

# REPÚBLICA DE PANAMÁ



## CONSULTA PÚBLICA No. 15-17

**“PROPUESTA DE LAS EMPRESAS COMPRADORAS, TASA DE RENTABILIDAD Y DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) PARA LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA)”**

**PARA EL PERIODO DEL 1° DE JULIO DE 2017 AL 30 DE JUNIO DE 2021**

**Metodología de Cálculo**

**Diciembre de 2017**

**REALIZADO CON LA ASESORÍA  
DEL CONSORCIO SIGLA-ASINELSA**

# ÍNDICE DE CONTENIDO

	<b>Página</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	3
<b>PARTE I – INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN</b>	4
<b>CAPÍTULO I: ANÁLISIS Y PROPUESTA DE LA EMPRESA COMPARADORA PARA ETESA POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN</b>	4
SELECCIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA	5
PARÁMETROS COMPARADORES SELECCIONADOS	6
CONCLUSIONES	6
<b>CAPÍTULO II: ESTIMACIÓN DE LA TASA DE RENTABILIDAD</b>	6
TASA DE RENTILIDAD: DETERMINACION DE SUS COMPONENTES Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	7
CONCLUSIONES	9
<b>CAPÍTULO III: CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN</b>	10
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSISIÓN	11
SISTEMA DE CONEXIÓN	33
<b>PARTE II – INGRESO MÁXIMO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA</b>	38
<b>CAPÍTULO I: EMPRESAS COMPARADORAS PARA EL CND</b>	38
<b>CAPÍTULO II: INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA</b>	39
INVERSIONES Y GASTOS OPERATIVOS DE LA DIRECCION DE HIDROMETEOROLOGÍA	39
INVERSIONES Y GASTOS OPERATIVOS DEL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO	46
IMP RELACIONADO AL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	53
<b>PARTE III: INGRESO MÁXIMO PERMITIDO CONSOLIDADO PARA EL PERIODO TARIFARIO</b>	54
<b>ANEXOS</b>	56
ANEXO I: EVALUACIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA PARA TRANSMISIÓN	57
ANEXO II: RETORNO SOBRE EL CAPITAL PARA LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN EN PANAMÁ	94
ANEXO III: ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA EMPRESA COMPARADORA PARA EL CND	114

## **INTRODUCCIÓN**

El Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) correspondiente al período julio 2017–junio 2021, ha sido calculado de acuerdo al Régimen Tarifario de Transmisión de Electricidad, que forma parte del Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la Resolución No. JD-5216 del 14 de abril de 2005, sus modificaciones y la propuesta de modificación presentada en la Consulta Pública No. 13-17.

El Texto Único de la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997 que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad establece la siguiente regulación:

El Artículo 91 señala que el Régimen Tarifario está compuesto por reglas relativas a procedimientos, metodologías, fórmulas, estructuras, opciones, valores y, en general, a todos los aspectos que determinan el cobro de las tarifas sujetas a regulación.

El numeral 1 del Artículo 93 señala que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) definirá periódicamente las fórmulas tarifarias separadas, para los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada. Además, indica que de acuerdo con los estudios que realice, la ASEP podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas y podrá definir las metodologías para la determinación de tarifas.

El numeral 2 del Artículo 93 establece que para fijar sus tarifas, las empresas de transmisión y distribución prepararán y presentarán, a la aprobación de la ASEP, los cuadros tarifarios para cada área de servicio y categoría de cliente, los cuales deben ceñirse a las fórmulas, topes y metodologías establecidas en la normativa.

El Artículo 71 establece que la remuneración de los servicios de la Empresa de Transmisión provienen de los cargos por el acceso y uso de la red de transmisión, por el servicio de operación integrada, por los servicios de la red meteorológica e hidrológica, y por los estudios básicos que se pongan a disposición de posibles inversionistas.

En el Artículo 95 se establece que las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cuatro años. Excepcionalmente podrán modificarse, de oficio o a petición de una parte, antes del plazo indicado, cuando sea evidente que se cometieron graves errores en su cálculo, que lesionan injustamente los intereses de los clientes o de la empresa; o que ha habido razones de caso fortuito o fuerza mayor, que comprometen en forma grave la capacidad financiera de la empresa para continuar prestando el servicio en las condiciones tarifarias previstas.

El Artículo 96 señala que los costos de la Empresa de Transmisión, serán cubiertos bajo el supuesto de eficiencia económica en el desarrollo del plan de expansión y en la gestión de la empresa, lo que

significa que no se puede trasladar a los clientes los costos de una gestión ineficiente, además establece que se le debe permitir tener una tasa razonable de rentabilidad.

Para que la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), cumpla con la presentación de un límite en el ingreso de su actividad de transmisión, tal como lo especifica el artículo 93 mencionado anteriormente, es necesario determinar el “Ingreso Máximo Permitido” que dicha empresa pueda percibir para cubrir los costos de inversión, administración, operación y mantenimiento de la red nacional de transmisión, así como los costos del Centro Nacional de Despacho (CND) y los costos relacionados con la función hidrológica y meteorológica.

De acuerdo a la Ley No.6 y al Reglamento de Transmisión, se sigue el siguiente procedimiento:

- Se seleccionan empresas comparadoras con el fin de medir la eficiencia en la gestión de la empresa de transmisión tal como lo establece el artículo 96 de la Ley.
- Se definen los parámetros comparadores de eficiencia a utilizar a partir de los indicadores de las empresas comparadoras llamados comparadores.
- Se fija la tasa de rentabilidad para la actividad de transmisión vigente para el periodo tarifario en estudio.
- Se calculan los Ingresos Máximos Permitidos a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) para el servicio de transmisión y para el servicio de operación integrada.

Para la actividad del Sistema Principal de Transmisión, se desarrolla el cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) de acuerdo a los criterios que se incluyen en la propuesta de modificación al Reglamento de Transmisión según fueron definidos en la Consulta Pública No. 13-17 sobre el Régimen Tarifario de Transmisión y los procedimientos tarifarios. Una de las principales modificaciones introducidas en la normativa sobre el IMP ha sido la separación entre el ingreso reconocido por los activos en operación al inicio del periodo tarifario (IMP Existente) y el ingreso por los activos que entran en operación dentro del periodo tarifario (IMP adicional). En particular, el IMP Existente fija una remuneración base para la actividad considerando estrictamente a los activos existentes al 31 de diciembre de 2016 y la Tercera Línea de Transmisión Veladero- Llano Sánchez-Panamá la cual entró en operación en el año 2017. Dentro de este último esquema luego y de manera posterior (ex – post) se reconocerán en cada Año Tarifario siguiente las incorporaciones de los activos por las inversiones que se hayan puesto en operación por ETESA.

## **PARTE I – INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN**

### **CAPÍTULO I: ANÁLISIS Y PROPUESTA DE LA EMPRESA COMPARADORA PARA ETESA POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN**

Uno de los elementos que se utilizan para la determinación del Ingreso Máximo Permitido (IMP) para ETESA por es servicio de transmisión lo constituye la determinación de la empresa comparadora a utilizar.

En la revisión tarifaria anterior la empresa comparadora fue la empresa TRANSELEC (Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica de Chile) para la actividad de transmisión de electricidad propiamente dicha, en consecuencia correspondió, hacer el análisis para determinar si para este periodo tarifario la empresa comparadora continuaba siendo la misma o si se ameritaba su reemplazo.

## 1. SELECCIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA

A continuación se presentan los ratios (comparadores) obtenidos de las posibles empresas comparadoras consideradas:

- Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica (Transec de Chile- actual comparadora)
- Interconexión Eléctrica S.A. (ISA de Colombia)
- Red de Energía del Perú S.A. (REP)

Las variables utilizadas como comparadores en las revisiones tarifarias anteriores han sido: para la operación y mantenimiento OMT%M\* (OyM/VNR) y para la administración ADMT%M\* (ADM/VNR). Al respecto no existen elementos de juicio que lleven a modificarlos, por lo que se propone mantenerlos en la presente Revisión Tarifaria.

Del análisis realizado se obtuvieron los siguientes ratios comparadores:

**Cuadro N° 1: Resumen de Ratios Comparadores.**

Concepto	Transec 2013	ISA 2014	REP 2014
ADMT%M* (ADM/VNR)	0,79%	0.77%	1,23%
OMT%M* (OyM/VNR)	1,83%	2.58%	2,35%
AOYM/VNR	2,62%	3.35%	3,59%

Al igual que en la Revisión Tarifaria anterior, Transec muestra el mejor desempeño entre las empresas analizadas, no habiendo motivos para reemplazarla por otra empresa. En función de lo anterior, se propone considerar a Transec como empresa comparadora y sus ratios como base para el cálculo del ingreso a reconocer para cubrir el costo de operación y mantenimiento y la administración los comparadores a emplear para ETESA.

Adicionalmente, se recomienda incrementar el valor del Comparador de OyM en un 8% para captar diferencias de las condiciones de salinidad a las que se ven expuestas las instalaciones de ETESA respecto a las de la empresa comparadora.

En el **ANEXO I** se incluye un análisis de las empresas comparadoras estudiadas y el análisis de la Gestión de ETESA

## 2. PARÁMETROS COMPARADORES SELECCIONADOS

En consecuencia, los comparadores propuestos se presentan en el siguiente cuadro.

**Cuadro N° 2: Resumen de Ratios Comparadores.**

Comparador	Transec 2013	ETESA
ADMT%M* (ADM/VNR)	0,79%	0.79%
OMT%M* (OyM/VNR)	1,83%	1.97%
AOYM/VNR	2,62%	2.76%

## 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> (1.97%), AMDT%<sup>M</sup> (0.79 %) para un total de AOYM/VNR (2.76 %).

## CAPÍTULO II: ESTIMACIÓN DE LA TASA DE RENTABILIDAD

La Ley No. 6 del año 1997 define el análisis que se debe conducir para la determinación de la tasa de rentabilidad para la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (en adelante, ETESA), por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del Servicio Público de Electricidad. En lo que se refiere a las tarifas de transmisión, el Artículo 96 de dicha Ley expresa que "... los costos utilizados como base para el cálculo de tarifas deben permitir a la Empresa de Transmisión tener una tasa razonable de rentabilidad antes de aplicarse el impuesto sobre la renta sobre el activo fijo invertido a costo original. Para efectos de este cálculo, se define como razonable aquella tasa que no difiera en más de dos puntos de la suma de la tasa de interés anual de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de siete puntos en concepto del riesgo del negocio de transmisión en el país. La tasa de interés mencionada se calculará como el promedio de las tasas efectivas durante los doce meses anteriores a la revisión de la fórmula tarifaria...".

En función de ello, los valores resultantes para establecer los rangos establecidos en la Ley N° 6, se indican en el siguiente cuadro.

**Cuadro N° 3: Límite Inferior y Superior de Referencia según Ley No. 6 de 1997**

Tasa Libre de Riesgo	2,76%
Prima Riesgo Negocio	7,00%
Tasa de Referencia	9,76%
Variación Permitida	7,76%
	11,76%

Fuente: Elaboración propia en base a US 30 Years Treasury Bonds/Ley N° 6 de 1997

Adicionalmente, con la finalidad de verificar cual es la tasa en el mercado para una actividad similar y para determinar cuál será la tasa a reconocer a ETESA se calculó la tasa promedio ponderada del costo de capital, utilizando el modelo ampliamente aceptado en la práctica regulatoria panameña e internacional conocido como Wweighted Average Cost of Capital (WACC). El WACC incluye la determinación del costo de capital propio (costo del equity) a partir de otro modelo ampliamente aceptado como es el Capital Asset Pricing Model (CAPM). Con esta metodología se realizó un análisis de sensibilidad considerando diversos criterios.

El WACC se utiliza ya que considera el análisis del costo de financiamiento y del capital propio.

## **1. TASA DE RENTABILIDAD: DETERMINACIÓN DE SUS COMPONENTES Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD**

La Ley N° 6 de 1997 fija un rango dentro del cual puede variar la tasa de retorno sobre capital. Esta tasa no debe diferir más de doscientos puntos básicos (200 bp) de la suma de la tasa de interés anual de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América EE.UU. a 30 Años (en adelante, UST30Y) agregando una prima de setecientos puntos básicos (700 bp) en concepto de riesgo del negocio de transmisión en el país.

Para la determinación de la tasa de los UST30Y se utilizó la serie temporal de retornos informados por el Banco Nacional de Panamá. De acuerdo al criterio sostenido en la Ley N° 6 de 1997 respecto a la consideración de valores promedios para los rendimientos de los UST30Y durante los doce meses anteriores a la revisión de la formula tarifaria, se adoptó el promedio aritmético para el periodo Julio 2016 – Junio 2017 de los UST30Y. En el cuadro siguiente se muestran los valores correspondientes al periodo.

**Cuadro N°4: Tasas de Retorno Mensuales de los Bonos de Tesoro de los EE.UU. a 30 Años (UST30Y)**

	UST30
jul-16	2,22%
ago-16	2,26%
sep-16	2,35%
oct-16	2,50%
nov-16	2,87%
dic-16	3,11%
ene-17	3,02%
feb-17	3,03%
mar-17	3,08%
abr-17	2,94%
may-17	2,96%
jun-17	2,80%

Fuente: Datos Suministrados por el Banco Nacional de Panamá y en base a la publicación del Board of Governors Federal Reserve System

El promedio del UST30Y del período es de 2.76%.

En base a estos datos la tasa de rentabilidad regulada según la Ley N° 6 de 1997 queda enmarcada en un rango que tiene como límites 7.76% y 11.76% conforme se detalla en el cuadro siguiente.

**Cuadro N° 5: Tasa de Rentabilidad Regulada por Artículo 96 Ley N° 6 de 1997**

Tasa Libre de Riesgo	2,76%
Prima Riesgo Negocio	7,00%
Tasa de Referencia	9,76%
Variación Permitida	7,76%
	11,76%

Fuente: Elaboración propia en base a US 30 Years Treasury Bonds/Ley N° 6 de 1997

## Determinación de la Tasa de Rentabilidad

A continuación, se presenta el análisis de sensibilidad practicado sobre la tasa de rentabilidad para la actividad de transmisión eléctrica considerando valores alternativos para el componente Prima de Riesgo de Mercado (MRP) del CAPM con impacto en el WACC. A esos efectos, se utilizaron diversos criterios y fuentes de información relevante y de referencia a nivel del mercado financiero que pueden existir para su determinación.

Los valores detallados en el cuadro precedente han sido obtenidos de las estimaciones de retornos medios de mercado para los periodos de tiempo correspondientes promediando los resultados publicados por la consultora DUFF & PHELPS y por el Prof. Aswath Damodaran.<sup>12</sup> Luego dichos valores asimismo han sido calculados de manera separada tomando de manera aislada ambas fuentes de información estadística.

Los resultados que presentan el mayor valor de mercado son:

**Cuadro N° 6: Sensibilidades Practicadas a MRP del CAPM y Estimaciones de las Tasas de Retorno del Capital Propio – Riesgo de Mercado Damodaran**

	Escenario MRP 90 Años	Escenario MRP 50 Años	Escenario Base MRP 40 Años	Escenario MRP 30 Años	Escenario MRP 10 Años
Tasa Libre de Riesgo	2,76%	2,76%	2,76%	2,76%	2,76%
Riesgo País	1,66%	1,66%	1,66%	1,66%	1,66%
Beta Equity	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
Riesgo de Mercado (MRP)	6,24%	4,37%	4,65%	4,95%	3,62%
Costo de Capital Propio	9,34%	7,87%	8,09%	8,33%	7,28%

Fuente: Elaboración propia en base a Banco de Panamá/Board of Governors Federal Reserve System/Prof. Aswath Damodaran/OFGEM

<sup>1</sup> 2017 Yearbook Stocks, Bonds, Bills and Inflation; US Capital Markets Performance by Asset Class 1926 – 2016; Ibbotson, Roger G.; Duff & Phelps; Wiley & Sons

<sup>2</sup> Disponible en Damodaran On Line (<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>)

## Cuadro N° 7: Sensibilidades Practicadas a MRP del CAPM (Riesgo de Mercado Damodaran) y Tasas de Rentabilidad

	Escenario MRP 90 Años	Escenario MRP 50 Años	Escenario Base MRP 40 Años	Escenario MRP 30 Años	Escenario MRP 10 Años
Costo de Capital Propio	9,34%	7,87%	8,09%	8,33%	7,28%
Costo Deuda (antes de impuestos)	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%
Estructura Deuda	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%
Tasa Impuesto	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
WACC nominal	6,43%	5,69%	5,80%	5,92%	5,40%
Tasa Inflación Largo Plazo	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%
WACC Real despues de impuestos	3,84%	3,84%	3,84%	3,84%	3,84%
WACC Real antes de impuestos	6,62%	5,60%	5,75%	5,92%	5,18%

Fuente: Elaboración propia en base a Banco de Panamá/Board of Governors Federal Reserve System/Prof. Aswath Damodaran/OFGEM/Bloomberg LP/Raymond James

## 2. CONCLUSIONES

Como puede apreciarse en los cuadros anteriores en base a las sensibilidades practicadas todos los escenarios obtienen como resultado un valor menor al límite inferior regulado por la Ley N° 6 de 1997 como tasa de rentabilidad para la actividad de transporte eléctrico desarrollada por Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA). En este sentido y por todo lo expuesto la tasa de rentabilidad aplicable al nuevo período tarifario 1° de Julio de 2017 al 30 de Junio de 2021 queda determinada en 7,76%.

En el ANEXO II se explican los cálculos realizados.

### **CAPÍTULO III: CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN**

De acuerdo al Régimen Tarifario regulado bajo la Ley N° 6 de 1997 el Ingreso Máximo Permitido (IMP) por la actividad de Transmisión en el período tarifario se determinará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} IPT &= IPSP + IPC \\ IPSP &= IPSPE + IPSPA \end{aligned}$$

Donde:

IPT, es el valor presente de los ingresos máximos permitidos de cada año (j) de la Empresa de Transmisión en el período tarifario.

IPSP, es el valor presente de los ingresos máximos permitidos de cada año (j) para cubrir los costos del sistema principal de transmisión en el período tarifario.

IPC, es el valor presente de los ingresos máximos permitidos para cada año (j), para cubrir los costos de conexión al sistema de transmisión en el período tarifario

IPSPE, es valor presente de los Ingresos Máximos Permitidos de cada año (j), para cubrir los costos del sistema principal de transmisión existente al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior.

IPSPA, es valor presente de los Ingresos Máximos Permitidos de cada año (j), para cubrir los costos de los activos del sistema principal de transmisión efectivamente incorporados durante el periodo tarifario. En oportunidad del estudio tarifario este valor se determinará, en forma preliminar como el IPSPApre, usando como metodología el cálculo del IMP para cubrir los costos de los activos reales que han entrado en operación a partir del 1° de Enero del último año tarifario del Período Tarifario Anterior, tomando como referencia los activos a incorporar según el Plan de Expansión aprobado. Sobre el IPSPApre no se calculará la Tarifa ya que es un valor indicativo.

La metodología seguida para el cálculo de cada uno de los componentes del IMP es la indicada en el Régimen Tarifario vigente. En particular, como se observa en la definición y método de cálculo del IMP en la presente Revisión Tarifaria julio 2017 – junio 2021 se plantean modificaciones al régimen tarifario relativas al reconocimiento de altas de activos (inversiones) realizadas por ETESA durante el período de tiempo referenciado que conllevan como resultado un cambio en el modo de cálculo del IMP. A partir de estas modificaciones se procura que la Tarifa de Transmisión esté asociada al reconocimiento de los costos por la gestión de operación, mantenimiento, administración y costo de capital por activos existentes del Sistema de Transmisión y por la actividad de Operación Integrada. Esta orientación permite al regulador adicionar en el cálculo del IMP, a lo largo del período tarifario julio 2017- junio 2018 el ingreso por los activos por las inversiones que se irán incorporando a la operación del sistema de transmisión.

Los elementos que componen el cálculo del IMP para la actividad de transmisión, teniendo en cuenta lo establecido en la normativa vigente, son:

1. Tasa de Retorno a aplicar para la actividad de transmisión
2. Comparadores para determinar los costos de Administración, Operación y Mantenimiento
3. Base de capital bruta y neta
4. Depreciación de activos

5. Valor Nuevo de Reemplazo de los activos totales (valores base sobre los cuales se aplican los comparadores)
6. Equipamiento principal asignado a la generación y demanda
7. Equipamiento principal asignado totalmente a la demanda
8. Costos en concepto de Generación Obligada (CA) u otros costos adicionales del Mercado Mayorista de Electricidad relacionados a la aplicación del criterio de seguridad n-1.
9. Reconocimiento de los costos del estudio de planificación y por la gestión de compra de potencia y energía
10. Crédito por la Restricción del Sistema causado por el atraso de la Tercera Línea de Transmisión.

Los componentes del cálculo del IMP que abarcan los puntos 1 y 2 ya han sido tratados en los Capítulos I y II anteriores, por lo tanto a continuación se abordan los siguientes puntos y finalmente la determinación del IMP para la actividad de transmisión desarrollada por ETESA.

## **SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN**

### **1. DETERMINACIÓN DE LA BASE DE CAPITAL**

Dentro de los elementos necesarios para el cálculo del Ingreso Permitido (IMP) para la actividad de transmisión desarrollada por ETESA, teniendo en cuenta lo establecido en la normativa vigente, se destacan en esta instancia del análisis los siguientes rubros:

- ✓ Base de capital bruta y neta
- ✓ Depreciación de activos
- ✓ Valor Nuevo de Reemplazo de los activos totales (valor al cual se aplican los comparadores)

La Base de Capital para el nuevo Período Tarifario julio 2017- junio 2021 será la que resulte considerando los valores eficientes al 31 de diciembre de 2016. A continuación, se detalla el trabajo desarrollado para la determinación de la Base de Capital eficiente de ETESA para el nuevo Período Tarifario.

De acuerdo al Reglamento de Transmisión aplicable a ETESA (SECCIÓN IX.3.4; Artículo 197) se define que el “Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda” es aquel que se ha asignado exclusivamente a la demanda, y el “Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda” comprende el resto de los activos que forman parte del Sistema Principal de Transmisión que están en servicio que se asignan a la generación y a la demanda de acuerdo a los siguientes porcentajes:

$$\% \text{ASIGP(G)} = 70\%$$

$$\% \text{ASIGP(D)} = 30\%$$

Donde:

$\% \text{ASIGP(D)}$ , porcentaje del cargo del Equipamiento Principal Asignado a Generación Demanda que se asigna a la demanda.

$\% \text{ASIGP(G)}$ , porcentaje del cargo del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda que se asigna a la generación.

# 1. EQUIPAMIENTO ASIGNADO A LA GENERACIÓN Y DEMANDA

## 1.1.1. Base de Capital Inicial al 31 de diciembre de 2016

La Base de Capital inicial al 31 de diciembre de 2016 correspondiente al Sistema Principal de Transmisión resulta de la suma de los valores aceptados al inicio del periodo anterior más las inversiones, retiros y depreciaciones correspondientes al periodo 2013-2017 adecuadamente ajustada por eficiencia. No fueron considerados los activos fijos calificados como No Productivos. El análisis realizado en la Revisión Tarifaria anterior, para evaluar las capitalizaciones de activos para el periodo 2009–2012, mantiene vigencia.

En el cuadro siguiente se presentan el valor de los bienes e instalaciones del Sistema Principal y planta general, de acuerdo a la información contable (considera los ajustes realizados en periodos tarifarios anteriores):

**Cuadro N° 8: Evolución de la Base de Capital Bruta y Neta Contable de ETESA del 31 de Diciembre 2012 al 31 de Diciembre de 2016**

Base de Capital Bruta	Sistema Principal	Planta General
2012	328.214.907	36.777.498
2013	329.397.254	37.468.275
2014	339.317.559	39.608.718
2015	338.827.374	41.057.053
2016	367.674.768	45.644.353

Depreciaciones	Sistema Principal	Planta General
2013	143.353.570	29.688.404
2014	153.153.466	31.975.232
2015	162.298.861	33.927.842
2016	172.470.144	36.589.010

Base de Capital Neta	Sistema Principal	Planta General
2013	186.043.684	7.779.871
2014	186.164.094	7.633.486
2015	176.528.513	7.129.211
2016	195.204.624	9.055.343

Fuente: Elaboración propia en base a Estados Financieros ETESA (Valores expresados en Balboas)

En los cuadros siguientes se detalla la evolución de la base bruta y neta para el periodo 2013-2016 y el detalle, por año y cuenta, de las adiciones correspondientes al Sistema Principal de Transmisión y a la Planta General.

### Cuadro N° 9: Evolución de la Base Bruta y Neta 2013-2016

	Base de Capital Bruta 31-dic-12	Adiciones 2013	Retiros 2013	Reclasificaciones 2013	Ajustes 2013	Base de Capital Bruta 31-dic-13	Depreciaciones 31-dic-13	Base de Capital Neta 31-dic-13
<b>SISTEMA PRINCIPAL</b>	328.214.907	3.969.341	0	-2.786.994	0	329.397.254	143.353.570	186.043.684
<b>PLANTA GENERAL</b>	36.777.498	2.145.997	1.455.220	0	0	37.468.275	29.688.404	7.779.871

	Base de Capital Bruta 31-dic-13	Adiciones 2014	Retiros 2014	Reclasificaciones 2014	Ajustes 2014	Base de Capital Bruta 31-dic-14	Depreciaciones 31-dic-14	Base de Capital Neta 31-dic-14
<b>SISTEMA PRINCIPAL</b>	329.397.254	9.920.305	0	0	0	339.317.559	153.153.466	186.164.094
<b>PLANTA GENERAL</b>	37.468.275	2.739.450	599.006	0	0	39.608.718	31.975.232	7.633.486

	Base de Capital Bruta 31-dic-14	Adiciones 2015	Retiros 2015	Reclasificaciones 2015	Ajustes 2015	Base de Capital Bruta 31-dic-15	Depreciaciones 31-dic-15	Base de Capital Neta 31-dic-15
<b>SISTEMA PRINCIPAL</b>	339.317.559	-490.185	0	0	0	338.827.374	162.298.861	176.528.513
<b>PLANTA GENERAL</b>	39.608.718	2.130.497	682.162	0	0	41.057.053	33.927.842	7.129.211

	Base de Capital Bruta 31-dic-15	Adiciones 2016	Retiros 2016	Reclasificaciones 2016	Ajustes 2016	Base de Capital Bruta 31-dic-16	Depreciaciones 31-dic-16	Base de Capital Neta 31-dic-16
<b>SISTEMA PRINCIPAL</b>	338.827.374	31.216.474	3.100	0	-2.365.980	367.674.768	172.470.144	195.204.624
<b>PLANTA GENERAL</b>	40.482.365	5.274.694	109.550	-31.565	28.409	45.644.353	36.589.010	9.055.343

Fuente: Elaboración propia en base a información contable ETESA (Valores expresados en Balboas)

### Cuadro N° 10: Capitalizaciones 2013-2016 para el Sistema Principal de Transmisión

SISTEMA PRINCIPAL	2013	2014	2015	2016
TERRENOS	-	-	-	333.653
EDIFICIOS Y MEJORAS	-	128.459	-	853.158
CAMINOS Y SENDEROS	-	-	-	126.329
SERVIDUMBRE	-	-	-	-
EQUIPO ELÉCTRICO AUXILIAR	-	33.639	-	496.908
EQUIPO ELÉCTRICO MISCELÁNEO	-	-	-	-
EQUIPO DE SUBESTACIONES	1.154.398	6.303.031	490.185	17.535.177
TORRES Y ACCESORIOS	-	28.800	-	596.122
CONDUCTORES AÉREOS Y ACCESORIOS	-	2.862.389	-	2.884.264
EQUIPO MECANICO	-	-	-	-
EQUIPO DE COMUNICACIÓN	-	-	-	2.408.672
TRANSFORMADORES DE LÍNEAS	2.814.944	133.383	-	2.766.245
EQUIPO DE PROTECCIÓN, CONTROL Y	-	430.604	-	3.215.945
MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA	-	-	-	-
HERRAMIENTAS ESPECIALIZADAS	-	-	-	-
<b>TOTAL CAPITALIZACIONES</b>	<b>3.969.341</b>	<b>9.920.305</b>	<b>490.185</b>	<b>31.216.474</b>

Fuente: Elaboración propia en base a información contable ETESA (Valores expresados en Balboas)

**Cuadro N° 11: Bienes e Instalaciones ETESA al 31 de Diciembre de 2016**

SISTEMA PRINCIPAL	397.904.643	178.033.379	219.871.264
<b>LÍNEAS</b>	<b>222.822.622</b>	<b>99.077.846</b>	<b>123.744.775</b>
<b>230 KV</b>	<b>200.312.803</b>	<b>89.461.323</b>	<b>110.851.481</b>
Líneas 230KV-Bayano-Pacora (230-1A)	5.479.673	4.520.098	959.575
Líneas 230KV-Chorrera-Llano Sánchez (230-3B, 230-4B)	15.382.218	13.838.935	1.543.283
Líneas 230KV-Llano Sánchez-Veladero (230-14, 230-15)	17.678.038	4.145.452	13.532.586
Líneas 230KV-Llano Sánchez-Veladero (230-5A, 230-6A)	20.814.875	20.814.875	0
Líneas 230KV-Mata de Nance-Progreso (230-9)	5.017.483	3.822.203	1.195.280
Líneas 230KV-Panamá II-Llano Sánchez (230-12, 230-13)	54.855.161	14.922.766	39.932.396
Líneas 230KV-Panamá II-Panamá (230-1C, 230-2B)	3.463.511	1.459.385	2.004.126
Líneas 230KV-Panamá-Chorrera (230-3A, 230-4A)	4.901.325	3.833.148	1.068.177
Líneas 230KV-Pacora-Panamá II (230-1B)	2.055.550	1.767.494	288.056
L/T 230 KV-PROGRESO-FRONTERA (COSTA RICA) (230-10)	1.993.987	1.351.278	642.709
L/T 230 KV-SANTA RITA-PANAMA II	155.867	36.369	119.498
Líneas 230KV-Veladero-Guasquitas (230-16, 230-17)	14.009.147	4.369.099	9.640.048
L/T 230 KV-GUASQUITAS-FORTUNA-18	6.002.320	1.309.934	4.692.385
L/T 230 KV-FORTUNA-CHANGUINOLA (230-20)	34.500.913	7.477.197	27.023.715
L/T 230 KV-CHANGUINOLA-FRONTERA (230-21)	5.533.570	719.081	4.814.488
Líneas 230KV-Mata de Nance-Fortuna (230-7, 230-8)	5.788.686	5.003.676	785.009
L/T 230 KV-VELADERO-MATA DE NANCE-5B	190.182	26.430	163.752
L/T 230 KV-NAVE 1 LA ESPERANZA	1.479.170	35.020	1.444.150
L/T 230 KV-CAÑAZA - PTP	1.011.127	8.880	1.002.247
<b>115 KV</b>	<b>22.509.818</b>	<b>9.616.524</b>	<b>12.893.295</b>
Líneas 115Kv-CPSA-BLM2 (115-4B)	2.032.631	1.204.320	828.311
Líneas 115Kv-BLM1-Santa Rita (115-1B, 115-2B)	2.962.164	964.498	1.997.665
Líneas 115KV-Panamá CPSA (115-4A)	4.313.901	3.014.574	1.299.327
Líneas 115Kv-Mata de Nance-Caldera (115-15, 115-16)	5.766.683	2.334.296	3.432.387
Líneas 115Kv-Panamá-Cáceres (115-12)	199.902	171.572	28.330
Líneas 115Kv-Panamá-Cáceres (115-37) Subterránea	779.198	152.690	626.508
Líneas 115Kv-Santa Rita-Cáceres (115-1A, 115-2A)	6.455.340	1.774.574	4.680.767
<b>SUBESTACIONES</b>	<b>175.082.022</b>	<b>78.955.533</b>	<b>96.126.489</b>
<b>230 KV</b>	<b>138.710.954</b>	<b>66.415.470</b>	<b>72.295.484</b>
PATIO 230 KV-CHANGUINOLA	7.925.307	1.744.121	6.181.185
PATIO 230 KV-CHORRERA	8.193.829	6.066.596	2.127.233
PATIO 230 KV-GUASQUITAS	8.329.526	3.135.388	5.194.138
PATIO 230 KV-LLANO SANCHEZ	21.841.325	9.897.345	11.943.980
PATIO 230 KV-MATA DE NANCE	15.607.907	11.996.526	3.611.381
PATIO 230 KV-PANAMA	21.007.561	16.863.435	4.144.126
PATIO 230 KV-PANAMA II	20.346.532	6.413.947	13.932.585
PATIO 230 KV-PROGRESO	5.094.810	3.408.194	1.686.616
PATIO 230 KV-VELADERO	10.892.534	4.734.224	6.158.310
PATIO 230 KV-NAVE 3 FORTUNA	2.153.122	1.329.531	823.591
PATIO 230 KV-NAVE 1 LA ESPERANZA	5.333.569	126.275	5.207.294
PATIO 230 KV-CAÑAZA - PTP	2.828.058	56.380	2.771.678
PATIO 230/34.5 KV - EL HIGO	9.156.874	643.507	8.513.367
<b>115KV</b>	<b>36.371.068</b>	<b>12.540.063</b>	<b>23.831.005</b>
PATIO 115 KV-CACERES	6.547.037	4.273.185	2.273.852
PATIO 115 KV-CALDERA	3.532.169	2.832.700	699.469
PATIO 115 KV-MATA DE NANCE	1.099.317	454.775	644.542
PATIO 115 KV-PANAMA	5.384.869	568.998	4.815.871
PATIO 115 KV-PANAMA II	12.693.047	2.802.842	9.890.205
PATIO 115 KV-SANTA RITA	7.114.628	1.607.563	5.507.065
<b>PLANTA GENERAL</b>	<b>45.644.353</b>	<b>36.589.010</b>	<b>9.055.342</b>
EDIFICIOS Y MEJORAS	981.996	328.336	653.660
EQUIPO DE COMUNICACION	16.759.306	12.498.975	4.260.331
EQUIPO DE INFORMATICA	15.851.735	13.863.779	1.987.956
EQUIPO DE LABORATORIO	1.286.786	1.285.540	1.247
EQUIPO DE TRANSPORTE	4.797.535	3.861.637	935.898
EQUIPO ELECTRICO MISCELANEO	554.148	407.932	146.216
EQUIPO MECANICO	316.816	50.471	266.345
EQUIPO Y MOBILIARIO DE OFICINA	2.994.646	2.657.833	336.813
HERRAMIENTAS ESPECIALIZADAS	1.828.909	1.634.507	194.402
TERRENOS	272.475	0	272.475

Fuente: Elaboración Propia en base a ETESA (Valores expresados en Balboas)

Para la Base de Capital utilizada a reconocer rentabilidad y depreciación se le restan los activos que han sido recibidos en donación por la suma de B/. B/. 2,430,208, quedando una base de activos de B/. 395,482,2016.

Esta información se presenta solo para referencia de la información presentada ya que la misma fue ajustada por eficiencia en periodos tarifarios anteriores.

Durante el periodo 2013-2016 las capitalizaciones se analizaron en base a criterios de eficiencia del Régimen Tarifario. Las capitalizaciones reportadas por ETESA en el periodo 2013-2016 se realizaron principalmente por los siguientes proyectos:

- Repotenciación de la Línea de 230 KV Panamá – Panamá II
- Adición de 50 MVAR al banco de capacitores de la subestación Panamá 115 KV
- Adición Transformador T3 Chorrera
- Adición T3 Llano Sánchez
- Banco de Capacitores de 120 MVAR en Subestación Panamá II 230 KV

Las activaciones antes detalladas totalizan unos B/. 16,338,930. El Artículo 184 del Reglamento de Transmisión establece que los costos que se pueden activar para cada activo del Sistema de Transmisión son los costos obtenidos a través de un proceso de libre competencia que se consideran eficientes (fundamentalmente los costos bases de equipamiento), y los costos regulados como eficientes por la ASEP para aquellas actividades realizadas por ETESA, como son Diseño, Ingeniería, Administración e Inspección. A dichos efectos, se consideran eficientes los siguientes costos:

- Diseño - 3 % del costo base del equipamiento
- Ingeniería - 4 % del costo base del equipamiento
- Administración - 4 % del costo base del equipamiento
- Inspección - 5 % del costo base del equipamiento

A efectos de verificar el cumplimiento de los porcentajes antes mencionados, se solicitó a ETESA información detallada de las principales obras<sup>3</sup> realizadas en el periodo 2013-2016. Mediante el análisis de la información presentada se verificó que los costos indirectos no superaron los parámetros regulatorios, por lo que no se realizaron ajustes en tales conceptos. En el cuadro siguiente se expone el detalle de las inversiones relevadas.

**Cuadro N° 12: Detalle de las principales activaciones informadas para el período 2013 - 2016**

Número	Nombre	Capitalizado	Monto Activado
C-4-L-2011-01	REPOTENCIACIÓN DE LA L/T 230 PANAMA-PANAMA II	jul-14	1.843.179
C-8-S/E-2012-15	ADICIÓN DE 50 MVAR AL BANCO DE CAPACITORES DE LA SUBESTACIÓN PANAMÁ 115 KV	jun-14	2.039.375
C-4-S/E-2010-05	ADICION TRANSFORMADOR T3 CHORRERA	nov-13 / dic-13	3.242.863
C-4-S/E-2010-07	ADIC. T3 LLANO SANCHEZ	nov-13 / dic-13	3.667.282
C-8-S/E-2012-16	BANCO DE CAPACITORES DE 120 MVAR EN SUBESTACIÓN PANAMÁ II 230 KV	jun-14	5.546.231

Fuente: Elaboración propia en base a información contable ETESA (Valores expresados en Balboas)

Adicionalmente, se revisaron los costos de indemnización por servidumbres y los costos por mitigación de impacto ambiental. Al respecto no se observan activaciones relacionadas con servidumbres ni gastos de mitigación por impacto ambiental.

La fuente de información para este análisis son los balances de los Estados Financieros presentados por la empresa<sup>4</sup> y la hoja de cálculo que contiene un desglose de costos para las principales obras del periodo 2013-2016 y el detalle de las inversiones 2013-2016.

<sup>3</sup> Definidas por la regulación en obras mayores a B/. 1.500.000

<sup>4</sup> El Balance Financiero utilizado para el año 2016 es preliminar

En el cuadro siguiente se detallan las adiciones correspondientes al Sistema Principal de Transmisión y a la Planta General.

