

**REPÚBLICA DE PANAMÁ**



**“INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA LA EMPRESA DE  
TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA)”**

**PERIODO TARIFARIO DEL 1 DE JULIO DE 2021  
AL 30 DE JUNIO DE 2025**

**Metodología de Cálculo**

**Realizado con la Asesoría de la  
Fundación Universidad Nacional de San Juan (FUUNSAJ)  
Instituto de Energía Eléctrica (IEE)**

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	5
PARTE I – INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN .....	6
CAPÍTULO I - ANÁLISIS Y PROPUESTA DE LA EMPRESA COMPARADORA PARA ETESA POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN .....	6
1. SELECCIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA.....	6
2. PARÁMETROS COMPARADORES SELECCIONADOS.....	7
3. CONCLUSIONES.....	7
CAPÍTULO II - ESTIMACIÓN DE LA TASA DE RENTABILIDAD .....	8
1. TASA DE RENTABILIDAD: DETERMINACIÓN DE SUS COMPONENTES Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	8
1.1. Determinación de la tasa de rentabilidad.....	9
2. CONCLUSIONES.....	10
CAPÍTULO III - CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN .....	10
1. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN.....	12
1.1. Determinación de la Base de Capital .....	12
1.2. Crédito Temporal por Generación Obligada Pagada por la Restricción del Sistema (CTPR).....	23
1.3. Reconocimiento de los costos del estudio de planificación y de la gestión de compra de potencia y energía.....	24
1.4. Factor de actualización del Ingreso Máximo Permitido (IMP) .....	24
1.5. Ingreso Máximo Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de Transmisión para los activos existentes .....	24
2. SISTEMA DE CONEXIÓN .....	25
2.1. Base de Capital del Sistema de Conexión .....	25
2.2. Base de Capital inicial del Sistema de Conexión .....	26
2.3. Base de Capital del Sistema de Conexión para el periodo tarifario .....	28
2.4. Activos brutos eficientes para el cálculo de gastos de administración y explotación .....	29
2.5. Ingreso Máximo Permitido para el Sistema de Conexión .....	30
PARTE II – INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI) .....	31
CAPÍTULO I - EMPRESAS COMPARADORAS PARA EL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO (CND) .....	31
CAPÍTULO II - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA.....	32

1. GASTOS OPERATIVOS E INVERSIONES DEL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO.....	32
1.1. Proyección de gastos operativos del CND .....	32
1.2. Proyección de inversiones del CND .....	34
2. IMP PARA EL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA .....	36
PARTE III - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) CONSOLIDADO PARA EL PERIODO TARIFARIO.....	37
PARTE IV - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO ADICIONAL (IPSPA preliminar) .....	38
PARTE V – NIVELES ESTÁNDARES DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA.....	38
ANEXOS.....	42
ANEXO I: EVALUACIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA PARA TRANSMISIÓN.....	43
1. INTRODUCCIÓN.....	43
2. MARCO LEGAL PARA LA DETERMINACIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA .	43
3. CONVERSIÓN DE COSTOS Y VNR A BALBOAS .....	44
3.1. Costos de mano de obra (CMO) .....	44
3.2. Costos de materiales (CMA) .....	45
3.3. Valores considerados en la conversión.....	45
3.4. Ponderados usados en la conversión .....	46
4. ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DE EMPRESAS COMPARADORAS.....	47
4.1. Transelec.....	47
4.2. Red de Energía del Perú S.A.....	50
5. RATIOS COMPARADORES .....	54
6. INFORME DE GESTIÓN DE ETESA.....	56
ANEXO II: TASA DE RETORNO .....	70
1. INTRODUCCIÓN.....	70
2. MARCO LEGAL.....	70
3. MARCO CONCEPTUAL.....	70
4. CÁLCULO DEL COSTO PROMEDIO PONDERADO DEL CAPITAL .....	72
4.1. Costo del capital propio .....	72
4.1.1. Tasa libre de riesgo .....	72
4.1.2. El coeficiente beta.....	73
4.1.3. Prima de riesgo de mercado .....	75
4.1.4. Tasa de riesgo país .....	76
4.1.5. Determinación de la tasa de retorno del capital propio.....	77
4.2. Costo de la deuda.....	78

4.3. Tasas de retorno nominales versus reales.....	80
4.4. Nivel de apalancamiento de la actividad de transmisión eléctrica.....	81
4.5. Tasa de rentabilidad determinada para la actividad de transmisión eléctrica .....	81
4.6. Análisis de sensibilidad.....	82
4.7. Valores de tasa según normativa establecida en la Ley 6 de 1997 .....	82
5. CONCLUSIONES .....	83
ANEXO III: ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA EMPRESA COMPARADORA PARA EL CND.....	84
1. MARCO LEGAL Y CONCEPTUAL PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS INDICADORES DE EFICIENCIA .....	84
2. ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DEL CND .....	85
3. ANÁLISIS Y SELECCIÓN DE LAS EMPRESAS COMPARADORAS.....	88
3.1. XM (Colombia).....	88
3.2. COES (Perú).....	91
3.3. CDEC-SIC (Chile) .....	93
3.4. Análisis de los resultados y conclusiones.....	96

## INTRODUCCIÓN

El Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) correspondiente al período julio 2021-junio 2025, ha sido calculado de acuerdo con el Régimen Tarifario de Transmisión de Electricidad, que forma parte del Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la Resolución JD-5216 del 14 de abril de 2005 y sus modificaciones. El artículo 94 del Texto Único de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997 establece 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 96 de la Ley 6 establece 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 se realicen, la ASEP podrá establecer topes tarifarios máximos y mínimos, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas y podrá definir las metodologías para la determinación de tarifas.

El numeral 2 del mencionado artículo 96 establece que, para fijar sus tarifas, las empresas de transmisión y distribución prepararán y presentarán, para 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 por la ASEP.

El artículo 72 de la Ley 6 establece que la remuneración de los servicios de la Empresa de Transmisión proviene de los cargos por el acceso y uso de la red de transmisión, por el servicio de operación integrada, y por los estudios básicos que se pongan a disposición de posibles inversionistas.

En el artículo 98 de la mencionada ley 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 99 del Texto Único de la Ley 6 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 ETESA cumpla con la presentación del pliego tarifario de su actividad de transmisión, tal como lo especifica el artículo 96 mencionado anteriormente, es necesario determinar el "Ingreso Máximo Permitido" que 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).

De acuerdo con la Ley 6 y el 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 95 de la Ley 6.
- Se definen indicadores comunes para la empresa comparadora llamados comparadores.
- Se fija la nueva tasa de rentabilidad para la actividad de transmisión.
- Se calculan los Ingresos Máximos Permitidos a ETESA para el servicio de transmisión, conexión y para el servicio de operación integrada.

Para la actividad de transmisión, el cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) fija una remuneración base considerando los activos existentes del Sistema Principal de Transmisión al 31 de diciembre de 2020, posteriormente, durante el periodo tarifario, se aprobarán de forma anual, los ingresos adicionales que resulten del cálculo tarifario establecido en el artículo 186B del Reglamento de Transmisión por las inversiones que se vayan incorporando al Sistema Principal de Transmisión de acuerdo a la planificación establecida en el Plan de Expansión de Transmisión aprobado.

## **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**

Un paso previo importante en el proceso de determinación del Ingreso Máximo Permitido (IMP) para ETESA lo constituye la determinación de la empresa comparadora a utilizar.

En la revisión tarifaria anterior se utilizó el promedio simple de los ratios comparadores de las empresas Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica de Chile (Transelec), Interconexión Eléctrica S.A. de Colombia (ISA) y Red de Energía del Perú S.A. (REP), para la actividad de transmisión de electricidad propiamente dicha, en consecuencia correspondió hacer el análisis para determinar si para este periodo tarifario las empresas comparadoras continuaban siendo las mismas o si era necesario reemplazarlas.

En este informe, y a partir del análisis de los datos de estas tres empresas, se decidió no utilizar en la comparación a la empresa Interconexión Eléctrica S.A. de Colombia (ISA) ya que los datos disponibles son del año 2014.

#### **1. SELECCIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA**

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

- Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica de Chile (Transelec)
- 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 argumentos que lleven a modificarlos, por lo que, se mantienen dichos comparadores para el periodo tarifario de julio de 2021 a junio de 2025.

