT	Remuneración de gastos de administración
%OMT	Remuneración del gastos de O&M
%DEPT	Depreciación de los activos
%RRT	Rentabilidad

El Reglamento de Transmisión establece que los indicadores arriba detallados permanecerán constantes a lo largo de todo el período tarifario.

**b) Cargos por Uso de Activos Dedicados.**

Los activos a considerar son los equipamientos propiedad de ENSA de uso exclusivo o dedicado al AGENTE en la Sub Estación donde se efectúa la conexión.

$$\text{IMPUDS (i)} = \text{ADMC (i)} + \text{OMC (i)} + \text{ACBC (i)} * \% \text{DEP} + \text{ACNC} * \text{RRT}$$

**IMPUDS (i)**= valor de los ingresos permitidos para cubrir costos de los activos de uso dedicado en el año calendario (i) del periodo tarifario.

**ADMC (i)** = valor de los ingresos permitidos por costos de administración en el año calendario (i) del periodo tarifario.

$$\text{ADMC (i)} = \text{ACBC efi (i)} * \% \text{ADMT}$$

**%ADMT:** porcentaje de parámetro eficiente o comparador de gastos de administración. Se utiliza el aprobado a ETESA para el periodo tarifario objeto de los cálculos.

**OMC (i):** valor de los ingresos permitidos por costos de operación y mantenimiento en el año calendario (i) del periodo tarifario.

$$\text{OMC (i)} = \text{ACBC efi} * \% \text{OMT}$$

**%OMT:** porcentaje de parámetro de eficiencia o comparador de gastos de Operación. Se aplica el valor aprobado a ETESA para el periodo tarifario objeto de los cálculos

**ACBC efi:** valor bruto de los activos eficientes (activos de uso dedicado) calculados en cada año calendario (i) como la suma del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los activos de uso dedicado correspondiente a cada componente (m) en cada año, donde (m) se extiende a todos los activos en esta clasificación.

**ACBC (i):** Valor bruto de los activos a costo original (activos de uso dedicado) calculados en cada año calendario (i) como la suma del Valor Nuevo de Reemplazo de los activos de uso dedicado correspondiente a cada componente (m) en cada año, donde (m) se extiende a todos los activos en esta clasificación.

**%DEP:** Tasa de depreciación en la vida de útil del activo

**ACNC:** Valor neto de los activos fijos a costo original (activos de uso dedicado), correspondiente al año calendario (i), calculado como la suma de valores de activos netos correspondiente a cada componente (m) en cada año, donde (m) se extiende a todos los activos dentro de esta clasificación.

**RRT:** Tasa de rentabilidad. Se usa la aprobada para ETESA para el periodo tarifario objeto de los cálculos.

#### **4.2 Determinación de los Cargos Tarifarios.**

Para efectos de identificar los equipamientos que serán asignados a los respectivos cargos, los equipos se clasifican de acuerdo al uso exclusivo o compartido que tengan. Cuando existan equipamientos de conexión compartidos cada usuario "u" abonará una proporción (PROP<sub>u</sub>) del cargo total de los equipamientos de acuerdo a la potencia (demanda o capacidad) máxima requerida para cada año tarifario (i).

Independientemente de si la potencia es inyectada o extraída del equipamiento o equipamientos, la proporción de cada usuario será determinada como:

$$\text{PROP}_{ui} = \text{PC}_{ui} / (\text{G}_{ui} + \text{D}_{ui})$$

**PROP<sub>ui</sub>** = es la proporción del usuario "u" para el año tarifario "i".

**PC<sub>ui</sub>** = demanda máxima anual no coincidente del usuario "u" en el año tarifario "i", o capacidad instalada del generador "g" en el año tarifario "i".

**G<sub>ui</sub>** = Sumatoria de las capacidades instaladas de cada uno de los usuarios generadores en el año tarifario "i".

**D<sub>ui</sub>** = Sumatoria de las demandas máximas anuales no coincidentes de cada uno de los usuarios consumidores en el año tarifario "i".