**Cuadro N° 13: Capitalizaciones 2013-2016 para el Sistema Principal de Transmisión**

SISTEMA PRINCIPAL	2013	2014	2015	2016
TERRENOS	-	-	-	333.653
EDIFICIOS Y MEJORAS	-	128.459	-	853.158
CAMINOS Y SENDEROS	-	-	-	126.329
SERVIDUMBRE	-	-	-	-
EQUIPO ELÉCTRICO AUXILIAR	-	33.639	-	496.908
EQUIPO ELÉCTRICO MISCELÁNEO	-	-	-	-
EQUIPO DE SUBESTACIONES	1.154.398	6.303.031	490.185	17.535.177
TORRES Y ACCESORIOS	-	28.800	-	596.122
CONDUCTORES AÉREOS Y ACCESORIOS	-	2.862.389	-	2.884.264
EQUIPO MECANICO	-	-	-	-
EQUIPO DE COMUNICACIÓN	-	-	-	2.408.672
TRANSFORMADORES DE LÍNEAS	2.814.944	133.383	-	2.766.245
EQUIPO DE PROTECCIÓN, CONTROL Y MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA	-	430.604	-	3.215.945
HERRAMIENTAS ESPECIALIZADAS	-	-	-	-
<b>TOTAL CAPITALIZACIONES</b>	<b>3.969.341</b>	<b>9.920.305</b>	<b>490.185</b>	<b>31.216.474</b>

Fuente: Elaboración propia en base a información contable ETESA (Valores expresados en Balboas)

Por su parte en el cuadro siguiente se presentan el valor total y detalle de las diferentes cuentas que integran la base bruta y neta del Sistema Principal de Transmisión al 31 de Diciembre de 2016.

**Cuadro N° 14: Base de Capital Bruta y Neta del Sistema Principal de Transmisión Asignando a Generación y Demanda al 31 de Diciembre 2016**

SISTEMA PRINCIPAL	Base de Capital Bruta	Base de Capital Neta
	31-dic-16	31-dic-16
TERRENOS	4,457,612	4,457,611.55
EDIFICIOS Y MEJORAS	15,954,395	7,145,203.07
CAMINOS Y SENDEROS	758,818	586,961.65
SERVIDUMBRE	17,524,439	11,420,687.04
EQUIPO ELÉCTRICO AUXILIAR	6,947,636	3,422,361.96
EQUIPO ELÉCTRICO MISCELÁNEO	69,052	5,096.99
EQUIPO DE SUBESTACIONES	77,170,219	46,742,414.41
TORRES Y ACCESORIOS	92,654,657	47,997,978.27
CONDUCTORES AÉREOS Y ACCESORIOS	92,221,758	47,825,759.93
EQUIPO MECANICO	31,826	6,748.59
EQUIPO DE COMUNICACIÓN	3,267,408	2,425,893.88
TRANSFORMADORES DE LÍNEAS	39,052,602	20,039,241.03
EQUIPO DE PROTECCIÓN, CONTROL Y MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA	17,475,334	3,124,907.02
HERRAMIENTAS ESPECIALIZADAS	0	0.03
<b>Total</b>	<b>367,674,768</b>	<b>195,204,624</b>

Fuente: Elaboración propia en base a información contable ETESA (Valores expresados en Balboas)

Complementariamente, se muestran las diferentes cuentas de la Planta General al 31 de Diciembre de 2016.

**Cuadro N° 15: Base de Capital Bruta y Neta de la Planta General al 31 de Diciembre 2016**

	Base de Capital Bruta al 31 de Diciembre 2016	Base de Capital Neta al 31 de Diciembre 2016
TERRENOS	272.475	272.475
EDIFICIOS Y MEJORAS	981.996	653.660
EQUIPO ELÉCTRICO MISCELÁNEO	554.148	146.216
EQUIPO DE LABORATORIO	1.286.786	1.247
EQUIPO MECANICO	316.816	266.345
EQUIPO DE COMUNICACIÓN	16.759.306	4.260.331
EQUIPO DE INFORMATICA	15.851.735	1.987.956
EQUIPO Y MOBILIARIO DE OFICINA	2.994.646	336.813
EQUIPO DE TRANSPORTE	4.797.535	935.898
HERRAMIENTAS ESPECIALIZADAS	1.828.909	194.402
<b>TOTAL</b>	<b>45.644.352</b>	<b>9.055.343</b>

Fuente: Elaboración propia en base a información contable ETESA (Valores expresados en Balboas)

### 1.1.2. Ajuste de la Base de Capital por Actividades No Reguladas

Los ingresos de ETESA derivados de actividades no reguladas que tienen un carácter recurrente según los estados financieros y regulados del período 2013 - 2016 representan magnitudes poco relevantes respecto a los ingresos (no superan el 1,2%), por lo que se ha desestimado el ajuste de la base de capital por actividades no reguladas establecido en el Artículo 185 del Reglamento de Transmisión.

### 1.1.3. Activos que se incorporan a la Base de Capital en el Período 2017-2021

Los activos que se incorporarán a la base de capital del Sistema Principal de Transmisión asignando tanto a la generación y demanda, como el asignado totalmente a la demanda que corresponden a las inversiones programadas en el Plan de Expansión aprobado, no se han tomado en cuenta en esta propuesta de cálculo del Ingreso Máximo Permitido. Dichos activos sólo se presentan en el modelo de cálculo de forma indicativa y con un cálculo preliminar.

Posteriormente, al inicio de cada año tarifario (2, 3 y 4) del periodo tarifario, se determinarán los valores de los Ingresos Máximos Permitidos (IMP) adicionales con base en las inversiones efectivamente realizadas por ETESA de acuerdo a las modificaciones propuestas al Reglamento de Transmisión mediante la Consulta Pública No.13-17.

### 1.1.4. Activos brutos eficientes para el cálculo de gastos de administración y explotación

De acuerdo a la normativa, los activos eficientes al comienzo del período tarifario se calculan como el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los activos del Sistema Principal de Transmisión.

ETESA presentó a la ASEP valores de VNR para sus instalaciones a diciembre de 2016. Del análisis de costos realizado se observa un incremento del VNR respecto del valor aceptado para el Período Tarifario anterior 2013 - 2017. No obstante dicho aumento se encuentra en línea con la variación de

precios general de la economía de la República de Panamá del orden del 3,5% anual para el período de referencia 2013 – 2017.

Los VNR presentados por ETESA para el año 2016 registra un incremento de aproximadamente el 6% en el caso de líneas respecto al determinado en el período tarifario anterior. Por el contrario, en el caso de subestaciones e observa un importante incremento en el VNR de manera comparativa con el VNR determinado en el Período Tarifario 2013 -2017, como puede apreciarse en el cuadro siguiente.

**Cuadro N° 16: VNR Subestaciones al 31 Diciembre 2012 y 31 de Diciembre 2016**

	2012	2016	
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN	245.530.481	433.523.910	77%
ESTRATEGICAS	12.328.579	45.823.735	272%
CONEXIÓN	49.089.337	67.037.096	37%
<b>TOTAL</b>	<b>306.948.397</b>	<b>546.384.741</b>	<b>78%</b>

Fuente: Elaboración propia en base a información ETESA (Valores expresados en Balboas)

En función de lo anterior la determinación del VNR al 31 de Diciembre de 2016 se realizó considerando para el caso de las líneas de transmisión:

- VNR aceptado al inicio del periodo tarifario anterior
- Incorporaciones realizadas en el periodo 2013-2017
- Variaciones de costos 2013-2017 considerando valores de referencia actualizados por índices de precios generales de la economía panameña como comparaciones con valores con la base de costos de instalaciones propia del consultor.

En base a estos criterios se determinó el VNR de los distintos componentes de líneas de transmisión, valores que se muestran en los cuadros siguientes para el Sistema Principal de Transmisión.

**Cuadro N° 17: VNR Líneas Sistema Principal de Transmisión al 31 Diciembre 2012 y 31 de Diciembre 2016 (Valores de VNR expresados en Balboas)**

	Año	Longitud	VNR		2017 vs 2013 %		
			Aceptado Revisión 2013	ETESA 2017			
LINEAS DE 230 kV DOBLE CIRCUITO	230-1A/B,2A	BAYANO - PACORA - PANAMA II	1976	69,14			
	230-2A	BAY - 24 DICIEMBRE	1976	19,00	20.178.992	19.615.933	-2,8%
	230-2B	24 DICIEMBRE - PANAMA II	1976	59,04			
	230-1C,2B	PANAMA II - PANAMA	1976	12,94	4.078.819	4.485.638	10,0%
	230-3A,4A	PANAMA - CHORRERA	1978	40,3	10.632.028	11.501.137	8,2%
	230-3B,4B	CHORRERA - LL.SANCHEZ	1978	142,05	38.763.285	40.539.368	4,6%
	230-5A,6A	LL.SANCHEZ - VELADERO	1978	110,21	28.995.450	31.452.614	8,5%
	230-5B,6B	VELADERO - MATA NANCE	1979	84,49	23.033.336	24.112.434	4,7%
	230-7,8	MATA NANCE - FORTUNA	1984	37,50	10.223.104	10.702.051	4,7%
	230-12,13	LL.SANCHEZ - PANAMA II	2006	194,50	64.592.068	66.942.636	3,6%
	230-14,15	VELADERO - LL. SANCHEZ	2004	110,21	36.459.738	37.786.543	3,6%
	230-16,17	GUASQUITAS - VELADERO	2004	84,30	27.923.648	28.939.817	3,6%
	230-18, 29	GUASQUITAS - FORTUNA (*)	2003	16,00	5.299.862	5.752.658	8,5%
	230-20A	FORTUNA - LA ESPERANZA	2009	96,87			
	230-20B	LA ESPERANZA - CHANGUINOLA	2009	24,88	28.532.003	32.605.127	14,3%
	230-29	GUASQUITAS - CAÑAZAS	2012	44,00			
	230-30	CAÑAZAS - CHANGUINOLA	2012	76,65			
<b>TOTAL</b>				<b>1.222,08</b>	<b>298.712.332</b>	<b>314.435.955</b>	<b>5,3%</b>

	Año	Longitud	VNR		2017 vs 2013 %		
			Aceptado Revisión 2013	ETESA 2017			
LINEAS DE 230 kV CIRCUITO SENCILLO	230-9A	MATA NANCE - BOQUERON III	1986	24,33	4.948.370	5.128.804	3,6%
	230-9B	BOQUERON III - PROGRESO	1986	29,75	4.948.370	5.128.804	3,6%
	230-10	PROGRESO - FRONTERA	1986	9,50	1.777.748	1.842.570	3,6%
	230-21	CHANGUINOLA - FRONTERA	2011	15,00	2.749.094	2.849.335	3,6%
	230-XX	DESVIACIÓN FORTUNA					
			<b>78,58</b>	<b>14.423.581</b>	<b>14.949.513</b>	<b>3,6%</b>	

	Año	Longitud	VNR		2017 vs 2013 %		
			Aceptado Revisión 2013	ETESA 2017			
LINEAS DE 115 kV DOBLE CIRCUITO	115-1A,2A	CACERES - STA. RITA	2016	46,6	13.311.817	12.186.809	-8,5%
	115-1B,2B	STA. RITA - BLM 1	2004	6,2	1.499.496	1.957.817	30,6%
	115-15,16	MATA NANCE - CALDERA	1979	25,00	6.046.353	6.537.988	8,1%
	115-3A,3B,4A,4B	BAHIA LAS MINAS - PANAMA	1972	111,40	13.060.123	17.051.952	30,6%
			<b>189,20</b>	<b>33.917.788</b>	<b>37.734.565</b>	<b>11,3%</b>	

	Año	Longitud	VNR		2017 vs 2013 %		
			Aceptado Revisión 2013	ETESA 2017			
LINEAS DE 115 kV CIRCUITO SENCILLO	115-12	PANAMA - CACERES	1976	0,8	170.760	180.545	5,7%
	115-37	PANAMA - CACERES SUBT.	2008	0,8	931.736	1.037.997	11,4%
	115-17	CALDERA - LA ESTRELLA	1979	5,80	983.541	1.037.997	5,5%
	115-18	CALDERA - LOS VALLES	1979	2,00	339.152	362.898	7,0%
	115-19	CALDERA - PAJA DE SOMBRERO	1982	0,50	84.788	89.482	5,5%
	115-25	PROGRESO - CHARCO AZUL	1988	30,00	5.087.282	5.443.471	7,0%
			<b>39,90</b>	<b>7.597.259</b>	<b>8.152.390</b>	<b>7,3%</b>	

Fuente: Elaboración propia en base a información ETESA (Valores expresados en Balboas)

En general la variación del VNR se encuentra en línea con la indexación general de la economía, expresada en el índice de precios al consumidor (IPC). No obstante, se destaca del análisis y correcciones realizadas al VNR presentado por ETESA los siguientes puntos para los casos que registran un incremento mayor:

- ✓ El incremento del VNR en el caso de las Líneas 230 KV Doble Circuito se explica por la adición del tramo Bayano - Panamá II y la adición de los nuevos circuitos Guasquitas – Cañazas y Cañazas – Changuinola respecto del año 2013
- ✓ En el caso del Doble Circuito de 115 KV se adiciona el tramo Bahía Las Minas – Panamá respecto del año 2013 con una longitud de 111,4 Km
- ✓ En el caso del Circuito Sencillo de 115 KV se adicionan los tramos Caldera – La Estrella, Caldera – Los Valles, Caldera – Paja de Sombrero y Progreso – Charco – Azul por un total de 38,3 Km respecto del año 2013
- ✓ Se corrigió a partir de observaciones realizadas a ETESA y en base al unifilar la longitud de los circuitos 230 5A, 6A, 14 y 15 (Llano Sánchez – Veladero y Veladero – Llano Sánchez), a los cuales les corresponde una longitud de 110,21 Km cada uno.

La determinación del VNR al 31 de Diciembre de 2016 correspondiente a los activos de Subestaciones, se realizó considerando:

- a. VNR aceptado al inicio del periodo tarifario anterior
- b. Incorporaciones realizadas en el periodo 2013-2017

- c. Variaciones de costos 2013-2017 considerando valores de referencia actualizados por índices de precios generales de la economía panameña como comparaciones con valores con la base de costos de instalaciones propia del consultor
- d. Finalmente, de acuerdo al Artículo 187 del Reglamento de Transmisión, los activos de proyectos estratégicos se consideran únicamente para remunerar costos de administración y de operación y mantenimiento (ADMTSPi y OMTSPi) con lo cual debe incluirse en el VNR del Sistema Principal de Transmisión.

Se realizaron dos consultas a la empresa de transmisión respecto de la evolución del VNR de Subestaciones observándose un importante incremento en el mismo como resultado de la variación en el número de transformadores de medida en estas instalaciones. El número de estos equipos se incrementa de manera significativa entre el 31 de diciembre de 2012 y el 31 de diciembre de 2016, pero más destacable es el precio al cual se incorporan al VNR de Subestaciones. De la consulta a la base de precios del consultor se determina que estos se encuentran cotizados en promedio un 157% por sobre el valor de referencia de mercado. Se procedió en este caso a ajustar el VNR de subestaciones por este ítem. En los cuadros siguientes se exponen los valores determinados para ETESA para el sistema principal.

**Cuadro N° 18: VNR Subestaciones Sistema Principal de Transmisión al 31 Diciembre 2016 según Solicitud ETESA y VNR Subestaciones Ajustado**

SUBESTACION	VNR 230 KV	VNR 115 KV	VNR SPT PRESENTACIÓN ETESA	VNR SPT TOTAL AJUSTADO	AJUSTE
PANAMA II	39.373.503	15.729.615	68.616.926	55.103.118	-20%
PANAMA	43.197.214	20.315.256	74.612.245	63.512.470	-15%
CHORRERA	24.367.576		33.232.565	24.367.576	-27%
EL HIGO	13.720.068		16.497.053	13.720.068	-17%
LLANO SANCHEZ	47.891.591		61.592.029	47.891.591	-22%
VELADERO	33.344.753		43.112.748	33.344.753	-23%
GUASQUITAS	10.822.833		14.590.211	10.822.833	-26%
MATA DE NANCE	28.652.427	5.268.256	40.191.970	33.920.683	-16%
PROGRESO	13.521.370		15.890.545	13.521.370	-15%
FORTUNA NAVE 3	4.095.975		5.435.918	4.095.975	-25%
LA ESPERANZA NAVE 1	4.095.975		5.435.918	4.095.975	-25%
CAÑAZAS	4.468.634		6.196.967	4.468.634	-28%
CHANGUINOLA	17.015.886		19.938.516	17.015.886	-15%
CACERES		8.060.963	10.181.907	8.060.963	-21%
SANTA RITA		8.720.924	11.419.481	8.720.924	-24%
CALDERA		5.111.030	6.578.910	5.111.030	-22%
<b>TOTAL</b>	<b>284.567.804</b>	<b>63.206.043</b>	<b>433.523.910</b>	<b>347.773.848</b>	<b>-20%</b>

Fuente: Elaboración propia en base a información ETESA (Valores expresados en Balboas)

**Cuadro N° 19: VNR Subestaciones Estratégicas al 31 Diciembre 2016 según Solicitud ETESA y VNR Estratégicas Ajustado**

SUBESTACION	VNR CONEXIÓN 230	VNR CONEXIÓN 115	VNR CONEXIÓN PRESENTACIÓN ETESA	VNR CONEXIÓN AJUSTADO	AJUSTE
CALDERA		2.272.542	2.272.542	2.272.542	0%
BOQUERON III	18.355.413		22.064.533	18.355.413	-17%
SAN BARTOLO	17.573.637		21.486.661	17.573.637	-18%
<b>TOTAL</b>	<b>35.929.050</b>	<b>2.272.542</b>	<b>45.823.735</b>	<b>38.201.592</b>	<b>-18%</b>

Fuente: Elaboración propia en base a información ETESA (Valores expresados en Balboas)

## 2. EQUIPAMIENTO ASIGNADO TOTALMENTE A LA DEMANDA

El proyecto de la Tercera Línea de Transmisión (Veladero –Llano Sánchez – Chorrera - Panamá II) se considera como parte de los activos existentes en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido debido a que dicho proyecto se encuentra en operación al momento del presente estudio tarifario. Los costos relacionados con este proyecto que se consideran son los siguientes:

**Cuadro N° 20: Costos del Proyecto**

**Tercera Línea de Transmisión (Veladero –Llano Sánchez – Chorrera - Panamá II)**

Contrato	Costo	ITBM	Total
Administración de la obra y EIA	44.1	3.1	47.2
Avalúos, Negociación y Movilización	6.3	0.4	6.7
Servidumbre	17.4	1.2	18.6
Línea de Transmisión	128.4	9.0	137.4
Ampliación S/E Veladero	8.1	0.6	8.7
Ampliación S/E Llano Sánchez	9.6	0.7	10.2
Ampliación S/E Chorrera	10.6	0.7	11.3
Ampliación S/E Panamá	4.5	0.3	4.8
<b>Sub Total</b>	<b>228.9</b>	<b>16.0</b>	<b>244.9</b>
Intereses durante Construcción	37.8	2.7	40.5
Servidumbre Etesa	42.8		42.8
Ajuste por Eficiencia Servidumbre total	-10.2		-10.2
Costos Indirectos	27.6		27.6
<b>Total</b>	<b>326.9</b>	<b>18.7</b>	<b>345.6</b>

Fuente: Elaboración propia en base a información ETESA (Valores expresados en Balboas)

El costo de este proyecto se ha revisado desde el punto de vista de la eficiencia en los costos indirectos y los costos de servidumbre negociados y pagados para el proyecto. En los cuadros siguientes se muestran los resultados de la revisión realizada a estos dos conceptos:

Los costos indirectos regulados como eficientes para las actividades de diseño (3%), ingeniería (4%), administración (4%) e inspección (5%) resultan distribuidos por tramo de la siguiente manera:

### Cuadro N° 21: Costos Indirectos del Proyecto

#### Tercera Línea de Transmisión (Veladero –Llano Sánchez – Chorrera - Panamá II)

TRAMO	Km	Costo Directo					Total Costo Directo con ITBMS	Costo Indirecto 16%
		Torres de Transmisión	Apliación S/E Veladero	Apliación S/E Llano Sánchez	Apliación S/E Panamá II	Total Costo Directo		
TRAMO 1	110	47.56	8.10	4.78		60.44	64.67	10.35
TRAMO 2	143	61.82		4.78		71.89	76.92	12.31
TRAMO 3	44	19.02			4.50	28.81	30.83	4.93
<b>TOTAL</b>	<b>297</b>	<b>128.40</b>	<b>8.10</b>	<b>9.56</b>	<b>4.50</b>	<b>161.14</b>	<b>172.42</b>	<b>27.59</b>

Fuente: Elaboración propia en base a información ETESA (Valores expresados en Balboas)

En cuanto al pago por concepto de servidumbres se realizó un análisis de eficiencia de los precios negociados/ pagados para los 841 predios informados por ETESA, con el fin de determinar el monto a reconocer. El criterio utilizado para el análisis corresponde a lo siguiente:

- El proyecto se dividió en los tramos descritos como 1, 2 y 3, de acuerdo a información suministrada por ETESA.
- Se organizaron los predios de acuerdo a la continuidad del tramo desde Veladero hasta la Llano Sánchez para el tramo 1, luego de allí hasta La Chorrera para el tramo 2 y finalmente La Chorrera hasta Panamá para el tramo 3.
- Se dividieron los tramos en subtramos o subgrupos de predios, atendiendo la continuidad del tramo y las variaciones en los precios.
- Para cada subtramo se calculó el precio que representa al subgrupo. Este valor se obtuvo como el precio que incluye al menos al 70% de los predios dentro del subtramo.
- Se reconocen los precios de servidumbre pagados o negociados por predio, calculados para cada predio en B/. /metro<sup>2</sup>, hasta el precio tope establecido para el subtramo al que pertenece.
- No se ajustaron los montos pactados mediante informe de perito dirimente de la ASEP.

Utilizando la metodología descrita se realiza un ajuste al costo de la servidumbre informada para este proyecto por un monto de B/. 10.2 millones, de acuerdo a los siguientes cuadros:

**Cuadro N° 22: Costos por servidumbres**

**Tercera Línea de Transmisión (Veladero –Llano Sánchez – Chorrera - Panamá II)**

**Tramo 1: Veladero – Llano Sánchez**

<b>Tramo 1</b>	<b>Precio tope - Considera al menos al 70% de los predios</b>			<b>Ajustes realizados</b>		
<b>Subtramos</b>	<b>Cantidad de predios</b>	<b>Montos negociados en</b>	<b>Precio B/./m<sup>2</sup></b>	<b>Cantidad de predios</b>	<b>Con precios entre B/. / m<sup>2</sup></b>	<b>Monto Ajustado</b>
1	64	1,391,981	2.87	18	2.87 - 20.69	275,932.37
2	43	2,547,257	17.85	12	17.85 - 66.17	295,482.75
3	70	2,095,368	2.73	11	2.73 - 43.47	395,314.47
4	58	863,295	1.58	11	1.58 - 8.48	158,465.61
5	43	345,483	0.88	12	0.88 - 6.99	91,328.30
6	54	482,899	1.68	14	1.68 - 12.46	58,118.49
<b>Total Tramo 1</b>	<b>332</b>	<b>7,726,283</b>		<b>78</b>		<b>1,274,642.00</b>

**Cuadro N° 23: Costos por servidumbres**

**Tercera Línea de Transmisión (Veladero –Llano Sánchez – Chorrera - Panamá II)**

**Tramo 2: Llano Sánchez – Chorrera**

<b>Tramo 2</b>	<b>Precio tope - Considera al menos al 70% de los predios</b>			<b>Ajustes realizados</b>		
<b>Subtramos</b>	<b>Cantidad de predios</b>	<b>Montos negociados en</b>	<b>Precio B/./m<sup>2</sup></b>	<b>Cantidad de predios</b>	<b>Con precios entre B/. / m<sup>2</sup></b>	<b>Monto Ajustado</b>
1	30	872,354	4.2	7	4.2 - 27.2	176,235
2	29	1,094,952	7.5	7	7.5 - 57.6	217,831
3	29	2,072,287	6.7	9	6.7 - 34.6	405,679
4	30	1,320,448	5.9	4	5.9 - 37.0	66,640
5	30	2,607,119	10.4	5	10.4 - 79.8	961,627
6	28	2,777,930	13.4	9	13.4 - 28.0	524,855
7	27	1,326,348	8.7	8	8.7 - 17.5	232,494
8	25	998,750	5.8	7	5.8 - 21.5	111,069
9	23	3,616,410	17.5	7	17.5 - 25.9	308,474
10	28	3,331,450	23.8	9	23.8 - 35.6	235,290
11	30	2,676,267	15.4	7	15.4 - 51.5	281,214
12	30	4,485,321	17.5	9	17.5 - 74.4	742,915
13	29	5,044,130	26.6	4	26.6 - 59.1	523,437

Tramo 2	Precio tope - Considera al menos al 70% de los predios			Ajustes realizados		
	14	27	4,374,384	25.5	9	25.5 - 49.7
15	29	3,670,175	12.5	6	12.5 - 22.7	370,122
16	28	2,625,911	8.6	9	8.6 - 17.9	393,971
17	13	2,829,608	21.0	4	21.0 - 30.6	245,820
<b>Total Tramo 2</b>	<b>465</b>	<b>45,723,844</b>		<b>120</b>		<b>6,740,708</b>

Fuente: Elaboración propia en base a información ETESA (Valores expresados en Balboas)

### Cuadro N° 24: Costos por servidumbres

#### Tercera Línea de Transmisión (Veladero –Llano Sánchez – Chorrera - Panamá II)

#### Tramo 3: Chorrera – Panamá

Tramo 3	Precio tope - Considera al menos al 70% de los predios			Ajustes realizados			
	Subtramos	Cantidad de predios	Montos negociados en B/.	Precio B./m <sup>2</sup>	Cantidad de predios	Con precios entre B/. / m <sup>2</sup>	Monto Ajustado en B/.
	1	21	2,714,074	12.45	6	12.45 - 55.72	1,159,252.02
	2	23	3,969,245	12.47	6	12.47 - 47.69	1,063,737.48
<b>Total Tramo 3</b>		<b>44</b>	<b>6,683,319</b>		<b>12</b>		<b>2,222,989.50</b>

Fuente: Elaboración propia en base a información ETESA (Valores expresados en Balboas)

### Cuadro N° 25: Costo de la servidumbre ajustado

#### Tercera Línea de Transmisión (Veladero –Llano Sánchez – Chorrera - Panamá II)

Cantidad de predios	Descripción de la ubicación	Monto Negociado reportado por ETESA en B/.	Montos a considerar en B/.
332	Tramo 1 Veladero - Llano Sánchez	7,726,283	6,451,641
465	Tramo 2 Llano Sánchez - Chorrera	45,723,844	38,983,136
44	Tramo 3 Chorrera - Panamá	6,683,319	4,460,330
<b>841</b>	<b>Totales</b>	<b>60,133,447</b>	<b>49,895,107</b>

Fuente: Elaboración propia en base a información ETESA (Valores expresados en Balboas)

## 2. COSTOS POR GENERACIÓN OBLIGADA (CA)

El cálculo del Ingreso Máximo Permitido para el Sistema Principal de Transmisión contempla los costos adicionales en concepto de generación obligada, identificado con un término CA para ser

asignados a la Generación y Demanda (CAGyDi) y la Demanda (CADi). El mismo es un reconocimiento de costos por generación obligada u otros costos relacionados a la aplicación del criterio n-1 con desconexión automática de generación y demanda en el diseño del sistema de transmisión adoptado en el Reglamento de Transmisión.

ETESA, no reportó durante el periodo tarifario anterior julio 2013- junio 2017 montos importantes bajo este concepto por lo que no se han considerado incluirlo en el presente estudio.

### **3. CRÉDITO POR LA GENERACIÓN OBLIGADA PAGADA POR LA RESTRICCIÓN DEL SISTEMA - TERCERA LÍNEA**

Se considera un reconocimiento de una porción de los costos por generación obligada y por la generación desplazada que ha tenido que afrontar la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A en el periodo de 2015 a 2019 a consecuencia de la demora en la entrada en operación servicio de la Tercera Línea de Transmisión.

A fin de mitigar la afectación financiera a ETESA se propone dar un crédito por B/. 48 millones asignados a la Demanda, el cual deberá devolver en los 2 periodos tarifarios siguientes. Este monto se adicionó al IMP existente mediante un valor medio semestral de B/. 8 Millones por el lapso de seis semestres entre el 1° Semestre de 2018 y el 2° Semestre de 2020.

### **4. RECONOCIMIENTO DE COSTOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN Y COMPRA POTENCIA Y ENERGÍA**

El Reglamento de Transmisión prevé que ETESA debe contratar, con una empresa de reconocido prestigio en la materia, cada cuatro años un estudio completo de planificación de mediano y largo plazo del sistema de transmisión. El mismo reglamento prevé que los costos de estos estudios serán reconocidos en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido y asignados por partes iguales, en los años calendarios 2, 3 y 4 del periodo tarifario, de tal manera que el total sea luego trasladado a los Ingresos Permitidos por año tarifario. En función de ello, en esta oportunidad, se ha previsto un monto de B/. 300,000.00 a ser erogados en los años 2018, 2019 y 2020 para este periodo tarifario.

También, de acuerdo con lo establecido en el Texto Único de la Ley 6 y sus modificaciones, ETESA es la responsable de preparar, en calidad de gestor, los pliegos de cargos y efectuar la convocatoria de las licitaciones para la compra de energía y/o potencia, la evaluación y la adjudicación de los contratos.

En función de ello ETESA ha indicado, según Nota ETE-DGC-GTA-023-2017 de fecha 28 de septiembre de 2017, que los costos en que ha incurrido para llevar a cabo los antes referidos procesos licitatorios para el periodo de julio 2013 a junio 2016 ascienden a la suma de B/. 152,588.07. Durante este periodo se han llevado a cabo 11 procesos licitatorios con un costo promedio estimado de B/. 13,871.64.

En función de la situación actual, se ha estimado que se llevarán a cabo unos 2 procesos durante cada año del periodo 2017-2021 con un costo estimado por proceso de B/. 15,000.00. Siendo así, los costos

a incorporar son de B/. 30,000.00 para cada año calendario del periodo tarifario actual. En el año 2017 y 2021 se incluyen B/. 15,000.00 por considerarse un semestre para cada año.

## 5. FACTOR DE ACTUALIZACIÓN DEL IMP

Una vez determinada la tasa de rentabilidad aplicable a la actividad de transmisión eléctrica, la cual fue fijada en el estudio correspondiente a una tasa del 7,76%, corresponde determinar para el cálculo de la rentabilidad sobre activos existentes los factores de actualización para para año tarifario según se encuentra definido en el Reglamento de Transmisión. En el cuadro siguiente se exponen los factores obtenidos.

**Cuadro N°26: Factor de Actualización para Cálculo del IMP en Base a Tasa de Rentabilidad Determinada para Transmisión**

FACTOR DE ACTUALIZACIÓN	jul17-jun18	jul18-jun19	jul19-jun20	jul20-jun21
	0,9633	0,8940	0,8296	0,7698

Fuente: Elaboración propia en base a la Determinación de la Tasa de Rentabilidad

## 6. INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN PARA LOS ACTIVOS EXISTENTES

El cálculo del Ingreso Máximo Permitido, para el año calendario (i), asociado a los activos existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior (IPSPEi) se realizará de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$IPSPEi = IPSPEGyDi + IPSPEDi$$

Donde:

$$IPSPEGyDi = ADMSPEGyD + OMSPEGyD + ACTBSPEGyDi * DEP\% + ACTBNEEGyDi * DEP\% + (ACTNSPEGyDi + ACTNNEEGyDi) * RRT + CAGyDi + CEyCGCGyDi$$

$$IPSPEDi = ADMSPED + OMSPED + ACTBSPEDi * DEP\% + ACTBNEEDI * DEP\% + (ACTNSPEDi + ACTNNEEDI) * RRT + CADi + CEyCGCDi$$

IPSPEi: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de transmisión en el año calendario (i), considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior. Si bien los activos son los mismos para cada año (i) el IPSPEi resultante será distinto. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario.

IPSPEGyDi: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de transmisión en el año calendario (i), considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del

último año tarifario del periodo tarifario anterior asignados a la Generación y a la Demanda. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario.

IPSPED<sub>i</sub>: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de transmisión en el año calendario (i), considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior asignados totalmente a la Demanda. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario.

En atención a que en la revisión tarifaria correspondiente al periodo tarifario de julio 2017 a junio 2021 se ha atrasado, y se conoce la terminación y entrada en operación de la Tercera Línea, ésta se considerará en el cálculo del IPSPED<sub>i</sub> como existente, asignada a la Demanda.

ADMSPEG<sub>yD</sub>: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Administración, del Sistema Principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, de un año calendario, considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados a la Generación y a la Demanda. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario y resultará el mismo valor para cada año calendario. Se obtiene de:

$$ADMSPEG_{yD} = (ACTSPEG_{yDef} + ACTNEEG_{yDef}) * ADMT\%M^*$$

OMSPEG<sub>yD</sub>: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Operación y Mantenimiento del sistema principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, de un año calendario, considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados a la Generación y a la Demanda. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario y resultará el mismo valor para cada año calendario. Se obtiene de:

$$OMSPEG_{yD} = (ACTSPEG_{yDef} + ACTNEEG_{yDef}) * OMT\%M^*$$

ACTSPEG<sub>yDef</sub>: es el valor nuevo de reemplazo de los activos fijos eficientes del sistema principal de transmisión, existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, y que son asignados a la Generación y a la Demanda.

ACTNEEG<sub>yDef</sub>: es el valor nuevo de reemplazo de los activos No Eléctricos eficientes, existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, y que son asignados a la Generación y a la Demanda. Se calcula, para cada año calendario como:

$$ACTNEEG_{yDef} = \%NE * ACTSPEG_{yDef}$$

El porcentaje %NE, con un valor tope del 10%, se obtendrá de la relación entre el valor bruto de los Activos No Eléctricos con respecto al valor bruto de los Activos Eléctricos según los registros contables del último ejercicio económico aprobado de la Empresa de Transmisión.

ACTBSPEG<sub>yDi</sub>: es el valor bruto contable de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores brutos ACTBSPEG<sub>yDi</sub>(l) de cada componente (l) del sistema principal de transmisión considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre

del último año tarifario del periodo tarifario anterior, que son asignados a la Generación y a la Demanda, y que no se encuentren totalmente depreciados al comienzo del año calendario (i).

ACTBNEEGyDi: es el valor bruto contable de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTBNEEGyDi(l) correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos, considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, que son asignados a la Generación y a la Demanda, y que no se encuentren totalmente depreciados al comienzo del año (i).

El porcentaje (%NE) obtenido de la relación entre el valor bruto de los Activos No Eléctricos con respecto al valor bruto de los Activos Eléctricos según los registros contables, considerando para ambos solo los activos existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, no deberá superar un valor tope del 10%. En caso de superarlo se ajustará el valor del ACTBNEEGyDi tal que el porcentaje resultante sea el 10%.

ACTNSPEGyDi es el valor neto contable para el año calendario (i) de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNSPEGyDi(l) correspondientes a cada componente (l) del sistema principal de transmisión considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados a la Generación y a la Demanda.

ACTNNEEGyDi: es el valor neto contable para el año calendario (i) de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNNEEGyDi(l) correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados a la Generación y a la Demanda. En caso que se haya ajustado el valor del ACTBNEEGyDi por exceder el porcentaje del 10%, el mismo porcentaje de ajuste se aplicará a ACTNNEEGyDi.

DEP%: Es la tasa lineal de depreciación en la vida útil del activo. Su valor dependerá del tipo de activo (sistema principal o No Eléctricos) pudiendo variar incluso dentro de ellos.

RRT: Es la tasa de rentabilidad regulada de la Empresa de Transmisión según lo establece el Artículo 96 del Texto Único de la Ley 6.

CAGyDi y CADi: Son los costos de generación obligada u otros costos adicionales del Mercado Mayorista de Electricidad relacionados a la aplicación del criterio de seguridad n-1 adoptado en este Reglamento, correspondientes al año calendario i, requeridos cuando el equipamiento de transmisión eficiente está indisponible y cumple con los niveles de confiabilidad establecidos. Estos costos deben cubrir la generación obligada esperada requerida en el Sistema Principal de Transmisión en los despachos programados para el periodo tarifario en la condición de sistema de transmisión completo y en la condición de sistema de transmisión con elementos indisponibles, considerando la probabilidad correspondiente. Para su determinación se deberá considerar tanto los activos existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados tanto a la Generación y a la Demanda como totalmente a la Demanda, y los activos que se prevé ingresarán en

cada año calendario según el Plan de Expansión de la Transmisión elaborado por la Empresa de Transmisión y aprobado por la ASEP.

La Empresa de Transmisión deberá presentar los procedimientos y metodologías empleadas para su estimación a la aprobación de la ASEP.

Adicionalmente se incluirán los costos de libranzas asociados, sobrecostos de operación en la construcción de los proyectos definidos y aprobados en el Plan de Expansión hasta un valor máximo y que hayan sido realmente incurridos. Este valor máximo es el que fue considerado por la Empresa de Transmisión como tal, en la evaluación económica de la alternativa de expansión de transmisión que resultó elegida. En tal sentido dichos costos deberán ser identificados por la Empresa de Transmisión en el Plan de Expansión anualmente.

El total de costos determinados para este concepto, debe ser distribuido entre la Generación y Demanda (CAGyDi) y la Demanda (CADi), en las proporciones que, en oportunidad de cada revisión tarifaria, dispondrá la ASEP.

CEyCGCGyDi y CEyCGCDi: Estos términos considerarán, para cada año calendario  $i$ , los costos de los estudios que la Empresa de Transmisión debe contratar para desarrollar, cada cuatro años el PEST, según lo establecido en el Artículo 64 de este Reglamento; más los costos que se generen producto de la gestión de compra de suministro de energía y potencia para los agentes del mercado. En el caso de los costos necesarios para desarrollar el PEST cada cuatro años, estos deberán ser asignados, por partes iguales, en los años calendarios 2, 3 y 4 del periodo tarifario, de tal manera que el total sea luego trasladado a los Ingresos Permitidos por año tarifario.

El total de costos determinados por este concepto debe asignarse a la Generación y Demanda (CEyCGCGyDi) y solo a la Demanda (CEyCGCDi), con igual criterio que el utilizado para asignar los costos CAGyDi y CADi

ADMSPED: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Administración, del Sistema Principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, en un año calendario, considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados totalmente a la Demanda. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario y resultará el mismo valor para cada año calendario. Se obtiene de:

$$ADMSPED = (ACTSPEDef + ACTNEEDef) * ADMT\%M^*$$

OMSPED: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Operación y Mantenimiento del sistema principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, en un año calendario, considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados totalmente a la Demanda. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario y resultará el mismo valor para cada año calendario. Se obtiene de:

$$OMSPED = (ACTSPEDef + ACTNEEDef) * OMT\%M^*$$

ACTSPEDef: es el valor nuevo de reemplazo de los activos fijos eficientes del sistema principal de transmisión, existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, y que son asignados totalmente a la Demanda.

ACTNEEDef: es el valor nuevo de reemplazo de los activos No Eléctricos eficientes, existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, y que son asignados totalmente a la Demanda. Se calcula, para cada año calendario como:

$$\text{ACTNEEDef} = \%NE * \text{ACTSPEDef}$$

El porcentaje %NE, con un valor tope del 10%, se obtendrá de la relación entre el valor bruto de los Activos No Eléctricos con respecto al valor bruto de los Activos Eléctricos según los registros contables del último ejercicio económico aprobado de la Empresa de Transmisión.