Del análisis realizado se obtuvieron los siguientes ratios comparadores:

**Cuadro N°1. Resumen de ratios comparadores**

Concepto	Transelec	REP
ADMT% M*(ADM/VNR)	0.77%	1.87%
OMT% M*(OyM/VNR)	1.32%	2.14%
AOYM/VNR	2.09%	4.01%

Fuente: Elaboración propia con base a información Transelec y REP.

Se utilizará el promedio simple de los ratios de las dos empresas seleccionadas.

Adicionalmente, se hace el ajuste al valor del comparador de operación y mantenimiento incrementándolo en un 8% para captar diferencias de las condiciones de salinidad a las que se ven expuestas las instalaciones de ETESA respecto a las empresas comparadoras.

En el ANEXO I se incluye un análisis más detallado de las empresas comparadoras de transmisión estudiadas y el informe de gestión de ETESA.

## 2. PARÁMETROS COMPARADORES SELECCIONADOS

En consecuencia, los comparadores a utilizar para ETESA se presentan en el siguiente cuadro:

**Cuadro N°2. Ratios comparadores para ETESA**

Concepto	Transelec	REP
ADMT% M*(ADM/VNR)	0.77%	1.87%
OMT% M*(OyM/VNR)	1.32%	2.14%
<b>AOYM/VNR</b>	<b>2.09%</b>	<b>4.01%</b>
Incremento OyM Regulado	8%	8%
ADMT% M*(ADM/VNR)	0.77%	1.87%
OMT% M*(OyM/VNR)	1.43%	2.31%
<b>AOYM/VNR</b>	<b>2.20%</b>	<b>4.18%</b>
<b>Comparador ETESA</b>	<b>AOYM/VNR</b>	
Promedio	3.19%	

Fuente: Elaboración propia.

## 3. CONCLUSIONES

Las empresas comparadoras para el Servicio de Transmisión en la República de Panamá son las siguientes: Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica de Chile (Transelec) y Red de Energía del Perú S.A. (REP).

Los parámetros ajustados a utilizar (incrementando el valor del comparador de OyM en un 8%) resultan del promedio entre las dos empresas para un total de AOYM/VNR de 3.19%.

## CAPÍTULO II - ESTIMACIÓN DE LA TASA DE RENTABILIDAD

La base sobre la cual se debe apoyar el análisis para la determinación del costo de capital se encuentra en la Ley 6 de 1997, por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad. Específicamente en lo que se refiere a las tarifas de transmisión, el artículo 99 del Texto Único de la Ley 6 expresa lo siguiente:

*“Las 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 de Transmisión. Para los efectos de este cálculo no se considerarán los costos financieros de créditos concedidos al concesionario.*

*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 6, se presentan en el siguiente cuadro:

**Cuadro N°3. Límite inferior y superior de referencia según Ley 6 de 1997**

Tasa Libre Riesgo	Prima Riesgo Negocio	Variación permitida	Banda Resultante	
			Límite Inferior	Límite superior
1.83%	7%	± 2%	6.83%	10.83%

Fuente: Elaboración propia con base a US 30 Years Treasury Bonds/Ley 6 de 1997.

Como elemento de juicio adicional para determinar el valor de la tasa dentro de la banda que surge de la Ley 6, se realizó un análisis de la tasa promedio ponderada del costo de capital, utilizando un modelo ampliamente aceptado en la práctica regulatoria 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.

Se utiliza el WACC, 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

Según se indicó anteriormente, la Ley 6 fija bandas de variación posibles para la tasa de retorno sobre capital y la tasa calculada no debe diferir más de doscientos puntos básicos (200 bp) de la suma de la tasa de interés anual de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de



América (en adelante, UST30Y), más 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 utilizaron los valores informados por el Banco Nacional de Panamá. De acuerdo con el criterio establecido en la Ley 6 respecto a la consideración de valores promedios para los rendimientos de los UST30Y durante los doce meses anteriores a la revisión de la fórmula tarifaria, se adoptó el promedio para el periodo de julio de 2020 a junio de 2021 de los UST30Y. En el siguiente cuadro se muestran los valores correspondientes a dicho periodo.

**Cuadro N°4. Tasas de retorno mensuales de los bonos del tesoro de los E.E.U.U. a 30 Años**

Mes	Promedio UST30Y
julio 2020	1.32 %
agosto 2020	1.36 %
septiembre 2020	1.43 %
octubre 2020	1.57 %
noviembre 2020	1.62 %
diciembre 2020	1.67 %
enero 2021	1.81 %
febrero 2021	2.04 %
marzo 2021	2.34 %
abril 2021	2.30 %
mayo 2021	2.31 %
junio 2021	2.16 %

Fuente: Datos Suministrados por el Banco Nacional de Panamá.

El promedio aritmético para el período en cuestión asciende a 183 bp (1.83%) como tasa libre de riesgo a considerar en el cálculo del costo del capital propio de la empresa.

Con base en estos datos la tasa de rentabilidad regulada según la Ley 6 de 1997 queda en un rango que tiene como límites el 6.83% y 10.83% conforme se detalla en el Cuadro N°3.

### **1.1. Determinación de la tasa de rentabilidad**

A continuación, se muestran los resultados obtenidos aplicando la metodología WACC-CAPM. Como caso base se presentan los valores propuestos para el cálculo de referencia y se muestran además los casos extremos, alto y bajo, resultantes del análisis de sensibilidad realizado. Los detalles de estos cálculos con otros análisis de sensibilidad se describen en el Anexo II.

**Cuadro N°5. Resultados obtenidos del WACC real antes de impuestos para diferentes alternativas**

<b>Concepto</b>	<b>Caso Base</b>	<b>Caso Alto</b>	<b>Caso Bajo</b>
Tasa Libre de Riesgo	1.83%	1.83%	1.83%
Beta Equity Panamá	0.788	0.816	0.629
Prima Riesgo Mercado	4.89%	6.43%	4.89%
Riesgo País	1.54%	1.54%	1.54%
<b>Costo Capital Propio</b>	<b>7.22%</b>	<b>8.61%</b>	<b>6.44%</b>
<b>Costo de la Deuda antes de Impuestos</b>	<b>3.92%</b>	<b>4.46%</b>	<b>3.92%</b>
<i>Costo de la Deuda después de Impuestos</i>	2.75%	3.12%	2.75%
D/(D+E)	50%	50%	50%
E/(D+E)	50%	50%	50%
<i>WACC Nominal antes de impuesto</i>	7.12%	8.38%	5.77%
<i>WACC Nominal después de Impuesto</i>	4.98%	5.87%	4.04%
Tasa Inflación EUA Largo Plazo	2.56%	2.56%	3.28%
<b>WACC Real antes de impuestos</b>	<b>4.44%</b>	<b>5.68%</b>	<b>2.41%</b>

Fuente: Elaboración propia con base a Banco Nacional de Panamá / Damodaran / OFGEM.

## 2. CONCLUSIONES

Como se observa, la tasa de rentabilidad calculada según el WACC-CAPM en ningún caso alcanza el límite inferior de acuerdo con la Ley 6. Sin embargo, considerando los fenómenos económicos mundiales (como por ejemplo: el alza en los rendimientos de los bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América, en las tasas de interés, en los costos de materiales y en la inflación) que se han venido experimentando debido a la Pandemia del Coronavirus y a la guerra entre Ucrania y Rusia, el resultado obtenido para la tasa de rentabilidad de 6.83% se aumentó en 47 puntos básicos quedando una tasa de rentabilidad de 7.30%.

## CAPÍTULO III - CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN

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

$$IPT = IPSP + IPC$$

$$IPSP = IPSPE + IPSPA + IPSPIVLT$$

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 el 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 el 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 la misma metodología que se establece en el artículo 186 B, 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.

IPSPIVLT: Es el valor presente de los Ingresos Máximos Permitidos reconocidos para cada año (j), proveniente de los costos eficientes del contrato para la construcción, administración, operación y mantenimiento de la Cuarta Línea de Transmisión. Los costos eficientes de dicho contrato deben ser aprobados por la ASEP.

La metodología seguida para el cálculo de cada uno de los componentes del IMP es la indicada en el Régimen Tarifario vigente. El método de cálculo 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.

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

- Tasa de retorno por aplicar para la actividad de transmisión
- Base de Capital bruta y neta (valor de los activos)
- Depreciación de activos
- Comparadores para determinar los costos de Administración, Operación y Mantenimiento
- Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los activos totales (valores al cual se aplican los comparadores)
- Equipamiento principal asignado a la generación y demanda
- Equipamiento principal asignado totalmente a la demanda
- Costos en concepto de Generación Obligada u otros costos adicionales del Mercado Mayorista de Electricidad relacionados a la aplicación del criterio de seguridad n-1
- Reconocimiento de los costos del estudio de planificación y por la gestión de compra de potencia y energía

Los componentes del cálculo del IMP que abarcan la tasa de retorno y las empresas comparadoras ya han sido tratados en las secciones 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.