El cargo por el Uso de Redes y/o de instalaciones propiedad de otros agentes se determinará para los usuarios que existan aplicando los mismos criterios, sin tener en cuenta el momento en que cada uno se conectó al sistema.

Para efectos de los equipamientos de uso dedicados se abonará la totalidad del cargo anual o mensual.

## 5. CALCULO DEL INGRESO MAXIMO PERMITIDO

Los cargos se han determinado utilizando la siguiente información:

1. Se hicieron los cálculos en base del costo de los equipamientos de la Sub Estación France Field.
2. Costo de Terrenos asociados a los equipamientos considerados.
3. Relación Porcentual utilizada por ETESA en los Estudios Básicos del Plan de Expansión vigente para cálculo del VNR. (diseño, ingeniería, administración, inspección, interés durante construcción y EIA).
4. Porcentaje de Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, Depreciación y Rentabilidad aprobados a ETESA en el periodo vigente.
5. Capacidad Instalada de KANAN Overseas I Inc.
6. Demanda No coincidente de ENSA en la Sub Estación France Field.

### BASE DE CAPITAL

La Base de Capital corresponde al Valor de los Equipamientos, según se detalla en los **Anexo I (VNR)** y el Valor Original Neto Depreciado de los Activos de la Sub estación France Field y la Línea **Anexo II**.

Mediante Resolución AN No 6986-Elec de 7 de enero de 2014, modificada por la Resolución AN No 7046-Elec de 23 de enero de 2014 se aprobaron a ETESA los siguientes parámetros (ANEXO IV) que serán usados en los cálculos de este Pliego.

**Cuadro No 3**  
**PARAMETROS SEGÚN PERIODO TARIFARIO VIGENTE**  
**(Julio 2013 – Junio 2017)**

Concepto	ETESA
%ADMT	0.78%
%OMT	2.03%
%DEPT	3.08%
%RRT	7.90%

Relación Porcentual sobre costos base utilizada por ETESA en el Tomo I-Estudios básicos 2013 del el Plan de Expansión para cálculo del VNR, Anexo IV:

- Diseño: 3 %
- Ingeniería: 4 %
- Administración: 4 %
- Inspección: 5 %
- IDC: 6%
- EIA: 0.19%
- Contingencia 5%

**Cuadro No 4**

<b>ACTIVOS COMPARTIDOS</b>	<b>VNR</b>
EQUIPOS BASE	922,779
EQUIPOS POR LOTE	1,633,319
MONTAJE Y OBRAS CIVIL	1,022,439
<b>COSTO BASE TOTAL S/E</b>	<b>3,578,537</b>
<b>OTROS COSTOS</b>	<b>973,004</b>
<b>LINEAS</b>	<b>2,514,421</b>
<b>TOTAL</b>	<b>7,065,962</b>

**CALCULO DEL INGRESO MAXIMO PERMITIDO**

$$\text{IMPUCS (i)} = \text{ADMS (i)} + \text{OMS (i)} + (\text{ACBS} * \% \text{DEPT}) + (\text{ACNS} * \text{RRT})$$

$$\text{ADMS (i)} = \text{ACBC efi (i)} * \% \text{ADMT}$$

$$\text{OMS (i)} = \text{ACBS efi} * \% \text{OMT}$$

<b>KANAN</b>	<b>PLIEGO TARIFARIO ENSA -KANAN</b>		
	<b>Dic 2015</b>	<b>2016</b>	<b>I SEM 2017</b>
Valor Original (VNR)	7,065,962.16	7,065,962.16	7,065,962.16
Valor Original Neto (depreciado)	3,133,726.78	2,916,095.15	2,698,463.51
Ingresos por Administración %ADMT		55,114.50	55,114.50
Ingresos por Operación y Mantenimiento %OMT		143,439.03	143,439.03
Componente de Depreciación %DEPT		217,631.63	217,631.63
Rentabilidad %RRT		230,371.52	213,178.62
Ingreso anual		646,556.69	629,363.79
Ingreso mensual		53,879.72	52,446.98
<b>CARGO POR ACTIVOS COMPARTIDOS</b>			
% de Uso de KANAM		49%	49%
% de Uso ENSA		51%	51%
Cargos para KANAN MENSUAL		<b>26,507.67</b>	<b>25,802.79</b>
Cargos para KANAN ANUAL		318,092.06	309,633.52

### Cuadro No 5

#### CALCULO DE PROPORCIONALIDAD

El Factor de Uso (PROPui) para los activos de uso compartido se determina según los datos del Cuadro No 6.