ACTBSPEDi: es el valor bruto contable de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores brutos ACTBSPED(i) de cada componente (i) del sistema principal de transmisión considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, que son asignados totalmente a la Demanda. Todos ellos siempre que no se encuentren totalmente depreciados al comienzo del año (i).

ACTBNEEDi: es el valor bruto contable de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTBNEEDi(i) correspondientes a cada componente (i) de los activos No Eléctricos, considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, que son asignados totalmente a la Demanda. Todos ellos siempre que no se encuentren totalmente depreciados al comienzo del año calendario (i). El porcentaje (%NE) obtenido de la relación entre el valor bruto de los Activos No Eléctricos con respecto al valor bruto de los Activos Eléctricos según los registros contables, considerando para ambos solo los activos existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, que son asignados totalmente a la Demanda no deberá superar un valor tope del 10%. En caso de superarlo se ajustará el valor del ACTBNEEDi tal que el porcentaje resultante sea el 10%.

ACTNSPEDI es el valor neto contable para el año calendario (i) de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNSPEDI(i) correspondientes a cada componente (i) del sistema principal de transmisión considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados totalmente a la Demanda.

ACTNNEEDi: es el valor neto contable para el año calendario (i) de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNNEEDi(i) correspondientes a cada componente (i) de los activos No Eléctricos considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados totalmente a la Demanda. En caso que se haya ajustado el valor del ACTBNEEDi por exceder el porcentaje del 10%, el mismo porcentaje de ajuste se aplicará a ACTNNEEDi.

De darse la construcción de activos por mecanismos de financiamiento no convencionales, se evaluará el procedimiento necesario para incorporarlo en el cálculo.

Los activos a considerar en cada año calendario (i) serán los existentes considerando criterios de eficiencia.

A partir de los valores del Ingreso Máximo Permitido, por año calendario (i), asociados con la base de capital de los activos existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, tanto asignados a la Generación y a la Demanda (IPSPEgyDi) como totalmente a la demanda (IPSPEDi), resultarán los respectivos valores por año tarifario (j) a partir de:

$$\text{IPSPEgyDj} = (\text{IPSPEgyDi} + \text{IPSPEgyDi-1})/2$$

$$\text{IPSPEDj} = (\text{IPSPEDi} + \text{IPSPEDi-1})/2 + \text{CTPRj}$$

Siendo:

CTPRj: Es la Compensación Temporal Parcial por Restricción asignada al año tarifario (j). Aplica solo para el periodo tarifario entre el 01 de Julio de 2017 y el 30 de Junio de 2021. Tiene relación con los costos por generación obligada y por generación desplazada que ha debido afrontar la Empresa de Transmisión a consecuencia de la demora en la entrada en servicio de la Tercera Línea de Transmisión. La ASEP determinará, en oportunidad de la revisión tarifaria, los montos a incluir. Es un costo asignado totalmente a la Demanda.

Donde para un año tarifario (j) los años (i) e (i-1) son los años calendarios abarcados por tal año tarifario (j) que va del 1 de julio del año (i-1) al 30 de junio del año (i).

A partir de ellos se determinará el Valor Presente Neto de cada uno IPSPEgyD e IPSPED para todo el periodo tarifario, así como un valor anual a partir de la anualización de los mismos (IPSPEgyDja e IPSPEDja).

En oportunidad de cada revisión tarifaria deberá presentarse el Ingreso Máximo Permitido por los activos existentes desagregado en IPSPEgyD e IPSPED y también por nivel de tensión.

Según la metodología de cálculo de acuerdo al Reglamento de Transmisión y sus modificaciones propuestas, se determina a continuación el Ingreso Máximo Permitido a partir de los componentes y datos definidos en las secciones previas. En este sentido, se calcula el ingreso máximo permitido para los activos existentes asignados a la Generación y Demanda y para los activos asignados totalmente a la Demanda (Tercera Línea de Transmisión). Como se observa en los cuadros siguientes, se determina así:

1. Gastos de Administración (a partir del comparable determinado)
2. Gastos de operación y mantenimiento (a partir del comparable determinado)
3. Depreciación (a partir de tasa de depreciación determinada)
4. Rentabilidad sobre activos, sean estos asignados a Generación y Demanda, Demanda (según tasa de rentabilidad determinada - RRT)

### Cuadro N° 27: IMP para Activos Existentes Asignados a Generación y Demanda

IMP de ACTIVOS EXISTENTES. Asignados a G y D	2017	2018	2019	2020	2021
Operación y Mantenimiento	15,768	15,768	15,768	15,768	15,768
Administración	6,316	6,316	6,316	6,316	6,316
Depreciación	15,474	15,474	15,474	15,474	15,474
Rentabilidad sobre Activos	15,851	14,650	13,449	12,248	11,047
Generación Obligada	-	-	-	-	-
Estudio PEST y por gestión de compra de potencia y energía	15	130	130	130	15
<b>Total</b>	<b>53,424</b>	<b>52,338</b>	<b>51,137</b>	<b>49,936</b>	<b>48,620</b>

Fuente: Elaboración propia en base a Modelo IMP (Valores expresados en Miles de Balboas)

### Cuadro N° 28: IMP para Activos Asignados a la Demanda

IMP de ACTIVOS EXISTENTES. Asignados a D	2017	2018	2019	2020	2021
Operación y Mantenimiento	3,418	6,821	6,821	6,821	6,821
Administración	1,369	2,732	2,732	2,732	2,732
Depreciación	6,031	12,036	12,036	12,036	12,036
Rentabilidad sobre Activos	13,434	26,341	25,407	24,473	23,539
Crédito por Restricción Tercera Línea	-	16,000	16,000	16,000	-
Estudio PEST y por gestión de compra de potencia y energía					
<b>Total</b>	<b>24,251</b>	<b>63,930</b>	<b>62,996</b>	<b>62,062</b>	<b>45,128</b>

Fuente: Elaboración propia en base a Modelo IMP (Valores expresados en Miles de Balboas)

# SISTEMA DE CONEXIÓN

## 1. Base de Capital del Sistema de Conexión

La Base de Capital correspondiente al Sistema de Conexión para cada año del período tarifario 2013-2017 resulta de la suma de los valores eficientes al inicio del periodo más las inversiones, bajas de activos y depreciaciones correspondientes a los años del Periodo Tarifario. Es decir, resulta de la suma de los siguientes componentes:

- Activos del Sistema de Conexión en libros al 31 de diciembre del 2012, ajustando las capitalizaciones del período 2009-2012 de acuerdo a criterios de eficiencia establecidos en el Régimen.
- Los activos del Sistema de Conexión que se incorporan en el período tarifario, de acuerdo al
- Plan de Inversiones de ETESA.
- Los retiros de activos previstos por ETESA.
- Las depreciaciones correspondientes al periodo.

El cuadro siguiente se presenta el valor de los activos de transmisión correspondientes al Sistema de Conexión al 31 de diciembre de 2012, de acuerdo a la información contable presentada por ETESA:

**Cuadro N° 29: Bienes e Instalaciones en Servicio al 31 de diciembre de 2016**

CONEXIÓN	30.496.960	15.730.142	14.766.818
<b>SUBESTACIONES</b>	<b>27.288.206</b>	<b>13.475.314</b>	<b>13.812.892</b>
<b>230 KV</b>	<b>12.261.841</b>	<b>1.465.418</b>	<b>10.796.423</b>
PATIO 230 KV LLANO SANCHEZ (2 CUCHILLAS MOTORIZADAS DE 230 KV Y 2 TRFOS 230/115/34.5 KV)	5.375.314	656.226	4.719.089
PATIO 230 KV-CHORRERA (3 INTERRUPTORES DE 230KV Y 2 TRAFOS 230/115/34.5 KV)	5.575.414	654.267	4.921.147
PATIO 230/34.5 KV - LAS GUIAS	1.311.113	154.926	1.156.187
<b>115 KV</b>	<b>6.980.152</b>	<b>6.013.751</b>	<b>966.401</b>
PATIO 115 KV-CHARCO AZUL	1.366.157	1.258.172	107.984
PATIO 115 KV-LLANO SANCHEZ	4.644.474	3.829.116	815.357
PATIO 115 KV-PROGRESO	969.521	926.462	43.059
<b>34.5 KV</b>	<b>8.046.213</b>	<b>5.996.144</b>	<b>2.050.069</b>
PATIO 34.5 KV-CHORRERA	5.198.137	4.632.054	566.083
PATIO 34.5 KV-LLANO SANCHEZ	899.071	624.246	274.825
PATIO 34.5 KV-MATA DE NANCE	567.109	183.758	383.351
PATIO 34.5 KV-PROGRESO	476.977	392.340	84.637
PATIO 34.5 KV-CHANGUINOLA	904.919	163.746	741.173
<b>LÍNEAS</b>			
<b>115 KV</b>	<b>3.208.754</b>	<b>2.254.829</b>	<b>953.925</b>
L/T 115 KV-CALDERA-ESTRELLA-17	562.710	396.091	166.619
L/T 115 KV-CALDERA-LOS VALLES-18	787.490	159.570	627.920
L/T 115 KV-CALDERA-PAJA DE SOMBRERO-19	41.700	41.435	265
L/T 115 KV-PROGRESO-CHARCO AZUL-25	1.816.854	1.657.733	159.121

Fuente: Elaboración propia en base a información ETESA (Valores expresados en Balboas)

## 2. Base de Capital inicial del Sistema de Conexión

La Base de Capital inicial al 31 de diciembre de 2016 correspondiente al Sistema de Conexión resulta de la suma de los valores eficientes aceptados al inicio del anterior Periodo Tarifario más las inversiones, bajas de activos y depreciaciones entre los años 2013 a 2017.

Es importante destacar que en el año 2012 ETESA realizó una reclasificación de activos desde la cuenta Conexión hacia el Sistema Principal por un monto de B/. 5.220.609, lo que produce una disminución de los valores brutos y netos de la cuenta Conexión a diciembre de 2012.<sup>5</sup>

El siguiente cuadro presenta el valor total de los activos de ETESA, correspondientes al Sistema de Conexión, al 31 de diciembre de 2016, de acuerdo a la información contable plasmada en los Estados Financieros y Regulados de la compañía.

**Cuadro N° 30: Base Bruta y Neta del Sistema de Conexión de ETESA al 31 de Diciembre 2016**

CUENTAS SISTEMA CONEXION	Base Bruta 31-Dic-2016	Base Neta 31-Dic-2016
Terrenos	770.837,1	770.837,1
Edificios y Mejoras	138.192,2	20.467,2
Servidumbre	8.591,4	5.400,4
Equipo Eléctrico Auxiliar	219.682,0	60.784,0
Equipo de Subestaciones	6.370.591,1	2.009.896,1
Torres y Accesorios	2.037.750,8	196.822,3
Conductores aéreos y accesorios	799.150,6	397.694,6
Transformadores de Líneas	19.353.808,2	10.788.980,2
Equipos de Protección y Control	612.014,2	365.310,2
<b>TOTAL</b>	<b>30.496.959,6</b>	<b>14.766.818,5</b>

Fuente: Elaboración propia en base a información ETESA (Valores expresados en Balboas)

### 3. Base de Capital del Sistema de Conexión para el periodo tarifario

Para determinar la Base de Capital correspondiente al Sistema de Conexión a aplicar durante el Periodo Tarifario corresponde agregar a los valores existentes al 31 de diciembre de 2016 las inversiones y bajas previstas y las depreciaciones correspondientes.

- ✓ Activos que se incorporan a la Base de Capital en el Período 2013-2017

Los activos que se incorporan a la Base de Capital del Sistema de Conexión corresponden a las inversiones del Plan de Expansión para el periodo 2017 – 2021 propuesto por ETESA. En esta instancia no se consideran inversiones proyectadas bajo este rubro.

- ✓ Retiro de Activos

No se han previsto retiros de activos del sistema de Conexión para el período 2017-2021.

- ✓ Evolución de la Base de Capital

En función de los activos al 31 de diciembre de 2016 reconocidos y las adiciones previstas para el período 2013-2017, se presenta en el cuadro siguiente la evolución proyectada para la Base de Capital del Sistema de Conexión de Transmisión.

<sup>5</sup> Correspondientes al traspaso de los activos del Patio 115 kV- Panamá II que incluyó las salidas en 115 kV Panamá-Locería y el Patio 230 kV Panamá II que incluyó tres interruptores y dos transformadores.

**Cuadro N° 31: Inversiones previstas del Sistema de Conexión 2017-2021**

SISTEMA DE CONEXIÓN	4,052	6,327	2,078	2,849
REEMPLAZO T1 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	633			
REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA 100 MVA	2,768	894		
REEMPLAZO T2 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA		3,746	323	
REEMPLAZO T1 S/E CHORRERA 100 MVA		0	1,220	2849
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 34.5 KV	43			
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E CHORRERA 34.5 KV		350	150	
REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LL. SANCHEZ 115 KV	95			
REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E LL. SANCHEZ 115 KV	141			
REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV		12		
REEMPLAZO PTs S/E LL. SANCHEZ 34.5 KV		88		
REEMPLAZO PTs S/E PROGRESO 34.5 KV				
REEMPLAZO PTs S/E MATA DE NANCE 34.5 KV	0	56	12	
REEMPLAZO CTs S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV		809		
AMPLIACION PATIO 34.5 KV S/E LLANO SÁNCHEZ	372	372	373	

Fuente: Elaboración propia en base a información ETESA (Valores expresados en Miles de Balboas)

**Cuadro N° 32: Activos Reconocidos del Sistema de Conexión 2017-2021**

	2017	2018	2019	2020	2021
Tasa de depreciación	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%
Tasa de depreciación retiros	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Activos brutos al comienzo del año	30,496,960	30,496,960	30,496,960	30,496,960	30,496,960
Activos netos al comienzo del año	14,766,818	14,027,581	13,288,344	12,549,107	11,809,870
Depreciación Anual	(739,237)	(739,237)	(739,237)	(739,237)	(739,237)
Retiros					
Activos brutos al final del año	30,496,960	30,496,960	30,496,960	30,496,960	30,496,960
Depreciación Acumulada	(16,469,378)	(17,208,615)	(17,947,853)	(18,687,090)	(19,426,327)
Activos netos al final del año	14,027,581	13,288,344	12,549,107	11,809,870	11,070,632
<b>Inversiones</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
Inversión anual	4,052,000	6,327,000	2,078,000	2,849,000	-
Inversión (proporcional)	2,719,836	4,246,890	1,394,822	718,104	-
Tasa de depreciación	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%
Activos netos al comienzo del año	-	3,956,806	9,993,345	11,659,261	14,047,132
Depreciación Anual	(95,194)	(290,461)	(412,084)	(461,129)	(535,710)
Activos netos al final del año	3,956,806	9,993,345	11,659,261	14,047,132	13,511,422
Activos brutos al final del año	4,052,000	10,379,000	12,457,000	15,306,000	15,306,000
Depreciación Acumulada	(95,194)	(385,655)	(797,739)	(1,258,868)	(1,794,578)
<b>ACTIVOS BRUTOS CONEXIÓN TRANSPORTE</b>	<b>34,548,960</b>	<b>40,875,960</b>	<b>42,953,960</b>	<b>45,802,960</b>	<b>45,802,960</b>
<b>ACTIVOS NETOS CONEXIÓN TRANSPORTE</b>	<b>17,984,387</b>	<b>23,281,689</b>	<b>24,208,368</b>	<b>25,857,002</b>	<b>24,582,055</b>
<b>Depreciación</b>	<b>(834,431)</b>	<b>(1,029,698)</b>	<b>(1,151,321)</b>	<b>(1,200,366)</b>	<b>(1,274,947)</b>

Fuente: Elaboración propia en base a información ETESA (Valores expresados en Balboas)

**Cuadro N° 33: Activos Reconocidos del Sistema de Conexión 2017-2021**

SUBSTACION CONEXIÓN	VNR 230 KV	VNR 115 KV	VNR 34 KV	VNR PRESENTACIÓN ETESA
CHORRERA	19,223,807		7,823,279	30,376,475
E LHIGO	2,303,421			3,497,719
LLANO SANCHEZ	15,545,375	4,453,567	1,966,099	24,044,635
MATA DE NANCE			5,651,073	5,651,073
PROGRESO	840,375		4,124,072	5,325,934
CHANGUINOLA	149,234		1,784,883	1,934,117
CHARCO AZUL		1,736,435		1,736,435
<b>TOTAL</b>	<b>38,062,214</b>	<b>6,190,002</b>	<b>21,349,405</b>	<b>72,566,388</b>

Fuente: Elaboración propia en base a información ETESA (Valores expresados en Balboas)

#### 4. Activos brutos eficientes para el cálculo de gastos de administración y explotación

Se determinó el VNR al 31 de Diciembre de 2016 correspondiente a los activos de conexión los cuales se presentan en los cuadros siguientes:

**Cuadro N° 34: VNR Subestaciones de Conexión**

SUBESTACION CONEXIÓN	VNR 230 KV	VNR 115 KV	VNR 34 KV	VNR PRESENTACIÓN ETESA	VNR CONEXIÓN AJUSTADO
CHORRERA	19,223,807		7,823,279	30,376,475	27,047,086
ELHIGO	2,303,421			3,497,719	2,303,421
LLANO SANCHEZ	15,545,375	4,453,567	1,966,099	24,044,635	21,965,042
MATA DE NANCE			5,651,073	5,651,073	5,651,073
PROGRESO	840,375		4,124,072	5,325,934	4,964,447
CHANGUINOLA	149,234		1,784,883	1,934,117	1,934,117
CHARCO AZUL		1,736,435		1,736,435	1,736,435
<b>TOTAL</b>	<b>38,062,214</b>	<b>6,190,002</b>	<b>21,349,405</b>	<b>72,566,388</b>	<b>65,601,621</b>

Fuente: Elaboración propia en base a información ETESA (Valores expresados en Balboas)

**Cuadro N° 35: VNR Líneas de Conexión**

	Año	Longitud	Longitud por	VNR Aceptado	VNR ETESA 2017
115-17 CALDERA - LA ESTRELLA	1979	5.80	5.80	983,541	1,037,997
115-18 CALDERA - LOS VALLES	1979	2.00	2.00	339,152	362,898
115-19 CALDERA - PAJA DE SOMBRERO	1982	0.50	0.50	84,788	89,482
115-25 PROGRESO - CHARCO AZUL	1988	30.00	30.00	5,087,282	5,443,471

Fuente: Elaboración propia en base a información ETESA (Valores expresados en Balboas)

#### 5. Ingreso máximo permitido para el sistema de conexión

Los ingresos máximos permitidos a la Empresa de Transmisión para recuperar los costos de conexión del sistema de transmisión en el año calendario (i) se calculan de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$IPCT_i = ADMCT_i + OMTCT_i + ACTCT_i * DEP\% + ACTNCT_i * RRT$$

Donde:

IPCT<sub>i</sub> es el valor de los ingresos permitidos para cubrir los costos de conexión al sistema principal de transmisión en el año calendario (i) del período tarifario.

ADMCT<sub>i</sub>: es el valor de los ingresos permitidos por costos de administración de las conexiones al sistema de transmisión en el año calendario (i) del período tarifario.

OMTCT<sub>i</sub>: es el valor de los ingresos permitidos por costos de operación y mantenimiento de las conexiones al sistema de transmisión en el año calendario (i) del período tarifario.

ACTCT<sub>i</sub>: es el valor bruto de los activos fijos de conexión a costo original, correspondientes al año calendario (i), calculado como la suma de los valores ACTCT<sub>m</sub> correspondientes a cada componente (m) en cada año, donde m se extiende a todos los activos utilizados para la conexión de los agentes al sistema principal de transmisión.

ACTNCT<sub>i</sub>: es el valor neto de los activos fijos de conexión a costo original, correspondientes al año calendario (i), calculado como la suma de los valores ACTNCT<sub>m</sub> correspondientes a cada componente (m) en cada año, donde m se extiende a todos los activos utilizados para la conexión de los agentes al sistema principal de transmisión.

DEP%: la tasa lineal de depreciación en la vida útil del activo.

RRT: la tasa de rentabilidad regulada de la Empresa de Transmisión según lo establece el Artículo 96 del Texto Único de la Ley 6.

Según la metodología de cálculo de acuerdo al Reglamento de Transmisión, se determina el ingreso máximo permitido a partir de los componentes descritos, considerando lo siguiente:

1. Gastos de Administración (a partir del comparable determinado)
2. Gastos de operación y mantenimiento (a partir del comparable determinado)
3. Depreciación (a partir de tasa de depreciación determinada)
4. Rentabilidad sobre activos, sean estos asignados a Generación y Demanda, Demanda (según tasa de rentabilidad determinada - RRT)

**Cuadro N° 36: IMP para Activos del Sistema de Conexión**

CONEXIÓN	2017	2018	2019	2020	2021
Operación y Mantenimiento	1,295	1,375	1,500	1,541	1,597
Administración	519	551	601	617	640
Depreciación	834	1,030	1,151	1,200	1,275
Rentabilidad sobre Activos	1,146	1,396	1,807	1,879	2,007
<b>Total</b>	<b>3,794</b>	<b>4,351</b>	<b>5,059</b>	<b>5,237</b>	<b>5,519</b>

Fuente: Elaboración propia en base a Modelo IMP (Valores expresados en Miles de Balboas)

## PARTE II: INGRESO MÁXIMO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA

### CAPÍTULO I: EMPRESAS COMPARADORAS PARA EL CND

Para determinar el IMP del CND se determinan indicadores eficientes a partir de las siguientes relaciones:

- La relación eficiente de salarios entre la empresa que brinda el SOI y la empresa que brinda el servicio de transmisión
- La relación eficiente entre los gastos totales y los gastos salariales

Los valores de estas relaciones son muy dispares entre los casos analizados (XM, COES, CDEC-SIC) y entre años de una misma empresa, no existiendo una estructura definida. Sin embargo, el indicador sintético que resume ambas relaciones muestra similitud entre empresas, tal como se aprecia en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 37: Indicadores de eficiencia. Resumen**

Concepto	XM 2013-2016	COES 2013-2016	CDEC-SIC 2013-2015	Promedio
Relación Costos Totales OED / masa salarial OED	2,31	1,52	1,91	1,91
Relación gasto salarial promedio OED / gasto salarial promedio Empresa Transmisión	0,87	1,36	1,20	1,15
Relación Costos Totales OED / masa salarial OED con salarios Empresa Transmisión	1,99	2,08	2,30	2,12

Nota: OED: Organismo Encargado del Despacho

Consecuencia de lo anterior, resulta adecuado considerar el indicador sintético en lugar de determinar cada uno de sus componentes por separado. A su vez, debido a que este indicador sintético muestra similitud entre las empresas analizadas, se recomienda considerar el promedio de los casos analizados: 2,121.

Con el fin de desglosar las relaciones de manera similar a revisiones tarifarias anteriores, y asumiendo que el costo medio del personal del CND es un 47% mayor al de ETESA (para evitar la excesiva rotación del personal del CND) se proponen los siguientes porcentajes a reconocer:

- 47,0% para el gasto de personal medio respecto al valor medio de ETESA,
- 44,3% por sobre los gastos de personal del CND para contemplar los otros gastos necesarios para el funcionamiento del CND (excluidas inversiones).

El siguiente cuadro resume estos resultados:

**Cuadro N° 38: Indicadores de eficiencia adoptados**

Indicador	%	factor
Relación salarial	47,0%	1,470
Relación de costos totales y salariales	44,3%	1,443
Relación Costos Totales OED / masa salarial OED con salarios Empr Transm (*)		2,121

\* Producto del factor de relación salarial y el de relación de costos totales y salariales.

El análisis detallado se muestra en el ANEXO III de este informe.

## **CAPÍTULO II: INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA.**

El valor presente del Ingreso Permitido por el Servicio de Operación Integrada (IPSOI) a la fecha base de cálculo será igual a:

$$IPSOI_j = IPHM_j + IPCND_j$$

Donde:

IPHM<sub>j</sub>: Es el ingreso asignado al servicio de Hidrometeorología para el año tarifario “j”.

IPCND<sub>j</sub>: Es el ingreso asignado al Centro Nacional de Despacho para el año tarifario “j”.

A continuación se presentan los análisis y cálculos realizados para ambos conceptos.

### **1. INVERSIONES Y GASTOS OPERATIVOS DE LA DIRECCIÓN DE HIDROMETEOROLOGÍA**

Según el Artículo 209 del Reglamento de Transmisión el IMP por el servicio de Hidrometeorología, esto es, la Dirección de Hidrometeorología dependiente de ETESA, será fijado contemplando lo dispuesto en el artículo 71 del Texto Único de la Ley N° 6 del año 1997. Según el citado artículo ETESA deberá contar con recursos propios provenientes de los cargos por el acceso y uso de la red de transmisión, por el servicio de operación integrada por los servicios de la red meteorológica e hidrológica y por los estudios básicos que se pongan a disposición de posibles inversionistas. Los costos relacionados con la función hidrológica y meteorológica, serán recuperados como gastos administrativos de su actividad de operación integrada, excepto aquellos por los cuales se cobre directamente a los interesados.

#### **1.1. Proyección de Gastos Operativos de la Dirección de Hidrometeorología**

Previo a establecer los costos operativos anuales, se analiza cuál ha sido el gasto realizado durante el período tarifario anterior en relación al previsto en el IMP. Se aprecia que los gastos realizados en el

período tarifario anterior y la cantidad de empleados, han sido considerablemente menores a los aprobados en la anterior revisión tarifaria. El siguiente cuadro muestra estos valores.

**Cuadro N°39: Gastos Operativos y Cantidad de Personal de la Dirección de Hidrometeorología Ejecutados y Previstos**

	2013	2014	2015	2016
Gastos Totales (IMP)	2.599.622	2.859.584	3.171.540	3.483.494
Gastos Totales (Estados Financieros) Deflactado	1.982.506	2.161.303	1.993.391	ND
Personal (IMP)	50	55	61	67
Personal (Estados Financieros y Regulados)	47	46	45	41

Fuente: Elaboración propia en base a ETESA/Hidrometeorología

Los valores correspondientes a los Estados Financieros han sido deflactados con el Índice de Precios al Consumidor (IPC) para llevarlos a valores comparables con los del IMP. Para determinar los costos operativos anuales del Servicio de Hidrometeorología ha sido necesario establecer:

- La planta de personal
- El gasto salarial por empleado
- Un porcentaje adicional para cubrir los restantes costos operativos

En cuanto a la planta de personal, se observa que no solo el personal empleado ha sido menor al aprobado en la Revisión Tarifaria Anterior, sino que ha disminuido sistemáticamente a lo largo del período. Teniendo en cuenta esto, y que ETESA no ha entregado proyecciones del personal, se ha considerado adecuado suponer que durante el Período Tarifario 2017 – 2021 se volverá a la dotación de empleados vigente en el año 2013, es decir, el plantel contará con una dotación de 47 empleados. En cuanto, a la remuneración media del personal se observa que el gasto salarial por empleado ha rondado entre el 85% y el 96% del de ETESA Transmisión como se detalle en el siguiente cuadro.

**Cuadro N° 40: Relación Gasto Salarial Hidrometeorología y ETESA Transmisión**

	2013	2014	2015	2016
<b>ETESA (transmisión, conexión y administración)</b>				
Gastos de Personal (B/.)	8.595.196	10.429.799	8.002.737	ND
Cantidad de personal	299	316	344	376
Gasto de personal unitario mensual (B/.)	2.399	2.748	1.938	ND
<b>Hidrometeorología</b>				
Gastos de Personal (B/.)	1.153.034	1.263.414	1.006.547	ND
Cantidad de personal	47	46	45	41
Gasto de personal unitario mensual (B/.)	2.037	2.306	1.864	ND
Relación gasto personal CND/ETESA Transm	0,85	0,84	0,96	ND

Fuente: Elaboración propia en base a ETESA/Hidrometeorología

La cantidad de personal de ETESA Transmisión se ha estimado a partir del total de empleados consignados en las memorias de la empresa y de la cantidad de empleados informada por la empresa para las actividades de Hidrometeorología. Los valores monetarios son valores corrientes (sin deflactar).

Teniendo en cuenta lo anterior y que las funciones y nivel de especialización no justifican que haya diferencia respecto de los valores medio vigentes para ETESA Transmisión, se ha propuesto considerar los valores medios de ETESA transmisión. Con fecha de marzo de 2017 los valores medios informados por ETESA se muestran en el siguiente cuadro.

**Cuadro N° 41: Gastos y Cantidad de Personal del CND, Hidrometeorología y ETESA (Marzo 2017)**

Categoría por Puesto	ETESA		CND		HIDROMETEOROLOGÍA		ETESA Transmisión	
	Empleados	Salario Promedio	Empleados	Salario Promedio	Empleados	Salario Promedio	Empleados	Salario Promedio
Gerenciales	37	4.760	6	4.773	5	3.832	26	4.935
Mandos medios	12	3.051	3	3.330	0	0	9	2.958
Supervisión	57	2.103	4	3.196	4	1.643	49	2.051
Base	195	1.363	12	1.450	31	1.211	152	1.387
Técnicos	213	1.401	49	1.744	3	1.191	161	1.301
<b>Total</b>	<b>514</b>	<b>1.745</b>	<b>74</b>	<b>2.085</b>	<b>43</b>	<b>1.555</b>	<b>397</b>	<b>1.702</b>

Fuente: Elaboración propia en base a ETESA/CND/Hidrometeorología

Como resultado del análisis anteriormente desarrollado se propone un gasto salarial mensual por empleado de 1.702 B./Empleado/Mes. El monto adicional para cubrir los gastos operativos diferentes a los gastos salariales se obtuvo a partir de la relación verificada en los balances 2013 – 2015 (último disponible).<sup>6</sup> De la información contable se obtienen los valores detallados en el cuadro siguiente.

**Cuadro N° 42: Relación Gasto Salarial y Otros Gastos de la Dirección de Hidrometeorología**

	2013	2014	2015	2016 (p)
Gastos de Personal (B/.)	1.153.034	1.263.414	1.006.547	ND
Total (B/.)	2.031.896	2.273.444	2.100.259	2.236.476
Relación Gastos Total / Gastos de Personal	1,76	1,80	2,09	ND

Fuente: Elaboración propia en base a ETESA/Hidrometeorología

La relación promedio 2013-2015 indica que otros gastos representan un gasto adicional de 88% por encima de los gastos salariales. Este valor se propone para la Revisión Tarifaria 2017 – 2021. Estos valores se resumen en el siguiente cuadro:

<sup>6</sup> Se cuenta con los Estados Financieros y Regulados 2016 pero con carácter PRELIMINAR sin detalle de Gastos de Personal para Hidrometeorología en dicho año, por lo cual se estima esta relación de Gastos Totales / Gastos de Personal sobre la base de información definitiva hasta el año 2015.

### Cuadro N°43: Gastos Operativos Reconocidos para la Dirección de Hidrometeorología.

	2017	2018	2019	2020	2021
Gastos anuales por personal (B./empleado)	20.424	20.424	20.424	20.424	20.424
Cantidad de personal	47	47	47	47	47
Gastos Operativos Totales	1.813.698	1.813.698	1.813.698	1.813.698	1.813.698

Fuente: Elaboración propia en base a ETESA/Hidrometeorología

### 1.2. Proyección de Inversiones de la Dirección de Hidrometeorología

En principio y según lo regulado, las inversiones requeridas por el servicio de Hidrometeorología deben ser reconocidas como gastos y recuperadas en el mismo periodo tarifario. Previo al análisis del plan de Inversiones para el período 2017 – 2021 propuesto por ETESA para la Dirección de Hidrometeorología, se compara lo ejecutado en el actual período tarifario en relación con los valores reconocidos. Los valores se presentan en el siguiente cuadro.

### Cuadro N° 44: Inversiones Solicitadas y Ejecutadas de la Dirección de Hidrometeorología para el Período Tarifario 2013 – 2017

	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Solicitado Plan de Inversión	1.706.733	1.540.833	1.982.493	1.118.000	1.197.900	7.545.960
Aprobado RT 2013-2017	645.700	558.700	3.404.160	921.000	896.500	6.426.060
Realizado según EEFF.	1.100.928	146.238	142.709	-	ND	1.389.875

Fuente: Elaboración propia en base a ETESA/Hidrometeorología

En la Revisión Tarifaria anterior se aprobó el 85% de las inversiones solicitadas y del monto reconocido sólo se ha ejecutado hasta 2016 el 25%. Fenómeno similar se observó en la revisión tarifaria del período 2009 – 2013 en el cual se reconoció sólo el 51% de lo solicitado y se había concretado a Diciembre de 2012 sólo el 70% de lo solicitado. En particular, se reconoció en concepto de Estaciones Hidrológicas y Meteorológicas un total de B/. 1,5 Millones y se concretó de ese total sólo el 58% (B/. 0,88 Millones).

Para el período tarifario 2017 – 2021, ETESA solicita un total de inversiones de aproximadamente B/. 18 Millones. El mismo fue analizado, observándose que de la misma manera que en el caso del CND la información suministrada se limitó a un documento de la propia Dirección de Hidrometeorología detallando las razones del Plan de Inversiones 2017–2021 presentado, pero en ningún caso se acompaña información de respaldo que permita sustentar los valores presupuestados en dicho plan. Al respecto se realizan los siguientes comentarios:

1. Estaciones meteorológicas e hidrológicas - ETESA solicita la adquisición de 120 estaciones meteorológicas y 40 hidrológicas, totalizando B/. 6,40 Millones. Al respecto se realizan los siguientes comentarios:

- ✓ ETESA no justifica la cantidad de estaciones solicitadas
- ✓ El costo de cada estación es superior al solicitado en la revisión anterior (B/. 40.000 para las estaciones meteorológicas tipo A; anteriormente B/. 30.000 incluyendo equipos, materiales, estructuras y gastos de instalación)

Dado lo anterior y el grado de cumplimiento observado en las anteriores revisiones tarifarias, se ha optado por no aceptar los costos de instalación de las estaciones meteorológicas manteniendo los valores de la anterior revisión tarifaria y reducir la cantidad pretendida a 2/3 del total solicitado.

2. Vehículos doble tracción con malacate – ETESA solicita cuatro (4) vehículos. En la revisión tarifaria anterior se reconoció esta cantidad de vehículos, pero no se concretó su compra, con lo que se concluye que ese monto ya ha sido reconocido por lo que no se incluye.
3. Radares Meteorológicos - Se solicita la adquisición de un radar en las localidades de Chiriquí, Bocas del Toro y Darién por un monto total de B/. 7,5 Millones, lo cual merece los siguientes comentarios:

- ✓ A pesar de tratarse de una inversión cuantiosa, ETESA no presenta presupuestos de estas adquisiciones
- ✓ En la revisión anterior se reconoció un monto de B/. 2,5 Millones en concepto de consultoría para selección de sitio, adquisición de terrenos, instalaciones eléctricas y de comunicaciones. A pesar de ello, no se detectan en los Estados Financieros y Regulados que se hayan efectivizado tales gastos.

En virtud de lo anterior, no se aceptan estas inversiones hasta que no se haya efectivamente realizado los estudios preliminares. Por lo tanto, no se reconocen estos conceptos.

4. Otras inversiones. En cuanto a los restantes proyectos (diversos software, instrumental y sistemas), se opta por reconocer sólo el 40% del monto solicitado. En caso de contarse con presupuestos de los mismos se reevaluará cada uno de estos conceptos.

El detalle del presupuesto solicitado por ETESA y el reconocido se presentan en los cuadros siguientes.