## 1. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

### 1.1. Determinación de la Base de Capital

Dentro de los elementos necesarios para el cálculo del IMP para la actividad de transmisión desarrollada por ETESA, considerando lo establecido en la normativa vigente, se destacan el análisis de los siguientes puntos:

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

La Base de Capital correspondiente para cada año del periodo tarifario julio 2021-junio 2025 será la que resulte considerando los valores eficientes de los activos al 31 de diciembre de 2020. 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 con el Reglamento de Transmisión aplicable a ETESA (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 (SPT) que están en servicio, los cuales se asignan a la generación y a la demanda de acuerdo con los siguientes porcentajes:

$$\%ASIGP(G) = 70\%$$

$$\%ASIGP(D) = 30\%$$

donde:

$\%ASIGP(D)$ : porcentaje del cargo del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda que se asigna a la demanda.

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

#### a) Base de Capital Inicial al 31 de diciembre de 2020

La Base de Capital inicial al 31 de diciembre de 2020 correspondiente al Sistema Principal de Transmisión resulta de la suma de los valores de los activos aceptados al inicio del periodo anterior más las inversiones, retiros y depreciaciones correspondientes al periodo 2017-2021 ajustada por eficiencia. No fueron considerados los activos fijos calificados como No Productivos.

Es importante resaltar que en la presente revisión tarifaria se realiza la discriminación en la Base de Capital de lo que corresponde al Sistema Principal de Transmisión asignado a Generación y Demanda (SPT GyD) y lo que corresponde al Sistema Principal de Transmisión asignado totalmente a Demanda (SPT D).

Como valores iniciales de este análisis se toman los valores de Base de Capital bruta y neta determinados para el 31 de diciembre de 2016 en la revisión tarifaria del periodo 2017-2021 con todos los ajustes realizados hasta ese momento.

Tomando ese valor inicial del año 2016, para poder llegar al valor de Base de Capital para el 31 de diciembre de 2020, se analizaron las capitalizaciones realizadas en el periodo 2017-2020, tomando diversas fuentes de información suministradas por ETESA.

En primer lugar, se analizaron las resoluciones de la ASEP que aprueban el Ingreso Máximo Permitido del Sistema Principal (denominado IPSPA) que detallan los activos del Sistema Principal de Transmisión efectivamente incorporados durante el periodo tarifario de 2017 a 2020 (Resoluciones AN N°13406-Elec, AN N°15853-Elec, AN N°16795-Elec y AN N°17802-Elec).

Por otro lado, se consideran los estados financieros regulados, donde en las planillas BS-01 se detallan las inversiones para los años 2017 a 2020.

Y finalmente, a solicitud del estudio tarifario, la Empresa de Transmisión brinda detalles de las inversiones del periodo 2017-2020 en las siguientes planillas:

- “2 Detalle de Inv y retiros de Activos realizados 2017-2020” (Detalle 1)
- “19 Obras realizadas en operación periodo 2017-2020” (Detalle 2)
- “Altas de bienes A2017”, “Altas de Bienes patrimoniales A2018”, “Altas de Bienes patrimoniales A2019” y “Altas de Bienes patrimoniales A2020” (estas últimas cuatro planillas son en respuesta a la nota DSAN 1436-21 de la ASEP las cuales se referencian como Detalle 3)
- “3 Valor de Activos brutos y netos en operación 2017-2020”

Un primer aspecto por destacar es que la información suministrada por ETESA en sus distintas presentaciones es inconsistente entre ellas, ya que algunas de las inversiones detalladas no coinciden en los años de activación y montos totales.

El artículo 183 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.

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.

Adicionalmente, se revisaron los costos de indemnización por servidumbres de la Línea Santa Rita - Panamá II para la que se declara un costo total entre servidumbre y terrenos de 19.9 millones de balboas. ETESA presentó como sustento 16 convenios por servidumbres con la constancia de los pagos y copias de las escrituras públicas mediante las cuales se constituyeron las servidumbres.

Los datos fueron examinados y ajustados con el siguiente resultado:

Servidumbres - Línea Santa Rita - Panamá II				
Concepto	Compensación	Indemnización	Adquisición	Total
Acuerdos presentados	B/.10,270,817	B/.1,752,337	B/.1,937,691	B/.13,960,844
Reconocida	B/.7,953,829	B/.1,752,337	B/.1,831,589	B/.11,537,755
Diferencia	B/.2,316,987	B/.0	B/.106,102	B/.2,423,089

Durante el periodo 2017-2020 las capitalizaciones se analizaron con base a criterios de eficiencia del Régimen Tarifario. Del análisis de toda la información disponible se han considerado las obras incluidas en las resoluciones de la ASEP a los valores detallados por ETESA en la planilla "19 Obras realizadas en operación periodo 2017-2020". Las activaciones consideradas son las siguientes:

**Cuadro N°6. Proyectos activados en el período 2017-2020 – Valores en balboas**

Fecha	Nombre del proyecto	Monto
2017	Tercera línea	341,353,661
2017	Reemplazo Reactores R1 y R2 s/e Mata del Nace 20 MVAR	2,176,375
2018	LINEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAG.-PMA II 230 y CHAG-CAC 115	41,168,547
2018	ADICIÓN DEL TRANSFORMADOR T4 S/E Panamá 350 MVA	14,147,444
2018	REEMPLAZO DE INTERRUPTORES SUBESTACIÓN PANAMÁ 230 KV	873,515
2018	AUTOMATIZACION SE CACERES	229,487
2019	Adición Transformador T3 S/E Panamá II 175 MVA	7,922,683
2019	Aumento de Capacidad L T2 Guasquitas - Veladero 230 kv	4,096,387
2019	Reemplazo Interruptores B. de Capacitores 230 kv Ll. Sanchez y Par	714,240
2019	Reemplazo Maquina Extracción y Filtrado de SF6	150,000
2020	LINEA GREEN CITY GREEN VALLEY	7,869,022
2020	AMPLIACION DE LAS NAVES 6 Y 7 DE LA SUB ESTACION DE PANAMA	3,921,823
2020	AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV	29,600,585
2020	LT REPOTENCIACION 115-3 y 4	10,836,128

Fuente: Elaboración propia con base a información de ETESA.

Las activaciones antes detalladas totalizan 465,059,551 balboas. También en la información reportada por ETESA se incluye un detalle de los proyectos que conforman la Tercera Línea:

**Cuadro N°7. Detalle activaciones Tercera Línea – Valores en balboas**

No. de proyecto	Nombre del proyecto	fecha	monto capitalizado
C-8-S/E-2012-08-ODB	ADIC.S/E LL. SANCHZ 230 KV-ODB Tercera Línea	2019	5,417
C-8-L-2012-01	REF. VEL-LLS (3LT-T01-E1)	2017	12,519,884
C-8-L-2012-01-ODB-(T-1)	L/T 230 VELADERO-LL.SANCH-ODB	2017	82,282,045
C-8-L-2012-02	REF. LLS-CHO (3LT-T02-E1)	2018	39,893,879
C-8-L-2012-02-ODB-(T-2)	L/T 230 LL.SANCH.-CHORRERA-ODB	2018	104,466,324
C-8-L-2012-03	REF. CHO-PMA (3LT-T03-E1)	2017	11,331,258
C-8-L-2012-03-ODB-(T-3)	L/T 230 CHORRERA-PANAMÁ-ODB	2017	40,431,848
C-8-S/E-2012-07	ADIC. S/E VELADERO (3 LT-E1)	2017	287,367
C-8-S/E-2012-07-ODB	ADIC. S/E VELADERO 230 KV-ODB	2017	12,906,180
C-8-S/E-2012-08	ADIC. S/E LL. SAN (3 LT-E1)	2017	390,145
C-8-S/E-2012-08-ODB	ADIC.S/E LL. SANCHZ 230 KV-ODB	2017	14,716,179
C-8-S/E-2012-09	ADIC. S/E CHORRERA (3 LT-E1)	2017	348,684
C-8-S/E-2012-09-ODB	ADIC.S/E CHORRERA 230 KV-ODB	2017	15,208,248
C-8-S/E-2012-10	ADIC. S/E PANAMA (3 LT-E1)	2017	255,329
C-8-S/E-2012-10-ODB	ADIC. S/E PMA 230 KV-ODB	2017	6,310,876
	<b>Total</b>		<b>341,353,661</b>

Fuente: Elaboración propia con base a información de ETESA.