**Cuadro No 6**  
**Porcentajes de utilización de los equipos.**

% de USO	2016	2017	2018
DM no coincidente	95	95	95
Capacidad Instalada	92	92	92
Total	187	187	187
% Uso KANAN	49%	49%	49%
% de Uso Ensa	51%	51%	51%

Los datos de Capacidad Instalada de la Planta Generadora PROYECTO TÉRMICO BARCAZA IC POWER ATLÁNTICO de la empresa KANAN Overseas I, Inc. fueron suministrados por la empresa.

De acuerdo al cálculo proporcionalidad se determinan los cargos anuales y mensuales de cada uno de los AGENTES

**Anexo I**

**Equipamientos S/E FRANCE FIELD asociados a la conexión del PROYECTO TÉRMICO BARCAZA  
IC POWER ATLÁNTICO de la empresa KANAN Overseas I, Inc.**

**SUB ESTACION FRANCE FIELDS**

Tipo	Descripción Detallada	Nombre	Cantidad	VNR ETESA (costo Unitario)	COSTO TOTAL
Cuchilla	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 kV, 1200 A, 61 kA, 550 kVBIL	11AB3	1	7,907.00	7,907.00
Cuchilla	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 kV, 1200 A, 61 kA, 550 kVBIL	11BC1	1	7,907.00	7,907.00
Cuchilla	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 kV, 1200 A, 61 kA, 550 kVBIL	11BC3	1	7,907.00	7,907.00
Cuchilla	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 kV, 1200 A, 61 kA, 550 kVBIL	11CD1	1	7,907.00	7,907.00
Cuchilla	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 kV, 1200 A, 61 kA, 550 kVBIL	11CD3	1	7,907.00	7,907.00
Cuchilla	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 kV, 1200 A, 61 kA, 550 kVBIL	11DE1	1	7,907.00	7,907.00
Cuchilla	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 Kv, 2000 A, 40 KA, 550 KVBIL	11DE3	1	7,907.00	7,907.00
Cuchilla	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 Kv, 2000 A, 40 KA, 550 KVBIL	11EF1	1	7,907.00	7,907.00
Cuchilla	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 Kv, 2000 A, 40 KA, 550 KVBIL	11EF3	1	7,907.00	7,907.00
Cuchilla	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 Kv, 2000 A, 40 KA, 550 KVBIL	11FG1	1	7,907.00	7,907.00
Cuchilla	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 Kv, 2000 A, 40 KA, 550 KVBIL	11FG3	1	7,907.00	7,907.00
Cuchilla	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 Kv, 2000 A, 40 KA, 550 KVBIL	11GH1	1	7,907.00	7,907.00
Cuchilla	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 Kv, 2000 A, 40 KA, 550 KVBIL	11GH3	1	7,907.00	7,907.00
Cuchilla	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 Kv, 2000 A, 40 KA, 550 KVBIL	11HA1	1	7,907.00	7,907.00
Cuchilla	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 Kv, 2000 A, 40 KA, 550 KVBIL	11HA3	1	7,907.00	7,907.00
Cuchilla	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 Kv, 2000 A, 40 KA, 550 KVBIL	11AB1	1	7,907.00	7,907.00
Cuchilla Motorizada	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 Kv, 2000 A, 40 KA, 550 KVBIL	11HL	1	18,874.00	18,874.00
Cuchilla Motorizada	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 Kv, 2000 A, 40 KA, 550 KVBIL	11LE	1	18,874.00	18,874.00
Cuchilla Motorizada	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 Kv, 2000 A, 40 KA, 550 KVBIL	11LF	1	18,874.00	18,874.00