Cuadro N° 45: Plan de Inversiones Propuesto ETESA para Dirección de Hidrometeorología

PROPUESTA - PRESUPUESTO DE INVERSIÓN 2017 - 2021 (PROPUESTO)											
CONCEPTO	TOTAL	Año 2017		Año 2018		Año 2019		Año 2020		Año 2021	
		1 <sup>er</sup> Semestre	2 <sup>do</sup> Semestre								
<b>PROYECTO DE MODELACIÓN HIDROLÓGICA PARA PRONÓSTICO INTERACTIVO A CORTO MEDIANO Y LARGO PLAZO EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.</b>											
<b>Estaciones meteorológicas</b>											
Adquisición de estaciones meteorológicas	3.600.000,00		900.000,00		900.000,00		900.000,00				900.000,00
Instalación y puesta en operación de estaciones meteorológicas (Gastos de transporte, materiales, est	1.500.000,00		300.000,00		300.000,00		300.000,00			300.000,00	300.000,00
Adquisición, instalación y puesta en operación de un radar meteorológico, banda C de doble polaridad	2.500.000,00		2.500.000,00								
Adquisición, instalación y puesta en operación de un radar meteorológico de última generación. (Bocas	5.000.000,00				5.000.000,00						
Adquisición de Vehículos doble tracción con malacate.	160.000,00			160.000,00							
Equipamiento para el lanzamiento de Radio Sondas.	200.000,00		200.000,00								
Adquisición de Estación de Recepción de Imágenes Satelitales GOES-R.	300.000,00			300.000,00							
Adquisición de un software de integración de los sistemas meteorológicos e hidrológicos.	400.000,00		400.000,00								
Adquisición de un sistema de modelado de pronóstico hidrológico (software) interactivo a corto med	400.000,00				400.000,00						
<b>Estaciones hidrológicas</b>											
Adquisición de estaciones hidrológicas	960.000,00		480.000,00		480.000,00						
Instalación y puesta en operación de estaciones hidrológicas (Gastos de transporte, materiales, estruct	400.000,00			200.000,00		200.000,00					
Adquisición, instalaciones y puesta en operación de 3 estaciones de calidad del agua.	75.000,00			75.000,00							
<b>PROYECTO DE PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.</b>											
Adquisición de sensores de descargas eléctricas y un cerebro	600.000,00		600.000,00								
Instalación de la comunicación para los sensores de descarga eléctrica.	50.000,00		50.000,00								
Cámaras de vigilancia para subestaciones eléctricas	8.000,00			8.000,00							
Horn de alerta para subestaciones eléctricas	272.000,00			272.000,00							
Implementación de un APPS de Hidrometeorología.	50.000,00				50.000,00						
<b>PROYECTO DE MODELACIÓN METEOROLÓGICA PARA PRONÓSTICO INTERACTIVO A CORTO PLAZO PARA</b>											
Adquisición estaciones de radiación ultravioleta	150.000,00				150.000,00						
Instalación y puesta en operación de estaciones de radiación ultravioleta	10.000,00					10.000,00					
Adquisición, instalaciones y puesta en operación de 2 estaciones de calidad del aire.	490.000,00				490.000,00						
Adquisición de software para la generación de las curvas Intensidad Duración Frecuencia(IDF) y para la	80.000,00			80.000,00							
Consultoría y adquisición de un sistema de modelado de pronóstico de viento interactivo para parques	150.000,00				150.000,00						
Sistema para predicción numérica climática y actualizaciones	50.000,00					50.000,00					
Sistema de Generación de escenarios de cambio climático (Suministro de un servidor, entrenamiento)	50.000,00					50.000,00					
Adquisición de estaciones de nivel del mar con sensores meteorológicos (mareógrafos).	344.000,00		344.000,00								
<b>MODERNIZACIÓN DE LAS OFICINAS DE LA DIRECCIÓN DE HIDROMETEOROLOGÍA</b>											
Remodelación de las oficinas de Hidromet	250.000,00		250.000,00								
<b>TOTAL DE LA INVERSIÓN 2017-2021</b>											
	18.049.000	0	6.024.000	1.095.000	7.920.000	310.000	1.200.000	0	300.000	0	1.200.000

Fuente: ETESA/Hidrometeorología

Cuadro N° 46: Plan de Inversiones Ajustado ETESA para Dirección de Hidrometeorología

PROPUESTA - PRESUPUESTO DE INVERSIÓN 2017 - 2021 (RECONOCIDO)											
CONCEPTO	PROYECTO	Año 2017		Año 2018		Año 2019		Año 2020		Año 2021	
		1º Semestre	2º Semestre								
<b>PROYECTO DE MODELACIÓN HIDROLÓGICA PARA PRONÓSTICO INTERACTIVO A CORTO MEDIANO Y LARGO PLAZO EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.</b>											
<b>Estaciones meteorológicas</b>											
Adquisición de estaciones meteorológicas	2.400.000,00		600.000,00		600.000,00		600.000,00				600.000,00
Instalación y puesta en operación de estaciones meteorológicas (Gastos de transporte, materiales, est...	-		-		-		-		-		-
Adquisición, instalación y puesta en operación de un radar meteorológico, banda C de doble polaridad	-		-		-		-		-		-
Adquisición, instalación y puesta en operación de un radar meteorológico de última generación. (Boca...	-		-		-		-		-		-
Adquisición de Vehículos doble tracción con malacate.	-		-		-		-		-		-
Equipamiento para el lanzamiento de Radio Sondas.	80.000,00		80.000,00								
Adquisición de Estación de Recepción de Imágenes Satelitales GOES-R	120.000,00			120.000,00							
Adquisición de un software de integración de los sistemas meteorológicos e hidrológicos.	160.000,00		160.000,00								
Adquisición de un sistema de modelado de pronóstico hidrológico (software) interactivo a corto med...	160.000,00				160.000,00						
<b>Estaciones hidrológicas</b>											
Adquisición de estaciones hidrológicas	624.000,00		312.000,00		312.000,00						
Instalación y puesta en operación de estaciones hidrológicas (Gastos de transporte, materiales, estruct...	260.000,00			130.000,00		130.000,00					
Adquisición, instalaciones y puesta en operación de 3 estaciones de calidad del agua.	30.000,00			30.000,00							
<b>PROYECTO DE PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.</b>											
Adquisición de sensores de descargas eléctricas y un cerebro	240.000,00		240.000,00								
Instalación de la comunicación para los sensores de descarga eléctrica.	20.000,00		20.000,00								
Cámaras de vigilancia para subestaciones eléctricas	3.200,00			3.200,00							
Horn de alerta para subestaciones eléctricas	108.800,00			108.800,00							
Implementación de un APPS de Hidrometeorología.	20.000,00				20.000,00						
<b>PROYECTO DE MODELACIÓN METEOROLÓGICA PARA PRONÓSTICO INTERACTIVO A CORTO PLAZO PARA</b>											
Adquisición estaciones de radiación ultravioleta	60.000,00				60.000,00						
Instalación y puesta en operación de estaciones de radiación ultravioleta	4.000,00					4.000,00					
Adquisición, instalaciones y puesta en operación de 2 estaciones de calidad del aire.	196.000,00				196.000,00						
Adquisición de software para la generación de las curvas Intensidad Duración Frecuencia (IDF) y para la	32.000,00			32.000,00							
Consultoría y adquisición de un sistema de modelado de pronóstico de viento interactivo para parques	60.000,00				60.000,00						
Sistema para predicción numérica climática y actualizaciones	20.000,00					20.000,00					
Sistema de Generación de escenarios de cambio climático (Suministro de un servidor, entrenamiento)	20.000,00					20.000,00					
Adquisición de estaciones de nivel del mar con sensores meteorológicos (mareógrafos).	137.600,00		137.600,00								
<b>MODERNIZACIÓN DE LAS OFICINAS DE LA DIRECCIÓN DE HIDROMETEOROLOGÍA</b>											
Remodelación de las oficinas de Hidromet	100.000,00		100.000,00								
<b>TOTAL DE INVERSIÓN 2017-2021</b>											
	4.855.600		0	1.649.600	424.000	1.408.000	174.000	600.000	0	0	600.000

Fuente: Elaboración propia en base a ETESA/Hidrometeorología

## **2. INVERSIONES Y GASTOS OPERATIVOS DEL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO**

De acuerdo al Reglamento de Transmisión (CAPÍTULO XI.1; Artículo 208) las inversiones requeridas por el Centro Nacional de Despacho (CND) serán reconocidas como gastos y recuperadas en el periodo tarifario. Toda aquella inversión que supere el monto establecido para inversiones menores deberá tener una aprobación con una metodología equivalente a la aprobación del Plan de Expansión de Corto Plazo, incluida la consulta pública. Asimismo se regula que el Plan de Inversiones del CND deberá contener:

- Requerimientos de servicios que se incorporarán
- Plan de Inversiones del CND el cual se define como las inversiones programadas en un horizonte de cinco (5) años. Por cada inversión a ejecutar se deben elaborar los siguientes informes:
- Un estudio que justifique la inversión con la indicación de la fecha de compra y operación.
- Los costos estimados y su justificación mediante una comparación con costos de mercado (“benchmarking”)
- Estimación de los beneficios que se obtendrán y riesgos que se evitarán como resultado de la incorporación de la inversión. La inversión deberá asociarse a uno o más procesos que realiza el CND

### **2.1. Proyección de Gastos Operativos del CND**

En relación a la proyección de los gastos operativos del CND se ha considerado que actualmente dicha dependencia de ETESA cuenta con un total de 76 empleados, pero aun sosteniendo un déficit de personal respecto de la dotación ideal que requeriría. En efecto, actualmente según la información suministrada por el CND cuenta con el siguiente diagnóstico de situación a nivel de recursos humanos.

**Cuadro N° 47: Cuadro de Situación Recursos Humanos CND**

Unidad	Cantidad Personas	Vacantes	Requeridos Gerencia (*)	Comentarios
Dirección	8	1		Se requiere un Economista
<b>Gerencias:</b>				
Operaciones	38	1	3	Una vacante Especialista en Sistemas Protecciones Tres especialistas para cubrir mayores funciones en Mediano Plazo, nuevas conexiones, estudios adicionales y reuniones EOR no contemplados normativa.
Mercado Eléctrico	12		2	Actualmente cuentan con dos adscriptos.
Soporte Técnico	14		2	La propia gerencia requiere un profesional para mantenimiento y uno para programación. Además, Gerencia Operaciones requiere mayor apoyo.
Normas, Calidad y Procesos	4		4	Gerencia nueva en formación. Se requieren cuatro analistas adicionales.
<b>Total</b>	<b>76</b>	<b>2</b>	<b>11</b>	<b>Actualmente el CND dispone de nueve profesionales menos que los autorizados por IMP 2013-2017 Entre vacantes y nuevos solicitados suman un total de quince profesionales.</b>

Fuente: elaboración propia en base a relevamiento del consultor

Del cuadro anterior se desprende entonces un déficit de trece profesionales en el CND que sumados a la dotación actual proyecta una dotación total de 89 personas. En este sentido se procedió a considerar que paulatinamente y hasta mediados del Período Tarifario julio 2017 – junio 2021 el CND habría alcanzado dicha dotación cubriendo tanto las vacantes abiertas como los requerimientos adicionales a nivel de Gerencia. En el Cuadro N° 45 se detalla dicha proyección de gastos operativos en personal como también los que se derivan de la aplicación de los comparadores definidos para la actividad desarrollada por el CND en términos físicos y nominales.

## 2.2. Proyección de Inversiones del CND

En cuanto a las inversiones propuestas por el CND en el marco de la Revisión Tarifaria, dicha dependencia no ha cumplido estrictamente según lo normado por el Reglamento de Transmisión en su Artículo 208. En particular, no ha sido posible verificar mediante documentación de respaldo suficiente los valores de las adquisiciones presupuestadas, especialmente en lo referido a las gestiones para introducir mejoras para el cumplimiento de los objetivos previstos en la Operación Integrada y la Administración del Mercado como también la adquisición de herramientas y consultorías para apoyo en la operación. En el cuadro N° 46 se detalla el Plan de Inversiones semestral propuesto por el CND para el Período Tarifario 2017 – 2021.

**Cuadro N° 48: Proyección Semestral de Gastos Operativos Totales para el CND en el Período Tarifario 2017 – 2021**

RESUMEN GASTOS PROPUESTOS		1° Sem 2017	2° Sem 2017	1° Sem 2018	2° Sem 2018	1° Sem 2019	2° Sem 2019	1° Sem 2020	2° Sem 2020	1° Sem 2021	2° Sem 2021
Incorporaciones Semestrales CND	#	0	0	3	3	3	2	2	0	0	0
Cantidad Personal Propuesto para CND	#	76	76	79	82	85	87	89	89	89	89
Salario y Otros Costos de Personal	B/. /Persona/mes	1.702	1.702	1.702	1.702	1.702	1.702	1.702	1.702	1.702	1.702
Sobre Costo Personal CND [%]	%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%
Costo Personal CND	B/. /Persona/mes	2.502	2.502	2.502	2.502	2.502	2.502	2.502	2.502	2.502	2.502
Gastos anuales del CND en personal	B/. /Año	1.140.873	1.140.873	1.185.907	1.230.942	1.275.976	1.305.999	1.336.022	1.336.022	1.336.022	1.336.022
Gastos Personal Reconocidos en Otros Gastos	%	44%	44%	44%	44%	44%	44%	44%	44%	44%	44%
Otros Gastos	B/. /Año	505.407	505.407	525.357	545.307	565.257	578.558	591.858	591.858	591.858	591.858
<b>TOTAL GASTOS A RECONOCER AL CND</b>	<b>B/. /Año</b>	<b>1.646.279</b>	<b>1.646.279</b>	<b>1.711.264</b>	<b>1.776.249</b>	<b>1.841.234</b>	<b>1.884.557</b>	<b>1.927.880</b>	<b>1.927.880</b>	<b>1.927.880</b>	<b>1.927.880</b>
<b>TOTAL GASTOS</b>	<b>B/. /Año</b>	<b>1.646.279</b>	<b>1.646.279</b>	<b>1.711.264</b>	<b>1.776.249</b>	<b>1.841.234</b>	<b>1.884.557</b>	<b>1.927.880</b>	<b>1.927.880</b>	<b>1.927.880</b>	<b>1.927.880</b>

Fuente: Elaboración propia

**Cuadro N° 49: Proyección Semestral de Inversiones Propuestas para el CND en el Período Tarifario 2017 – 2021**

No. PROYECTO	PROYECTOS	MONTO TOTAL (N./.)	MONTO REQUERIDO POR SEMESTRE (propuesto)								
			1er Sem 2017	2do Sem 2017	1er Sem 2018	2do Sem 2018	1er Sem 2019	2do Sem 2019	1er Sem 2020	2do Sem 2020	
	<b>ADQUISICIÓN DE EQUIPOS</b>	<b>347.000,00</b>	<b>0,00</b>	<b>30.000,00</b>	<b>0,00</b>	<b>201.000,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>116.000,00</b>	<b>0,00</b>
1	Reemplazo Flota Vehicular	347.000,00		30.000,00		201.000,00		0,00	0,00	116.000,00	0,00
	<b>Mejoras al Edificio</b>	<b>373.450,00</b>	<b>0,00</b>	<b>60.000,00</b>	<b>0,00</b>	<b>55.950,00</b>	<b>0,00</b>	<b>7.500,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
1	Cambio Piso Falso de la Sala de Despacho	63.450,00		60.000,00		55.950,00		7.500,00		0,00	0,00
2	Sistema de control de acceso y video vigilancia para el edificio del CND	60.000,00		60.000,00							
3	Muro Anti inundación	250.000,00		80.000,00	170.000,00						
	<b>INVERSIONES SCADA</b>	<b>1.590.649,00</b>	<b>0,00</b>	<b>32.000,00</b>	<b>0,00</b>	<b>32.000,00</b>	<b>0,00</b>	<b>1.369.903,00</b>	<b>0,00</b>	<b>78.373,00</b>	<b>78.373,00</b>
1	Actualización Hw/Sw y Apps SCADA estacionado a partir del 5to año de operación (des de 2014)	628.000,00		32.000,00		32.000,00		628.000,00		78.373,00	78.373,00
2	Sintetización SCADA	160.000,00		32.000,00		32.000,00		32.000,00		32.000,00	32.000,00
3	Mejoras al sistema de Video Proyección Magnificada en la Sala de Despacho (video wall)	139.119,00						46.373,00		46.373,00	46.373,00
4	Centro de Despacho Nuevo para Emergencias y Salón de Simulación para Entrenamiento de Operadores	663.530,00						663.530,00			
	<b>Mejoras al Equipo Informático y Otros</b>	<b>1.468.395,00</b>	<b>0,00</b>	<b>403.700,00</b>	<b>0,00</b>	<b>524.795,00</b>	<b>0,00</b>	<b>287.100,00</b>	<b>0,00</b>	<b>126.900,00</b>	<b>126.900,00</b>
1	Sala de Conferencias Inalámbrica	7.000,00				7.000,00					
2	Actualización de sistemas de Video Conferencias	30.000,00						30.000,00			
3	Adecuación de la plataforma WAMS de Elpro, adicionando 15 PMUs	300.000,00				300.000,00					
4	Adición de Almacenamiento (Storage) para respaldo de información en la plataforma operativa comercial BDI	130.200,00						130.200,00			
5	Renovación de la plataforma web CND para publicación e intercambio de información con los agentes robusteciendo la seguridad informática	200.000,00		200.000,00							
6	Actualización de equipos de usuarios, laboratorios de simulación y licencias de programas	648.595,00		126.900,00		140.995,00		126.900,00		126.900,00	126.900,00
7	Finalizar procesos comerciales en la nueva plataforma operativa comercial BDI	153.600,00		76.800,00		76.800,00					
	<b>Equipos Auxiliares para asegurar la confiabilidad y transparencia en la operación integrada</b>	<b>230.000,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>50.000,00</b>	<b>0,00</b>	<b>130.000,00</b>	<b>50.000,00</b>
1	Reemplazo de UPS de 80 KVA	130.000,00								130.000,00	
2	Unidad Enfridora de Agua (Chiller)	50.000,00									50.000,00
3	Sistema de Extinción de llamas en el Generador Eléctrico y Cuarto de Baterías	50.000,00						50.000,00			
	<b>Equipamiento SMEC</b>	<b>130.000,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>130.000,00</b>	<b>0,00</b>
1	Patrón Portátil	50.000,00								50.000,00	
2	Generador Portátil	50.000,00								50.000,00	
3	Analizador de Transformadores	30.000,00								30.000,00	
	<b>Mejoras para el Cumplimiento de los Objetivos previstos en la Operación Integrada y la Administración del Mercado</b>	<b>510.720,00</b>	<b>0,00</b>	<b>81.175,00</b>	<b>206.075,00</b>	<b>108.470,00</b>	<b>0,00</b>	<b>115.000,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
1	Consultoría Plan Estratégico	100.000,00		25.000	75.000						
2	Mejorara en la Atención de Reclamos y Consultas	108.470,00				108.470,00					
3	Plan de Continuidad de Negocio	115.000,00						115.000			
4	Creación de indicadores de la Operación Integrada e Integración en la BDI	187.250,00		56.175,00	131.075,00						
	<b>Adquisición de herramientas y consultorías para apoyo en la operación</b>	<b>908.100,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>119.000,00</b>	<b>0,00</b>	<b>493.100,00</b>	<b>0,00</b>	<b>296.000,00</b>	<b>0,00</b>
1	Metodología y ensayos de campo, para la validación y homologación de los parámetros y modelos de equipos de control en las unidades de generación del plantel de generación nacional.	350.000,00						150.000,00		200.000,00	
2	Adquisición de licencias del programa simulaciones eléctricas DSATTOOLS con los módulos DSAT/VSAT/PSAT para realizar estudios de las oscilaciones de potencia en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y en el Sistema Eléctrico Regional (SER).	301.000,00				109.000,00		96.000,00		96.000,00	
3	Adquisición de licencias del programa de optimización matemática aplicada (MATLAB y SIMULINK).	166.500,00						166.500,00			
4	Adquisición de un módulo de simulación ASPEN Oneliner.	10.600,00						10.600,00			
5	Revisión de la implementación de los programas de aplicación Nostradamus y Genops del SCADA ABB para la programación del despacho.	80.000,00				10.000,00		70.000,00			
	<b>TOTALES</b>	<b>6.467.414,00</b>	<b>0,00</b>	<b>606.875,00</b>	<b>206.075,00</b>	<b>1.160.215,00</b>	<b>0,00</b>	<b>2.815.703,00</b>	<b>0,00</b>	<b>1.173.273,00</b>	<b>255.273,00</b>

Fuente: elaboración propia en base ETESA/CND

En lo relativo a las inversiones en SCADA presentadas, uno de los ítems de mayor significancia en el presupuesto total propuesto, no se realizan mayores observaciones siendo verificado con relación a la base de precios y consultas por parte del consultor que dichas erogaciones se encuentran alineadas a valores de mercado. En el mismo sentido se ha analizado la adquisición de nuevos vehículos para la flota automotor del CND, no encontrándose objeciones en base a consultas de precios sobre automotores de las características que requiere esta dependencia.

En lo relativo al ítem consultorías, en general se observan montos de importancia para iniciativas que hacen a la mejora del capital humano y gestión aplicados a la responsabilidad de operar el sistema eléctrico. No obstante, se carece de una base de presupuesto que permita contrastar objetivamente los valores consignados para las siguientes inversiones por lo cual se han o no aplicado selectivamente los siguientes ajustes.

- ✓ Consultoría Plan Estratégico: se propone un monto demasiado elevado para lo que supone un trabajo de asesoramiento a nivel conceptual con lo cual se ajusta a un 50% del monto propuesto obteniéndose un presupuesto más real al costo para este tipo de consultoría.
- ✓ Mejora en la Atención de Reclamos y Consultas: este es un punto sensible en la gestión del CND siendo que se relevan quejas a nivel de los operadores del mercado eléctrico en cuanto a la calidad de la atención de reclamos y consultas por lo que se sostiene el monto propuesto.
- ✓ Plan de Continuidad de Negocio: no se entiende la naturaleza de este tipo de asesoramiento/consultoría para una dependencia que debe dedicarse a la operación del sistema eléctrico por lo que se elimina de las inversiones propuestas hasta tanto se tengan mayores precisiones presupuestarias.
- ✓ Creación de Indicadores de la Operación Integrada e Integración en la Base de Datos Integrada: en la práctica el CND carece de este tipo de indicadores de gestión por lo que se ajusta el monto para este tipo de iniciativa a un valor más acorde al costo que implicaría este asesoramiento según la base de presupuestaria del consultor.
- ✓ Metodología y ensayos de campo, para la validación y homologación de los parámetros y modelos de equipos de control en las unidades de generación del plantel de generación nacional: esta iniciativa está actualmente en marcha en el CND y según el relevamiento del consultor el presupuesto alineado al costo que implicaría este asesoramiento por lo que se sostiene su propuesta.
- ✓ Adquisición de licencias del programa simulaciones eléctricas DSATOOLS con los módulos TSAT/VSAT/SSAT/PSAT para realizar estudios de las oscilaciones de potencia en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y en el Sistema Eléctrico Regional (SER): se elimina este tipo

de adquisición pues el CND en la actualidad carece de los recursos humanos con capacidad para su utilización.

- ✓ Adquisición de licencias del programa de optimización matemática aplicada (MATLAB y SIMULINK): presupuesto alineado al costo de mercado para este tipo de herramienta de software por lo que se sostiene su incorporación.
- ✓ Adquisición de un módulo de simulación ASPEN Oneliner: presupuesto poco significativo por lo que se sostiene su incorporación.
- ✓ Revisión de la implementación de los programas de aplicación Nostradamus y Genops del SCADA ABB para la programación del despacho: el CND registra dificultades en el pronóstico de demanda por lo cual es una herramienta útil para una función específica de este tipo de organismo por lo que se sostiene su incorporación.

Como resultado del análisis del Plan de Inversiones propuesto a continuación, se expone el Plan de Inversiones 2017 – 2021 ajustado para el CND.

Cuadro N° 50: Proyección Semestral del Plan de Inversiones Ajustado del CND para el Período Tarifario 2017 – 2021

No. PROYECTO	PROYECTOS	MONTO TOTAL (B/)	MONTO REQUERIDO POR SEMESTRE (revisado)										
			1° Sem 2017	2° Sem 2017	1° Sem 2018	2° Sem 2018	1° Sem 2019	2° Sem 2019	1° Sem 2020	2° Sem 2020	1° Sem 2021	2° Sem 2021	
	<b>ADMINISTRACIÓN CND</b>												
	<b>ADQUISICIÓN DE EQUIPOS</b>	347.000,00	0,00	30.000,00	0,00	201.000,00	0,00	0,00	0,00	116.000,00	0,00	0,00	
1	Reemplazo Flota Vehicular	347.000,00		30.000,00		201.000,00		0,00		116.000,00		0,00	
	<b>Mejoras al Edificio</b>	373.450,00	0,00	60.000,00	0,00	55.950,00	0,00	7.500,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1	Cambio Piso Falso de la Sala de Despacho	63.450,00				55.950,00		7.500,00					
2	Sistema de control de acceso y video vigilancia para el edificio del CND	60.000,00		60.000,00									
3	Muro Anti inundación	250.000,00		80.000,00	170.000,00								
	<b>INVERSIONES SCADA</b>	1.590.649,00	0,00	32.000,00	0,00	32.000,00	0,00	1.369.903,00	0,00	78.373,00	78.373,00	0,00	
1	Actualización Hw/Sw y Apps SCADA escalonado a partir del 1°o año de operación (desde 2014)	628.000,00						628.000,00					
2	Sintonización SCADA	160.000,00		32.000,00		32.000,00		32.000,00		32.000,00	32.000,00		
3	Mejoras al sistema de Video Proyección Magnificada en la Sala de Despacho (video wall)	139.119,00						46.373,00		46.373,00	46.373,00		
4	Centro de Despacho Alterno para emergencias y salón de simulación para entrenamiento de despatchadores	663.530,00						663.530,00					
	<b>Mejoras al Equipo Informático y Otros</b>	1.469.395,00	0,00	403.700,00	0,00	524.795,00	0,00	287.100,00	0,00	126.900,00	126.900,00	0,00	
1	Sala de Conferencias Inalámbrica	7.000,00				7.000,00							
2	Actualización de sistemas de Video Conferencias	30.000,00						30.000,00					
3	Adecuación de la plataforma WAMS de Elpro, adicionando 15 PMUs	300.000,00				300.000,00							
4	Adición de Almacenamiento (Storage) para respaldo de información en la plataforma operativa comercial BDI	130.200,00						130.200,00					
5	Renovación de la plataforma web CND para publicación e intercambio de información con los agentes robusteciendo la seguridad informática	200.000,00		200.000,00									
6	Actualización de equipos de usuarios, laboratorios de simulación y licencias de programas	648.995,00		126.900,00		140.995,00		126.900,00		126.900,00	126.900,00		
7	Finalizar procesos comerciales en la nueva plataforma operativa comercial BDI	153.600,00		76.800,00		76.800,00							
	<b>Equipos Auxiliares para asegurar la confiabilidad y transparencia en la operación integrada</b>	230.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	50.000,00	0,00	130.000,00	50.000,00	0,00	
1	Reemplazo de UPS de 80 KVA	130.000,00								130.000,00			
2	Unidad Enfriadora de Agua (Chiller)	50.000,00									50.000,00		
3	Sistema de Extinción de Incendios en el Generador Eléctrico y Cuarto de Baterías	50.000,00						50.000,00					
	<b>Equipamiento SMEC</b>	130.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	130.000,00	0,00	0,00	
1	Patrón Portátil	50.000,00								50.000,00			
2	Generador Portátil	50.000,00								50.000,00			
3	Analizador de Transformadores	30.000,00								30.000,00			
	<b>Mejoras para el Cumplimiento de los Objetivos previstos en la Operación Integrada y la Administración del Mercado</b>	200.000,00	0,00	70.000,00	70.000,00	60.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1	Consultoría Plan Estratégico	50.000,00		25.000,00	25.000,00								
2	Mejorara en la Atención de Reclamos y Consultas	60.000,00				60.000,00							
3	Plan de Continuidad de Negocio	0,00						0,00					
4	Creación de Indicadores de la Operación Integrada e Integración en la BDI	90.000,00		45.000,00	45.000,00								
	<b>Adquisición de herramientas y consultorías para apoyo en la operación</b>	607.100,00	0,00	0,00	0,00	10.000,00	0,00	397.100,00	0,00	200.000,00	0,00	0,00	
1	Metodología y ensayos de campo, para la validación y homologación de los parámetros y modelos de equipos de control en las unidades de generación del plantel de generación nacional.	350.000,00						150.000,00		200.000,00			
2	Adquisición de licencias del programa simulaciones eléctricas DSATOOLS con los módulos TSAT/VSAT/SSAT/PSAT para realizar estudios de las oscilaciones de potencia en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y en el Sistema Eléctrico Regional (SER).	0,00				0,00		0,00		0,00			
3	Adquisición de licencias del programa de optimización matemática aplicada (MATLAB y SIMULINK).	166.500,00						166.500,00					
4	Adquisición de un módulo de simulación ASPEN Oneliner.	10.600,00						10.600,00					
5	Revisión de la implementación de los programas de aplicación Nostradamus y Genops del SCADA ABB para la programación del despacho.	80.000,00				10.000,00		70.000,00					
	<b>TOTALES</b>	5.554.694,00	0,00	595.700,00	70.000,00	893.745,00	0,00	2.508.703,00	0,00	981.273,00	255.273,00	0,00	

Fuente: Elaboración propia en base a Plan de Inversiones ETESA/CND

Como resultado del ajuste propuesto de incorpora un Plan de Inversiones para el CND con una reducción del 30% (reduciendo el monto de las inversiones de unos B./ 6,5 Millones a B./ 4,1 Millones) respecto del Plan de Inversiones presentado en el proceso de revisión tarifaria.

### 3. IMP RELACIONADO AL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA

Se calcula el IMP para el Servicio de Operación Integrada (SOI) en base tanto a los gastos operativos como a los planes de inversiones propuestos por dichas dependencias de ETESA y al análisis de dichos planes desde una óptica de comparables, eficiencia y sustento presupuestario acorde a lo normado por el Reglamento de Transmisión.

**Cuadro N° 51: IMP para el Servicio de Operación Integrada de ETESA**

SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI)	2017	2018	2019	2020	2021
Centro Nacional de Despacho	3,968	4,611	5,837	4,637	4,111
Hidrometeorología	3,223	3,405	2,347	1,573	2,173
<b>Total</b>	<b>7,191</b>	<b>8,017</b>	<b>8,185</b>	<b>6,210</b>	<b>6,284</b>

Fuente: Elaboración propia en base a Modelo IMP (Cifras en miles de B/)

### PARTE III: INGRESO MÁXIMO PERMITIDO CONSOLIDADO PARA EL PERIODO TARIFARIO

Finalmente se determina el IMP consolidado y en base a los componentes anteriormente desglosados y detallados.

Como se observa, se determina en este caso el IMP existente del Sistema Principal de Transmisión asignado a la Generación y Demanda y el IMP existente asignado solo a la Demanda que corresponde al proyecto de la Tercera Línea de Transmisión, sin considerar las adiciones previstas en el Plan de Expansión presentado por ETESA.

Adicionalmente se incluyen las componentes del IMP de ETESA a saber:

- Sistema de Conexión
- Hidrometeorología y Centro Nacional de Despacho

En los cuadros siguientes se resumen los resultados finales, tanto por año calendario como por año tarifario. También se calcula el Valor Presente Neto (VPN) de los valores anuales el cual constituye el monto total a reconocer, a valor presente, para todas las actividades de ETESA durante el periodo tarifario que va del 1 de julio de 2017 al 30 de junio de 2021.

**Cuadro N° 52: IMP por año calendario sin Considerar las Adiciones al Plan de Expansión del SPT**

ACTIVOS EXISTENTES. Asignados a G y D		2017	2018	2019	2020	2021
Operación y Mantenimiento	B/.MILES	15,768	15,768	15,768	15,768	15,768
Administración	B/.MILES	6,316	6,316	6,316	6,316	6,316
Depreciación	B/.MILES	15,474	15,474	15,474	15,474	15,474
Rentabilidad sobre Activos	B/.MILES	15,851	14,650	13,449	12,248	11,047
Generación Obligada	B/.MILES	-	-	-	-	-
Estudio PEST y por gestión de compra de potencia y energía	B/.MILES	15	130	130	130	15
<b>Total</b>		<b>53,424</b>	<b>52,338</b>	<b>51,137</b>	<b>49,936</b>	<b>48,620</b>

ACTIVOS EXISTENTES. Asignados a D		2017	2018	2019	2020	2021
Operación y Mantenimiento	B/.MILES	3,418	6,821	6,821	6,821	6,821
Administración	B/.MILES	1,369	2,732	2,732	2,732	2,732
Depreciación	B/.MILES	6,031	12,036	12,036	12,036	12,036
Rentabilidad sobre Activos	B/.MILES	13,434	26,341	25,407	24,473	23,539
Crédito por Restricción Tercera Línea	B/.MILES	-	16,000	16,000	16,000	-
Estudio PEST y por gestión de compra de potencia y energía	B/.MILES	-	-	-	-	-
<b>Total</b>		<b>24,251</b>	<b>63,930</b>	<b>62,996</b>	<b>62,062</b>	<b>45,128</b>

CONEXIÓN		2017	2018	2019	2020	2021
Operación y Mantenimiento	B/.MILES	1,295	1,375	1,500	1,541	1,597
Administración	B/.MILES	519	551	601	617	640
Depreciación	B/.MILES	834	1,030	1,151	1,200	1,275
Rentabilidad sobre Activos	B/.MILES	1,146	1,396	1,807	1,879	2,007
<b>Total</b>		<b>3,794</b>	<b>4,351</b>	<b>5,059</b>	<b>5,237</b>	<b>5,519</b>

SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI)		2017	2018	2019	2020	2021
Centro Nacional de Despacho	B/.MILES	3,968	4,611	5,837	4,637	4,111
Hidrometeorología	B/.MILES	3,223	3,405	2,347	1,573	2,173
<b>Total</b>		<b>7,191</b>	<b>8,017</b>	<b>8,185</b>	<b>6,210</b>	<b>6,284</b>

Fuente: Elaboración propia en base a Modelo IMP (Cifras en miles de B/)

**Cuadro N° 53: IMP del SPT Existente y Anualizado para el Período Tarifario 2017 – 2021**

INGRESO ANUAL PERMITIDO EXISTENTE (Año Tarifario)		jul17-jun18	jul18-jun19	jul19-jun20	jul20-jun21
IPSPEGyD. EXISTENTE	B/.MILES	52,881	51,737	50,537	49,278
IPSPED. EXISTENTE	B/.MILES	44,090	63,463	62,529	53,595
IPSPEGyD. EXISTENTE. CONSTANTE	B/.MILES	51,220	51,220	51,220	51,220
IPSPED. EXISTENTE. CONSTANTE	B/.MILES	55,642	55,642	55,642	55,642

Fuente: Elaboración propia en base a Modelo IMP

**Cuadro N° 54: IMP por año tarifario anualizado del periodo de julio de 2017 a junio de 2021**

INGRESO ANUAL PERMITIDO (Año Tarifario)		jul17-jun18	jul18-jun19	jul19-jun20	jul20-jun21
<b>SISTEMA PRINCIPAL Asignado a G y D</b>					
IPSPEGyD. EXISTENTE	B/.MILES	51,220	51,220	51,220	51,220
<b>SISTEMA PRINCIPAL Asignado a D</b>					
IPSPED. EXISTENTE	B/.MILES	55,642	55,642	55,642	55,642
<b>CONEXIÓN</b>	B/.MILES	4,073	4,705	5,148	5,378
<b>SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA</b>					
Centro Nacional de Despacho	B/.MILES	4,290	5,224	5,237	4,374
Hidrometeorología	B/.MILES	3,314	2,876	1,960	1,873
<b>SOI TOTAL</b>	B/.MILES	7,604	8,101	7,198	6,247
<b>IMP EXISTENTE TOTAL</b>	<b>B/.MILES</b>	<b>118,539</b>	<b>119,668</b>	<b>119,208</b>	<b>118,487</b>

Fuente: Elaboración propia en base a Modelo IMP (Cifras en miles de B/)

**Cuadro N° 55: VPN del IMP para el Período Tarifario 2017 – 2021**

VPN del IMP (Año Tarifario) (A comienzos del período tarifario)		VPN	jul17-jun18	jul18-jun19	jul19-jun20	jul20-jun21
<b>SISTEMA PRINCIPAL Asignado a G y D</b>						
IPSPEGyD. EXISTENTE	B/.MILES	177,052	49,341	45,788	42,491	39,431
<b>SISTEMA PRINCIPAL Asignado a D</b>						
IPSPED. EXISTENTE	B/.MILES	192,337	53,601	49,741	46,159	42,835
<b>CONEXIÓN</b>	B/.MILES	16,540	3,923	4,206	4,271	4,140
<b>SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA</b>						
Centro Nacional de Despacho	B/.MILES	16,515	4,132	4,670	4,345	3,367
Hidrometeorología	B/.MILES	8,832	3,193	2,571	1,626	1,442
<b>SOI TOTAL</b>	B/.MILES	25,347	7,325	7,242	5,971	4,809
<b>IMP EXISTENTE TOTAL</b>	<b>B/.MILES</b>	<b>411,276</b>	<b>114,191</b>	<b>106,977</b>	<b>98,892</b>	<b>91,216</b>

Fuente: Elaboración propia en base a Modelo IMP

## **ANEXOS**

- ANEXO I: EVALUACIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA PARA TRANSMISIÓN
- ANEXO II: RETORNO SOBRE EL CAPITAL PARA LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN EN PANAMÁ
- ANEXO III: ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA EMPRESA COMPARADORA PARA EL CND Y GASTOS A RECONOCER

# ANEXO I

## EVALUACIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA PARA TRANSMISIÓN

### 1. INTRODUCCIÓN

De acuerdo a la regulación establecida un paso importante en el proceso de determinación del Ingreso Máximo Permitido para la empresa ETESA lo constituye la determinación de la empresa comparadora a utilizar. El Reglamento de Transmisión establece en su artículo 180 que se deben definir indicadores para la empresa comparadora, llamados Comparadores, los cuales serán parte del cálculo del IMP para la Empresa de transmisión Eléctrica. Asimismo, establece que los indicadores que se aplican en un periodo tarifario permanecerán vigentes en los siguientes periodos tarifarios hasta que no haya indicaciones fehacientes de que se deben modificar los mismos. A continuación, se aborda el análisis para determinar dichos comparadores.

### 2. MARCO LEGAL PARA LA DETERMINACIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA

El Reglamento de Transmisión establece:

*Artículo 179. Se seleccionará una o más empresas comparadoras con el fin de medir la eficiencia en la gestión de la Empresa de Transmisión, tal como lo establece el Artículo 96 del Texto Único de la Ley 6. Se definirán indicadores para la o las empresas comparadoras llamados Comparadores. Los Comparadores serán parte de los elementos para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión. Los Indicadores que se aplican en un Periodo Tarifario permanecerán vigentes en los siguientes periodos tarifarios hasta que no haya indicaciones fehacientes de que se deben modificar, en cuyo caso se deberá efectuar un nuevo análisis de los mismos.*

*Artículo 180 Los indicadores de costos eficientes para el Sistema Principal de Transmisión y para el de Conexión utilizados para calcular el Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión son:*

*a) Costos de operación y mantenimiento como porcentaje del activo fijo bruto eficiente del sistema principal de transmisión y de conexión, ( $OMT\%^{M*}$ ), calculados sobre la base de los respectivos costos de la o las Empresas Comparadoras.*

*b) Los costos de administración como porcentaje del activo fijo bruto eficiente del sistema principal de transmisión y de conexión, ( $ADMT\%^{M*}$ ), calculados sobre la base de los respectivos costos de la o las Empresas Comparadoras.*

*Artículo 181 Los indicadores  $OMT\%^{M*}$  y  $ADMT\%^{M*}$  de la o las Empresas Comparadoras permanecerán constantes a lo largo de todo el período tarifario.*

*Artículo 182 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 del sistema principal de transmisión y de conexión.*

En consecuencia, a continuación se llevan a cabo los análisis para la selección de la empresa comparadora y la determinación de los comparadores que se propone aplicar a ETESA.

### **3. CONVERSIÓN DE COSTOS Y VNR A BALBOAS**

A los fines de determinar los ratios comparadores que serán aplicados a ETESA es preciso referenciar los valores económicos de otras empresas potencialmente comparadoras al mercado de Panamá. Para poder establecer una relación de los costos de empresas de otros países que sea válida para aplicar a una empresa en Panamá, resulta necesario convertir esos valores a la moneda local (Balboas). A los fines de esa conversión se utilizará el esquema ya utilizado en la determinación del IMP de distribución y de transmisión. Este proceso se detalla a continuación.

A fin de convertir magnitudes económicas entre países, se sigue la metodología recomendada por el Instituto de Investigaciones Tecnológicas de la Universidad Pontificia de Comilla (IIT) en el Documento N° IIT-PA06-Parte II del 28 de Julio de 2004 elaborado para la Dirección de Electricidad del Ente Regulador de los Servicios Públicos de Panamá (ASEP) denominado “Establecer la metodología para estimar la base de capital inicial de las empresas de distribución eléctrica a ser utilizada en los próximos períodos tarifarios”.

Previo al proceso de referenciación de costos, el costo a referenciar se divide en: Materiales y Mano de Obra. Bajo tales conceptos se debe agrupar todo aquel directamente relacionado. Por ejemplo, en Mano de Obra se deben agrupar no sólo remuneraciones sino también cargas sociales, vacaciones, etc. Para los Materiales se debe incluir, además del costo de adquisición, todos los gastos anteriores a la instalación de los mismos (transporte hasta almacenes, almacenaje, transporte hasta la obra, costos administrativos imputados a la adición del activo, etc.). Por otro lado, entre los materiales es preciso diferenciar entre aquellos de producción nacional de aquellos importados. En función de esta desagregación se determina para cada rubro el factor de conversión que se describe a continuación.