Adicionalmente, ETESA en la información enviada presenta los valores brutos y netos del año 2020, segregado en las diferentes líneas y subestaciones, la cual se muestra en el cuadro N°8. Esta información sirve sólo de referencia, ya que para los fines del cálculo tarifario se partió de la base establecida por la ASEP en el periodo anterior y las inversiones ajustadas con base a criterios de eficiencia.

**Cuadro N°8. Bienes e instalaciones ETESA al 31 de diciembre de 2020 – Valores en balboas**

SISTEMA PRINCIPAL	Costo Bruto	Depreciación	Valor Neto
<b>LÍNEAS</b>	<b>644,723,459</b>	<b>152,451,282</b>	<b>492,272,178</b>
<b>230 KV</b>	<b>618,686,831</b>	<b>143,561,766</b>	<b>475,125,066</b>
L/T 230 KV- ANTON-PANAMA II	656,867	0	656,867
L/T 230 KV-CAÑAZA - PTP	0	0	0
L/T 230 KV-CHANGUINOLA-FRONTERA (230-21)	8,048,581	2,380,302	5,668,280
L/T 230 KV-FORTUNA-CHANGUINOLA (230-20)	38,015,913	11,144,690	26,871,224
L/T 230 KV-FORTUNA-CHANGUINOLA-GLABITO 19	1,011,127	124,728	886,4
L/T 230 KV-GUASQUITAS-FORTUNA-18	2,591,165	1,154,092	1,437,073
L/T 230 KV-NAVE 1 LA ESPERANZA	1,479,170	185,365	1,293,805
L/T 230 KV-PROGRESO-FRONTERA (COSTA RICA) (230-10)	1,993,987	1,588,203	405,784
L/T 230 KV-SANTA RITA-PANAMA II	4,164,418	54,182	4,110,236
L/T 230 KV-VELADERO-MATA DE NANCE-5B	29,571,780	967,226	28,604,554
L/T 230 SANTA RITA-PANAMA 2 DOBLECIRCUITO 230-54	45,064,679	2,923,006	42,141,673
L/T 230KV - LLANO SÁNCHEZ - S/E BELLA VISTA - 6A	875,767	5,623	870,144
L/T 230KV - S/E BELLA VISTA - VELADERO - 6B	641,05	4,152	636,898
L/T 230KV-CHORRERA-EL HIGO	0	0	0
LÍNEAS 230 KV- LLANO SANCHEZ-VELADERO 230-51-52	104,744,906	11,015,597	93,729,309
Líneas 230KV-Bayano-Pacora (230-1A)	5,318,509	4,811,134	507,374
Líneas 230KV-Chorrera-Llano Sánchez (230-3B, 230-4B)	15,270,019	14,663,396	606,623
LÍNEAS 230KV-CHORRERA-PANAMA -230KV-47-48	60,980,953	5,260,638	55,720,315
LÍNEAS 230KV-LLANO SANCHEZ - CHORRERA -230KV-49-50	165,114,170	14,282,214	150,831,956
Líneas 230KV-Llano Sánchez-Veladero (230-14, 230-15)	17,898,880	7,921,333	9,977,547
Líneas 230KV-Llano Sánchez-Veladero (230-5A, 230-6A)	20,639,387	20,409,490	229,897
Líneas 230KV-Mata de Nance-Fortuna (230-7, 230-8)	5,986,665	4,348,869	1,637,797
Líneas 230KV-Mata de Nance-Progreso (230-9)	4,895,241	3,655,479	1,239,762
Líneas 230KV-Pacora-Panamá II (230-1B)	1,859,809	1,859,213	596
Líneas 230KV-Panamá II-Llano Sánchez (230-12, 230-13)	55,030,966	22,689,415	32,341,552
Líneas 230KV-Panamá II-Panamá (230-1C, 230-2B)	3,328,290	1,757,360	1,570,930
Líneas 230KV-Panamá-Chorrera (230-3A, 230-4A)	5,398,996	4,221,006	1,177,990
Líneas 230KV-Veladero-Guasquitas (230-16, 230-17)	18,105,535	6,135,054	11,970,481
<b>115 KV</b>	<b>26,036,628</b>	<b>8,889,516</b>	<b>17,147,112</b>
L/T 115 KV SANTA RITA-CHAGRES	0	0	0
Línea 115KV-CPSA-BLM2 (115-4B)	7,588,062	1,159,430	6,428,632
Línea 115KV-Panamá CPSA (115-4A)	5,738,065	2,348,981	3,389,084
Líneas 115KV-BLM1-Santa Rita (115-1B, 115-2B)	3,005,387	603,445	2,401,942
Líneas 115KV-Mata de Nance-Caldera (115-15, 115-16)	3,451,704	2,581,201	870,503
Líneas 115KV-Panamá-Cáceres (115-12)	269,818	178,616	91,202
Líneas 115KV-Panamá-Cáceres (115-37) Subterránea	849,114	273,518	575,597
Líneas 115KV-Santa Rita-Cáceres (115-1A, 115-2A)	5,134,476	1,744,324	3,390,152
<b>SUBESTACIONES</b>	<b>315,731,643</b>	<b>117,576,155</b>	<b>198,155,487</b>
<b>230 KV</b>	<b>272,379,123</b>	<b>98,329,611</b>	<b>174,049,512</b>
L/T 230 KV-CAÑAZA - PTP	0	0	0
PATIO 230 KV-BOQUERON 3 (2DO TRAF0 230/115/34.5KV)	7,586,508	1,219,152	6,367,356
PATIO 230 KV-BURUNGA (TERRENO)	122,667	0	122,667
PATIO 230 KV-CHANGUINOLA	7,930,169	3,472,176	4,457,994
PATIO 230 KV-CHORRERA	29,201,878	9,312,948	19,888,929
PATIO 230 KV-GUASQUITAS	8,306,474	4,290,501	4,015,974
PATIO 230 KV-LLANO SANCHEZ	46,014,553	15,758,656	30,255,897
PATIO 230 KV-MATA DE NANCE	18,455,369	13,656,907	4,798,462
PATIO 230 KV-NAVE 1 LA ESPERANZA	5,338,170	756,608	4,581,562
PATIO 230 KV-NAVE 3 FORTUNA	2,153,122	1,078,404	1,074,718
PATIO 230 KV-PANAMA	40,210,468	20,107,360	20,103,108
PATIO 230 KV-PANAMA II	32,729,562	8,763,885	23,965,677
PATIO 230 KV-PANAMA III (TERRENO)	6,089,787	0	6,089,787
PATIO 230 KV-PROGRESO	5,831,309	3,925,442	1,905,867
PATIO 230 KV-VELADERO	24,482,404	8,147,809	16,334,595
PATIO 230/34.5KV - CONCEPCIÓN	11,706,840	3,627,439	8,079,401
PATIO 230/34.5KV - EL HIGO	10,967,252	2,320,598	8,646,654
PATIO 230/34.5KV - SAN BARTOLO	12,201,837	1,860,923	10,340,914
PATIO 230KV - BELLA VISTA (NAVE 2)	3,050,754	30,805	3,019,949
<b>115KV</b>	<b>43,352,520</b>	<b>19,246,544</b>	<b>24,105,976</b>
PATIO 115 KV-CACERES	6,932,616	5,040,144	1,892,472
PATIO 115 KV-CALDERA	7,595,397	4,255,919	3,339,478
PATIO 115 KV-MATA DE NANCE	490,791	99,327	391,464
PATIO 115 KV-PANAMA	6,687,076	1,879,816	4,807,260
PATIO 115 KV-PANAMA II	14,532,011	5,300,468	9,231,543
PATIO 115 KV-SANTA RITA	7,114,628	2,670,870	4,443,758
<b>TOTAL SPT</b>	<b>960,455,102</b>	<b>270,027,437</b>	<b>690,427,665</b>

Fuente: Elaboración propia con base a información contable de ETESA.

Las adiciones y retiros resultantes del análisis realizado son las siguientes para el periodo 2017-2020:

**Cuadro N°9. Adiciones y Retiros a la Base de Capital de ETESA 2017-2020 – Valores en balboas**

<b>Adiciones</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
SPT GyD	2,176,375	15,250,446	12,883,311	40,436,713
SPT D	341,353,661	32,770,664	0	11,790,845
Planta General	1,361,000	3,332,000	2,143,000	764,701
<b>Total</b>	<b>344,891,036</b>	<b>51,353,110</b>	<b>15,026,311</b>	<b>52,992,260</b>
<b>Retiros</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
SPT GyD	0	0	0	6,765,912
SPT D	0	0	0	0
Planta General	0	14,830,315	46,122	2,515
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>14,830,315</b>	<b>46,122</b>	<b>6,768,427</b>

Fuente: Elaboración propia.