Cuchilla Motorizada	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 Kv, 2000 A, 40 KA, 550 KVBIL	11LG	1	18,874.00	18,874.00
Interruptor	Interruptor de potencia SF6 123 kV, 1200 Amp, 40 kA, 60 Hz. 550 kV BIL, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corrientes incorporado en los bujes.	11AB2	1	72,765.00	72,765.00
Interruptor	Interruptor de potencia SF6 121 kV, 1200 Amp, 40 kA, 60 Hz. 550 kV BIL, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corrientes incorporado en los bujes.	11BC2	1	72,765.00	72,765.00
Interruptor	Interruptor de potencia SF6 121 kV, 1200 Amp, 40 kA, 60 Hz. 550 kV BIL, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corrientes incorporado en los bujes.	11CD2	1	72,765.00	72,765.00
Interruptor	Interruptor de potencia SF6 121 kV, 1200 Amp, 40 kA, 60 Hz. 550 kV BIL, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corrientes incorporado en los bujes.	11DE2	1	72,765.00	72,765.00
Interruptor	Interruptor de potencia SF6 121 kV, 1200 Amp, 40 kA, 60 Hz. 550 kV BIL, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corrientes incorporado en los bujes.	11EF2	1	72,765.00	72,765.00
Interruptor	Interruptor de potencia SF6 121 kV, 1200 Amp, 40 kA, 60 Hz. 550 kV BIL, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corrientes incorporado en los bujes.	11GH2	1	72,765.00	72,765.00
Interruptor	Interruptor de potencia SF6 121 kV, 1200 Amp, 40 kA, 60 Hz. 550 kV BIL, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corrientes incorporado en los bujes.	11HA2	1	72,765.00	72,765.00
Pararrayo	Pararrayos oxido metálico tipo estación con contador de descarga 96 kV 76 MCOV.	P 115-30	3	2,790.00	8,370.00
Pararrayo	Pararrayos oxido metálico tipo estación con contador de descarga 96 kV 76 MCOV.	P 115-31	3	2,790.00	8,370.00
Pararrayo	Pararrayos oxido metálico tipo estación con contador de descarga 96 kV 76 MCOV.	P 115-52	3	2,790.00	8,370.00
Pararrayo	Pararrayos oxido metálico tipo estación con contador de descarga 96 kV 76 MCOV.	P 115-53	3	2,790.00	8,370.00
PT	Transformador de potencial capacitivo 69000:115/69 V, con doble bobina secundaria independiente.	Nodo A	1	11,121.00	11,121.00
PT	Transformador de potencial capacitivo 69000:115/69 V, con doble bobina secundaria independiente.	Nodo D	1	11,121.00	11,121.00
PT	Transformador de potencial capacitivo 69400:115/66.4 V, con doble bobina secundaria independiente.	Nodo E	1	11,121.00	11,121.00
PT	Transformador de potencial capacitivo 69400:115/66.4 V, con doble bobina secundaria independiente.	115-52	3	11,121.00	33,363.00
PT	Transformador de potencial capacitivo 69400:115/66.4 V, con doble bobina secundaria independiente.	115-53	3	11,121.00	33,363.00
PT	Transformador de potencial capacitivo 69400:115/66.4 V, con doble bobina secundaria independiente.	Nodo H	1	11,121.00	11,121.00
PT	Transformador de potencial capacitivo 69400:115/66.4 V, con doble bobina secundaria independiente.	115-31	3	11,121.00	33,363.00
PT	Transformador de potencial capacitivo 69400:115/66.4 V, con doble bobina secundaria independiente.	115-30	3	11,121.00	33,363.00
	<b>EQUIPOS BASE</b>			<b>811,491.00</b>	<b>922,779.00</b>