#### **1. Costos de Mano de Obra**

El factor de conversión se calcula como:

$$CMO^M = CMO^K / CLR^{K(M)}$$

Siendo:

$M$  = Moneda del país al que se adopta como referencia (balboas),

$K$  = Moneda del país de origen de los datos,

$CMO^K$  = Costo de Mano de Obra para el país de moneda  $K$ ,

$CMO^M$  = Costo de Mano de Obra para el país de moneda  $M$ ,

$CLR^{K(M)}$  = Costo Laboral Relativo entre el país de moneda  $K$  y el país de moneda  $M$ . Se obtiene a partir de:

$$CLR^{K(M)} = \left[ \frac{REM^{K(K)} / PBI_{cf}^{K(K)}}{REM^{M(M)} / PBI_{cf}^{M(M)}} \right] \times PPA^{K(M)}$$

Siendo:

$REM^{K(K)}$  = Remuneración Total de la mano de obra del país de moneda  $K$ ,

$REM^{M(M)}$  = Remuneración Total de la mano de obra del país de moneda  $M$ ,

$PBI_{cf}^{K(K)}$  = Producto Bruto Interno a costo de factores del país de moneda  $K$ ,

$PBI_{cf}^{M(M)}$  = Producto Bruto Interno a costo de factores del país de moneda  $M$ ,

$PPA^{K(M)}$  = Paridad del Poder Adquisitivo del país de moneda  $K$  con el país de moneda  $M$ .

## 2. Costos de Materiales

Para los materiales locales se aplica la siguiente expresión:

$$CMA^M = CMA^K / PPA^{K(M)}$$

Siendo:

$CMA^K$  = Costo de Materiales para el país de moneda  $K$ ,

$CMA^M$  = Costo de Materiales para el país de moneda  $M$ ,

Mientras que para los materiales comercializables internacionalmente se considera directamente el tipo de cambio:

$$CMA^M = CMA^K / TdC^{K(M)}$$

Siendo:

$TdC^{K(M)}$  = Tipo de cambio del país de moneda  $K$  con respecto del país de moneda  $M$ .

### **3. Valores considerados en la conversión**

La siguiente tabla muestra los valores empleados para la conversión a balboas de valores en otras monedas.

**Cuadro N° 2: Variables económicas de diferentes países para conversión**

País	Indicador	Unidades	2012	2013	2014	2015	Fuente de datos	Variable
Panamá	PBIpc	millones de Balboas a precios corrientes	39.954,8	44.856,2	49.165,8	52.132,3	1	PIB a precios de comprador
	PBIcf	millones de Balboas a precios corrientes	37.670,8	42.099,3	46.146,5	48.930,8	1	PIB a precios de comprados - impuestos indirectos + subsidios
	PPA	Balboas por dólar	0,57	0,59	0,60	0,60	2	Implied PPP conversion rate
	Remuneración Asalariados	millones de Balboas a precios corrientes	10.814,8	12.141,5	13.280,1	14.081,4	1	Remuneración de los asalariados
	Tasa de cambio a mitad de año	Balboas por dólar	1	1	1	1	3	Official exchange rate (LCU per US\$, period average)
Chile	PBIpc	millones de pesos a precios corrientes	129.947.342	137.876.216	148.855.347	158.636.806	5	PIB a precios corrientes, referencia 2013
	PBIcf	millones de pesos a precios corrientes	115.881.958	123.104.636	132.700.955	141.065.289	5	PIBpc - impuestos netos de subvenciones
	PPA		345,68	346,99	360,74	372,02	2	Implied PPP conversion rate
	Remuneración Asalariados	millones de pesos a precios corrientes	50.072.252	54.311.413	58.632.876	63.285.912	5	
	Tasa de cambio a mitad de año		486,47	495,27	570,35	654,12	3	Official exchange rate (LCU per US\$, period average)
Colombia	PBIpc	millones de pesos a precios corrientes	664.240.000	710.497.000	757.065.000	799.312.000	6	PIB a precios corrientes, referencia 2005
	PBIcf	millones de pesos a precios corrientes	607.757.000	653.673.000	693.318.000	730.066.000	6	PIB menos impuestos más subvenciones
	PPA	pesos por dólar	1.175	1.179	1.183	1.199	2	Implied PPP conversion rate
	Remuneración Asalariados	millones de pesos a precios corrientes	214.085.000	232.521.000	250.724.000	267.719.000	6	Remuneración a los asalariados
	Tasa de cambio a mitad de año	pesos por dólar	1.797	1.869	2.002	2.742	3	Official exchange rate (LCU per US\$, period average)
Perú	PBIpc	Millones de nuevos soles a precios corrientes	508.131	543.670	570.780	602.527	7	Producto Bruto Interno (valores a precios corrientes)
	PBIcf	Millones de nuevos soles a precios corrientes	464.371	494.987	518.898	548.241	7	Valor Agregado Bruto (valores a precios corrientes)
	PPA	nuevos soles por dólar	1,512	1,508	1,56	1,588	2	Implied PPP conversion rate
	Remuneración Asalariados	Millones de nuevos soles a precios corrientes	156.301	169.634	180.554	189.827	7	Remuneraciones (valores a precios corrientes)

País	Indicador	Unidades	2012	2013	2014	2015	Fuente de datos	Variable
	Tasa de cambio a mitad de año	nuevos soles por dólar	2,64	2,70	2,84	3,18	3	Official exchange rate (LCU per US\$, period average)

Fuentes:

- 1 - República de Panamá. Contraloría General de la República. Instituto Nacional de Estadísticas y Censos. Publicación: Avance de Cifras Anual y Trimestral del Producto Interno Bruto de 2016
- 2 - World Economic Outlook Database, April 2017
- 3 - World Development Indicators, Data Bank, World Bank
- 5 - República de Chile. Banco Central de Chile
- 6 - República de Colombia. Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE)
- 7 - República del Perú. Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI)

#### 4. Ponderadores usados en conversión

Para calcular los costos y VNR ajustados se deben sumar los costos ajustados según las expresiones anteriores. Dado que los valores nominales de cada componente de costo no se conocen en todos los casos, fue necesario suponer una composición preestablecida. Para ello se supuso que los materiales tienen la siguiente composición de materiales nacionales.

**Cuadro N° 3: Participación de los Materiales Nacionales respecto del total de Materiales**

VNR	60%
Administración	70%
Operación y Mantenimiento	60%

Fuente: Elaboración propia

Estos porcentajes corresponden a los considerados en la Revisión Anterior y que estuvieran basados en el análisis de ciertas estructuras de costos considerando la disponibilidad de materiales nacionales.

En cuanto a la participación de los costos de mano de obra se siguieron los siguientes criterios:

- VNR: se empleó el porcentaje determinado en la anterior Revisión Tarifaria de Distribución (54,09%)
- Costos de Administración, Operación y Mantenimiento: los porcentajes que surgen de los Estados Financieros de cada empresa considerada

#### 4. ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DE LA COMPARADORA ACTUAL

Transec es la principal transportista en alta tensión de Chile operando líneas y subestaciones en 500 kV y 220 kV. Las instalaciones de Transec consisten en 9.609 kilómetros de líneas de transmisión de simple y doble circuito, y conforman los dos principales sistemas interconectados de Chile: en el Norte Grande, el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y en la zona que va desde Tal Tal hasta la isla de Chiloé el Sistema Interconectado Central (SIC). La capacidad total de transformación es de 15.986 MVA, distribuida en 57 subestaciones, considerando todas aquellas donde Transec es propietaria, arrendataria, usufructuaria o que explota, a cualquier título.

El marco regulatorio que determina el funcionamiento del segmento de transmisión en Chile, se basa en el Decreto con Fuerza de Ley N°4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de 2006, que fija la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE). La LGSE y su normativa complementaria, determinan las normas técnicas y de seguridad por las cuales debe regirse cualquier instalación eléctrica en Chile, y en particular regula las actividades de generación, transporte y distribución, las concesiones y servidumbres eléctricas y las tarifas aplicables a cada segmento, así como el organismo encargado de coordinar la operación del sistema y su funcionamiento conforme a las condiciones de calidad y seguridad de las instalaciones y las relaciones de las empresas y particulares con el Estado.

Recientemente, a través de la Ley N° 20.936/2016, la LGSE ha tenido una reforma importante en la que se establece un nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional. Las modificaciones incorporadas han sido:

1. Nueva definición funcional de los Sistemas de Transmisión.
2. Nuevo proceso de Planificación Energética de largo plazo y Planificación de la Transmisión.
3. Nuevo esquema de tarificación y remuneración de los distintos segmentos del Sistema de Transmisión.
4. Definición preliminar de trazados de líneas de transmisión para determinadas obras nuevas, a través de un Procedimiento de Estudio de Franja, a cargo del Ministerio de Energía.
5. Nuevo régimen de Acceso Abierto universal.
6. Nueva normativa de compensaciones a usuarios finales por indisponibilidades no autorizadas de suministro, en base a estándares de seguridad y calidad previamente establecidos.
7. Crea un nuevo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante el Coordinador, que reemplaza a los antiguos Centros de Despacho Económico de Carga (CDECs).

Según el actual marco legal se definen los siguientes sistemas de transmisión:

- Sistemas de Transmisión Nacional: permite la conformación de un mercado eléctrico común, interconectando los demás segmentos de la transmisión.
- Sistemas de Transmisión Zonales: instalaciones dispuestas esencialmente para el abastecimiento de clientes regulados, territorialmente identificables ubicados en zonas de concesión de empresas distribuidoras.
- Sistemas de Transmisión para Polos de Desarrollo: destinadas a transportar la energía eléctrica generada en un mismo polo de desarrollo, hacia el sistema de transmisión.
- Sistemas de Transmisión Dedicados: líneas y subestaciones eléctricas radiales, que encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico. Asimismo, pertenecerán aquellas instalaciones enmalladas que estén dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico, y adicionalmente se verifique que su operación no produce impactos o modificaciones significativas en la operación del resto del sistema.

Respecto de los tres primeros sistemas, las tarifas son fijadas por el Ministerio de Energía y se establece un régimen de acceso abierto universal y en condiciones no discriminatorias. Para las instalaciones de transmisión de Sistemas Dedicados, se debe proporcionar acceso siempre que exista capacidad técnica de transmisión disponible determinada por el Coordinador, sin perjuicio de la capacidad contratada o de los proyectos propios que se hayan contemplado fehacientemente al

momento de la solicitud de uso del tercero interesado. Además, la normativa vigente fija los criterios y procedimientos mediante los cuales se determina la retribución que el propietario de las instalaciones de transmisión tendrá derecho a percibir.

En consecuencia, las instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal, de Subtransmisión y Adicional existentes a la fecha de publicación de la nueva Ley N°20.936/2016 pasaron a formar parte del Sistema de Transmisión Nacional, Zonal y Dedicado, respectivamente.

Los ingresos por instalaciones existentes del Sistema de Transmisión Nacional, Zonal y para Polos de Desarrollo están constituidos por el Valor Anual de la Transmisión por Tramo (VATT), que se calcula sobre la base de la Anualidad del Valor de la Inversión (AVI), más los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA) para cada uno de los tramos que conforman dichos sistemas. Asimismo, los ingresos por uso de las instalaciones de transmisión dedicada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios están constituidos por una proporción de su VATT asignable a dichos usuarios.

Los tramos que conforman estos sistemas y su correspondiente VATT son determinados cada cuatro años por la Comisión Nacional de Energía (CNE). Como resultado de este proceso, la CNE elabora un informe técnico y en base a éste el Ministerio de Energía fijará las tarifas para el próximo cuatrienio del Sistema de Transmisión Nacional, Zonal y para Polos de Desarrollo y el pago por uso de las instalaciones de transmisión dedicada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios.

Durante los años 2014 y 2015 se desarrolló el tercer Estudio de Transmisión Troncal (ahora Transmisión Nacional), que tuvo como objetivo servir de base para la fijación de las tarifas troncales para el cuatrienio 2015-2018. Sin embargo, la aplicación de estas tarifas se pospuso para el período 2016-2019, aplicándose durante 2015 las tarifas vigentes hasta ese momento.

Durante los años 2014 y 2015 se realizaron los estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión (ahora Transmisión Zonal), en base a los cuales se debían fijar las tarifas para los cinco sistemas de subtransmisión establecidos en el SIC y para el único sistema de subtransmisión del SING que regirían para el período 2015-2018. Al igual que con el Sistema Troncal, se postergó la entrada en vigencia de las nuevas tarifas, posponiéndose éstas para el cuatrienio 2016-2019 y, en consecuencia, las tarifas de subtransmisión para el año 2015 fueron iguales a las del año anterior.

Previamente a la Ley N° 20.936/2016, el sistema de transmisión estaba compuesto por:

- Sistemas de Transmisión Troncal,
- Sistemas de Subtransmisión y
- Sistemas Adicionales

Para los sistemas Troncal y Subtransmisión la remuneración se determinaba de manera similar a la ya explicada para los Sistemas Nacional y Zonales. Los ingresos de las instalaciones adicionales se

obtienen a partir de lo previsto en los contratos de transporte entre los usuarios y el propietario de las instalaciones, y normalmente se establece mediante el cálculo del AVI+COMA de acuerdo entre las partes.

El Valor de las Instalaciones (VNR) de Transelec establecido por la Comisión Nacional de Energía de Chile (CNE) se resume en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 4: VNR de Transelec (US\$)**

Concepto	2013	2015
<b>Sistema Troncal</b>		
SIC	1.752.968.101	
SING	239.980.177	
<b>Subtotal</b>	<b>1.992.948.277</b>	
<b>Sistema Zonal</b>		
Transelec Norte		31.196
Transelec		820.370.975
<b>Subtotal</b>		<b>820.402.171</b>
<b>Sistema Dedicado</b>		
Transelec Norte		9.613
Transelec		97.764.259
<b>Subtotal</b>		<b>97.773.872</b>

Fuente: Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión troncal, Cuadrienio 2016-2019. Aprobado por Res. Exenta CNE 316/2015.

Informe Técnico Definitivo. Determinación del Valor Anual de los Sistemas de Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada. Bienio 2018-2019. Aprobado por Res. Exenta CNE 14/2017.

Los valores anteriores se encuentran en dólares de diciembre de 2013. Debido a que las instalaciones consideradas en los estudios de transmisión no corresponden a la misma fecha (las del Sistema Troncal son de 2013 y las del Sistema Zonal y Dedicado de 2015) se ajustaron los valores de los Sistemas Zonal y Dedicado de acuerdo a la evolución del VNR que presenta Transelec en su propio balance. De esta manera se obtuvo estimaciones del VNR para 2013, 2014 y 2015.

**Cuadro N° 5: VNR de Transelec estimado por la propia empresa (US\$)**

Concepto	2013	2014	2015	2016
Total	3.294,70	3.467,95	3.341,00	3.330,00

Fuente: Transelec. Memoria Anual. Varios años

El VNR para 2013 ajustando luego los valores de Transmisión Zonal y Dedicada son los siguientes:

**Cuadro N° 6: VNR de Transelec estimado (US\$ y millones \$)**

Concepto	2013	
	US\$	Millones \$
<b>Sistema Troncal</b>		
SIC	1.752.968.101	928.110
SING	239.980.177	127.058
Subtotal	1.992.948.277	1.055.167
<b>Sistema Zonal</b>		
Transelec Norte	30.764	16
Transelec	809.002.171	428.327
Subtotal	809.032.934	428.343
<b>Sistema Dedicado</b>		
Transelec Norte	9.480	5
Transelec	96.409.429	51.044
Subtotal	96.418.909	51.049
<b>Total</b>	<b>2.898.400.121</b>	<b>1.534.559</b>

Fuente: Elaboración propia

El tipo de cambio empleado corresponde al de diciembre de 2013 (promedio) publicado por el Banco Central de Chile.

En cuanto a los costos operativos, de acuerdo a los Estados Financieros de Transelec, éstos están compuestos de la siguiente manera:

**Cuadro N° 7: Costos Transelec (millones de \$)**

Concepto	2013	2014	2015	2016
<b>Costos de Ventas</b>	<b>71.987</b>	<b>75.951</b>	<b>83.121</b>	<b>77.682</b>
Costos Fijos	29.279	27.942	29.086	27.440
Depreciación	42.708	48.009	54.035	50.242
<b>Gastos de Administración</b>	<b>14.742</b>	<b>17.609</b>	<b>16.842</b>	<b>22.591</b>
Gastos Fijos	12.762	16.053	15.630	20.296
Depreciación	1.980	1.556	1.212	2.295
<b>Total</b>	<b>86.729</b>	<b>93.560</b>	<b>99.963</b>	<b>100.273</b>
<b>Gastos Administración netos de depreciación</b>	<b>12.762</b>	<b>16.053</b>	<b>15.630</b>	<b>20.296</b>
<b>Costos Operación netos de depreciación</b>	<b>29.279</b>	<b>27.942</b>	<b>29.086</b>	<b>27.440</b>
<b>Total neto de depreciación</b>	<b>42.041</b>	<b>43.995</b>	<b>44.716</b>	<b>47.736</b>

Fuente: Transelec. Análisis razonado de los Estados Financieros. Varios años

A partir de los valores del VNR y de los costos operativos y del proceso de homologación de costos se obtuvieron los ratios comparadores de Transelec.

**Cuadro N° 8: Ratios Comparadores. Transelec**

Concepto	unidad	2013
VNR eléctrico	(miles de balboas)	2.218.718
Gastos Administración	(miles de balboas)	17.537
Costos Operación	(miles de balboas)	40.575
ADMT%M* (ADM/VNR)		0,79%
OMT%M* (OyM/VNR)		1,83%
AOYM/VNR		2,62%

Fuente: Elaboración propia en base a Estados Financieros Transelec

## 5. ANÁLISIS DE EMPRESAS ALTERNATIVAS

### 1. ISA-Intercolombia

Otra de las empresas consideradas en la Revisión Tarifaria anterior como posible comparadora fue ISA (Interconexión Eléctrica S.A.) de Colombia. En 2016 la empresa opera aproximadamente 10.500 km con tensiones entre 500 y 110 kV en 75 subestaciones transformadoras. A fines de 2013 la empresa fue reestructurada. Como consecuencia de lo anterior fue creada la subsidiaria INTERCOLOMBIA cuya misión es la administración, operación y mantenimiento de los activos eléctricos y no eléctricos, propiedad de ISA.

Debido a ello, el VNR corresponde a lo informado por la casa matriz ISA mientras que los costos operativos son los que informe la subsidiaria INTERCOLOMBIA.

La última valuación disponible del VNR se presenta en los Estados Financieros de 2014 de la casa matriz ISA. En la siguiente tabla se presenta el valor del VNR para el período 2012-2014:

**Cuadro N° 9: VNR ISA. Millones \$ colombianos**

Concepto	2012	2013	2014
Líneas de transmisión	2,596,647	2,538,359	2,619,292
Subestaciones de transmisión	1,725,214	1,794,357	1,977,194
Terrenos	165,409	168,619	184,568
Edificios	204,019	222,443	277,774
Telecomunicaciones usufructo	79,199	73,596	34,847
Vehículos	3,594	3,470	3,281
Total VNR	4,774,083	4,800,844	5,096,956
<b>Total VNR Eléctrico</b>	<b>4,321,861</b>	<b>4,332,716</b>	<b>4,596,486</b>

Fuente: Estados Financieros ISA

Por su parte, los costos operativos surgen de la contabilidad regulatoria publicada por el SUI. La información publicada por el SUI separa los costos correspondientes a la actividad principal de

INTERCOLOMBIA de los relacionados con otras actividades diferentes a la operación y mantenimiento de las instalaciones de ISA. Los estados financieros publicados por INTERCOLOMBIA no muestran esta apertura por lo que no han sido utilizados. La información más reciente disponible en el SUI de los costos de INTERCOLOMBIA corresponde a 2014 (y única adicionalmente, por tratarse del primer ejercicio completo de la recién creada empresa).

El detalle de los costos se muestra en la siguiente tabla:

**Cuadro N° 10: Costos Intercolombia (actividad energía) (millones de \$ colombianos)**

Concepto	2014	Concepto incluido
<b>Gastos</b>	<b>49,107</b>	
Administración	36,112	
Sueldos y salarios	16,580	X
Contribuciones imputadas	1,522	X
Contribuciones efectivas	3,930	X
Aportes sobre la nomina	441	X
Generales	13,450	X
Impuestos contribuciones y tasas	190	
Provisiones agotamiento depreciaciones y amortizaciones	12,888	
Provisión para obligaciones fiscales	12,888	
Otros gastos	107	
Intereses	0	
Ajuste por diferencia en cambio	91	
Financieros	16	
Extraordinarios	0	
Gastos asignados a costos de producción y o a servicios	0	
<b>Costos de producción</b>	<b>943,734</b>	
Servicios personales	49,422	X
Generales	5,674	X
Arrendamientos	745	X
Contribuciones y regalías	94,009	
Órdenes y contratos de mantenimiento y reparaciones	47,011	X
Honorarios	7,617	X
Servicios públicos	639	X
Otros costos de operación y mantenimiento	10,279	X
Seguros	498	X
Impuestos	2,428	
Órdenes y contratos por otros servicios*	725,413	
<b>Gastos Administración</b>	<b>35,922</b>	
<b>Costos de Operación</b>	<b>121,884</b>	
<b>Total CAOYM</b>	<b>157,806</b>	

\*Corresponde al costo por la liquidación de las utilidades de contrato de cuentas en participación

A los fines de determinar los ratios comparadores de ISA es preciso convertir los valores en moneda colombiana a Balboas comparables. Para ello se empleó el proceso de homologación descrito. Los valores resultantes luego del ajuste son los siguientes:

**Cuadro N° 11: Ratios Comparadores. ISA**

Concepto	unidad	2014
VNR eléctrico	(miles de balboas)	2,073,370
Gastos Administración	(miles de balboas)	15,912
Costos Operación	(miles de balboas)	53,524
ADMT%M* (ADM/VNR)		0.77%
OMT%M* (OyM/VNR)		2.58%
AOYM/VNR		3.35%

Fuente: Elaboración propia

## 2. Red de Energía del Perú SA. (Perú)

Dentro de los países en los que se calcula el VNR de las empresas de transmisión se encuentra Perú.

El sistema de transmisión eléctrica de Perú está constituido por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). El sistema troncal de transmisión opera a 220 kV y 500 kV, los sistemas de transmisión secundarios y complementarios están conectados a 220 kV, 138 kV y 60 kV. Según la Ley N° 28.832 de julio de 2006 se establece que el Sistema de Transmisión del SEIN se encuentra integrado por cuatro categorías de instalaciones:

- Sistema Garantizado de Transmisión (SGT). Corresponde a instalaciones cuya puesta en operación comercial es posterior a la Ley N° 28.832 (2006) y está constituido por instalaciones del Plan de Transmisión cuya concesión y construcción resultan de un proceso de licitación pública.
- Sistema Complementario de Transmisión (SCT). Corresponde a instalaciones cuya puesta en operación comercial es posterior a la Ley N° 28.832 (2006) y está conformado por instalaciones que son parte del Plan de Transmisión, cuya construcción es resultado de la iniciativa propia de uno o varios agentes, o aprobadas por OSINERGMIN, mediante el Plan de Inversiones que resulte de un estudio de planeamiento.
- Sistema Principal de Transmisión (SPT). Constituido por instalaciones cuya puesta en operación comercial se produjo antes de la promulgación de la Ley N° 28.832. Es la parte del sistema de transmisión, común al conjunto de generadores de un Sistema Interconectado, que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica.
- Sistema Secundario de Transmisión (SST). Constituido por instalaciones cuya puesta en operación comercial se produjo antes de la promulgación de la Ley N° 28.832. Es la parte del

sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final, desde una Barra del Sistema Principal.

Se analizó la posibilidad de incorporar a la principal empresa de transmisión de Perú: Red de Energía del Perú S.A. (REP).

REP es la principal empresa de transmisión de Perú. Se especializa en la construcción, operación y mantenimiento de redes de transmisión en alta tensión. Gestiona a dos empresas del sector: Consorcio Transmantaro e ISA Perú. Las tres son empresas de Interconexión Eléctrica S.A. – ISA.

REP cuenta con 46 subestaciones<sup>7</sup> y 6.230,9 kilómetros de circuitos de transmisión de 220, 138 y 60 kV, que unen a 19 departamentos del país. Además, posee 2,241.80 MVA de capacidad de transformación operativa y 364.20 MVA de capacidad de transformación de reserva. REP presta los servicios de O&M de las líneas de transmisión de energía a CTM e ISA Perú.

Consorcio Transmantaro S.A. (CTM) es concesionaria de la línea de transmisión Mantaro-Socabaya, responsable de unir el Sistema Interconectado Centro - Norte con el Sistema Interconectado Sur. CTM se dedica a la construcción, operación y mantenimiento de redes de transmisión de energía y desarrollo de sistemas. CTM soporta sus actividades de operación y mantenimiento mediante contratos de servicios de operación y mantenimiento con la empresa Red de Energía del Perú.

CTM cuenta con 9 subestaciones y 2.465.4 km de circuitos de líneas de transmisión en 500, 220 y 138 kV. Además, posee 3.638 MVA de capacidad de transformación operativa y 688 MVA de capacidad de transformación de reserva.

Por su parte, ISA Perú cuenta con la concesión para la construcción, suministro y operación de las líneas de transmisión eléctricas Oroya – Carhuamayo – Paragsha - Vizcarra a 220 kV y Aguaytía - Pucallpa a 138 kV, con sus correspondientes subestaciones. La operación y el mantenimiento de ISA Perú es realizada por Red de Energía del Perú. Los servicios de operación y mantenimiento de los equipos de ISA PERÚ son ejecutados por Red de Energía del Perú S.A. en virtud de un contrato.

El sistema de ISA Perú consta de cuatro líneas de transmisión de simple terna en 220 kV, que unen las subestaciones Pachachaca, Oroya Nueva, Carhuamayo, Paragsha y Vizcarra. Con una longitud de 262 km a 220 kV, cruzan los departamentos de Junín, Pasco y Huánuco. Consta, además, de una línea de transmisión de simple terna en 138 kV, que interconecta las subestaciones de Aguaytía y Pucallpa, con una longitud de 131 km; y de seis subestaciones en niveles de 220, 138 y 60 kV.

En conjunto REP opera una red de subestaciones eléctricas de aproximadamente 9.100 kilómetros de líneas con tensiones entre 60 y 500 kV y 60 subestaciones que abarcan 21 regiones de Perú.

---

<sup>7</sup> Información correspondiente a 2013.

De la anterior descripción de la organización de REP se infiere que se trata en realidad de un sistema integrado por las tres empresas pertenecientes a ISA (REP, CTM e ISA Perú). Cada una de estas empresas cuenta con una estructura central en las que se desarrollan actividades de diversa índole (administrativas, logísticas, financieras, comerciales, etc.); mientras que la gran mayoría de las actividades de operación y mantenimiento las realiza la casa central, REP.

En Perú el cálculo de las remuneraciones de los sistemas de transmisión no se realiza dentro del mismo procedimiento:

- En el caso del SPT y SGT, la remuneración se calcula anualmente con la Fijación de Precios en Barra
- Mientras que la revisión tarifaria del SST y SCT se realiza cada cuatro años con la Fijación de Peajes y Compensaciones (anualmente se realiza un ajuste por inflación). El primer proceso tarifario se llevó a cabo para el período 2009-2013 para el que se determinó el VNR de todas las instalaciones. En los restantes procesos sólo se ajustan los peajes y compensaciones correspondientes al SST según la inflación, las bajas de instalaciones y las inversiones.

Atento a lo anterior y a que el proceso tarifario 2017 se encuentra aún en curso en OSINERG, se optó por considerar la información correspondiente al proceso tarifario 2013. Los valores del VNR son fijados en dólares estadounidenses.

El siguiente cuadro muestra los valores del VNR en 2013 para cada empresa y de los diferentes sistemas.

**Cuadro N° 12: VNR de REP (US\$, 2013)**

Concepto	REP	CTM	ISA Perú	REP holding
SPT y SGT	133.935.511	560.670.508	70.473.150	765.079.169
SST y SCT	517.111.551	0	10.018.469	527.130.020
<b>Total</b>	<b>651.047.062</b>	<b>560.670.508</b>	<b>80.491.619</b>	<b>1.292.209.189</b>

Fuentes:

Para el SPT y SGT: Informe N° 0147-2013-GART. Fijación Precios de Barra mayo 2013-abril 2014.

Para el SST y SCT de ISA: Informe N° 0143-2013-GART. Estudio para la Modificación de las Tarifas y Compensaciones en el SST de ISA PERÚ S.A. y REDESUR S.A. (Liquidación Anual de los Ingresos de los Contratos tipo BOOT 2013)

Para el SST y SCT de REP: Informe N° 0271-2010-GART. (Proceso de Regulación de SST y SCT (período noviembre 2009 – abril 2013)) a partir del Estudio Técnico-Económico de Tarifas y Compensaciones de los SST de REP 2009-2013, REP.

En el caso del SPT y SGT de ISA Perú como el VNR fue fijado en 2010, se ajustó el valor calculado para dicho año por el índice de precios establecido contractualmente para llevar dicho valor a 2013. En el caso del VNR del SST y SCT de REP, dado que el mismo se calculó por única vez en 2009, se ajustó dicho valor por igual índice que el establecido para los contratos de ISA Perú y CTM.

Por su parte, para la determinación de los costos operativos se tuvo en cuenta que debido a que REP realiza una parte significativa de las actividades de O&M y de gerenciamiento de CTM e ISA Perú es

necesario descontar de los costos de CTM e ISA Perú los costos de los servicios que son brindados por REP. Los Estados Financieros de las empresas se publican en dólares estadounidenses.

**Cuadro N° 13: Costos Operativos de REP (US\$, 2013)**

Concepto	REP	CTM	ISA Perú	REP holding
<b>Costo de servicio de transmisión de energía eléctrica</b>				
Cargas de personal	16.660.141	-	-	16.660.141
Servicios prestados por terceros	11.349.677	144.882	71.824	11.566.383
Servicios prestados por relacionadas	1.710.178	-	-	1.710.178
Otros	250.231	-	203.967	454.198
Seguros	-	-	132.530	132.530
Consumo de suministros	1.218.090	31.245	-	1.249.335
<b>Subtotal</b>	<b>31.188.317</b>	<b>176.127</b>	<b>408.321</b>	<b>31.772.765</b>
<b>Gastos de administración</b>				
Servicios prestados por terceros	5.218.327	-	-	5.218.327
Otros gastos indirectos	2.001.121	-	-	2.001.121
Consumo de suministros	211.782	-	-	211.782
Seguros	-	1.152.292	-	1.152.292
Cargas diversas de gestión	-	-	123.032	123.032
Honorarios de asesorías y consultorías	-	649.857	141.854	791.711
Otros menores	-	227.351	17.662	245.013
Cargas de personal	6.097.252	104.880	38.427	6.240.559
<b>Subtotal</b>	<b>13.528.482</b>	<b>2.134.380</b>	<b>320.975</b>	<b>15.983.837</b>
<b>Total</b>	<b>44.716.799</b>	<b>2.310.507</b>	<b>729.296</b>	<b>47.756.602</b>

Fuente: Estados Financieros 2013 de REP y CTM y 2014 de ISA Perú.

Fueron excluidos los tributos, regalías a ISA, depreciaciones, amortizaciones y provisiones. Los servicios prestados por relacionadas de REP corresponden a servicios brindados por la casa matriz ISA de Colombia.

Para determinar los ratios comparadores correspondientes a REP se convirtieron los valores de los cuadros anteriores a Soles peruanos y posteriormente a Balboas panameños comparables. Para la conversión de dólares estadounidenses a dólares se empleó el tipo de cambio promedio publicado por el Banco Mundial y para la conversión a Balboas se aplicó el proceso de homologación descripto. Los valores resultantes luego del ajuste son los siguientes:

**Cuadro N° 14: Ratios Comparadores. REP**

Concepto	unidad	2014
VNR eléctrico	(miles de balboas)	1.240.453
Gastos Administración	(miles de balboas)	15.297
Costos Operación	(miles de balboas)	29.208
ADMT%M* (ADM/VNR)		1,23%
OMT%M* (OyM/VNR)		2,35%
AOYM/VNR		3,59%

Fuente: Elaboración propia

## 6. RATIOS COMPARADORES

Las variables utilizadas como Comparadores en las revisiones tarifarias anteriores han sido: OMT%M\* (OyM/VNR) y ADMT%M\* (ADM/VNR). Al respecto no existen elementos de juicio que lleven a modificarlos, por lo que se propone mantenerlos en la presente Revisión Tarifaria.

En las secciones anteriores se han obtenido los ratios comparadores de las posibles empresas comparadoras consideradas:

- Transelec de Chile (actual comparadora)
- ISA de Colombia
- REP de Perú

Alternativamente se analizó la posibilidad de incluir otras empresas. Sin embargo, por diversos motivos, no fue posible incluirlas:

- Transba de Argentina. Esta empresa considerada en Revisiones Tarifarias anteriores tuvo su revisión tarifaria a fines de 2016. En la misma no se determinó un VNR que pudiera considerarse en el análisis. A su vez, la normalización del ordenamiento regulatorio en Argentina es muy reciente, por lo que los costos de la empresa aún se encontrarían distorsionados.
- Empresas de transmisión de Brasil. Hasta el momento no existe el cálculo del VNR de las instalaciones. Recientemente se han refrendado nuevos contratos de concesión en los que se establece el cálculo del VNR. Sin embargo, a la fecha de este informe no se cuentan con versiones definitivas del valor del VNR establecidas por el regulador ANEEL.
- ETCEE de Guatemala. Si bien se determina el VNR de las instalaciones, no se cuenta con resultados oficiales de la valorización de estas instalaciones. Por otra parte, EEGSA forma parte del INDE que aglutina, además de EEGSA, a ECOE (Empresa Comercializadora de Energía) y a EGEE (Empresa de Generación); no contándose con una separación contable por actividades.

Del análisis realizado se obtuvieron los siguientes ratios comparadores:

**Cuadro N° 15: Resumen de Ratios Comparadores.**

Concepto	Transelec 2013	ISA 2014	REP 2014
ADMT%M* (ADM/VNR)	0,79%	0.77%	1,23%
OMT%M* (OyM/VNR)	1,83%	2.58%	2,35%
AOYM/VNR	2,62%	3.35%	3,59%

Fuente: Elaboración propia

Al igual que en la Revisión Tarifaria anterior, Transelec muestra el mejor desempeño entre las empresas analizadas, no habiendo motivos para reemplazarla por otra empresa. En función de lo anterior, se propone considerar a Transelec como empresa comparadora y sus ratios como base para el cálculo de los comparadores a emplear para ETESA.

Adicionalmente, y por iguales razones a las consideradas en estudios anteriores, se recomienda incrementar el valor del Comparador de OyM en un 8% para captar diferencias de las condiciones a las que se ven expuestas las instalaciones de ETESA respecto a las de la empresa comparadora. En consecuencia, los comparadores propuestos se presentan en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 16: Resumen de Ratios Comparadores.**

Comparador	Transelec 2013	ETESA
ADMT%M* (ADM/VNR)	0,79%	0.854%
OMT%M* (OyM/VNR)	1,83%	1.828%
AOYM/VNR	2,62%	2.682%

Fuente: Elaboración propia

## 7. ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DE ETESA

En la revisión de la gestión de ETESA se han tenido en cuenta una serie de indicadores tanto de desempeño operativo como la evolución de los indicadores económicos más significativos:

- Desempeño Operativo: fueron analizados los siguientes aspectos:
  - Pérdidas de energía
  - Inversiones
  - Gastos
  - Depreciaciones
  - Ingresos
  - Calidad del Servicio
  - Gestión de la Operación Integrada
- Indicadores Económicos:

- Rentabilidad
- Liquidez
- Endeudamiento

La fuente de información para los análisis es la obtenida a partir de la suministrada por ETESA, estudios tarifarios realizados durante periodos tarifarios pasados e información adicional obtenida de los registros publicados por la ASEP (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos), convenientemente revisada y validada.

El objetivo principal de este informe es el de dar una serie de elementos básicos que permitan obtener una visión clara del desempeño de la empresa en sus aspectos principales.

## 1. REVISIÓN DE LA GESTIÓN DE ETESA

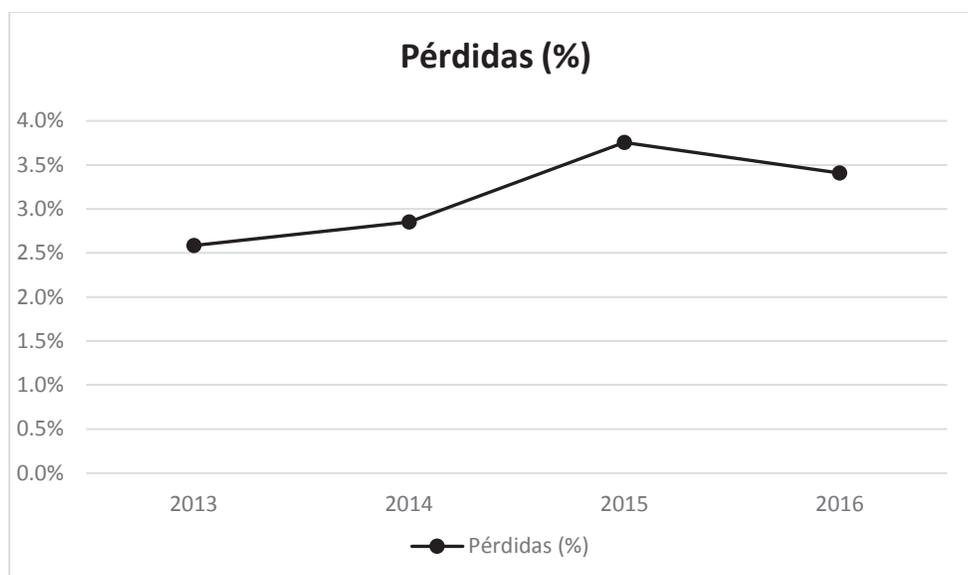
### Indicadores de Desempeño Operativo

#### 7.1.1. Pérdidas

Un indicador de la gestión operativa de una empresa de transmisión son las pérdidas de energía. El porcentual de pérdidas de energía de transmisión se calcula respecto a la energía ingresada al sistema de transmisión y las pérdidas de energía surgen de la diferencia entre la energía recibida por el sistema de transmisión y la entregada. La información presentada en la siguiente tabla se obtuvo de las estadísticas publicadas por la ASEP.

**Cuadro N° 17: ETESA. Pérdidas de energía (GWh y %)**

Año	Energía Recibida por ETESA (GWh)	Energía Entregada por ETESA (GWh)	Pérdidas (GWh)	Pérdidas (%)
2013	8,583.49	8,361.63	221.86	2.58%
2014	9,021.54	8,764.29	257.25	2.85%
2015	9,867.07	9,496.54	370.53	3.76%
2016	10,392.26	10,038.16	354.10	3.41%



Se aprecia una tendencia creciente del porcentaje de pérdidas durante el período. Ello puede ser consecuencia a una mayor generación hidroeléctrica (alejada de los centros de consumo).