Los activos asignados totalmente a la Demanda son principalmente la Tercera Línea, la línea Santa Rita – Panamá II y las ampliaciones en subestaciones vinculadas a la Tercera Línea.

Se observa un retiro importante en la planta general en el año 2018 que no es declarado de forma correcta en la contabilidad regulatoria, por lo que se obtuvo información adicional del archivo “3 Valor de Activos brutos y netos en operación 2017-2020”.

Con base a estas adiciones y retiros, el siguiente cuadro muestra la evolución de la base bruta y neta hasta el año 2020, donde se presentan el valor de los bienes e instalaciones del sistema principal (SPT GyD y SPT D) y planta general:

**Cuadro N°10. Evolución de la Base de Capital bruta y neta de ETESA desde 31 de diciembre 2016 al 31 de diciembre de 2020 – Valores en balboas**

<b>Base Bruta</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
SPT GyD	367,674,768	371,174,580	386,425,026	399,308,337	432,566,519
SPT D	0	341,353,661	374,124,325	374,124,325	385,915,170
Planta General	45,644,352	47,005,352	35,507,037	37,603,915	38,778,720
<b>Total</b>	<b>413,319,120</b>	<b>759,533,593</b>	<b>796,056,388</b>	<b>811,036,577</b>	<b>857,260,410</b>
<b>Base Neta</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
SPT GyD	195,204,624	183,255,646	185,913,435	187,128,147	209,424,993
SPT D	0	341,353,661	363,883,715	352,659,985	353,227,101
Planta General	9,055,343	8,942,217	10,510,711	10,703,947	9,459,897
<b>Total</b>	<b>204,259,967</b>	<b>533,551,524</b>	<b>560,307,861</b>	<b>550,492,079</b>	<b>572,111,991</b>

Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, en el siguiente cuadro se presenta el valor total y el detalle de las diferentes cuentas que integran la base bruta y neta del Sistema Principal de Transmisión (SPT) al 31 de diciembre de 2020.



**Cuadro N°11. Base de Capital bruta y neta del SPT GyD y SPT D al 31 de diciembre 2020**  
**Valores en balboas**

	SPT GyD		SPT D	
	Base Bruta	Base Neta	Base Bruta	Base Neta
TERRENOS	4,457,612	4,457,612	0	0
EDIFICIOS Y MEJORAS	15,954,395	8,879,256	0	0
CAMINOS Y SENDEROS	758,818	586,962	0	0
SERVIDUMBRE	17,299,610	4,991,844	66,786,019	60,775,277
EQUIPO ELÉCTRICO AUXILIAR	7,097,636	3,572,362	0	0
EQUIPO ELÉCTRICO MISCELÁNEO	69,052	5,097	0	0
EQUIPO DE SUBESTACIONES	99,267,394	55,527,094	39,724,166	36,501,955
TORRES Y ACCESORIOS	135,253,379	78,115,727	130,436,132	119,542,546
CONDUCTORES AÉREOS Y ACCESOR	95,279,573	37,403,399	145,636,571	133,374,945
EQUIPO MECANICO	31,826	6,749	0	0
EQUIPO DE COMUNICACIÓN	3,267,408	2,425,894	0	0
TRANSFORMADORES DE LÍNEAS	36,035,983	12,793,883	0	0
EQUIPO DE PROTECCIÓN, CONTROL Y	17,704,821	655,357	3,332,282	3,032,377
MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA	89,013	3,759	0	0
HERRAMIENTAS ESPECIALIZADAS	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>432,566,519</b>	<b>209,424,993</b>	<b>385,915,170</b>	<b>353,227,101</b>

Fuente: Elaboración propia.

Complementariamente, se muestran las diferentes cuentas de la planta general al 31 de diciembre de 2020.

**Cuadro N°12. Base de Capital bruta y neta de planta general al 31 de diciembre 2020**  
**Valores en balboas**

	Planta General	
	Base Bruta	Base Neta
TERRENOS	216,806	216,806
EDIFICIOS Y MEJORAS	989,512	209,931
EQUIPO ELÉCTRICO MISCELÁNEO	554,148	146,216
EQUIPO DE LABORATORIO	1,286,786	1,246
EQUIPO MECANICO	316,816	266,345
EQUIPO DE COMUNICACIÓN	17,171,925	3,655,545
EQUIPO DE INFORMATICA	5,890,574	3,367,293
EQUIPO Y MOBILIARIO DE OFICINA	2,984,709	160,875
EQUIPO DE TRANSPORTE	7,538,535	1,241,238
HERRAMIENTAS ESPECIALIZADAS	1,828,909	194,402
<b>TOTAL</b>	<b>38,778,720</b>	<b>9,459,897</b>

Fuente: Elaboración propia.

**b) Ajuste de la Base de Capital por Actividades No Reguladas**

Los ingresos derivados de actividades no reguladas de ETESA representan magnitudes poco relevantes, pero se ha realizado el ajuste de la base de capital por dichas actividades establecido en el artículo 184 del Reglamento de Transmisión.

El valor del activo permitido que se asigna al servicio público de transmisión es determinado multiplicando el valor de todos los activos utilizados para actividades reguladas por un factor de ajuste según la siguiente fórmula:

$$FAACTST = (IPT / (IPT + 0.8INR))$$

Donde:

- FAACTST: es el factor de ajuste.
- IPT: el ingreso máximo permitido que tendría la Empresa de Transmisión con los activos totales en el caso de realizar sólo la actividad de transmisión sea de conexión (IPC) o del sistema principal (IPSP).
- INR: el ingreso neto que derivaría de la utilización de las instalaciones de transmisión para actividades no reguladas en el período.

El valor calculado con los datos del año 2021 da un factor de ajuste de 0.9964.

### c) Activos que se incorporan a la Base de Capital en el Período 2021-2025

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 toman en cuenta en el cálculo del IMP Existente atendiendo a la metodología tarifaria descrita en los artículos 186, 186A y 186B del Reglamento de Transmisión.

Posteriormente de acuerdo con el artículo 186B, al inicio de los Años Tarifarios 2, 3 y 4 del periodo tarifario vigente, se determinarán los valores del Ingreso Permitido del Sistema Principal (denominado IPSPA) para incluir las inversiones que han entrado en operación.

### d) Activos reconocidos del Sistema Principal de Transmisión en el Período 2021-2025

En función de los activos reconocidos al 31 de diciembre de 2020, se presenta en el Cuadro N°13 la Base de Capital, bruta y neta, del Sistema Principal de Transmisión, y los valores correspondientes a Planta General.

**Cuadro N°13. Equipamiento del SPT y planta general – Valores en balboas**

SPT. Asignado a Generación y Demanda	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Tasa de depreciación activos	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%
Activos brutos al comienzo del año		432,566,519	432,566,519	432,566,519	432,566,519	432,566,519
Activos netos al comienzo del año						
Depreciación Anual		(14,441,615)	(14,441,615)	(14,441,615)	(14,441,615)	(14,441,615)
Activos brutos al final del año	432,566,519	432,566,519	432,566,519	432,566,519	432,566,519	432,566,519
Activos netos al final del año	209,424,993	194,983,378	180,541,763	166,100,148	151,658,533	137,216,918
Depreciación Acumulada	(223,141,527)	(237,583,142)	(252,024,757)	(266,466,372)	(280,907,987)	(295,349,602)
Activos netos al final del año (verificación)	209,424,993	194,983,378	180,541,763	166,100,148	151,658,533	137,216,918

SPT. Asignado a Demanda	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Tasa de depreciación activos	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%
Activos brutos al comienzo del año		385,915,170	385,915,170	385,915,170	385,915,170	385,915,170
Activos netos al comienzo del año						
Depreciación Anual		(12,884,119)	(12,884,119)	(12,884,119)	(12,884,119)	(12,884,119)
Activos brutos al final del año	385,915,170	385,915,170	385,915,170	385,915,170	385,915,170	385,915,170
Activos netos al final del año	353,227,101	340,342,982	327,458,864	314,574,745	301,690,627	288,806,508
Depreciación Acumulada	(32,688,069)	(45,572,188)	(58,456,306)	(71,340,425)	(84,224,544)	(97,108,662)
Activos netos al final del año (verificación)	353,227,101	340,342,983	327,458,864	314,574,746	301,690,627	288,806,509

Planta General <sup>(M)</sup> . Asignado a G y D	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Tasa de depreciación activos	7.7%	7.7%	7.7%	7.7%	7.7%	7.7%
Tasa de depreciación retiros	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Activos brutos al comienzo del año		38,778,720	38,778,720	38,778,720	38,778,720	38,778,720
Activos netos al comienzo del año		9,459,897	6,476,777	3,493,656	510,536	(2,472,585)
Depreciación Anual		(2,983,120)	(2,983,120)	(2,983,120)	(2,983,120)	(2,983,120)
Retiros						
Activos brutos al final del año	38,778,720	38,778,720	38,778,720	38,778,720	38,778,720	38,778,720
Depreciación Acumulada	(29,318,823)	(32,301,943)	(35,285,064)	(38,268,184)	(41,251,305)	(44,234,425)
Activos netos al final del año	9,459,897	6,476,777	3,493,656	510,536	(2,472,585)	(5,455,705)

Fuente: Elaboración propia.