<b>EQUIPOS BASE</b>		<b>889,836.00</b>
Sistema de puesta a tierra	5%	46,138.95
servicios auxiliares	12%	110,733.48
herrajes y estructuras de soporte	50%	461,389.50
equipo de protección, control y Monitoreo	70%	645,945.30
Equipo de Comunicaciones	15%	138,416.85
Cables, conductores, ductos	25%	230,694.75
<b>EQUIPOS POR LOTE</b>		<b>1,633,318.83</b>
<b>SUB TOTAL SUMINISTROS</b>		<b>2,556,097.83</b>
Montaje	15%	383,414.67
Obras Civiles	25%	639,024.46
<b>MONTAJE Y OBRAS CIVIL</b>		<b>1,022,439.13</b>
<b>COSTO BASE TOTAL S/E</b>		<b>3,578,536.96</b>
Contingencias	5%	178,926.85
Diseño	3%	107,356.11
Ingeniería	4%	143,141.48
Administración	4%	143,141.48
Inspección	5%	178,926.85
IDC	6%	214,712.22
EIA	0.19%	6,799.22
<b>OTROS COSTOS</b>		<b>973,004.20</b>
<b>COSTO TOTAL SUB ESTACION</b>		<b>4,551,541.16</b>
Doble circuito, 636 Grosbeak ACSR, postes de acero. (km)	115-30/31	2,514,421.00
<b>COSTO TOTAL S/E Y LINEAS</b>		<b>7,065,962.16</b>

**ANEXO II**  
**VALOR EN LIBROS DE ENSA DE LOS ACTIVOS**  
**DICIEMBRE 2014**



BFB05030582	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 Kv, 2000 A, 40 KA, 550 KVBIL	1	27/12/2012	33,274
BFB05030582	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 115 Kv, 2000 A, 40 KA, 550 KVBIL	1	27/12/2012	33,274
29704	Interruptor de potencia SF6 123 kV, 1200 Amp, 40 kA, 60 Hz. 550 kV BIL, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corrientes incorporado en los bujes.	1	01/10/2000	64,976
29704	Interruptor de potencia SF6 121 kV, 1200 Amp, 40 kA, 60 Hz. 550 kV BIL, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corrientes incorporado en los bujes.	1	01/10/2000	64,976
29704	Interruptor de potencia SF6 121 kV, 1200 Amp, 40 kA, 60 Hz. 550 kV BIL, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corrientes incorporado en los bujes.	1	01/10/2000	64,976
29704	Interruptor de potencia SF6 121 kV, 1200 Amp, 40 kA, 60 Hz. 550 kV BIL, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corrientes incorporado en los bujes.	1	01/10/2000	64,976
31045	Interruptor de potencia SF6 121 kV, 1200 Amp, 40 kA, 60 Hz. 550 kV BIL, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corrientes incorporado en los bujes.	1	18/12/2015	91,882
31045	Interruptor de potencia SF6 121 kV, 1200 Amp, 40 kA, 60 Hz. 550 kV BIL, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corrientes incorporado en los bujes.	1	18/12/2015	91,882
38426	Pararrayos oxido metálico tipo estación con contador de descarga 96 kV 76 MCOV.	3	01/10/2000	5,804
38426	Pararrayos oxido metálico tipo estación con contador de descarga 96 kV 76 MCOV.	3	01/10/2000	5,804
38424	Pararrayos oxido metálico tipo estación con contador de descarga 96 kV 76 MCOV.	3	18/12/2015	11,566
107328	Transformador de potencial capacitivo 69000:115/69 V, con doble bobina secundaria independiente.	1	01/10/2000	5,117
107328	Transformador de potencial capacitivo 69400:115/66.4 V, con doble bobina secundaria independiente.	1	01/10/2000	5,117
107332	Transformador de potencial capacitivo 69400:115/66.4 V, con doble bobina secundaria independiente.	3	18/12/2015	63,760
107332	Transformador de potencial capacitivo 69400:115/66.4 V, con doble bobina secundaria independiente.	3	18/12/2015	63,760
107328	Transformador de potencial capacitivo 69400:115/66.4 V, con doble bobina secundaria independiente.	1	01/10/2000	5,117
107328	Transformador de potencial capacitivo 69400:115/66.4 V, con doble bobina secundaria independiente.	3	01/10/2000	15,351
107328	Transformador de potencial capacitivo 69400:115/66.4 V, con doble bobina secundaria independiente.	3	01/10/2000	15,351
<b>TOTAL</b>				<b>3,351,358</b>