#### 7.1.2. Inversiones

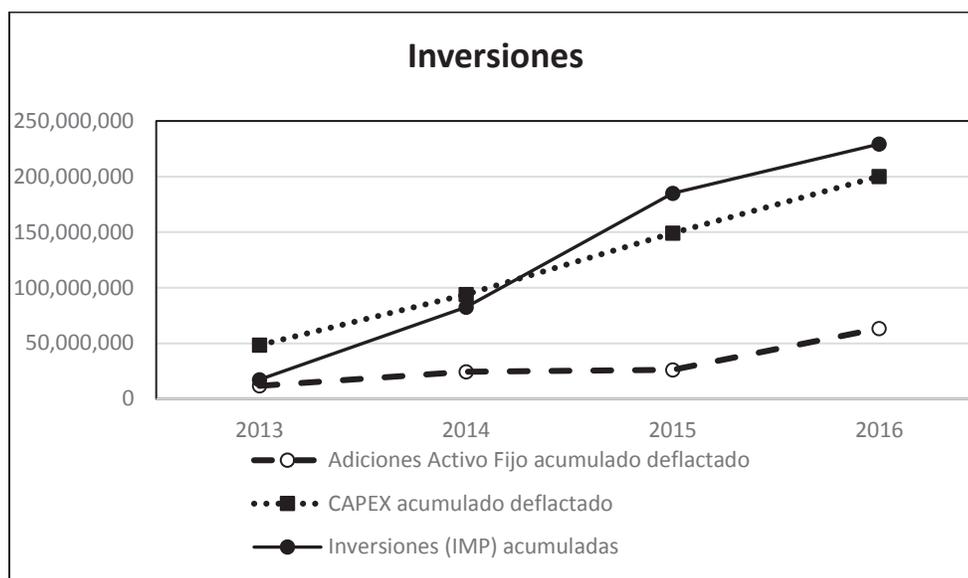
Para la determinación del IMP de la empresa se precisa estimar las inversiones durante el período tarifario. Por ello resulta adecuado comparar la evolución de las inversiones efectivamente realizadas con las proyectadas. Dado que el momento de la activación de las erogaciones no necesariamente coincide con el proyectado, es conveniente considerar el monto acumulado de dichos valores. Por otro lado se han deflactado los valores de los estados financieros<sup>8</sup> para hacerlos comparables con los del IMP aprobado que se encuentran a valores de diciembre de 2012.

El siguiente cuadro compara las inversiones estimadas en el IMP, con las activaciones efectuadas y el total de erogaciones en activos fijos (incluye activaciones y construcciones en proceso).

**Cuadro N° 18: ETESA. Inversiones realizadas y previstas**

Concepto	2013	2014	2015	2016
Inversiones (IMP) acumuladas	17,412,700	82,556,400	185,050,560	229,208,560
Adiciones Activo Fijo acumulado deflactado	11,770,528	24,549,718	26,201,814	63,346,466
CAPEX acumulado deflactado	48,408,284	94,085,814	149,094,402	200,124,157

<sup>8</sup> Se hace notar que a la fecha del estudio ETESA aún no ha presentado los Estados Financieros Auditados, contándose solamente con resultados preliminares.



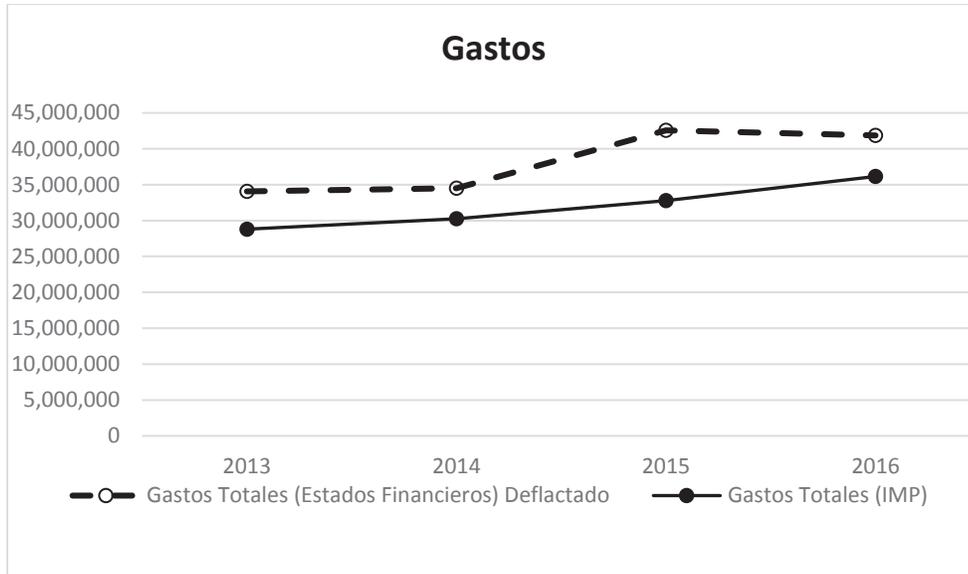
CAPEX representa el total de las erogaciones en activos fijos. Se observa una significativa discrepancia entre las inversiones (activaciones) consideradas en el IMP y las activaciones realizadas durante el período. Si se consideran las erogaciones en activos fijos se aprecia que la brecha se reduce significativamente. Este fenómeno sería producto de la demora en la habilitación y puesta en funcionamiento de las obras proyectadas en el plan de expansión (particularmente de la tercera línea Veladero-Llano Sánchez-Chorrera-Panamá II en 230 kV).

### 7.1.3. Gastos

A continuación se comparan los gastos proyectados en el IMP (costos de operación, mantenimiento y administración, generación obligada, entre otros) con los que surgen de los estados financieros convenientemente deflactados para llevarlos a moneda de diciembre de 2012.

**Cuadro N° 19: ETESA. Gastos realizados y previstos**

Concepto	2013	2014	2015	2016
Gastos Totales (IMP)	28,802,622	30,271,584	32,783,540	36,146,494
Gastos Totales (Estados Financ.) Deflactado	34,070,549	34,490,688	42,570,142	41,882,779



Se observa que los gastos realizados superan a los proyectados en aproximadamente un 20%. Ello sería resultado de los montos pagados en concepto de Generación Obligada.

Estos mismos resultados se pueden ver comparando los ratios Comparadores aprobados en la anterior Revisión Tarifaria y los observados en la realidad. Los ratios reales surgen de los costos operativos ajustados por inflación y el VNR eficiente establecido para cada año tarifario.

**Cuadro N° 20: ETESA. Evolución ratios comparadores**

Concepto	Aprobado	2013	2014	2015	2016
OMT%	2.03%	3.49%	3.49%	3.82%	3.78%
ADMT%	0.78%	1.09%	0.78%	0.88%	0.63%
AOYM/VNR	2.81%	4.58%	4.27%	4.70%	4.41%
ADMT/(ADMT+OMT)	27.8%	23.9%	18.4%	18.7%	14.3%

El ratio OMT% es siempre superior al aprobado (resultado en principio de una mayor Generación Obligada); mientras que el ratio ADMT% resulta ligeramente inferior y muestra una tendencia decreciente. El resultado total muestra, como se señaló anteriormente, que el ratio AOYM/VNR verificado fue mayor al aprobado en todos los años.

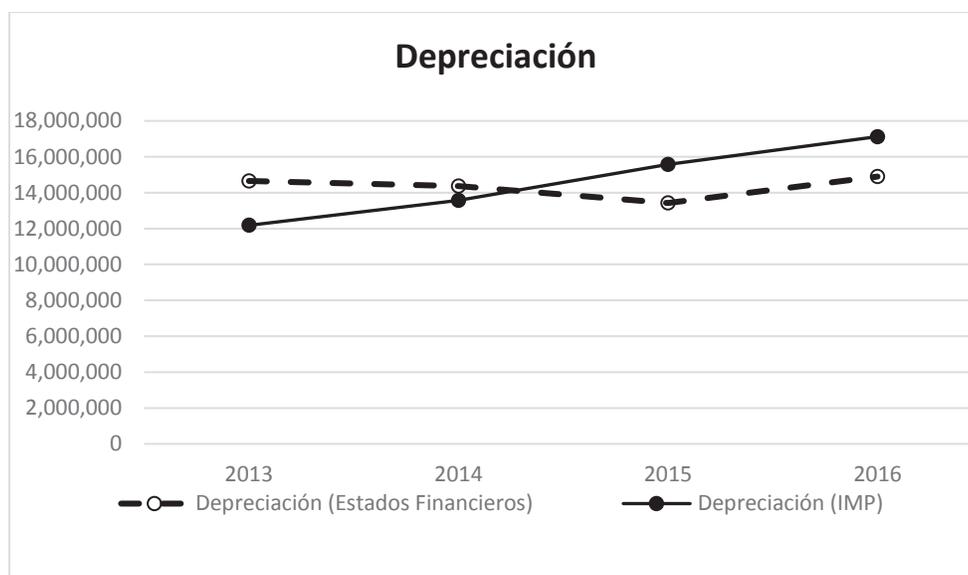
En cuanto a la composición de los costos, de los comparadores aprobados se infiere que los costos de administración deberían representar el 28% aproximadamente, mientras que en la realidad siempre se ubicaron por debajo y con tendencia decreciente.

#### 7.1.4. Depreciaciones

Otro de los componentes del IMP, las depreciaciones, es comparado con los montos imputados en los Estados Financieros de la empresa. El cuadro siguiente muestra la evolución de ambos conceptos.

**Cuadro N° 21: ETESA. Depreciación contable y prevista**

Concepto	2013	2014	2015	2016
Depreciación (IMP)	12,182,032	13,576,032	15,571,032	17,125,000
Depreciación (Estados Financieros)	14,648,426	14,376,568	13,425,401	14,899,197



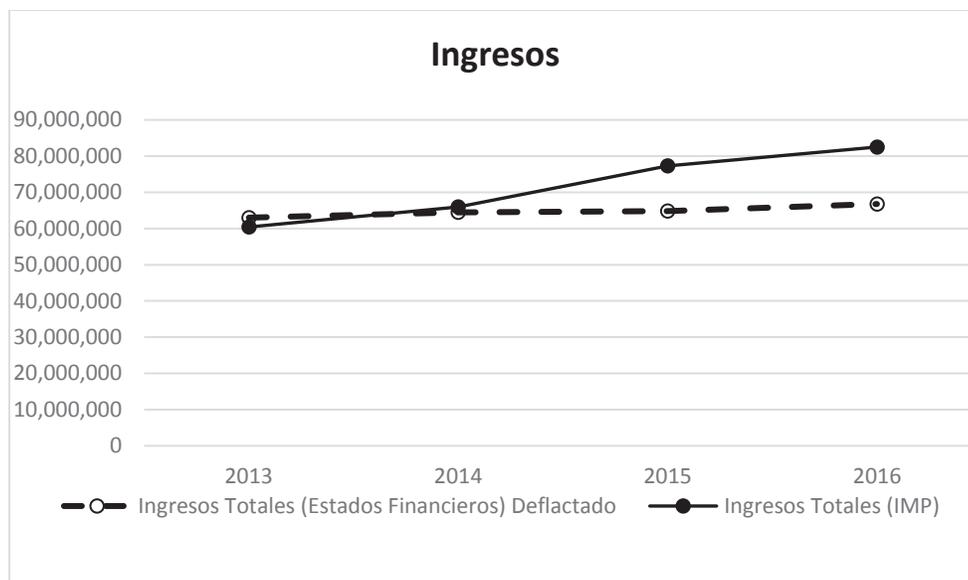
Los valores correspondientes a los Estados Financieros resultan menores a los proyectados en el IMP a partir de 2015. Ello puede ser consecuencia en la demora en la activación de las obras en construcción, lo que posterga la imputación contable de las depreciaciones.

#### 7.1.5. Ingresos

Los ingresos establecidos en el IMP se comparan con los ingresos totales consignados en los Estados Financieros de ETESA (incluyen ingresos por uso de la red, conexión, operación integrada y otros ingresos). Los ingresos contables fueron desindexados aplicando la fórmula de actualización tarifaria establecida en el Reglamento de Transmisión. La evolución de ambas variables se presenta en la siguiente tabla:

**Cuadro N° 22: ETESA. Ingresos percibidos y previstos**

Concepto	2013	2014	2015	2016
Ingresos Totales (IMP)	60,425,620	65,996,050	77,322,932	82,510,162
Ingresos Totales (Estados Financ.) Deflactado	63,010,563	64,438,180	64,777,926	66,781,583



Llamativamente, se observa que los ingresos obtenidos por la empresa han resultado significativamente menores a los establecidos en el IMP, especialmente a partir de 2015. Ello consecuencia de incumplimientos en el plan de inversiones que ha ido reduciendo el IMP calculado en las sucesivas actualizaciones anuales.

#### 7.1.6. Calidad del Servicio

De acuerdo al Reglamento de Transmisión (Título VII. Normas de Calidad de Servicio para el Sistema de Transmisión) la confiabilidad es evaluada a través de dos indicadores que deben cumplir los prestadores del servicio público de transmisión. Estos indicadores son: el FMIK (Frecuencia Media de Interrupción) y el TTIK (Tiempo Total de Interrupción). Para calcularlos se utilizan las siguientes fórmulas:

$$FMIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVA f_{Si}}{kVA \text{ máx}}$$

$$TTIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVA f_{Si} \times T f_{Si}}{kVA \text{ máx}}$$

Donde:

$kVA f_{Si}$  = kVA instalado interrumpido en el punto de interconexión.

$kVA \text{ máx}$  = kVA máximo entregado en el punto de interconexión.

$T f_{Si}$  = Duración de cada interrupción.

$n$  = cantidad de interrupciones en el período.

A partir de enero de 2006 los límites de referencia de estos indicadores, para las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión son (Artículo 106 RT):

**Cuadro N° 23: Indicadores de calidad. Límites regulatorios**

Indicador	Valor límite
FMIK	1.5 / año
TTIK	6 hr./ año

De excederse del valor límite establecido por indicador en algún punto de entrega, se evalúa anualmente el monto (B/.) de reducción tarifaria para el cliente afectado. Esta reducción se paga al cliente como una disminución en la liquidación de cargos por uso del sistema de transmisión de febrero del año siguiente al incumplimiento. (Artículo 130 y 132 del Reglamento de Transmisión).

A partir de 2014 estos indicadores se miden en diecinueve (19) puntos de entrega del Sistema Principal de Transmisión (SPT):

**Cuadro N° 24: ETESA. Puntos de entrega del SPT**

Equipos de Subestación	
Subestación	Equipo
Panamá	Equipos asociados al pórtico de la LD 115-7
	Equipos asociados al pórtico de la LD 115-9
	Equipos asociados al pórtico de la LD 115-10
	Equipos asociados al pórtico de la LD 115-22
	Equipos asociados al pórtico de la LD 115-38
	Autotransformadores T1 / T2 / T3
	Equipos asociados al pórtico de la LD 115-28
Panamá II	Equipos asociados al pórtico de la LD 115-29
	Equipos asociados al pórtico de la LD 115-32
	Equipos asociados al pórtico de la LD 115-33
	Autotransformadores T1 / T2
Líneas de Transmisión	
LT	Ubicación
115-3A	S/E PAN HASTA S/E CALZADA LARGA
115-3B	S/E LAS MINAS #2 hasta S/E CHILIBRE
115-4A	S/E PAN hasta S/E CEMENTO PANAMÁ
115-4B	S/E CHILIBRE hasta S/E LAS MINAS #2
230-29/30	S/E CAÑAZAS

Hasta el 2013, los indicadores eran medidos en 9 puntos de entrega.

A efectos del cálculo de estos indicadores, sólo se contabilizan las desconexiones debido a indisponibilidades en las instalaciones de la Red de Transmisión Regional cuando éstas sean propiedad del Prestador del Servicio Público de Transmisión y cuando las indisponibilidades superen los valores límites definidos por la ASEP.

El siguiente cuadro muestra los valores de los indicadores FMIK y TTIK para el período 2013-2016 y que constan en el “Informe Anual de Indicadores de Confiabilidad” de los respectivos años.

**Cuadro N° 25: ETESA. Indicadores de calidad**

Punto de Entrega	2013		2014		2015		2016	
	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK
115-3A	0.3841	0.203	0.3654	0.4604	0	0	0	0
115-3B	0.4375	0.3047	0.6673	0.8408	0	0	0.4904	0.4169
115-4A	0.5262	1.5414	0.4266	0.6954	0	0	0.3565	0.8911
115-4B			0.6176	1.0005	0	0	0.3223	0.2739
115-6	0.8017	1.356	0.499	0.3144	0	0	0	0
115-7	0.7421	1.6418	0.2242	0.2242	0.8246	0.1814	0	0
115-8	0.8953	1.4517	0.6343	0.0444	0	0	0	0
115-9	0.5554	1.5206	0.4493	0.5796	0	0	0	0
115-10	0.6616	1.5209	0.5168	0.6563	0	0	0	0
115-22	0.816	2.1903	0.4778	0.3345	0	0	0	0
115-28			0.308	0.4467	0.3814	0.1576	0	0
115-29			0.2978	0.4318	0.3689	0.1711	0	0
115-32			0.4576	0.604	0.4576	0.1927	0	0
115-33			0.4663	0.5363	0.4663	0.1419	0	0
115-38			0	0	0	0	0	0
230-29/30			0.4762	0.762	0	0	0	0
T1/T2/T3			0.341	0.2387	0	0	0	0
T1/T2			0.3971	0.4567	1	0.39	0	0

Estos indicadores son resultados de los siguientes eventos:

- 2013: 1 evento (n° 325) el 25 de febrero asociado a las líneas 230-12, 230-13, 230-3B y 230-4B
- 2014: 1 evento (n° 1158) el 12 de mayo asociado a las líneas 230-9, 230-30 y 230-29, el cual ocasionó un apagón parcial.
- 2015: 2 eventos: 24 de enero (n° 180) asociado al interruptor 23C12 de la S/E Llano Sánchez, que originó disparo de la barra C y la 3 y de las líneas 230-12B/13B y 230-3B que ocasionó un apagón parcial causando la partición del SIN en dos islas eléctricas; y el 12 de febrero (n° 229) asociado al pórtico de la línea 115-7 en el extremo de la S/E Panamá.
- 2016: 2 eventos: 2 de septiembre de 2016 (n° 374) asociado al disparo de la línea 115-3B/4B y el 21 de diciembre de 2016 (n° 577), que provocó el disparo de la línea 115-4A debido a la explosión del transformador de corriente (CT) de la fase "A" del interruptor 11M22 de subestación Panamá.

Se observa que en todos los puntos de entrega del Sistema Principal de Transmisión los valores de los indicadores se encuentran dentro de los límites establecidos en el Reglamento de Transmisión.

#### 7.1.7. Gestión de la operación integrada

Dentro del IMP correspondiente al CND se consideran los gastos salariales y otros gastos. Los gastos salariales fueron determinados a partir de una dotación de personal estimada y de un gasto salarial medio; mientras que los otros gastos son una proporción de los gastos salariales.

El siguiente cuadro compara estos gastos del IMP para cada año calendario con los que surgen de los estados financieros de la empresa (deflactados por el IPC).

**Cuadro N° 26: ETESA. Gastos CND percibidos y previstos**

Concepto	2013	2014	2015	2016
Gastos CND (IMP)	4,736,000	5,066,000	5,396,000	5,726,000
Gastos CND (Estados Financieros) deflactado	3,101,293	3,332,943	3,624,381	ND

Los gastos incurridos por el CND rondan el 66% de los gastos aprobados en la RT anterior. Esta diferencia ha sido resultado, en buena medida, tanto de una menor cantidad de personal empleado respecto del proyectado como de menores salarios y gastos salariales tal como se muestra en la siguiente tabla:

**Cuadro N° 27: ETESA. Gastos de personal CND percibidos y previstos**

	Concepto	2013	2014	2015	2016
	Salarios (B/.)	1,997,346	2,150,988	2,304,630	2,458,272
	Gastos de Personal (B/.)	2,936,099	3,161,952	3,387,806	3,613,660
IMP	Personal (cantidad)	65	70	75	80
	Salario Medio (B/.)	2,561	2,561	2,561	2,561
	Gasto Personal Medio (B/.)	3,764	3,764	3,764	3,764
	Salarios (B/.)	1,100,497	1,145,548	1,198,590	0
	Gastos de Personal (B/.)	2,170,033	2,319,123	2,394,183	0
Estados Financieros (deflactado)	Personal (cantidad)	58	61	65	72
	Salario Medio (B/.)	1,574	1,576	1,527	0
	Gasto Personal Medio (B/.)	3,104	3,190	3,050	0

De la tabla anterior se aprecia que la cantidad de personal empleado ha sido menor al proyectado en todos los años, entre un 7% y 13%. Más significativo aún es la remuneración media (aproximadamente un 60% de la aprobada) y el gasto por empleado (cerca del 80% del aprobado).

## **Evolución de Indicadores Económico-Financieros**

Para el análisis de la situación económica y financiera de la empresa se han considerado los principales indicadores económicos y financieros relacionados con la rentabilidad, la liquidez y el endeudamiento.

### 7.1.8. Indicadores de Rentabilidad

A los fines de medir la rentabilidad o resultados económicos de la gestión se han considerado los siguientes indicadores:

- ROA: el rendimiento sobre los activos (ROA en inglés) expresa la capacidad que tiene una empresa para generar beneficios con el activo que administra, ya sea propio o ajeno; y se obtiene como el siguiente cociente:

$$ROA = \frac{Utilidad\ Neta}{Activos\ Totales}$$

- ROE: el rendimiento sobre el capital (ROE en inglés) es una medida de la rentabilidad de un negocio en relación al valor en libros del Patrimonio, por lo que muestra el retorno para los accionistas (únicos proveedores de capital que no tienen ingresos fijos). La diferencia entre el ROA y ROE radica en el apalancamiento financiero. Se calcula como:

$$ROE = \frac{Utilidad\ Neta}{Patrimonio\ Neto}$$

- Margen neto: Es una medida de la rentabilidad respecto de los ingresos que genera el negocio y se obtiene como:

$$Margen\ Neto = \frac{Utilidad\ Neta}{Ingresos\ Totales}$$

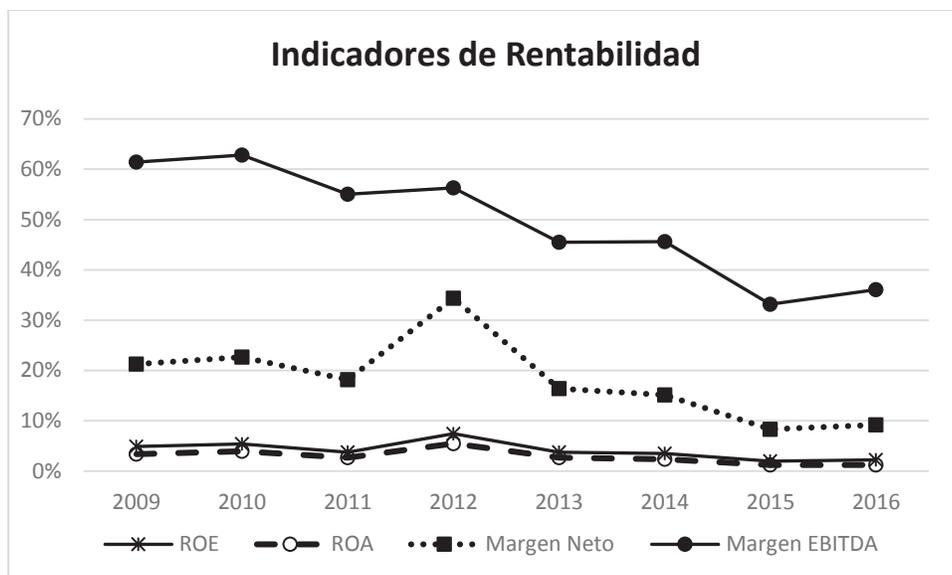
- Margen EBITDA: a diferencia del Margen Neto, busca permitir la comparación de rentabilidad entre empresas o industrias al no considerar el impacto de las diferentes formas de financiamiento (al ignorar el pago de intereses); la jurisdicción política (al ignorar impuestos) y la composición de los activos (al ignorar la depreciación). Se calcula de la siguiente manera:

$$Margen\ EBITDA = \frac{EBITDA}{Ingresos\ Totales}$$

El siguiente cuadro y gráfico muestran la evolución de estos indicadores. A los fines comparativos se ha incluido también el período previo (2009-2012):

**Cuadro N° 28: ETESA. Indicadores de rentabilidad**

Indicadores de Rentabilidad	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ROE	4.86%	5.40%	3.77%	7.43%	3.71%	3.50%	1.96%	2.24%
ROA	3.38%	3.94%	2.64%	5.47%	2.65%	2.36%	1.20%	1.24%
Margen Neto	21.29%	22.65%	18.17%	34.36%	16.40%	15.15%	8.31%	9.19%
Margen EBITDA	61.38%	62.82%	55.05%	56.31%	45.49%	45.59%	33.16%	36.08%



Se aprecia un paulatino deterioro en todos los indicadores a lo largo de los últimos cuatro años como así también del período completo ilustrado, consecuencia fundamentalmente del aumento en el costo de generación obligada.

#### 7.1.9. Indicadores de liquidez

Los indicadores de liquidez a corto plazo miden la capacidad de la empresa para satisfacer las obligaciones financieras de tipo recurrentes. En la medida en que una empresa tenga un flujo de efectivo suficiente, estará en condiciones de evitar el incumplimiento de sus obligaciones financieras y así evitar una quiebra financiera. El indicador que es de uso más frecuente es:

- Liquidez o razón circulante: Surge de la relación entre los activos circulantes (o corrientes) y los pasivos circulantes (o corrientes):

$$Liquidez = \frac{\text{Activo Corriente}}{\text{Pasivo Corriente}}$$

- Liquidez Acida: Surge de la relación entre los activos circulantes (o corrientes) neto de inventarios y los pasivos circulantes (o corrientes):

$$Liquidez\ Acida = \frac{\text{Activo Corriente} - \text{Inventarios}}{\text{Pasivo Corriente}}$$

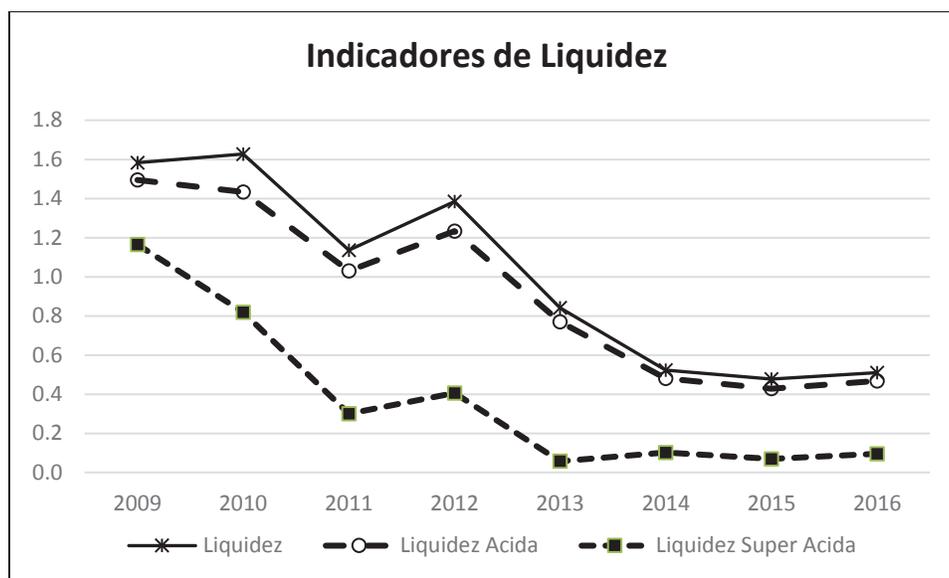
- Liquidez Súper Acida: Surge de la relación entre Efectivo y Equivalente en Efectivo y los pasivos circulantes (o corrientes):

$$Liquidez\ Super\ Acida = \frac{\text{Efectivo}}{\text{Pasivo Corriente}}$$

El siguiente cuadro y gráfico muestran la evolución de este indicador durante los últimos 8 años:

**Cuadro N° 29: ETESA. Indicadores de liquidez**

Indicadores de Liquidez	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Liquidez	1.58	1.63	1.14	1.38	0.84	0.52	0.48	0.51
Liquidez Acida	1.49	1.43	1.03	1.23	0.77	0.48	0.43	0.47
Liquidez Súper Acida	1.16	0.82	0.30	0.41	0.06	0.10	0.07	0.09



Se aprecia un preocupante deterioro durante los últimos cuatro años producto de un significativo incremento en el pasivo corriente. El incremento del pasivo corriente obedece a diferentes motivos (en 2013 por incremento en el saldo a pagar a proveedores, en 2014 vencimiento de préstamos corrientes, en 2015 provisión para devolución de ingresos por uso del Sistema Principal debido al atraso de la entrada en operación comercial de ciertos proyectos de inversión y por indemnización de servidumbre). En línea con lo anterior se observa como altamente preocupante los niveles de liquidez que presenta la empresa. Si se observan los indicadores de liquidez ácida tan solo, que en condiciones óptimas deberían tender como mínimo a la unidad o superior a ella, registran valores cercanos a cero. En el caso del índice de liquidez ácida se observa que los pasivos corrientes duplican las disponibilidades de caja de la empresa al cierre del ejercicio 2016. Dicho contexto implica que la empresa no cuenta con la liquidez suficiente para atender sus compromisos de corto plazo, hecho que presupone la necesidad de contar con asistencia financiera constante a fin de cumplir con estos. Esta situación se condice con los ratios de endeudamiento que se exponen en la sección siguiente.

### 7.1.10. Indicadores de Endeudamiento

Permiten analizar la medida en la cual una empresa recurre al financiamiento por medio de deudas en lugar de recurrir a la emisión de instrumentos de capital contable. Son herramientas que permiten determinar la probabilidad de que la empresa incurra en incumplimientos con relación a sus obligaciones contractuales. Es decir, una cantidad excesiva de deudas puede conducir a una más alta probabilidad de insolvencia y de quiebra financiera. Pero por otro lado, las deudas son una forma importante de financiamiento ya que proporcionan una ventaja fiscal significativa porque los pagos de intereses son deducibles de impuestos.

Los indicadores analizados son los siguientes:

- **Solvencia:** Permite determinar el nivel de autonomía financiera. Un valor bajo del índice indica que la empresa depende mucho de sus acreedores y que dispone de una limitada capacidad de endeudamiento y funciona con una estructura financiera arriesgada. Surge de la siguiente expresión:

$$\text{Solvencia} = \frac{\text{Activo Total}}{\text{Pasivo Total}}$$

- **Endeudamiento:** Mide el grado de compromiso del patrimonio para con los acreedores de la empresa. Esta razón de dependencia entre propietarios y acreedores sirve también para indicar la capacidad de crédito y si los propietarios o acreedores son los que financian principalmente a la empresa. Se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Endeudamiento} = \frac{\text{Pasivo Total}}{\text{Patrimonio Neto}}$$

- **Endeudamiento Corriente:** Mide el grado de endeudamiento a mediano plazo de la empresa y su capacidad para afrontar acreencias. Está estrechamente vinculado a la solvencia.

$$\text{Endeudamiento Corriente} = \frac{\text{Pasivo Corriente}}{\text{Activo Corriente}}$$

- **Ratio de Deuda de Largo Plazo:** Es una medida de la calidad (en lo que se refiere al plazo) de la deuda. Cuanto más próximo a uno se encuentre el indicador menor el grado de exigibilidad de la deuda. Se obtiene como:

$$\text{Ratio de Deuda a Largo Plazo} = \frac{\text{Deuda a Largo Plazo}}{\text{Deuda Total}}$$

- **Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda.** Muestra en qué medida los gastos financieros se pueden pagar con el beneficio neto. Cuanto mayor sea este indicador mejor es la situación de la empresa para hacer frente a la carga financiera. Para obtenerlo se emplea la siguiente expresión:

$$\text{Cobertura del Servicio de la Deuda} = \frac{\text{EBITDA}}{\text{Intereses Pagados} + \text{Amortización de la deuda}}$$

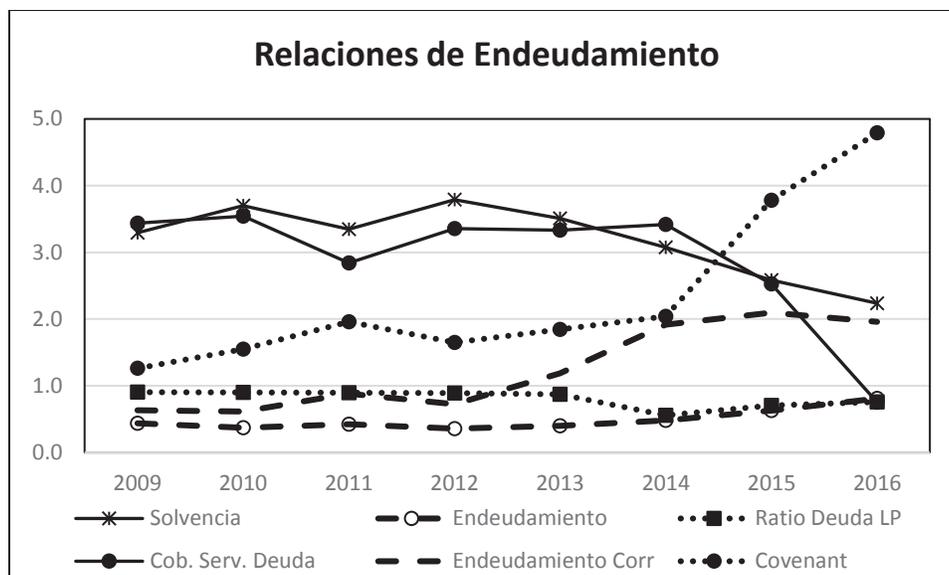
- Covenant: Mide cuantas veces la deuda neta de la empresa abarca al EBITDA. Usualmente empresas de la industria de servicios públicos a nivel latinoamericano alcanzan una relación Deuda Neta/EBITDA de entre 3,5 veces hasta 4 veces.<sup>9</sup>

$$\text{Covenant} = \frac{\text{Deuda Financiera Total} - \text{Efectivo}}{\text{EBITDA}}$$

**Cuadro N° 30: ETESA. Indicadores de endeudamiento**

Relaciones de Endeudamiento	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Solvencia	3.29	3.70	3.35	3.79	3.51	3.08	2.58	2.24
Endeudamiento	0.44	0.37	0.43	0.36	0.40	0.48	0.63	0.81
Endeudamiento Corriente	0.63	0.61	0.88	0.72	1.19	1.91	2.10	1.96
Ratio Deuda Largo Plazo	0.90	0.90	0.90	0.89	0.87	0.56	0.70	0.76
Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda	3.44	3.54	2.84	3.36	3.33	3.42	2.52	0.75
Covenant	1.26	1.55	1.96	1.65	1.84	2.04	3.78	4.79

<sup>9</sup> "Industry Top Trends 2017 (Utilities)"; S&P Global Ratings; February 6, 2017



Se observa un deterioro en los principales indicadores durante los últimos 4 años:

- En el caso de la solvencia y endeudamiento como resultado de una mayor participación del endeudamiento en el financiamiento de los activos
- La cobertura del servicio de la deuda disminuye por una caída en el EBITDA (como consecuencia del aumento en la generación obligada) y significativas amortizaciones de la deuda de largo plazo en 2016.
- En línea con el cuadro de situación a nivel de liquidez (índices de prueba ácida y súper ácida) se observa un importante compromiso de la empresa en sus niveles de endeudamiento a corto plazo, duplicando dichos compromisos de corto plazo al patrimonio de la sociedad. Se esperaría que, como situación ideal en una empresa regulada, cuyos flujos de caja resultan más predecibles y estables en el tiempo que el de industrias sometidas a competencia, no requirir un aumento tan significativo de su exposición financiera a corto plazo. Paralelamente que la empresa ha incrementado su posición de endeudamiento corriente se ha deteriorado su solvencia patrimonial, lo cual implica mayor endeudamiento que no ha conllevado un incremento proporcional de los activos de la sociedad. Ello demuestra que la empresa se ha visto empujada a atender más bien el desbalance operativo mediante un mayor endeudamiento y no a inversiones que hayan engrosado el activo de la empresa.
- La problemática del endeudamiento de la empresa no solo se concentra en un importante compromiso a corto plazo, sino que también en un elevado índice Deuda Neta/EBITDA para los parámetros generales de la industria de servicios públicos a nivel latinoamericano (4,4x al 31/12/2016 versus un estándar para el sector y la región de entre 3,5x y 4,0x)

Por su parte, el Ratio de Deuda a Largo Plazo se mantiene relativamente estable como resultado de que las diferentes fuentes de endeudamiento han crecido a ritmo similar.

## 2. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DE ETESA

A continuación, se resumen las principales conclusiones alcanzadas en los análisis anteriores:

- Las pérdidas de energía han mostrado una tendencia creciente durante el período, debido probablemente a una mayor generación hidroeléctrica.
- Los indicadores de calidad se encuentran dentro de los límites establecidos.
- Las activaciones (inversiones) han sido menores a las propuestas en el plan de expansión, mientras que las erogaciones de capital han sido similares. Ello sería consecuencia fundamentalmente de retrasos en la concreción del plan de expansión (3° línea). Este retraso también explicaría por qué las depreciaciones han sido inferiores a las proyectadas en el IMP.
- Los costos operativos totales han sido mayores a los aprobados en el IMP, consecuencia de mayores costos de Generación Obligada. La participación de los costos de administración ha sido inferior a la que surge de los Comparadores.
- Llamativamente, los ingresos obtenidos han sido significativamente menores a los establecidos en el IMP debido al retraso en la ejecución de obras que ha implicado un crecimiento de la base de activos menor a la prevista en la anterior RT y por lo tanto un menor IMP en las actualizaciones anuales.
- Se aprecia un paulatino deterioro en todos los indicadores de rentabilidad, consecuencia fundamentalmente del aumento en el costo de generación obligada.
- Se aprecia un preocupante deterioro de los indicadores de liquidez producto de un significativo incremento en el pasivo corriente. El incremento del pasivo corriente obedece a diferentes motivos (en 2013 por incremento en el saldo a pagar a proveedores, en 2014 vencimiento de préstamos corrientes, en 2015 provisión para devolución de ingresos por uso del Sistema Principal debido al atraso de la entrada en operación comercial de ciertos proyectos de inversión y por indemnización de servidumbre).
- Visto desde una perspectiva de la industria y la región ETESA presenta un nivel de endeudamiento que excede a los parámetros generales del sector. El índice Deuda Neta/EBITDA al 31/12/2016 excede los máximos esperables para el sector en la región.
- Se observa un deterioro en los principales indicadores de endeudamiento. En el caso de la solvencia y endeudamiento es resultado de una mayor participación del endeudamiento en el financiamiento de las obras en construcción y del déficit operativo (producido por los gastos en generación obligada). La cobertura del servicio de la deuda disminuye por una caída en el EBITDA (como consecuencia del aumento en la generación obligada) y significativas amortizaciones de la deuda de largo plazo en 2016.
- En cuanto a la gestión del CND se observa que los gastos realizados fueron menores a los previstos en el cálculo del IMP debido a menor contratación de empleados y menor remuneración a la proyectada.