### e) Activos brutos eficientes para el cálculo de gastos de administración y explotación

De acuerdo con la normativa, los activos eficientes al inicio 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 los valores del VNR para sus instalaciones a diciembre de 2020. Del análisis de costos realizado se observa un incremento del VNR respecto del valor aceptado para el período tarifario anterior, incluidas actualizaciones e incorporaciones.

En función de lo anterior, para la determinación del VNR al 31 de diciembre de 2020, en el caso de las líneas de transmisión, se tuvo en cuenta las líneas incorporadas al sistema y se calculó todo el conjunto de las instalaciones a partir de valores de costos actualizados.

Teniendo en cuenta que la variación del Índice de Precios al Consumidor entre 2016 y 2020 (-0.29 %), la variación de precio de algunos materiales que componen las subestaciones y líneas y la revisión de costos internacionales, se realizaron ajustes sobre precios de aisladores y torres que ETESA presenta en el VNR (para los cuales se observa un crecimiento significativo respecto de la última revisión).

Asimismo, se ajustó el porcentaje correspondiente a diseño, ya que la empresa ha considerado un valor de 5% y el permitido por el Reglamento de Transmisión es de 3%.

También se corrigió que la Empresa de Transmisión, en la información enviada del VNR total de Líneas, sumaba dos veces la línea Guasquitas – Fortuna.

Las líneas incorporadas al VNR en el periodo 2017-2020 son las siguientes:

- Línea de 230 kV - 54,55 T2 - PANAMA II
- Línea de 230 kV - 47,48 CHORRERA – PANAMA (Tercera Línea)
- Línea de 230 kV - 49,50 LLANO SANCHEZ – CHORRERA (Tercera Línea)
- Línea de 230 kV - 51,52 VELADERO - LLANO SANCHEZ (Tercera Línea)

Estas líneas se asignan totalmente a la Demanda y el VNR ajustado de los activos asignados a Demanda totaliza un valor de 122 millones de balboas en contraste con los 355 millones de balboas que se habían aceptado para la revisión anterior. Las diferencias se dan principalmente porque el valor anterior de 355 millones de balboas correspondiente a la Tercera Línea incluye inversiones en subestaciones y diferencias entre la valorización a precios del VNR con respecto a los costos reales de las obras.

Finalmente, para el caso de línea asignada a la Demanda T2 - Panamá II, el valor bruto declarado en el archivo "3 Valor de Activos brutos y netos en operación 2017-2020" es de 45,064,679 balboas y el VNR presentado por ETESA es de 24,288,600 balboas.

Con base a estos criterios se determinó el VNR de los distintos componentes de líneas de transmisión informados por ETESA para el SPT, los cuales se presentan a continuación:

**Cuadro N°14. VNR líneas del SPT al 31 diciembre de 2020 – Valores en balboas**

	LÍNEAS DE 230 kV DOBLE CIRCUITO		ETESA 2021	AJUSTADO 2021	Ajustado vs ETESA
	LÍNEAS DE 230 kV DOBLE CIRCUITO	230-1A/B,2A	BAYANO - PACORA *		
	230-2A	PACORA - PANAMA II *	28,469,832	26,254,186	-7.8%
	230-2B	BAY - 24 DICIEMBRE *			
		24 DICIEMBRE - PANAMA II *			
	230-1C,2B	PANAMA II - PANAMA	6,365,251	5,291,307	-16.9%
	230-3A,4A	PANAMA - CHORRERA	16,336,506	13,601,353	-16.7%
	230-3B,4B	CHORRERA - EL HIGO	24,541,080	20,432,270	
	230-3C,4C	EL HIGO - LL.SANCHEZ	33,064,474	27,528,629	
	230-5A,6A, 6B	LL.SANCHEZ - VELADERO			
	230-6A	LLANO SANCHEZ - BELLA VISTA	45,861,673	38,183,246	-16.7%
	230-6B	BELLA VISTA - VELADERO			
	230-5B,6B	VELADERO - MATA NANCE	45,292,348	39,616,051	-12.5%
	230-7,8	MATA NANCE - FORTUNA	15,222,653	14,379,459	-5.5%
	230-12A,13A	PANAMA II - EL COCO	73,832,859	60,898,971	-17.5%
	230-12B,13B	EL COCO - LL.SANCHEZ	21,807,483	17,987,293	-17.5%
	230-14A,15A	LL. SANCHEZ - S. BARTOLO	33,309,526	27,474,432	-17.5%
	230-14B,15B	S. BARTOLO - VELADERO	20,947,882	17,278,275	-17.5%
	230-16,17	VELADERO - GUASQUITAS	41,422,007	34,165,785	-17.5%
	230-18, 29	GUASQUITAS - FORTUNA	8,014,799	6,610,783	-17.5%
	230-20A	FORTUNA - LA ESPERANZA			
	230-20B	LA ESPERANZA - CHANGUINOLA	46,631,691	39,245,756	-29.6%
	230-29	GUASQUITAS - CAÑAZAS			
	230-30	CAÑAZAS - CHANGUINOLA			
	230-54,55	T2 - PANAMA II	24,288,603	20,033,775	-17.5%
	230-47,48	CHORRERA - PANAMA	18,593,748	15,336,534	-17.5%
	230-49,50	LLANO SANCHEZ - CHORRERA	76,284,675	62,921,283	-17.5%
	230-51,52	VELADERO - LLANO SANCHEZ	54,399,047	44,869,534	-17.5%
	<b>TOTAL</b>		<b>634,686,136</b>	<b>532,108,923</b>	<b>-16.2%</b>
	LINEAS DE 230 kV CIRCUITO SENCILLO		ETESA 2021	AJUSTADO 2021	Ajustado vs ETESA
LÍNEAS DE 230 kV CIRCUITO SENCILLO	230-9A	MATA NANCE - BOQUERON III	5,368,311	5,150,858	-4.1%
	230-9B	BOQUERON III - PROGRESO	6,652,085	6,382,631	-4.1%
	230-10	PROGRESO - FRONTERA	2,178,863	2,090,605	-4.1%
	230-21	CHANGUINOLA - FRONTERA	3,762,563	3,126,949	-16.9%
	<b>TOTAL</b>		<b>17,961,822</b>	<b>16,751,043</b>	<b>-6.7%</b>
	LINEAS DE 115 kV DOBLE CIRCUITO		ETESA 2021	AJUSTADO 2021	Ajustado vs ETESA
LÍNEAS DE 115 kV DOBLE CIRCUITO	115-1A,2A	CÁCERES - STA. RITA	17,761,874	13,841,312	-22.1%
	115-1B,2B	STA. RITA - BLM 1	3,076,680	2,474,013	-19.6%
	115-3A	PANAMA - CHILIBRE ***			
	115-3B	CHILIBRE - LAS MINAS 2 ***	23,597,752	18,975,377	-19.6%
	115-4A	PANAMA - CEMENTO PANAMA *			
	115-4B	CEMENTO PANAMA - LAS MINAS			
	115-15,16	MATA NANCE - CALDERA	9,406,623	7,330,308	-22.1%
	<b>TOTAL</b>		<b>53,842,930</b>	<b>42,621,010</b>	<b>-20.8%</b>

LINEAS DE 115 kV CIRCUITO SENCILLO	LINEAS DE 115 kV CIRCUITO SENCILLO		ETESA 2021	AJUSTADO 2021	Ajustado vs ETESA	
	115-12	PANAMA - CACERES	272,518	205,440	-24.6%	
	115-37	PANAMA - CACERES SUBT.	1,073,428	1,073,428	0.0%	
<b>TOTAL</b>			<b>1,345,946</b>	<b>1,278,868</b>	<b>-5.0%</b>	
<b>VNR LINEAS SPT</b>			<b>TOTAL</b>	<b>707,836,834</b>	<b>592,759,844</b>	<b>-16.3%</b>

Fuente: Elaboración propia con base a información ETESA.