**ANEXO III**

**RELACION PORCENTUAL DE COSTOS Y CALCULO DE VNR PARA SUB ESTACIONES.**

**ESTUDIOS BÁSICOS 2013-ETESA**

### 2.3.2.2 Cálculo de Costos de Equipos tipo Lote

Dado que las Subestaciones de ETESA se pueden clasificar según su funcionalidad en subestaciones seccionadoras y transformadoras<sup>82</sup>. Y que éstas últimas contienen equipos de significativo costo en comparación a las primeras. Es importante evidenciar que la relación de los ítem por lotes aplicada indistintamente a todas las subestaciones de forma generalizada produciría un VNR alejado a los valores estándares.

Por tal motivo, en esta sección se plantea una metodología de cálculo de las relaciones porcentuales de los ítems 0002<sup>83</sup> mostrados en la tabla N° 5 para cada uno de estos grupos.

Cabe resaltar que para el cálculo de las subestaciones con equipos de transformación y regulación se empleó como base las licitaciones realizadas para las subestaciones Panamá II, Veladero y la ampliación de Llano Sánchez II, mientras que para el cálculo de las subestaciones sin equipos de transformación y regulación se empleó como base las licitaciones realizadas para las subestaciones Guasquitas y Santa Rita obteniendo como resultado las siguientes relaciones:

Tabla No. 8: Relación Porcentual de los Costos de Equipos por Lote

Detalle	%
Sistema de puesta a tierra	3.00
Servicios auxiliares	12.00
Herrajes, Estructuras y Soportes	50.00
Equipo de Protección, Control y Monitoreo	70.00
Equipo de Comunicaciones	15.00
Cables, conductores, ductos, etc.	25.00

Nota: sobre total de los costos unitarios.

<sup>82</sup>Nos referimos a aquellas subestaciones que cuentan con Auto-transformadores y Transformadores de potencia.

<sup>83</sup>Costos referentes a Sistemas de puesta a tierra, servicios auxiliares, herrajes, estructuras y soportes, equipos de protección, control y monitoreo, equipos de comunicaciones, cables, conductores y ductos.

### 2.3.2.3 Cálculo de Montaje y Obras Civiles

Para el cálculo de los ítem 0003<sup>84</sup> se tabuló de la lista de precios analizados, los costos totales para suministro, montaje y obras civiles. Posteriormente, se realizó una sumatoria entre licitaciones bajo el mismo criterio utilizado durante la sección anterior, obteniéndose como resultado una relación porcentual que representará el porcentaje de montaje y obras civiles con respecto al suministro.

Tabla No.7: Relación porcentual del Montaje y Obras Civiles

Detalle	%
Montaje	15.00
Obras Civiles Generales	25.00

Nota: sobre el total del suministro.

### 2.3.2.4 Cálculo de Otros Costos

Para el caso de los ítems 0004<sup>85</sup> se empleó la relación porcentual utilizada comúnmente por ETESA para este tipo de proyectos:

Tabla No.8: Relación porcentual de Otros Costos

Detalle	%
Contingencias	3.00
Diseño	3.00
Ingeniería	4.00
Administración	4.00
Inspección	3.00
IDC	6.00
EIA	0.19

Nota: sobre total del costo base.

<sup>84</sup> Costos referentes a montajes y obras civiles

<sup>85</sup> Costos referentes a contingencias, diseño, Ingeniería, administración, Inspección e Intereses durante construcción



### 2.3.2.5 Cálculo de Costos de Terreno

Los costos para los terrenos de cada Subestación, se obtuvieron de la información presentada en el Estudio de Actualización de Activos 2003.

### 2.3.2.6 Cálculo del VNR para las Subestaciones

Para el cálculo del VNR para las subestaciones se estableció la siguiente metodología:

#### Paso 1: Obtención del Subtotal de equipos de costos unitarios

El Subtotal de equipos de costos unitarios se obtiene a partir de una suma-producto de todas las cantidades de los equipos por subestación ya definidas con los costos unitarios de dichos equipos.