## ANEXO II

### RETORNO SOBRE EL CAPITAL PARA LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN EN PANAMÁ

#### 1. Marco Legal y Conceptual para la Determinación de la Tasa de Rentabilidad

El análisis para la determinación de la tasa de rentabilidad, esto es, el costo de capital, que debe aplicarse para la determinación del Ingreso Máximo Permitido (en adelante, IMP) de ETESA debe referirse a la Ley No 6 de 1997 por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad.

En este sentido, en el Capítulo II - Artículo 96 se señala que “...*(l)as tarifas asociadas con el acceso y uso de las redes de transmisión cubrirán los costos de inversión, administración, operación y mantenimiento de la red nacional de transmisión necesarios para atender el crecimiento previsto de la demanda en condiciones adecuadas de calidad y confiabilidad y de desarrollo sostenible. Los costos se calcularán bajo el supuesto de eficiencia económica en el desarrollo del plan de expansión y en la gestión de la Empresa Transmisión. Para el efecto de este cálculo no se considerarán los costos financieros de créditos concedidos al concesionario...*”. Agrega este mismo artículo en su segundo párrafo que “...*(l)os costos utilizados como base para el cálculo de tarifas deben permitir a la Empresa de Transmisión tener una tasa razonable de rentabilidad antes de aplicarse el impuesto sobre la renta sobre el activo fijo invertido a costo original. Para efectos de este cálculo, se define como razonable aquella tasa que no difiera en más de dos puntos de la suma de la tasa de interés anual de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de siete puntos en concepto del riesgo del negocio de transmisión en el país. La tasa de interés mencionada se calculará como el promedio de las tasas efectivas durante los doce meses anteriores a la revisión de la fórmula tarifaria...*”.

No obstante ser el marco regulatorio el que determina una mecánica específica para la fijación de la tasa de rentabilidad a reconocer en el pliego tarifario por parte del regulador, resulta relevante contrastar con información de referencia a nivel internacional que permita al regulador disponer de elementos de juicio adicionales que puedan brindar una mirada más integral y completa del valor que se adopta como válido en el proceso. En tal sentido se incorporará, de manera consistente con las revisiones tarifarias pasadas, el cálculo de la tasa de rentabilidad utilizando el modelo ampliamente aceptado en la práctica regulatoria conocido como WEIGHTED AVERAGE COST OF CAPITAL (WACC) <sup>10</sup> el cual incluye la determinación del costo de capital propio (tasa de retorno del capital

---

<sup>10</sup> Costo Promedio Ponderado del Capital

propio o equity) a partir de otro modelo ampliamente aceptado como es el CAPITAL ASSET PRICING MODEL (CAPM)<sup>11</sup>.

Apelando a la propia definición hecha en estudios tarifarios anteriores el WACC responde al concepto de costo de oportunidad del capital, esto es, la tasa mínima o retorno que requiere una inversión para atraer fondos hacia el sector regulado (también conocida en la jerga financiera como tasa de corte). Tal como lo define la Ley N° 6 de 1997 dicho retorno debe responder a una actividad de riesgo comparable por lo tanto resulta necesario contemplar tanto la estimación del rendimiento de una inversión como el nivel de riesgo comparable con otras industrias a nivel nacional o internacional.

La literatura de las finanzas corporativas recurre a un modelo ampliamente utilizado y aceptado también en la práctica regulatoria, modelo que permite estimar el costo de capital promedio ponderado, bajo la consigna de que en general las empresas financian su operación mediante dos corrientes de recursos: capital propio y deuda con terceros. Deuda y capital propio se diferencian en que los acreedores poseen derechos prioritarios sobre los beneficios de la empresa, mientras que el capital propio solo posee derechos residuales (esto es, reciben lo que queda después de que se abona a los acreedores). Ello conlleva a considerar que el capital propio enfrenta un mayor riesgo y por consiguiente el costo o remuneración que exige es mayor al costo de endeudamiento. Esta dualidad de recursos con los cuales se apalanca la operación de la empresa y los costos que cada una de ellas conlleva se exponen en el WACC, el cual se compone a partir de la siguiente formulación.

$$r_a = r_d \cdot (1 - t) \cdot \frac{D}{D + PN} + r_e \cdot \frac{PN}{D + PN}$$

dónde,

ra: WACC o tasa de rentabilidad

rd: costo de la deuda

re: costo de capital propio

D: valor de la deuda

PN: valor del patrimonio neto

Por su parte como ya se mencionó para la determinación de la tasa de retorno del capital propio, subsiste una preferencia en la práctica de las finanzas corporativas por la utilización del modelo

---

<sup>11</sup> Modelo de Valoración de Activos de Capital

CAPM, ampliamente utilizado por organismos reguladores dentro de los procesos de determinación de tarifas,<sup>12</sup> el cual se define seguidamente.

$$r_e = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f) + r_p$$

dónde,

re: costo de capital propio

$\beta$ : beta de la acción

rf: tasa libre de riesgo

rm: retorno de una cartera diversificada de acciones

rp: tasa de riesgo país

## 2. Cálculo del Costo Promedio Ponderado del Capital

En esta sección se procederá a calcular la tasa de rentabilidad en base a la metodología anteriormente definida con el correspondiente detalle de la metodología empleada, mecánica de cálculo y fuentes de información consultadas.

Debe destacarse que los valores que determine esta metodología de cálculo no obligan a la ASEP a su adopción y solo constituirán elementos de juicio adicionales a tener en cuenta para la fijación de la tasa de rentabilidad regulada de manera definitiva.

### 2.1. Costo de la Deuda

El costo de la deuda es igual al costo de endeudamiento de mediano y largo plazo en el que incurre la empresa para obtener fondos para financiar sus proyectos.

El modelo utilizado en este trabajo a los fines de estimar el costo de endeudamiento, se basa en considerar el costo marginal de obtener fondos. Una empresa de servicios públicos que desea obtener fondos en el mercado internacional, los captará a una tasa que refleje la tasa libre de riesgo más un

---

<sup>12</sup> Esto se observa por ejemplo en una importante cantidad de países de Latinoamérica como ser los casos de Uruguay, Argentina, Colombia, Brasil, Perú y Chile en la regulación de tarifas en transporte y también distribución de energía eléctrica. A nivel internacional esta metodología tiene aplicación por parte de organismos de regulación como los de Reino Unido, Alemania, Polonia, Finlandia, Francia, República Checa, Eslovaquia, Australia, por citar algunos casos (Mapping Power and Utilities Regulation in Europe; Ernst & Young; 2013).

spread asociado al riesgo crediticio del sector como también del país en el cual se encuentra dicha firma.

En síntesis, el costo de endeudarse es igual a la tasa de interés libre de riesgo más la prima de riesgo país, más un spread asociado al riesgo de default de la empresa.

$$r_d = r_f + r_p + SD$$

dónde,

rd: costo de la deuda

rf: tasa libre de riesgo

rp: tasa de riesgo país

SD: spread de default

Para la tasa libre de riesgo, solo a los efectos del cálculo del costo de la deuda, se consideró la tasa de interés de los Bonos del Tesoro de los EE.UU. a 10 años (UST10) (en particular el promedio aritmético de los retornos para el periodo Julio 2016 a Junio 2017). El valor medio alcanzado para el período referenciado resulta ser de 2,10%.

**Cuadro N° 1: Tasa Libre de Riesgo en base a Serie de Retornos UST10Y**

	UST10
2016-07	1,50%
2016-08	1,56%
2016-09	1,63%
2016-10	1,76%
2016-11	2,14%
2016-12	2,49%
2017-01	2,43%
2017-02	2,42%
2017-03	2,48%
2017-04	2,30%
2017-05	2,30%
2017-06	2,19%

Fuente: Board of Governors Federal Reserve System

Cabe aclarar que la revisión tarifaria anterior se ha considerado el comportamiento de los Bonos del Tesoro de los EE.UU. a 20 años debido al plazo de maduración de los préstamos con que contaba ETESA en aquella oportunidad y, fundamentalmente al periodo asociado al mecanismo de financiamiento para la construcción de la tercera línea (30 años). En la actualidad y a partir de la revisión de los Estados Financieros Preliminares al 31 de diciembre de 2016 se constata el siguiente cuadro de maduración del financiamiento de largo plazo de ETESA.

**Cuadro N° 2: Detalle de Financiamientos de ETESA de Largo Plazo al 31 de diciembre de 2016**

DESCRIPCIÓN		TASA DE		AÑO 2016				ANEXO A8	
		FECHA DE PREVENCIÓN	INTERÉS	31 DIC 2015	AJUSTE	DESEMBOLSO RECIBO	TRANSFERIDO A DEUDA	PAGO	DICIEMBRE 2016
<b>LARGO PLAZO</b>									
BID 1113/OC-PN	18/11/00	18/11/20	TV	17,211,453	0	0	4,302,863	0	12,908,590
BID 1002	12/04/02	12/04/27	TV	884,544	0	0	84,242	0	800,302
BID 2024				9,548,791	(561,694)	0	0	0	8,987,097
BANCO NACIONAL	05/06/06	05/06/19	por 3 meses +	5,095,628	306,667	14,551	2,200,000	321,217	2,895,628
CAJA DE AHORRO	41286			29,962,957	(1,583,094)	0	2,307,896	740,502	25,331,664
CAJA DE AHORRO (LÍNEA DE CR)	12/01/14			930,886	-34,364	17,497	210,096	186,675	517,248
CORPORACIÓN ANDINA DE FOMENTO						15,940,801	0	0	15,940,801
SCOTIA BANK				0	0	27,446,884	0	0	27,446,884
AES CHANG L/P						2,370,473			2,370,473
PETROTERM PANAMA L/P						1,327,771			1,327,771
<b>TOTAL LARGO PLAZO</b>				<b>63,634,259</b>	<b>-1,872,485</b>	<b>47,117,976</b>	<b>9,104,898</b>	<b>1,248,395</b>	<b>98,526,457</b>

Fuente: Estados Financieros de ETESA al 31 de diciembre de 2016

Del análisis del cuadro anterior se desprende que la maduración de los financiamientos vigentes en su gran mayoría se ubica en el entorno de los 10 años o menos (vencimientos en los años 2020 y 2027). Solo en el caso del financiamiento tomado con la Corporación Andina de Fomento (CAF) se excede unos tres años del horizonte de diez años, pero a la fecha representa una mínima porción de la deuda de largo plazo total (16% de la deuda financiera de largo plazo total).

En relación a la tasa de riesgo país se utiliza la misma que se ha determinado para el cálculo del CAPM, siendo esta para el período de referencia de 1,66%. Esta surge de considerar el promedio del EMERGING MARKETS BOND INDEX (EMBI) elaborado por el Banco JP MORGAN CHASE, siendo este definido como la diferencia entre la tasa de interés que pagan los bonos denominados en dólares emitidos por países considerados mercados emergentes y los Bonos del Tesoro de los EE.UU. (los que se consideran libre de riesgo). A continuación, se detalla la base de cálculo para el período de referencia.

### Cuadro N° 3: EMBI para la República de Panamá

EMBI Global Diversified Subindices (average monthly)	
jul-16	1,89%
ago-16	1,75%
sep-16	1,72%
oct-16	1,62%
nov-16	1,79%
dic-16	1,79%
ene-17	1,73%
feb-17	1,57%
mar-17	1,54%
abr-17	1,57%
may-17	1,50%
jun-17	1,52%

Fuente: Bloomberg

Respecto del cálculo del spread por default para una empresa de transmisión eléctrica en la República de Panamá, se consideró el premio por riesgo crediticio que empresas estadounidenses, con la misma calificación considerada para el país, pagan por encima de la tasa libre de riesgo. Dicha calificación asciende según FITCH RATINGS a “BBB” con perspectiva estable.

#### Ilustración No 1: Calificación Crediticia República de Panamá Agencia Fitch Ratings



### Fitch Afirma Calificaciones de Panamá en ‘BBB’; Perspectiva Estable

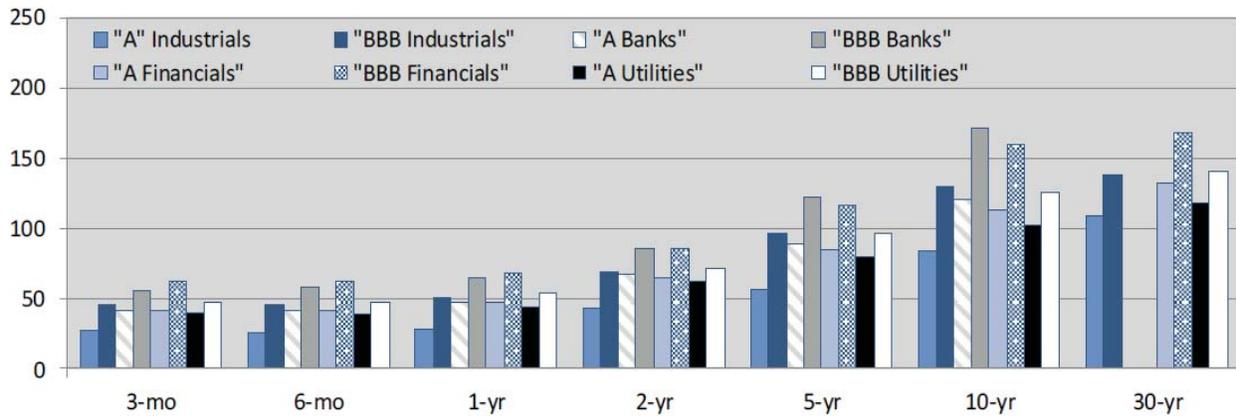
**Fitch Ratings - Nueva York - (Febrero 17, 2017):** Fitch Ratings afirmó las calificaciones soberanas de Panamá de la siguiente manera:

- calificación de largo plazo en moneda extranjera y moneda local en ‘BBB’ con Perspectiva Estable;
- bonos sénior sin garantía en moneda extranjera y moneda local en ‘BBB’;
- techo país en ‘A’;
- calificación de corto plazo en moneda extranjera y moneda local en ‘F2’.

Fuente: ASEP

Según la información relevada en el mercado financiero el spread crediticio para empresas estadounidenses con calificación “BBB” en financiamiento a 10 años asciende a 126 bp (1,26%).

**Gráfico No 1: Spreads Crediticios según Calificación e Industria**



(Source: Bloomberg LP, Raymond James)

The amount of extra yield, in basis points, that investors require to own corporate 'A' and 'BBB' credit-quality bonds over U.S. Treasury securities.

Como resultado de los componentes anteriormente determinados se obtiene el siguiente costo de deuda para ETESA en el período de referencia.

**Cuadro No 4: Costo de la Deuda para ETESA**

Tasa Libre de Riesgo	2,10%
Riesgo País	1,66%
Riesgo Corporativo (Rc)	1,26%
Costo de la Deuda antes de impuestos	5,02%
Tasa Marginal Impuesto a las Ganancias	30,00%
Costo de la Deuda despues de impuestos	3,87%

Fuente: Elaboración propia

## 2.2. Costo del Capital Propio

A continuación, se expone la metodología empleada para la determinación del costo de capital propio de la empresa según el modelo CAPM seleccionado, indicando asimismo fuentes de información consultadas y validaciones practicadas de manera consistente con lo aplicado en los períodos tarifarios anteriores.

### 2.2.1. La tasa Libre de Riesgo

La tasa de libre riesgo es el rendimiento que puede obtener un activo no expuesto a riesgo alguno. Es decir que un inversionista espera que el activo invertido sin riesgo, tenga un rendimiento sin desviaciones alrededor del riesgo esperado. Un activo libre de riesgo no tiene riesgo de incumplimiento (default risk) ni riesgo de reinversión (reinvestment risk). Es práctica habitual, y aceptada en forma generalizada en finanzas corporativas, evaluar la tasa de libre riesgo como el rendimiento de los Bonos del Tesoro de los EE.UU. (Treasury Bonds o T-Bonds) con una madurez

(maturity) equivalente a la vida útil del activo que se desea evaluar. Asimismo, estos reúnen otra característica relevante como es la importante liquidez que registran, esto es, son activos con un importante volumen de transacción en los mercados financieros globales. En el caso particular de este estudio, la práctica indicaría considerar como tasa libre de riesgo a la tasa interna de retorno de un bono con una duración similar a la vida promedio de los activos eléctricos de la empresa cuyo costo de capital se trata de determinar.

A fin de determinar la tasa libre de riesgo se recurrió a los retornos informados por el Banco Nacional de Panamá, considerando el promedio para los doce meses anteriores a la revisión de la formula tarifaria según lo definido por el Artículo 101 de la Ley N° 6 de 1997 en relación a los promedios que deben considerarse para los rendimientos de los Bonos del Tesoro de los EE.UU. En el caso particular de esta revisión se adopta entonces el periodo Julio 2016 – Junio 2017 para los UST30Y, siendo este el periodo correspondiente al año anterior en que se inicia el nuevo ciclo tarifario.

**Cuadro N° 5: Rendimientos de los Bonos del Tesoro a 30 Años (UST30Y) según Artículo 101 de la Ley N° 6 de 1997**

	UST30
jul-16	2,22%
ago-16	2,26%
sep-16	2,35%
oct-16	2,50%
nov-16	2,87%
dic-16	3,11%
ene-17	3,02%
feb-17	3,03%
mar-17	3,08%
abr-17	2,94%
may-17	2,96%
jun-17	2,80%

Fuente: Banco Nacional de Panamá en base a Board of Governors Federal Reserve System

El promedio aritmético para el período en cuestión asciende a 276 bp (2,76%) como tasa libre de riesgo a considerar en el cálculo del costo del capital propio de la empresa.

### 2.2.2. El Coeficiente Beta

El coeficiente Beta mide la sensibilidad de un activo en relación al mercado, reflejando el riesgo inherente al negocio e incorporando también el riesgo financiero pues subsiste un riesgo adicional derivado del uso de deuda (capital de terceros) en el financiamiento de las operaciones de la empresa. Por lo tanto, subsisten dos tipos de riesgos a los cuales se encuentra expuesta una empresa: el riesgo fundamental del negocio y el riesgo financiero. Usualmente, las informaciones provistas tienen en cuenta ambos efectos, indicando en sus informes lo que se denomina el “beta apalancado” (beta

leverage), pero para nuestro análisis debemos separar el efecto del riesgo financiero (el cual será tenido en cuenta cuando se aplique el modelo del WACC), calculando el “beta desapalancado” para una empresa regulada como lo es ETESA.

El cálculo del coeficiente Beta, a los efectos de estimar el costo de capital de una empresa regulada, exige que se utilice información objetiva referente a mercados con un importante volumen de empresas y operaciones. Siendo que estas características no se encuentran en la República de Panamá,<sup>13</sup> se recurre a los valores estimados para la industria de servicios de energía eléctrica regulada (transporte y/o distribución eléctrica) de los EE.UU. publicado por DUFF & PHELPS.<sup>14</sup> El valor de la beta desapalancado medio para la industria definida a utilizar asciende a 0,23 según los cálculos de DUFF & PHELPS para una muestra de dieciséis empresas relevadas. A fin de tener una segunda fuente de control del dato obtenido por esta consultora se toma asimismo la beta desapalancada calculada, para el sector de servicios públicos regulados, por el Prof. Aswath Damodaran, la cual asciende a 0,25, con un total de dieciocho empresas contenidas en la muestra.<sup>15</sup>

Este resultado arroja una beta sin considerar la estructura de deuda y capital propio óptimo para la industria regulada de energía eléctrica como tampoco el tratamiento impositivo que sobre la deuda se aplica. A los efectos de determinar una beta relevante para la actividad de ETESA se incluye entonces tanto la estructura de deuda y capital propio óptima para la actividad y la tasa impositiva correspondiente. Con ello se obtiene una beta apalancada para la actividad en la República de Panamá.

En este punto es dable destacar que el enfoque regulatorio para la industria de servicios públicos eléctricos en los EE.UU. se basa en garantizar una tasa de retorno. Por el contrario, en la República de Panamá el enfoque de la regulación se basa en establecer precios máximos, tal como se aplica de manera similar en el Reino Unido. Siendo que el mecanismo de precios máximos traslada un mayor riesgo a la empresa regulada, correspondería de manera consistente con lo practicado en el período tarifario anterior ajustar la beta determinada para la actividad en la República de Panamá por una prima por diferencia de mecanismos regulatorios. A continuación, se expone la estimación de la prima de riesgo regulatorio y los resultados para el ajuste mencionado.

---

<sup>13</sup> De hecho, la empresa ETESA no cotiza en la Bolsa de Valores de Panamá, lo que impide al menos como primera aproximación realizar una estimación econométrica del coeficiente Beta siendo que esta es la relación entre la covarianza del retorno de un activo y del mercado, y la varianza del retorno de mercado.

<sup>14</sup> 2017 Valuation Handbook – U.S. Industry Cost of Capital; Grabowski, Roger J.; Nunes, Carla; Harrington, James P.; Wiley & Sons

<sup>15</sup> Disponible en Damodaran On Line (<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>)

**Cuadro N° 6: Determinación Ajuste Beta Riesgo Regulatorio y Beta de la Actividad para la República de Panamá**

<b>Beta Estados Unidos</b>	
Beta EE.UU. desapalancado (A)	0,230
Tasa de Impuestos	30,00%
Apalancamiento Óptimo	50,00%
Beta EE.UU. apalancado	0,391
<b>Beta Reino Unido</b>	
Beta UK apalancado	0,950
Tasa de Impuestos	30,00%
Apalancamiento Óptimo	60,00%
Beta UK desapalancado (B)	0,463
Riesgo Regulatorio (B) - (A)	0,233
<b>Beta Panamá</b>	
Beta EE.UU. desapalancado	0,230
Riesgo Regulatorio	0,233
Tasa de Impuestos	30,00%
Apalancamiento Óptimo	50,00%
Beta Panamá apalancado	0,788

Fuente: Elaboración propia en base a Duff & Phelps/OFGEM

En relación a la beta para el Reino Unido se consideró el valor reconocido por el OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) del Reino Unido en la revisión tarifaria vigente en transporte de energía eléctrica aplicable a la compañía NATIONAL GRID.<sup>16</sup>

**Cuadro N° 7: Estadísticas de Coeficiente Beta para Industria de Servicios Públicos Eléctricos**

<b>Leverage Ratios (%)</b>				<b>Cost of Debt</b>	<b>Capital Structure</b>
<b>Debt/MV Equity</b>		<b>Debt/Total Capital</b>		<b>Cost of Debt (%)</b>	<b>SIC Composite (%)</b>
Latest	5-Yr Avg	Latest	5-Yr Avg	Latest	Latest
67.1	74.6	40.2	42.7	4.8	
75.0	77.1	42.9	43.5	4.4	
93.1	78.6	48.2	44.0	4.3	
44.9	63.5	31.0	38.8	5.1	
—	—	—	—	—	

Fuente: 2017 Valuation Handbook – U.S. Industry Cost of Capital

<sup>16</sup> RIIO-T1: Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas (Final Decision – Overview Document - December 2012). Este documento determina de manera final el control de precios para National Grid desde el 1° de abril de 2013 hasta el 31 de marzo de 2021.

### 2.2.3. Retorno de una Cartera Diversificada

El concepto básico detrás del modelo CAPM es que un inversor espera una recompensa tanto por el paso del tiempo como por el riesgo que asume. A mayor riesgo mayor el retorno esperado. Si se invierte en un activo libre de riesgo como ser los Bonos del Tesoro de los EE.UU. solo se percibe la tasa de retorno que este instrumento promete y por ello esta es la recompensa que debe esperarse. Pero cuando se invierte en un activo más riesgoso lo esperable es un retorno extra o premio por el riesgo. El modelo CAPM postula que este premio por riesgo es equivalente al coeficiente Beta del activo multiplicado por el premio por riesgo de mercado expresado en la diferencia entre el rendimiento esperado del mercado y el rendimiento del activo libre de riesgo. En general, en la determinación del retorno esperado del mercado subsisten discrepancias y discusiones académicas, las cuales no resultan objeto del presente informe. No obstante, en la práctica regulatoria a nivel internacional y en la propia República de Panamá en períodos tarifarios anteriores, como también en la práctica de las finanzas corporativas, se ha abordado metodológicamente esta tarea seleccionando series de tiempo de retornos de mercados con suficiente representatividad. En particular, el mercado de valores de los EE.UU. por cuanto este resulta de mayor escala y volumen de transacciones a nivel global.

De manera consistente con la metodología empleada en revisiones tarifarias anteriores en transmisión eléctrica se ha utilizado para la determinación del retorno de mercado el promedio de los retornos para el mercado de valores de los EE.UU. en base a dos fuentes de información: retornos de mercado según el Prof. Aswath Damodaran<sup>17</sup> y los publicados por la consultora DUFF & PHELPS.<sup>18</sup> Ambas series de tiempo para una variedad de períodos en un rango de entre 10 y 90 años a fin de contemplar en el cálculo de la tasa de rentabilidad diversos escenarios de tiempo. Vale destacar que los cálculos provistos por el Prof. Aswath Damodaran y DUFF & PHELPS los mismos se realizan sobre la base del índice S&P 500,<sup>19</sup> índice representativo del mercado de valores de los EE.UU. para las firmas de mayor capitalización bursátil. A continuación, se exponen los resultados alcanzados por ambas fuentes y el cálculo de la tasa a considerar de manera consistente con la metodología empleada en la anterior revisión tarifaria.

---

<sup>17</sup> Disponible en Damodaran On Line (<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>)

<sup>18</sup> 2017 Yearbook Stocks, Bonds, Bills and Inflation; US Capital Markets Performance by Asset Class 1926 – 2016; Ibbotson, Roger G.; Duff & Phelps; Wiley & Sons

<sup>19</sup> Dicho índice, con una capitalización media de mercado de más de USD 140.000 millones, representa a las 500 principales empresas de los EE.UU. sobre un total cotizantes de 1.900

**Cuadro N° 8: Retornos de Mercado en base a S&P 500 calculados por Duff & Phelps y Prof. Aswath Damodaran**

		Duff & Phelps Ibbotson	Damodaran S&P 500
90 Años	1928-2016	9,70%	11,42%
50 Años	1967-2016	10,20%	11,45%
40 Años	1977-2016	11,10%	12,22%
30 Años	1987-2016	10,20%	11,50%
10 Años	2007-2016	6,90%	8,64%

Fuente: Elaboración propia en base a DUFF & PHELPS/Prof. Aswath Damodaran

En relación a la selección y determinación de la tasa libre de riesgo, esto ya se ha abordado en la Sección 1.2.a.2.1. Corresponde pues a continuación determinar el premio de mercado (MRP) según ambas fuentes consultadas.

**Cuadro N° 9: Tasa de Retorno, Tasa Libre de Riesgo y Premio de Mercado (MRP) según Prof. Aswath Damodaran y Duff & Phelps (Ibbotson)**

		Damodaran		
		S&P 500	Treasury Bonds	MRP
90 years	1928-2016	11,42%	5,18%	6,24%
50 years	1967-2016	11,45%	7,08%	4,37%
40 years	1977-2016	12,22%	7,57%	4,65%
30 years	1987-2016	11,50%	6,55%	4,95%
10 years	2007-2016	8,64%	5,03%	3,62%

		Duff & Phelps Ibbotson		
		S&P 500	Treasury Bonds	MRP
90 Años	1928-2016	11,67%	5,92%	5,75%
50 Años	1967-2016	11,56%	8,18%	3,39%
40 Años	1977-2016	12,36%	9,08%	3,29%
30 Años	1987-2016	11,61%	8,54%	3,06%
10 Años	2007-2016	8,75%	7,46%	1,30%

Fuente: Elaboración propia en base a DUFF & PHELPS/Prof. Aswath Damodaran

Se expone a continuación los resultados alcanzados aplicando la metodología previamente utilizada en la revisión tarifaria para ETESA en el período 1° de Julio 2013 al 30 de Junio de 2017. Cabe destacar que el escenario base seleccionado corresponde con la serie de retornos, tasa libre de riesgo y por ende premio de mercado para 40 años de historia.

**Cuadro N° 10: MRP en base a Duff & Phelps y Prof. Aswath Damodaran y Promedio ambas Fuentes**

			MRP Duff & Phelps Ibbotson		MRP Damodaran		Average Ibbotson- Damodaran
90 Años	1928-2016	✓	5,75%	✓	6,24%	✓	5,99%
50 Años	1967-2016	✓	3,39%	✓	4,37%	✓	3,88%
40 Años	1977-2016	✓	3,29%	✓	4,65%	✓	3,97%
30 Años	1987-2016	✓	3,06%	✓	4,95%	✓	4,01%
10 Años	2007-2016	✓	1,30%	✓	3,62%	✓	2,46%

Fuente: Elaboración propia en base a DUFF & PHELPS/Prof. Aswath Damodaran

## 2.2.4. Tasa de Riesgo País

Dado que los riesgos de una inversión en la República de Panamá difieren de aquellas realizadas en un país desarrollado como los EE.UU., las empresas enfrentan un riesgo adicional al operar en economías emergentes. Dichos riesgos deben contemplarse en la determinación de la tasa libre de riesgo utilizada en toda evaluación. Ello por cuanto se asume que todos los riesgos de obtener el flujo de caja en un mercado emergente no son captados en el modelo CAPM y, por ende, una prima por riesgo país es sumada al costo de capital. De los principales métodos para la medición del riesgo país para su incorporación a la tasa libre de riesgo, uno de los más utilizados en el campo de las finanzas corporativas es el EMERGING MARKET BOND INDEX PLUS (EMBI+) publicado por el banco de inversión JP Morgan Chase.

**Cuadro N° 11: Tasa de Riesgo País para la República de Panamá en base a EMBI+**

EMBI Global Diversified Subindices	
jul-16	1,893%
ago-16	1,745%
sep-16	1,720%
oct-16	1,622%
nov-16	1,793%
dic-16	1,794%
ene-17	1,726%
feb-17	1,571%
mar-17	1,541%
abr-17	1,565%
may-17	1,503%
jun-17	1,520%
<b>Promedio</b>	<b>1,666%</b>

Fuente: Elaboración propia en base a Board of Governors Federal Reserve System

Dicho índice, como se expone en el cuadro anterior para el caso de Panamá en el periodo de 12 meses previos al inicio del nuevo período tarifario, arroja un promedio de 166 bp (1,66%).

## 2.2.5. Determinación de la Tasa de Retorno del Capital Propio

Finalmente aplicando el modelo CAPM en base a los datos anteriormente obtenidos se procede a calcular la tasa de retorno del capital propio de referencia para el sector de transmisión eléctrica.

**Cuadro N° 12: Tasa de Retorno del Capital Propio en Escenario Base y Alternativos (Promedio Riesgo de Mercado Ibbotson/Damodaran)**

	Escenario MRP 90 Años	Escenario MRP 50 Años	Escenario Base MRP 40 Años	Escenario MRP 30 Años	Escenario MRP 10 Años
Tasa Libre de Riesgo	2,76%	2,76%	2,76%	2,76%	2,76%
Riesgo País	1,66%	1,66%	1,66%	1,66%	1,66%
Beta Equity	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
Riesgo de Mercado (MRP)	5,99%	3,88%	3,97%	4,01%	2,46%
Costo de Capital Propio	9,15%	7,48%	7,55%	7,58%	6,36%

Fuente: Elaboración propia en base a Banco Nacional de Panamá/Board of Governors Federal Reserve System/DUFF & PHELPS/Prof. Aswath Damodaran/OFGEM/Bloomberg LP/Raymond James

**Cuadro N° 13: Tasa de Retorno del Capital Propio en Escenario Base y Alternativos (Promedio Riesgo de Mercado Ibbotson)**

	Escenario MRP 90 Años	Escenario MRP 50 Años	Escenario Base MRP 40 Años	Escenario MRP 30 Años	Escenario MRP 10 Años
Tasa Libre de Riesgo	2,76%	2,76%	2,76%	2,76%	2,76%
Riesgo País	1,66%	1,66%	1,66%	1,66%	1,66%
Beta Equity	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
Riesgo de Mercado (MRP)	5,75%	3,39%	3,29%	3,06%	1,30%
Costo de Capital Propio	8,96%	7,10%	7,01%	6,84%	5,45%

Fuente: Elaboración propia en base a Banco Nacional de Panamá/Board of Governors Federal Reserve System/DUFF & PHELPS/OFGEM/Bloomberg LP/Raymond James

**Cuadro N° 14: Tasa de Retorno del Capital Propio en Escenario Base y Alternativos (Promedio Riesgo de Mercado Damodaran)**

	Escenario MRP 90 Años	Escenario MRP 50 Años	Escenario Base MRP 40 Años	Escenario MRP 30 Años	Escenario MRP 10 Años
Tasa Libre de Riesgo	2,76%	2,76%	2,76%	2,76%	2,76%
Riesgo País	1,66%	1,66%	1,66%	1,66%	1,66%
Beta Equity	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
Riesgo de Mercado (MRP)	6,24%	4,37%	4,65%	4,95%	3,62%
Costo de Capital Propio	9,34%	7,87%	8,09%	8,33%	7,28%

Fuente: Elaboración propia en base a Banco Nacional de Panamá/Board of Governors Federal Reserve System/Prof. Aswath Damodaran/OFGEM/Bloomberg LP/Raymond James

### **2.3. Tasas de Retorno Nominales versus Reales**

Los valores anteriormente calculados se encuentran expresados en términos nominales. Dado que el mecanismo de regulación de ingresos en la República de Panamá permite la actualización periódica de las tarifas, entonces el costo de oportunidad del capital a utilizar deberá ser determinado en términos reales, es decir libre de los efectos de la inflación.

A los efectos de convertir las tasas nominales en reales, y que los cálculos se denominan en dólares estadounidenses, se adoptó una inflación esperada en los EE.UU. de largo plazo estimada por el CONGRESSIONAL BUDGET OFFICE<sup>20</sup> de los EE.UU. para el período 2016 -2026.<sup>21</sup> A continuación se exponen los principales indicadores proyectados.

---

<sup>20</sup> La CONGRESSIONAL BUDGET OFFICE de los EE.UU. es una organización no partidaria dedicada a proveer al Congreso de los EE.UU. de análisis económicos, sociales, educativos, etc.

<sup>21</sup> "The Budget and Economic Outlook: 2016 to 2026"; Congressional Budget Office, January 2016

**Cuadro N° 15: Proyección Inflación Minorista (CPI – All Urban consumers) de los EE.UU.**

<b>CBO's Economic Projections, by Calendar Year</b>												
	Estimated, 2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<b>Percentage Change From Year to Year</b>												
Gross Domestic Product												
Real (Inflation-adjusted)	2.4	2.5	2.6	2.2	1.8	1.9	2.1	2.1	2.0	2.0	2.0	2.0
Nominal	3.5	4.1	4.4	4.2	3.8	3.9	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
Inflation												
PCE price index	0.3	1.1	1.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Core PCE price index <sup>a</sup>	1.3	1.5	1.8	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Consumer price index <sup>b</sup>	0.1	1.3	2.3	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
Core consumer price index <sup>a</sup>	1.8	2.0	2.2	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
GDP price index	1.1	1.6	1.8	1.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.1	2.1
Employment Cost Index <sup>c</sup>	2.3	2.6	3.2	3.4	3.4	3.3	3.2	3.2	3.2	3.1	3.1	3.2
<b>Calendar Year Average</b>												
Unemployment Rate (Percent)	5.3 <sup>d</sup>	4.7	4.4	4.6	4.8	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Payroll Employment (Monthly change, in thousands) <sup>e</sup>	228 <sup>d</sup>	172	124	81	54	61	78	75	73	74	74	74
Interest Rates (Percent)												
Three-month Treasury bills	0.1 <sup>d</sup>	0.7	1.6	2.5	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2
Ten-year Treasury notes	2.1 <sup>d</sup>	2.8	3.5	3.8	4.0	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
Tax Bases (Percentage of GDP)												
Wages and salaries	43.6	43.9	43.9	43.9	43.9	43.9	43.9	43.9	43.9	43.9	43.9	43.9
Domestic economic profits	9.2	8.7	8.6	8.3	8.0	7.8	7.7	7.6	7.5	7.5	7.4	7.5
Tax Bases (Billions of dollars)												
Wages and salaries	7,835	8,210	8,572	8,932	9,274	9,627	10,015	10,428	10,863	11,316	11,786	12,276
Domestic economic profits	1,657	1,626	1,676	1,695	1,698	1,718	1,758	1,807	1,861	1,924	1,997	2,095
Nominal GDP (Billions of dollars)	17,957	18,689	19,505	20,325	21,102	21,923	22,823	23,766	24,746	25,764	26,831	27,942

Source: Congressional Budget Office, using data from the Bureau of Labor Statistics and the Federal Reserve.

GDP = gross domestic product; PCE = personal consumption expenditures.

a. Excludes prices for food and energy.

b. The consumer price index for all urban consumers.

c. The employment cost index for wages and salaries of workers in private industries.

d. Actual value for 2015.

e. Calculated as the monthly average of the fourth-quarter-to-fourth-quarter change in payroll employment.

Fuente: <https://www.cbo.gov/sites/default/files/114th-congress-2015-2016/reports/51129-2016outlookonecol-2.pdf>

En base a las proyecciones expuestas en el cuadro anterior se determina un ajuste por inflación minorista proyectada (Consumer Price Index – All Urban Consumers) de 240 bp (2,4%) para el período de 10 años 2016 -2026.

## 2.4. Nivel de Apalancamiento de la Actividad de Transmisión Eléctrica

En cuanto al nivel de apalancamiento óptimo se observa que el nivel de deuda utilizado por los distintos reguladores se encuentra entre el 50% y 60% de endeudamiento. Así, se puede observar en el relevamiento de DUFF & PHELPS que para la industria de servicios eléctricos en los EE.UU. se registra un nivel de apalancamiento medio del 42,9% con máximo en un 48,2% y un mínimo en 31%.

Si en cambio se consideran los últimos cinco años en promedio el nivel de apalancamiento se ubica en un 43,5% con un mínimo en 42,7% y un máximo en 44%. Según lo publicado por el Prof. Aswath Damodaran el valor promedio ponderado de la deuda para este sector resulta ser del 68,4%. Como se observa estos valores se encuentran en los rangos adoptados en general como niveles de apalancamiento óptimo por reguladores a nivel internacional.

Otros antecedentes al respecto son los adoptados para la propia ETESA en revisiones pasadas. Anteriormente se consideró óptimo un nivel de apalancamiento del 55% en las revisiones tarifarias para los períodos 1° de Julio de 2005 al 30 de Junio de 2009 y 1° de Julio 2009 al 30 de Junio de 2013, y del 50% para el período y 1° de Julio 2013 al 30 de Junio de 2017.