Los valores totales desagregados del VNR de líneas para el SPT son los siguientes:

**Cuadro N°15. VNR Líneas del SPT – Valores en balboas**

<b>VNR SPT Asignado a GyD</b>	449,598,718
<b>VNR SPT Asignado Tot. a D</b>	143,161,126

Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, la determinación del VNR al 31 de diciembre de 2020 correspondiente a los activos de subestaciones, se realizó considerando:

- Todas las subestaciones y ampliaciones realizadas y se calculó con valores de costos actualizados de acuerdo con valores internacionales.
- Los Proyectos Estratégicos, de acuerdo con el artículo 187 del Reglamento de Transmisión, se consideran únicamente para remunerar costos de administración, operación y mantenimiento, con lo cual debe incluirse en el VNR del SPT.

Con base a estos criterios, se ajustaron los precios en el VNR presentado por ETESA de algunos componentes (interruptores, reactor trifásico, banco de capacitores) los cuales se encuentran cotizados a un valor mayor al valor de referencia del mercado y respecto al valor presentado en la revisión anterior. Los valores solicitados por ETESA y los valores ajustados se muestran en el Cuadro N°16 para el SPT y Cuadro N°17 para el caso de inversiones estratégicas.

Por otro lado, es importante mencionar que se observó un incremento importante en el número de transformadores de medidas en algunas de las subestaciones, así como también en la cantidad de cuchillas y pararrayos.

**Cuadro N°16. VNR subestaciones del SPT al 31 diciembre de 2020, presentado por ETESA y ajustado  
Valores en balboas**

SUBESTACIÓN SPT	VNR SPT ETESA 2021	VNR SPT AJUSTADO 2021	Ajus 2021 vs ETESA 2021
PANAMA II	97,239,575	81,268,835	-16.4%
PANAMA	83,871,326	75,145,522	-10.4%
CHORRERA	37,769,247	14,205,733	-62.4%
EL HIGO	15,808,028	9,975,106	-36.9%
LLANO SANCHEZ	82,809,523	56,954,346	-31.2%
VELADERO	46,010,881	38,967,373	-15.3%
GUASQUITAS	15,832,406	13,149,165	-16.9%
MATA DE NANCE	41,657,208	37,570,166	-9.8%
PROGRESO	16,203,360	14,861,740	-8.3%
FORTUNA NAVE 3	5,832,113	4,825,898	-17.3%
CAÑAZAS	6,700,743	5,694,528	-15.0%
CHANGUINOLA	15,690,060	13,677,629	-12.8%
CACERES	10,355,326	10,355,326	0.0%
SANTA RITA	12,004,307	12,004,307	0.0%
CALDERA	7,550,938	7,550,938	0.0%
<b>TOTAL</b>	<b>495,335,041</b>	<b>396,206,612</b>	<b>-20.0%</b>
<b>Sub SPT GyD</b>	<b>408,409,903</b>	<b>329,571,160</b>	<b>-19.3%</b>
<b>Sub SPT D</b>	<b>86,925,138</b>	<b>66,635,452</b>	<b>-23.3%</b>

Fuente: Elaboración propia con base a información ETESA.

Es importante destacar que se han prorrateado para la asignación de los activos a la Demanda algunas de las subestaciones en las que se han realizado obras de ampliación debido a la Tercera Línea.

De la información del VNR presentada por ETESA se han reasignado del Sistema Principal de Transmisión (SPT) al Sistema de Conexión una parte de los patios de 230 kV de las subestaciones de Chorrera, el Higo y Llano Sánchez, debido a que, estas subestaciones tenían activos en 230 kV en el Sistema de Conexión, manteniendo el criterio de asignación utilizado en la revisión tarifaria anterior.

**Cuadro N°17. VNR subestaciones estratégicas al 31 diciembre 2020, presentado por ETESA y ajustado – Valores en balboas**

SUBESTACION ESTRATÉGICAS	VNR SPT ESTRATÉGICAS ETESA 2021	VNR 2021 AJUSTADO	Ajus 2021 vs ETESA 2021
CALDERA	2,601,530	2,263,205	-13.0%
BOQUERON III	22,820,280	20,472,444	-10.3%
SAN BARTOLO	22,511,338	18,225,503	-19.0%
<b>TOTAL</b>	<b>47,933,148</b>	<b>40,961,152</b>	<b>-14.5%</b>

Fuente: Elaboración propia con base a información ETESA.

Finalmente, en el Cuadro N°18 se muestran los valores totales del VNR para el Sistema Principal de Transmisión.

**Cuadro N°18. Resumen del VNR del SPT – Valores en balboas**

Descripción	VNR 2021 Ajustado
Líneas SPT	592,759,844
Subestaciones SPT	396,206,612
Subestaciones Estratégicas	40,961,152
<b>TOTAL</b>	<b>1,029,927,608</b>

Fuente: Elaboración propia.

## **1.2. Crédito Temporal por Generación Obligada Pagada por la Restricción del Sistema (CTPR)**

En el periodo tarifario anterior, se consideró la problemática financiera de ETESA causada por los costos de generación obligada y de generación desplazada que tuvo que afrontar en el periodo de 2015 a 2017 (principalmente en el año 2017) a consecuencia de la demora en la entrada en operación de la Tercera Línea de Transmisión, por lo que, se reconoció un ingreso adicional asignado a la Demanda, que le permitiera a ETESA prestar el servicio cubriendo una parte del déficit causado.

Se determinó la incorporación de Ochenta Millones de balboas (B/.80,000,000.00), de los cuales Cuarenta Millones de balboas (B/.40,000,000.00) serían reembolsados a la Demanda descontándolos en el Ingreso Máximo Permitido.

Se estableció que la devolución se hiciera en un periodo de quince (15) años a partir de enero de 2023 reconociendo una tasa de interés de cinco por ciento (5%) anual sobre saldo.

En virtud de que, en la revisión de la situación de ETESA se ha verificado que realizó una emisión de bonos en el mercado local, que le generó ahorros al flujo de efectivo y que le ha permitido realizar el pago anticipado de los ajustes tarifarios del periodo julio 2013- junio 2017 establecidos mediante la Resolución AN No. 11667-Elec de 27 de septiembre de 2017, modificada por la Resolución AN No. 11872-Elec de 4 de diciembre de 2017. Al respecto, ETESA señaló que dichos pagos anticipados no afectan sus calificaciones de riesgo financieras, ni sus compromisos financieros ni comerciales en el corto, mediano y largo plazo.

Tomando en consideración lo anterior, se entiende que la situación financiera de ETESA ha mejorado en relación con la del año 2018, cuando se establecieron las medidas para la devolución del Crédito Temporal por Generación Obligada Pagada por la Restricción del Sistema (CTPR), por lo que se cambia el periodo de la devolución de los Cuarenta Millones de balboas (B/.40,000,000.00). Se establece que se realice en un periodo de 8 años con un interés de cinco por ciento (5%) anual, en una cuota fija anual de Seis Millones Ciento Ochenta y Ocho Mil Ochocientos Setenta y Tres balboas con 55/100 (B/.6,188,873.55) para aplicarse como descuento en el Ingreso Máximo Permitido de ETESA a partir del año 2023 hasta el 2030. Para este periodo tarifario se aplicó esta cuota de descuento a los años 2023, 2024 y 2025.



### 1.3. Reconocimiento de los costos del estudio de planificación y de la gestión de compra de potencia y energía

El Reglamento de Transmisión prevé que ETESA debe contratar, cada cuatro años, con una empresa de reconocido prestigio en la materia, 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 (IMP) 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 al IMP por año tarifario. Según la Resolución de Adjudicación LP-003-2020 de 30 de enero de 2020, el costo de la oferta para realizar estos estudios es de B/. 270,000.00 a ser erogados en los años 2022, 2023 y 2024.

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.