#### Paso 2: Obtención del Subtotal de costos unitarios sin equipos de transformación y regulación

El Subtotal de equipos de costos unitarios sin equipos de transformación y regulación se obtiene a partir de la resta del valor obtenido en el paso 1 y el monto de los equipos de transformación.

#### Paso 3: Subtotal Suministros

El Subtotal Suministros se obtiene al aplicarle los porcentajes descritos en la sección 3.2.2. al Subtotal obtenido en el paso 2, de esta forma estaremos determinando el valor de los equipos por lote. Y seguidamente se realiza una sumatoria que involucra los valores obtenidos de los equipos por lote y el Subtotal obtenido en el paso 1.

#### Paso 4: Total Costo Base

El Total del Costo Base se obtiene a al aplicarle los porcentajes descritos en la sección 3.2.3. al Subtotal obtenido en el paso 3, de esta forma estaremos determinando el valor de los montajes y obras civiles. Y seguidamente se realiza una sumatoria que involucra los valores obtenidos de los montajes y obras civiles y el Subtotal obtenido en el paso 3.

#### Paso 5: Costo Total o VNR

El Costo Total o VNR se obtiene al aplicarle los porcentajes descritos en la sección 3.2.4. al Subtotal obtenido en el paso 4, de esta forma estaremos determinando el valor de los otros costos (contingencias, diseño, ingeniería, administración, inspección, intereses durante construcción). Y seguidamente se realiza una sumatoria que involucra los valores obtenidos de los otros costos y el Subtotal obtenido en el paso 4.

## Anexo IV

### PARAMETROS EFICIENTES APROBADOS A ETESA EN EL IMP.

#### 2. PARÁMETROS COMPARADORES PARA TRANSMISIÓN

Al utilizar a TRANSELEC como empresa comparadora, los valores sugeridos son:

**Cuadro No.1**  
**Parámetros Comparadores para Transmisión**

Valores recomendados	Unidad	Valores TRANSELEC	Valores utilizados para ETESA
OMT% <sup>M</sup> (OyM/VNR)	%	1.88	2.03
AMDT% <sup>M</sup> (ADM/VNR)	%	0.78	0.78
AOYM/VNR	%	2.66	2.81

#### 3. CONCLUSIONES

La empresa comparadora para el Servicio de Transmisión en la República de Panamá es la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica TRANSELEC de Chile.

Los parámetros ajustados (incrementando el valor del comparador de OyM en un 8%) a utilizar son OMT%<sup>M</sup> (2.03%), AMDT%<sup>M</sup> (0.78 %) para un total de AOYM/VNR (2.81 %).

#### 3. CONCLUSIONES

Los valores obtenidos en el análisis a partir del método WACC-CAPM y los que resultan como valores extremos por la aplicación de la Ley No. 6, se resumen a continuación:

**Cuadro No. 5**  
**Valores resultantes según WACC y según Ley No. 6**

WACC real antes de impuesto			Banda Resultante según Ley n° 6	
Caso Base	Alt 1	Alt 2	Límite Inferior	Límite Superior
5.64%	7.08%	5.05%	7.89%	11.89%

Como se observa la tasa de rentabilidad calculada según el WACC no alcanza el límite inferior impuesto por la Ley No. 6, en ninguna de las alternativas, por lo que la tasa de retorno a aplicar para la determinación del Ingreso Máximo Permitido correspondiente al periodo tarifario 2013-2017 es de 7.90%.

**Cuadro No. 7**  
**Estimación de la tasa de depreciación para el SPT**

Costo bruto		Depreciación y amortizaciones		Tasa de depreciación media
31-12-2010	292,965,294	Periodo 2011	8,726,323	2.98%
31-12-2009	275,239,836	Periodo 2010	8,618,321	3.13%
31-12-2008	274,097,411	Periodo 2009	8,601,845	3.14%
<b>Tasa Promedio de depreciación 2009-2011</b>				<b>3.08%</b>