En una mirada internacional sobre que estructura de capital adoptar usualmente los reguladores aplican tres tipos de metodologías:

- i. Determinar un nivel de apalancamiento objetivo o teórico, según criterios de eficiencia
- ii. Aplicar un nivel de apalancamiento basado en observaciones del mercado
- iii. Basarse en un nivel de apalancamiento de empresas reguladas

La primera alternativa es la más extendida en su uso, aunque debe aplicarse atendiendo si subsisten condiciones de mercado financiero normales. En caso que estas no se registren y las empresas presentan niveles bajos de endeudamiento su aplicación debe ser de manera muy cuidadosa. Reguladores de países como Holanda y Francia han optado por determinar un objetivo regulatorio de apalancamiento del 50%<sup>22</sup> en tanto en el Reino Unido y Australia se opta por un nivel de apalancamiento óptimo del 60%.<sup>2324</sup> Más a nivel latinoamericano se han optado por niveles de apalancamiento objetivos entorno al 40% (Brasil, Colombia y Uruguay por citar algunos casos)<sup>25</sup> o superiores como es el caso del sistema de transmisión eléctrica de la República Argentina en el cual el regulador en la Revisión Tarifaria Integral adoptó un nivel de endeudamiento promedio ponderado dentro de una muestra de 42 empresas de transmisión eléctrica a nivel regional del 46,6%.<sup>26</sup>

De manera consistente tanto con el criterio adoptado en la revisión tarifaria anterior y siendo que dicha hipótesis se alinea con los niveles de apalancamiento promedio generales aplicados por reguladores a nivel internacional se adopta una participación del 50% en la estructura de capital de la empresa a los efectos de calcular la tasa promedio ponderada del capital (modelo WACC).

---

<sup>22</sup> Propuesta de Tasa de Rentabilidad EDESUR (Argentina) Julio de 2016.

<sup>23</sup> Rate of Return Guidelines; Australian energy Regulator (AER) December 2013.

<sup>24</sup> RIIO-T1: Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas.

<sup>25</sup> Nota Técnica N° 161/2017 – SRM/ANEEL (“Metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da taxa de remuneração dos investimentos das concessionárias de transmissão de energia elétrica”)

<sup>26</sup> Resolución 553/2016 del Ente Regulador de la Electricidad (ENRE) de la República Argentina

## 2.5. Tasa de Rentabilidad Determinada para la Actividad de Transmisión Eléctrica

En base a los cálculos desarrollados a lo largo del presente informe, finalmente se expone en los cuadros siguientes los valores propuestos de los diferentes parámetros que componen el modelo WACC y las estimaciones finales de las tasas de rentabilidad que se obtienen a partir de la aplicación del modelo sobre la base de los cálculos de precio por riesgo de mercado en sus tres variantes de cálculo a partir de fuentes de información consultadas: Ibbotson, Damodaran y la combinación de ambas.

**Cuadro N° 16: Tasa de Rentabilidad para la Actividad de Transmisión Eléctrica – Escenario Base y Sensibilidades (Riesgo de Mercado Promedio Ibbotson/Damodaran)**

	Escenario MRP 90 Años	Escenario MRP 50 Años	Escenario Base MRP 40 Años	Escenario MRP 30 Años	Escenario MRP 10 Años
Costo de Capital Propio	9,15%	7,48%	7,55%	7,58%	6,36%
Costo Deuda (antes de impuestos)	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%
Estructura Deuda	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%
Tasa Impuesto	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
WACC nominal	6,33%	5,50%	5,54%	5,55%	4,94%
Tasa Inflación Largo Plazo	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%
WACC Real despues de impuestos	3,84%	3,84%	3,84%	3,84%	3,84%
WACC Real antes de impuestos	6,49%	5,33%	5,38%	5,40%	4,55%

Fuente: Elaboración propia en base a Banco de Panamá/Board of Governors Federal Reserve System/  
DUFF & PHELPS/Prof. Aswath Damodaran/OFGEM/Bloomberg LP/Raymond James

**Cuadro N° 17: Tasa de Rentabilidad para la Actividad de Transmisión Eléctrica – Escenario Base y Sensibilidades (Riesgo de Mercado Promedio Ibbotson)**

	Escenario MRP 90 Años	Escenario MRP 50 Años	Escenario Base MRP 40 Años	Escenario MRP 30 Años	Escenario MRP 10 Años
Costo de Capital Propio	8,96%	7,10%	7,01%	6,84%	5,45%
Costo Deuda (antes de impuestos)	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%
Estructura Deuda	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%
Tasa Impuesto	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
WACC nominal	6,24%	5,31%	5,27%	5,18%	4,48%
Tasa Inflación Largo Plazo	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%
WACC Real despues de impuestos	3,84%	3,84%	3,84%	3,84%	3,84%
WACC Real antes de impuestos	6,36%	5,06%	5,00%	4,88%	3,91%

Fuente: Elaboración propia en base a Banco de Panamá/Board of Governors Federal Reserve System/  
DUFF & PHELPS/OFGEM/Bloomberg LP/Raymond James

**Cuadro N° 18: Tasa de Rentabilidad para la Actividad de Transmisión Eléctrica – Escenario Base y Sensibilidades (Riesgo de Mercado Promedio Damodaran)**

	Escenario MRP 90 Años	Escenario MRP 50 Años	Escenario Base MRP 40 Años	Escenario MRP 30 Años	Escenario MRP 10 Años
Costo de Capital Propio	9,34%	7,87%	8,09%	8,33%	7,28%
Costo Deuda (antes de impuestos)	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%
Estructura Deuda	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%
Tasa Impuesto	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
WACC nominal	6,43%	5,69%	5,80%	5,92%	5,40%
Tasa Inflación Largo Plazo	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%
WACC Real despues de impuestos	3,84%	3,84%	3,84%	3,84%	3,84%
WACC Real antes de impuestos	6,62%	5,60%	5,75%	5,92%	5,18%

Fuente: Elaboración propia en base a Banco de Panamá/Board of Governors Federal Reserve System/  
DUFF & PHELPS/Prof. Aswath Damodaran/OFGEM/Bloomberg LP/Raymond James

Por su parte la Ley N° 6 del año 1997 define el análisis que se debe practicar para la determinación del costo de capital, por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del Servicio Público de Electricidad. En lo que se refiere a las tarifas de transmisión, el Artículo 96 de la citada norma expresa que “...*(l)os costos utilizados como base para el cálculo de tarifas deben permitir a la Empresa de Transmisión tener una tasa razonable de rentabilidad antes de aplicarse el impuesto sobre la renta sobre el activo fijo invertido a costo original. Para efectos de este cálculo, se define como razonable aquella tasa que no difiera en más de dos puntos de la suma de la tasa de interés anual de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de siete puntos en concepto del riesgo del negocio de transmisión en el país. La tasa de interés mencionada se calculará como el promedio de las tasas efectivas durante los doce meses anteriores a la revisión de la fórmula tarifaria...*”.

En función de ello, los valores resultantes para establecer los rangos establecidos en la Ley N° 6 de 1997 se indican en el siguiente cuadro.

**Cuadro N°19: Límite Inferior y Superior de Referencia según Ley N° 6 de 1997**

Tasa Libre de Riesgo	2,76%
Prima Riesgo Negocio	7,00%
Tasa de Referencia	9,76%
Variación Permitida	7,76%
	11,76%

Fuente: Elaboración propia en base a US 30 Years Treasury Bonds/Ley N° 6 de 1997

### 3. Conclusiones

Como puede observarse tanto en el escenario base como en todos los escenarios alternativos de sensibilidad las tasas de rentabilidad determinadas mediante la aplicación del modelo WACC y CAPM no superan al mínimo regulatorio dispuesto por la normativa que regula la actividad. A continuación, se detalla esta comparación.

**Cuadro N°20: Cuadro Comparativo Tasa de Rentabilidad Mínima y Máxima Regulada versus Tasa de Rentabilidad a partir de Aplicación Modelo WACC**

	WACC Real antes de impuestos			Artículo 96 Ley N° 6/1997	
	Riesgo de Mercado Promedio Ibbotson Damodaran	Riesgo de Mercado Ibbotson	Riesgo de Mercado Damodaran	Límite Inferior	Límite Superior
	Escenario MRP 90 Años	6,49%	6,36%	6,62%	
Escenario MRP 50 Años	5,33%	5,06%	5,60%		
Escenario Base MRP 40 Años	5,38%	5,00%	5,75%	7,76%	11,76%
Escenario MRP 30 Años	5,40%	4,88%	5,92%		
Escenario MRP 10 Años	4,55%	3,91%	5,18%		

Fuente: Elaboración propia

En consecuencia, se recomienda utilizar la tasa de rentabilidad aplicable al cálculo de Ingreso Máximo Permitido para la actividad de transmisión eléctrica desempeñada por EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A. en el período tarifario 1° de Julio de 2017 al 30 de Junio de 2021 de 7,76%.

## ANEXO III

# ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA EMPRESA COMPARADORA PARA EL CND

## 1. MARCO LEGAL Y CONCEPTUAL PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS INDICADORES DE EFICIENCIA

El artículo 207 del Reglamento de Transmisión establece:

*Los indicadores de costos eficientes para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión por el servicio de operación del sistema integrado (SOI) relacionados con el CND (IPCNDi), serán calculados sobre la base de los respectivos costos de operación y mantenimiento de una Empresa Comparadora específica para esta actividad que son:*

- a) *La cantidad eficiente de personal y su relación salarial.*
- b) *La relación porcentual de otros gastos con respecto al costo salarial.*

*Los indicadores de costo eficiente señalados en los literales a) y b) se utilizarán para determinar el ingreso meta eficiente del Centro Nacional de Despacho (IPCNDM\*). Este valor será constante a lo largo de todo el periodo.*

De lo anterior se infiere que se precisa determinar:

- La cantidad eficiente de empleados para el servicio de operación del sistema integrado (SOI)
- El salario promedio de ETESA
- La relación eficiente de salarios entre la empresa que brinda el SOI y la empresa que brinda el servicio de transmisión
- La relación eficiente entre los gastos totales y los gastos salariales

Lo anterior puede expresarse de la siguiente manera:

$$CT_{CND} = n_{CND} \times w_{ETESA} \times \frac{w_{comp}}{w_{ET}} \times \frac{CT_{comp}}{WT_{comp}}$$

Siendo:

$CT_{CND}$  = el costo total anual eficiente del CND,

$n_{CND}$  = la cantidad eficiente de empleados del CND,

$w_{ETESA}$  = el gasto salarial anual por empleado de ETESA,

$w_{comp}$  = el gasto salarial anual por empleado de la empresa comparadora que brinda el SOI,

$w_{ET}$  = el gasto salarial anual por empleado de la empresa comparadora de transmisión,

$CT_{comp}$  = el costo total anual de la empresa comparadora que brinda el SOI,

$WT_{comp}$  = el gasto total anual salarial de la empresa comparadora que brinda el SOI.

Si la anterior expresión se multiplica y divide por la cantidad de empleados de la empresa comparadora que brinda el SOI ( $n_{comp}$ ) se tiene:

$$CT_{CND} = n_{CND} \times w_{ETESA} \times \frac{w_{comp} \times n_{comp}}{w_{ET} \times n_{comp}} \times \frac{CT_{comp}}{WT_{comp}}$$

Y teniendo en cuenta que:

$$WT_{comp} = w_{comp} \times n_{comp}$$

Se tiene, en definitiva, que el costo eficiente del CND se puede obtener como:

$$CT_{CND} = n_{CND} \times w_{ETESA} \times \frac{CT_{comp}}{w_{ET} \times n_{comp}}$$

Por lo que el proceso se resume en establecer la relación entre los costos totales de la empresa comparadora que brinda el SOI y la masa salarial de esta empresa, pero considerando el gasto salarial promedio anual por empleado de la empresa comparadora de transmisión.

Los valores considerados en las revisiones tarifarias anteriores fueron:

**Cuadro N° 1: Indicadores de eficiencia aprobados en anteriores Revisiones Tarifarias**

Concepto	RT 2009-2013	RT 2013-2017
$w_{comp}/w_{ET}$ (1)	1,47	1,47
$CT_{comp}/WT_{comp}$ (2)	1,37	1,463
$CT_{comp}/(w_{ET} \times n_{comp})$ (1)x(2)	2,0139	2,15

Fuente: Elaboración propia

En el caso, de la revisión tarifaria 2013-2017 se estableció el indicador sintético ( $CT_{comp}/(w_{ET} \times n_{comp})$ ), y luego se obtuvieron los factores que lo componen suponiendo que se mantenía inalterada la relación salarial ( $w_{comp}/w_{ET}$ ) en 1,47. En este estudio se mantendrá este criterio.

## 2. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DEL CND

Se analizará a continuación los resultados obtenidos por el CND en comparación con los valores aprobados en la anterior Revisión Tarifaria.

El siguiente cuadro compara los valores aprobados de gastos del IMP para cada año calendario con los que surgen de los estados financieros de la empresa (deflactados por el IPC).

**Cuadro N° 2: ETESA. Gastos CND percibidos y previstos**

Concepto	2013	2014	2015	2016
Gastos CND (IMP)	4,736,000	5,066,000	5,396,000	5,726,000
Gastos CND (Estados Financieros) deflactado	3,101,293	3,332,943	3,624,381	ND

Fuente: Estados Financieros y Regulados ETESA

Los gastos incurridos por el CND rondan el 66% de los gastos aprobados en la Revisión Tarifaria anterior. Esta diferencia ha sido resultado, en buena medida, tanto de una menor cantidad de personal empleado respecto del proyectado como de menores salarios y gastos salariales tal como se muestra en la siguiente tabla:

**Cuadro N° 3: ETESA. Gastos de personal CND percibidos y previstos**

	Concepto	2013	2014	2015	2016
IMP	Gastos de Personal (B.)	2,936,099	3,161,952	3,387,806	3,613,660
	Personal (cantidad)	65	70	75	80
	Gasto Personal Medio (B.)	3,764	3,764	3,764	3,764
Estados Financieros (deflactado)	Gastos de Personal (B.)	2,170,033	2,319,123	2,394,183	ND
	Personal (cantidad)	58	61	65	72
	Gasto Personal Medio (B.)	3,104	3,190	3,050	ND

Fuente: Estados Financieros y Regulados ETESA

De la tabla anterior se aprecia que la cantidad de personal empleado ha sido menor al proyectado en todos los años, entre un 7% y 13%. Más significativo aún es el gasto por empleado (cerca del 80% del aprobado).

Para determinar el gasto total aprobado para el CND se determinó que:

- El gasto salarial por empleado es en el CND un 47% superior al gasto salarial por empleado de ETESA (de las actividades de transmisión) y que este gasto salarial de ETESA transmisión era de 2.561 B./empleado/mes,
- Otros gastos representan 46,3% sobre el total de los gastos de personal del CND

- El resultado conjunto de ambos valores es que el gasto total del CND debe ser un 115% superior al gasto de personal (calculada con los gastos salariales de ETESA del segmento de transmisión). Es decir, los gastos salariales (con salarios de ETESA transmisión) se multiplican por un factor de 2,15 (1,47% x 1,463)

El siguiente cuadro muestra la relación de los otros gastos del CND respecto de los gastos de personal para los años del último período tarifario:

**Cuadro N° 4: ETESA. Relación entre otros gastos y gastos de personal**

Concepto	2013	2014	2015	2016
Gastos de Personal	2.224.096	2.439.453	2.522.538	ND
Otros Gastos	954.463	1.066.424	1.296.150	ND
Total Costos y Gastos	3.178.559	3.505.877	3.818.688	ND
Otros Gastos / Gastos Personal (%)	42,9%	43,7%	51,4%	ND

Fuente: Elaboración propia

A lo largo de los últimos cuatro años la relación entre otros gastos y gastos de personal ha sido en promedio (46%) muy similar al aprobado (46,3%). En consecuencia, el mayor apartamiento se ha dado (además de la cantidad de empleados) como consecuencia de que el gasto salarial medio en el CND no ha sido el previsto. El gasto salarial medio puede haber sido menor consecuencia de dos factores:

- El gasto salarial medio de referencia (ETESA Transmisión, conexión y administración) ha sido menor al estimado
- La relación de gasto salarial CND en relación al de referencia (ETESA Transmisión, conexión y administración) ha sido menor al considerado (debería haber sido un 47% superior al de ETESA transmisión).

Esta desagregación se analiza en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 5: ETESA. Relación gastos de personal CND y ETESA Transmisión**

	Concepto	2013	2014	2015	2016
ETESA transmisión, conexión y administración	Gastos de Personal (B.)	8.386.265	9.915.333	7.595.532	ND
	Personal (cantidad)	299	316	344	376
	Gasto Personal Medio (B.)	2.341	2.613	1.840	ND
CND	Gastos de Personal (B.)	2,170,033	2,319,123	2,394,183	ND
	Personal (cantidad)	58	61	65	72
	Gasto Personal Medio (B.)	3,104	3,190	3,050	ND
Relación gasto personal CND/ETESA		1,33	1,22	1,66	

Nota: los valores en B/. han sido deflactados por el IPC para hacerlos comparables con los del IMP aprobado en la RT anterior

De la última fila del cuadro se observa que la relación de gasto de personal del CND con relación a ETESA transmisión ha sido de 1,4 en promedio. Es decir, que los gastos de personal del CND han

sido un 40% superiores al de ETESA transmisión, porcentaje ligeramente inferior al considerado en el cálculo del IMP (47%). Sin embargo, una mayor diferencia ha habido entre el valor previsto de gasto salarial de ETESA transmisión (2.561 B./mes/empleador) y el real (2.294 B./mes/empleador en promedio).

Por último, y a modo de referencia para la comparación con las empresas que se analizarán a continuación, se incluye el indicador de eficiencia operativa considerado en revisiones tarifarias anteriores (demanda máxima del sistema en MW / cantidad de empleados):

**Cuadro N° 6: ETESA. Indicador de eficiencia**

Concepto	2013	2014	2015	2016
Empleados	58	61	65	72
Potencia Máxima (MW)	1.444	1.503	1.612	1.618
Indicador (MW/empleador)	43.6	43.4	44.3	43.2

Fuente: Elaboración propia

### 3. ANÁLISIS Y SELECCIÓN DE COMPARADORAS

#### 1.3.1. XM (Colombia)

XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. es una compañía de servicios públicos mixta, constituida como sociedad anónima el 1° de septiembre de 2005. XM es una filial de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA), quien posee el 99,73% de las acciones de capital.

El objeto social de XM es prestar los servicios de planeación y coordinación de la operación de los recursos del sistema interconectado nacional, en la administración del sistema de intercambios y comercialización de energía eléctrica en el mercado mayorista, y en la liquidación y administración de los cargos por uso de las redes del sistema interconectado nacional con sujeción a lo dispuesto en el reglamento de operación expedido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), los acuerdos expedidos por el Consejo Nacional de Operación (CNO) y la normatividad vigente que le sea aplicable en Colombia.

Adicionalmente, XM tiene dentro de su objeto social, el desarrollo, tanto a nivel nacional como internacional, de las actividades relacionadas con la operación de sistemas de energía eléctrica y gas, la administración de sus mercados y la liquidación y administración de los cargos por uso de las redes de transporte de energía eléctrica y gas, la administración de mercados de derivados financieros que tengan como activo subyacente energía eléctrica o gas, incluyendo sistemas de compensación y el desarrollo de actividades que se consideren vinculadas, sean conexas o de valor agregado a su objeto social.

Así mismo, comprende el objeto social de XM la operación de centros de control operativo de peajes de la infraestructura de vías de transporte terrestre, la planeación, operación y administración del servicio de liquidación, facturación, recaudo y distribución de las tasas de peajes, la planeación y operación de centros de supervisión, control y gestión de sistemas de movilidad de tránsito, la planeación y operación de centros de supervisión, control y gestión de sistemas integrados de transporte masivo, planeación, diseño, optimización puesta en servicio, operación, administración o gerenciamiento de mercados de bienes y servicios que requieran el desarrollo de sistemas de información o plataformas tecnológicas que involucren el intercambio de información con valor agregado.

Si bien actualmente XM aplica su experiencia en los sectores financiero, tránsito y transporte, su actividad y negocio principal está centrado en el negocio eléctrico y se basa en la operación del Sistema Interconectado Nacional colombiano y la Administración del Mercado de Energía en Colombia, incluyendo las transacciones internacionales de electricidad con Ecuador.

En XM se coordina la operación de la cadena productiva del sector eléctrico colombiano compuesto por el sistema de generación de Colombia (con una capacidad instalada de 13.405,7 MW) y los recursos de transmisión (24.000 km de líneas) de acuerdo con la demanda de energía eléctrica de cerca de 42 millones de habitantes. Esta planeación se realiza a corto, mediano y largo plazo.

XM administra el Mercado de Energía Mayorista de Colombia (MEM) atendiendo las transacciones comerciales de aproximadamente 150 agentes a quienes presta los siguientes servicios:

- Registrar las fronteras (los sistemas de medida de consumo de energía, su ubicación y su representante).
- Liquidar y facturar los intercambios de energía resultantes entre los agentes generadores y comercializadores del mercado, que venden y compran en la Bolsa de Energía.
- Recaudar el dinero producto de las transacciones en bolsa, y las Transacciones Internacionales de Electricidad así como el recaudo de los servicios por transmisión nacional y regional para entregarlos a los agentes transmisores y distribuidores por el uso de sus redes.

Los principales componentes de la organización son:

- ASIC (Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales): encargado del registro de las fronteras comerciales, de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos, transacciones y en general de todas las obligaciones que resulten por el intercambio de energía en la bolsa, para generadores y comercializadores; de las subastas de obligaciones de energía firme; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; y del cumplimiento de las demás tareas que sean necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC).
- CND (Centro Nacional de Despacho) es el encargado de la planeación, la supervisión y el control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema

Interconectado Nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica. El CND está sujeto al cumplimiento del Código de Operación y a los acuerdos técnicos del CNO.

- LAC (Liquidador y Administrador de Cuentas) es el encargado de la liquidación y administración de cuentas por los cargos de uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional que le sean asignadas y de calcular el ingreso regulado de los transportadores, de acuerdo con las disposiciones contenidas en la regulación que emite la CREG.
- Transacciones Internacionales – TIE: transacciones horarias originadas por el despacho económico coordinado, entre los mercados de corto plazo de los países miembros de la Comunidad Andina, o países con los que se tenga una integración regulatoria de mercados eléctricos, a través de enlaces internacionales.
- De lo anterior se desprende que las principales funciones de operación y de administración del mercado de XM son similares a aquellas del CND.

Como indicador de eficiencia de la comparadora en revisiones tarifarias anteriores se empleó el ratio Potencia máxima/cantidad de empleados. Este indicador en el caso de XM se observa en el cuadro siguiente:

**Cuadro N° 7: Indicador de eficiencia. XM**

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016
Empleados	209	215	220	228	229
Potencia Máxima (MW)	9.504	9.383	9.551	10.095	9.904
Indicador (MW/empleado)	45.5	43.6	43.4	44.3	43.2

Fuente: Estados Financieros de la empresa y memoria de operación del sistema.

El indicador se ha mantenido relativamente estable los últimos 5 años.

El siguiente cuadro muestra para el periodo 2012-2016, los costos y gastos en servicios personales y totales, y los ratios que relacionan ambas variables.

**Cuadro N° 8: Relación de costos. XM**

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016
Total Servicios Personales (1)	30.585	30.070	29.668	36.768	40.388
Total Gastos y Costos (2)	62.523	64.543	88.547	74.839	83.467
Relación (1)/(2)	48,92%	46,59%	33,51%	49,13%	48,39%
Relación: [(2) – (1)] / (1)	104,42%	114,64%	198,46%	103,54%	106,66%

Nota: hasta 2014 los valores corresponden sólo a actividades reguladas. Desde 2015 corresponde a la totalidad de actividades

Nota: Los costos totales no incluyen depreciaciones ni tributos

Fuente: Estados Financieros de la empresa.

Nuevamente se observa estabilidad en el indicador, a excepción de 2014 donde los otros gastos han tenido una participación mayor.

Las relaciones de remuneraciones entre el transportista (ISA) y el operador (XM) se muestran en el siguiente cuadro.

**Cuadro N° 9: Relaciones de remuneraciones entre ISA y XM**

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016
Empleados ISA	707	697	534	551	543
Gastos de personal ISA [\$ Col x 106]	128.381	126.364	87.891	92.778	103.579
Costo anual por empleado ISA [millones \$Col]	181,7	181,4	164,6	168,4	190,8
Empleados XM	209	215	220	228	229
Gastos de personal XM [millones \$Col]	30.585	30.070	29.668	36.768	40.388
Costo anual por empleado XM [millones \$Col]	146,3	139,9	134,9	161,3	176,4
Relación costo por empleado XM/costo por empleado ISA [%]	0,81	0,77	0,82	0,96	0,92

Nota: a partir de 2014 los datos de ISA corresponden a Intercolombia, la filial de ISA encargada de O&M de las instalaciones de ISA  
Fuente: Estados Financieros de la empresa.

La caída en la cantidad de empleados y en los gastos de personal de ISA es consecuencia de que a partir de 2014 los valores corresponden a INTERCOLOMBIA, la filial de ISA, encargada de las actividades de O&M de las instalaciones de ISA, mientras que previamente corresponden al holding en su conjunto. Ello puede haber impactado en una leve caída en la remuneración promedio de la empresa de transmisión, debido a que se entiende que el holding estaría compuesto por una planta gerencial más grande con mayores remuneraciones promedio.

Se observa que la relación de salarios promedio del personal de XM respecto a la de ISA ha crecido levemente tendiendo a equiparse las remuneraciones en ambas empresas.

Las anteriores relaciones se pueden mostrar con el indicador sintético detallado al analizar el marco conceptual:

**Cuadro N° 10: Relaciones entre Gastos Totales XM y Gastos de Personal sobre la base de salarios promedio de ISA**

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016
Relación Costos Totales XM / masa salarial XM (1)	2,04	2,15	2,98	2,04	2,07
Relación gasto salarial promedio XM / gasto salarial promedio ISA (2)	0,81	0,77	0,82	0,96	0,92
Relación Costos Totales XM / masa salarial XM con salarios ISA (1)x(2)	1,65	1,65	2,45	1,95	1,91

Fuente: Elaboración propia

Se aprecia un incremento considerable del indicador sintético consecuencia tanto del aumento de la participación de otros costos en los costos totales y de la relación salarial entre XM e ISA.

### 1.3.2. COES (Perú)

El COES es un organismo técnico cuya finalidad es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. Además, se encarga de planificar el desarrollo de la transmisión mediante el Plan de Transmisión del SEIN y administrar el mercado de corto plazo.

El COES es una entidad privada sin fines de lucro creada el 27 de diciembre de 1994 con el acuerdo de los representantes de las centrales de generación y de los sistemas de transmisión del Sistema Interconectado Centro Norte, de acuerdo con lo dispuesto por la Ley de Concesiones

Eléctricas y su Reglamento. Inició sus operaciones el 1 de enero de 1995 con la denominación de Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Centro Norte (COES-SICN). En octubre del año 2000, incorporó a las empresas que conformaban el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Sur (COES-SUR), debido a la interconexión de ambos sistemas mediante la línea de transmisión en 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya.

En febrero de 2001, en cumplimiento del Decreto Supremo N° 011-2001 EM, se cambió el Estatuto del COES y su denominación a Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC).

En julio de 2006, se promulgó la Ley N° 28.832, Ley para el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, la misma que modificó la gobernanza del COES, transformó la composición de sus integrantes, incluyendo desde entonces a los Usuarios Libres y a los Distribuidores, y le añadió nuevas funciones, principalmente la planificación de la expansión de la transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

El COES ejerce sucintamente las siguientes funciones:

- Elaborar procedimientos técnicos
- Asegurar el acceso oportuno y adecuado de los interesados a la información aplicada en sus procesos
- Procurar las mejoras tecnológicas requeridas para lograr eficiencia

El indicador de eficiencia (ratio Potencia máxima/cantidad de empleados) en este caso arroja los siguientes valores:

**Cuadro N°11: Indicador de eficiencia. COES**

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016
Empleados	94	97	101	101	103
Potencia Máxima (MW)	5.291	5.575	5.737	6.275	6.492
Indicador (MW/empleado)	56,3	57,5	56,8	62,1	63,0

Nota: la cantidad de empleados en 2016 fue estimada.

Fuente: Estados Financieros de la empresa.

El indicador ha mostrado un paulatino crecimiento a lo largo de los últimos 5 años.

Los costos y gastos en servicios personales y totales, y los ratios que relacionan ambas variables, para el periodo 2012-2016 se muestran en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 12: Relación de costos. COES (miles de soles)**

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016
Total Servicios Personales (1)	19.527	22.748	24.563	24.507	27.075
Total Gastos y Costos (2)	30.262	33.451	38.046	38.327	40.891
Relación (1)/(2)	64,53%	68,01%	64,56%	63,94%	66,21%
Relación: [(2) – (1)] / (1)	54,97%	47,05%	54,89%	56,39%	51,03%

Nota: Los costos totales no incluyen depreciaciones ni tributos

Fuente: Estados Financieros de la empresa.

Se observa cierta estabilidad en el indicador.

El siguiente cuadro presenta las relaciones de remuneraciones entre el transportista (REP) y el operador (COES):

**Cuadro N° 13: Relaciones de remuneraciones entre REP y COES**

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016
Cantidad total de empleados REP	377	376	374	364	361
Gastos de personal REP [miles soles]	55.495	61.488	64.857	69.235	70.602
Costo anual promedio por empleado REP [miles soles]	147	164	173	190	196
Cantidad total de empleados COES	94	97	101	101	103
Gastos de personal COES [miles soles]	19.527	22.748	24.563	24.507	27.075
Costo anual promedio por empleado COES [miles soles]	208	235	243	243	263
Relación gastos personal promedio COES/gastos de personal promedio REP [%]	1,41	1,43	1,40	1,28	1,34

Fuente: Estados Financieros de la empresa.

Se observa que la relación de salarios promedio del personal de COES respecto a la de REP se ha mantenido estable con una leve caída en 2015 y 2016.

Las anteriores relaciones se muestran con el indicador sintético:

**Cuadro N° 14: Relaciones entre Gastos Totales COES y Gastos de Personal sobre la base de salarios promedio de REP**

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016
Relación Costos Totales COES / masa salarial COES	1,55	1,47	1,55	1,56	1,51
Relación gasto salarial promedio COES / gasto salarial promedio REP	1,41	1,43	1,40	1,28	1,34
Relación Costos Totales COES / masa salarial COES con salarios REP	2,19	2,11	2,17	2,00	2,03

Fuente: Elaboración propia

Se aprecia una disminución paulatina del indicador sintético consecuencia de una menor relación salarial entre COES y REP.

### 1.3.3. CDEC-SIC (Chile)

El año 2016 ha actuado como bisagra en la organización del sistema de transmisión eléctrica de Chile y, particularmente, en la organización del despacho de carga del sistema. En 2018 se unificarán los actuales sistemas del norte grande y del centro sur del país en el Sistema Eléctrico Nacional. En consecuencia, será un sistema único en cuanto a longitud, alcanzando los 3.100 Km y abarcará casi la totalidad del territorio chileno, desde la ciudad de Arica por el norte, hasta la Isla de Chiloé, en el sur.

Hasta 2016, consecuencia de la existencia de dos sistemas eléctricos, existían dos organismos encargados del despacho:

- CDEC-SIC: Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central
- CDEC-SING: Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande

En virtud del proceso de integración, durante 2016 los actuales organismos encargados del despacho se involucraron en un trabajo conjunto intenso con el objeto de completar la documentación de procesos y la homologación de procedimientos, la capacitación para conocer las características de ambos sistemas y la realización de diversos estudios técnicos destinados a lograr la interconexión de los sistemas. A partir de 2017 entró en funciones el Coordinador Eléctrico Nacional.

Por lo anterior, se considera que la información de 2016 no sería representativa del normal funcionamiento del organismo por tratarse de un año de transición.

De los dos CDEC existentes se analizará a continuación el CDEC-SIC que, por su tamaño, resulta el más significativo.

El Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central o CDEC-SIC es un organismo previsto en la Ley General de Servicios Eléctricos y que es responsable de coordinar la operación del conjunto de instalaciones que conforman el sistema eléctrico central de Chile, de modo

que el costo del abastecimiento eléctrico del sistema en su conjunto sea el mínimo posible, compatible con una confiabilidad prefijada.

Algunas de las funciones básicas del CDEC son:

- Planificar la operación de corto plazo del sistema eléctrico, considerando su situación actual y la esperada para el mediano y largo plazo,
- Calcular los costos marginales instantáneos de energía eléctrica,
- Coordinar el mantenimiento preventivo mayor de las unidades generadoras,
- Verificar el cumplimiento de los programas de operación y de mantenimiento preventivo mayor,
- Determinar y valorizar las transferencias de electricidad entre generadores,
- Elaborar los procedimientos necesarios para cumplir, en cada nivel de generación y transporte, las exigencias de calidad de servicio indicadas en el Decreto Supremo N° 327,
- Establecer, coordinar y verificar la reserva de potencia del sistema, para regular instantáneamente la frecuencia,
- Coordinar la desconexión de carga en barras de consumo, así como otras medidas que fuesen necesarias por parte de los integrantes del sistema eléctrico sujetos a coordinación, para preservar la seguridad de servicio global del sistema eléctrico,
- Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante la concesión,
- Reunir y tener a disposición, la información relativa a los valores nuevos de reemplazo, costos de operación y mantenimiento y otros aspectos aplicables al cálculo de los peajes básicos y adicionales, en los distintos tramos del sistema.
- Informar a la Comisión y a la Superintendencia las fallas y demás situaciones que afecten o puedan afectar la operación normal de centrales generadoras y líneas de transmisión del sistema.

El cuadro a continuación muestra el indicador de eficiencia (ratio Potencia máxima/cantidad de empleados):

**Cuadro N° 15: Indicador de eficiencia. CDEC-SIC**

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016
Empleados	72	88	107	126	146
Potencia Máxima (MW)	6.992	7.282	7.546	7.577	7.789
Indicador (MW/empleado)	97,1	82,8	70,5	60,1	53,3

Fuente: Presupuesto 2017, CDEC-SIC y Anuario Estadístico de Energía, 2016, CNE.

El indicador ha mostrado una significativa disminución durante los últimos años, aproximándose al observado en otros países, como consecuencia fundamentalmente en cambios normativos más demandantes.

En el siguiente cuadro se presentan los costos y gastos en servicios personales y totales, y los ratios que relacionan ambas variables, para el periodo 2012-2016:

**Cuadro N° 16: Relación de costos. CDEC-SIC (millones de \$ chilenos)**

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016
Total Servicios Personales (1)	2.958	3.762	4.359	5.929	8.923
Total Gastos y Costos (2)	5.003	7.408	7.998	11.343	14.629
Relación (1)/(2)	59,11%	50,79%	54,50%	52,27%	60,99%
Relación: [(2) – (1)] / (1)	69,17%	96,89%	83,49%	91,30%	63,96%

Nota: Los costos totales no incluyen depreciaciones ni tributos

Fuente: Res. Exentas CNE que aprueban presupuesto CDEC-SIC.

En 2016 se aprecia un aumento considerable de la participación de las remuneraciones en el gasto consecuencia de la incorporación significativa de trabajadores en ese año.

El siguiente cuadro presenta las relaciones de remuneraciones entre el transportista (Transelec) y el operador (CDEC-SIC):

**Cuadro N° 17: Relaciones de remuneraciones entre Transelec y CDEC-SIC**

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016
Cantidad total de empleados Transelec	510	508	493	491	509
Gastos de personal Transelec [mill \$ chil]	16.506	17.598	18.539	17.881	19.194
Costo anual promedio por empleado Transelec [mill \$ chil]	32	35	38	36	38
Cantidad total de empleados CDEC	72	88	107	126	146
Gastos de personal CDEC [mill \$ chil]	2.958	3.762	4.359	5.929	8.923
Costo anual promedio por empleado CDEC [mill \$ chil]	41	43	41	47	61
Relación gastos personal promedio CDEC/gastos de personal promedio Transelec [%]	1,27	1,23	1,08	1,29	1,62

Fuente: Estados Financieros de Transelec y Presupuestos CDEC-SIC.

Se observa que la relación de salarios promedio del personal de CDEC-SIC respecto a la de Transelec se ha mantenido estable hasta 2015 y ha crecido significativamente en 2016 por los motivos ya señalados.

Las anteriores relaciones se muestran con el indicador sintético:

**Cuadro N° 18: Relaciones entre Gastos Totales CDEC-SIC y Gastos de Personal sobre la base de salarios promedio de Transelec**

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016
----------	------	------	------	------	------

Relación Costos Totales CDEC / masa salarial CDEC	1,69	1,97	1,83	1,91	1,64
Relación gasto salarial promedio CDEC / gasto salarial promedio Transelec	1,27	1,23	1,08	1,29	1,62
Relación Costos Totales CDEC / masa salarial CDEC con salarios Transelec	2,15	2,43	1,99	2,47	2,66

Fuente: elaboración propia

Se aprecia una considerable variabilidad del indicador sintético (entre 1,99 y 2,66) con un valor medio próximo a 2,3.

### 1.3.4. Análisis de los resultados y conclusiones

Para determinar el IMP del CND se determinan indicadores eficientes a partir de las siguientes relaciones:

- La relación eficiente de salarios entre la empresa que brinda el SOI y la empresa que brinda el servicio de transmisión
- La relación eficiente entre los gastos totales y los gastos salariales

Los valores de estas relaciones son muy dispares entre los casos analizados (XM, COES, CDEC-SIC) y entre años de una misma empresa, no existiendo una estructura definida. Sin embargo, el indicador sintético que resume ambas relaciones muestra similitud entre empresas, tal como se aprecia en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 19: Indicadores de eficiencia. Resumen**

Concepto	XM	COES	CDEC-SIC	Promedio
	2013-2016	2013-2016	2013-2015	
Relación Costos Totales OED / masa salarial OED	2,31	1,52	1,91	1,91
Relación gasto salarial promedio OED / gasto salarial promedio Empresa Transmisión	0,87	1,36	1,20	1,15
Relación Costos Totales OED / masa salarial OED con salarios Empresa Transmisión	1,99	2,08	2,30	2,12

Nota: OED: Organismo Encargado del Despacho

Consecuencia de lo anterior, resulta adecuado considerar el indicador sintético en lugar de determinar cada uno de sus componentes por separado. A su vez, debido a que este indicador sintético muestra similitud entre las empresas analizadas, se recomienda considerar el promedio de los casos analizados: 2,121.

Con el fin de desglosar las relaciones de manera similar a revisiones tarifarias anteriores, y asumiendo que el costo medio del personal del CND es un 47% mayor al de ETESA (para evitar la excesiva rotación del personal del CND) se proponen los siguientes porcentajes a reconocer:

- 47,0% para el gasto de personal medio respecto al valor medio de ETESA,

- 44,3% por sobre los gastos de personal del CND para contemplar los otros gastos necesarios para el funcionamiento del CND (excluidas inversiones).

El siguiente cuadro resume estos resultados:

**Cuadro N°20: Indicadores de eficiencia adoptados**

<b>Indicador</b>	<b>%</b>	<b>factor</b>
Relación salarial	47,0%	1,470
Relación de costos totales y salariales	44,3%	1,443
Relación Costos Totales OED / masa salarial OED con salarios Empr Transm (*)		2,121

\* Producto del factor de relación salarial y el de relación de costos totales y salariales.