Por lo anterior, se estimaron los costos en que ETESA incurrirá durante el nuevo periodo tarifario por este concepto considerando que se llevarán a cabo dos procesos durante cada año del periodo 2021-2025 con un costo estimado por proceso de B/. 15,000. Siendo así, los costos a incorporar son de B/. 30,000 para cada año calendario del periodo tarifario actual. En el año 2021 y 2025 se incluyen B/. 15,000 por considerarse un semestre para cada año dentro del periodo tarifario.

### 1.4. Factor de actualización del Ingreso Máximo Permitido (IMP)

Una vez determinada la tasa de rentabilidad aplicable a la actividad de transmisión eléctrica, la cual fue fijada en un 7.30%, se determinan los factores de actualización según se encuentra definido en el Reglamento de Transmisión. En el siguiente cuadro se presentan los factores obtenidos.

**Cuadro N°19. Factor de actualización para el cálculo del IMP con base a la tasa de rentabilidad determinada para transmisión**

FACTOR DE ACTUALIZACIÓN	jul21-jun22	jul22-jun23	jul23-jun24	jul24-jun25
	0.9654	0.8997	0.8385	0.7814

Fuente: Elaboración propia.

### 1.5. Ingreso Máximo Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de Transmisión para los activos existentes

De acuerdo con la metodología de cálculo establecida en el artículo 186A del Reglamento de Transmisión que establece las fórmulas de cálculo del Sistema Principal de Transmisión, 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. Como se observa en los cuadros siguientes, se determina el ingreso con los siguientes parámetros:



1. Gastos de operación y mantenimiento (a partir del comparador determinado).
2. Gastos de administración (a partir del comparador determinado).
3. Depreciación (a partir de la tasa de depreciación determinada).
4. Rentabilidad sobre activos (aplicando la tasa de rentabilidad determinada - RRT).

**Cuadro N°20. IMP del Sistema Principal de Transmisión - Asignado a Generación y Demanda**

Activos existentes asignados a Generación y Demanda		2021	2022	2023	2024	2025
Operación y Mantenimiento	B/.MILES	15,824	15,824	15,824	15,824	15,824
Administración	B/.MILES	11,170	11,170	11,170	11,170	11,170
Depreciación	B/.MILES	17,362	17,362	17,362	17,362	17,362
Rentabilidad sobre Activos	B/.MILES	15,921	14,653	13,386	12,119	10,851
Estudio PEST y por gestión de compra de potencia y energía	B/.MILES	15	120	120	120	15
<b>Total</b>		<b>60,291</b>	<b>59,129</b>	<b>57,862</b>	<b>56,594</b>	<b>55,222</b>

Fuente: Elaboración propia con base en el modelo del IMP.

**Cuadro N°21. IMP del Sistema Principal de Transmisión - Asignado a la Demanda**

Activos existentes asignados 100% a la Demanda		2021	2022	2023	2024	2025
Operación y Mantenimiento	B/.MILES	3,923	3,923	3,923	3,923	3,923
Administración	B/.MILES	2,769	2,769	2,769	2,769	2,769
Depreciación	B/.MILES	12,838	12,838	12,838	12,838	12,838
Rentabilidad sobre Activos	B/.MILES	25,692	24,755	23,818	22,881	21,944
Crédito por Restricción Tercera Línea	B/.MILES	-	-	6,189	6,189	6,189
Estudio PEST y por gestión de compra de potencia y energía	B/.MILES					
<b>Total</b>		<b>45,222</b>	<b>44,285</b>	<b>37,159</b>	<b>36,222</b>	<b>35,285</b>

Fuente: Elaboración propia con base en el modelo del IMP.

## 2. SISTEMA DE CONEXIÓN

### 2.1. Base de Capital del Sistema de Conexión

La Base de Capital correspondiente al Sistema de Conexión para cada año del período tarifario 2021-2025 resulta de la suma de los valores eficientes al inicio del periodo más las inversiones, retiros 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 2020, ajustando las capitalizaciones del período 2017-2020 de acuerdo con criterios de eficiencia establecidos en el régimen tarifario.
- Los activos del Sistema de Conexión que se incorporan en el período tarifario, de acuerdo con el Plan de Inversiones de ETESA.
- Los retiros de activos previstos por ETESA.
- Las depreciaciones correspondientes al periodo.

En función de esto, el siguiente cuadro presenta el valor de los activos de conexión correspondientes al Sistema de Conexión al 31 de diciembre de 2020, de acuerdo con la información contable reportada por ETESA:

## Cuadro N°22. Bienes e instalaciones en servicio al 31 de diciembre de 2020 según ETESA

### Valores en balboas

SISTEMA CONEXIÓN	Costo Bruto	Depreciación	Valor Neto
<b>SUBESTACIONES</b>			
<b>230 KV</b>	<b>12.261.841</b>	<b>3.040.255</b>	<b>9.221.586</b>
PATIO 230 KV LLANO SANCHEZ (2 CUCHILLAS MOTORIZADAS DE 230 KV Y 2 TRFOS 230/115/34.5 KV)	5.375.314	1.270.547	4.104.767
PATIO 230 KV-CHORRERA (3 INTERRUPTORES DE 230KV Y 2 TRAFOS 230/115/34.5 KV)	5.575.414	1.291.457	4.283.957
PATIO 230/34.5 KV - LAS GUIAS	1.311.113	478.251	832.862
<b>115 KV</b>	<b>6.958.365</b>	<b>6.498.960</b>	<b>459.406</b>
PATIO 115 KV-CHARCO AZUL	1.366.157	1.337.436	28.721
PATIO 115 KV-LLANO SANCHEZ	4.622.687	4.201.067	421.620
PATIO 115 KV-PROGRESO	969.521	960.457	9.064
<b>34.5 KV</b>	<b>11.263.811</b>	<b>6.967.661</b>	<b>4.296.150</b>
PATIO 230/34.5KV - CONCEPCIÓN	266.716	41.489	225.227
PATIO 34.5 KV-CHANGUINOLA	904.919	267.165	637.754
PATIO 34.5 KV-CHORRERA	5.972.644	4.995.794	976.850
PATIO 34.5 KV-LLANO SANCHEZ	899.071	726.776	172.294
PATIO 34.5 KV-MATA DE NANCE	2.165.468	430.961	1.734.508
PATIO 34.5 KV-PROGRESO	1.054.993	505.476	549.517
<b>LÍNEAS</b>			
<b>115 KV</b>	<b>3.200.163</b>	<b>2.421.861</b>	<b>778.302</b>
L/T 115 KV-CALDERA-ESTRELLA-17	562.710	443.311	119.399
L/T 115 KV-CALDERA-LOS VALLES-18	787.490	132.100	655.390
L/T 115 KV-CALDERA-PAJA DE SOMBRERO-19	41.700	41.700	0
L/T 115 KV-PROGRESO-CHARCO AZUL-25	1.808.263	1.804.750	3.513
<b>TOTAL CONEXIÓN</b>	<b>960,455,102</b>	<b>270,027,437</b>	<b>690,427,665</b>

Fuente: Elaboración propia con base a información contable ETESA.

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

La Base de Capital inicial al 31 de diciembre de 2020 correspondiente al Sistema de Conexión resulta de la suma de los valores eficientes aceptados al inicio del periodo tarifario anterior y las inversiones, retiros y depreciaciones entre los años 2017 a 2020.

Es decir, los valores iniciales de este análisis son la base capital bruta y neta determinados para el 31 de diciembre de 2016 en la Revisión Tarifaria 2017-2021 con todos los ajustes realizados hasta ese momento.

A partir de ese valor inicial, para poder llegar al valor de Base de Capital para el 31 de diciembre de 2020, se analizaron las capitalizaciones realizadas en el periodo 2017-2020, considerando diversas fuentes de información suministradas por ETESA.

Como principal fuente de información se dispone de los estados financieros regulados, donde en las planillas BS-01 se detallan las inversiones para los años 2017 a 2020.

Por otro lado, a requerimiento del estudio tarifario la empresa brinda detalles de las inversiones del periodo 2017-2020 en las siguientes planillas:

- “2 Detalle de Inv. y retiros de Activos realizados 2017-2020”
- “19 Obras realizadas en operación periodo 2017-2020”
- “Altas de bienes A2017”, “Altas de Bienes patrimoniales A2018”, “Altas de Bienes patrimoniales A2019” y “Altas de Bienes patrimoniales A2020” (estas últimas cuatro planillas son en respuesta a la nota DSAN 1436-21 de la ASEP).
- “3 Valor de Activos brutos y netos en operación 2017-2020”

Al igual que con las inversiones del Sistema de Transmisión, la información suministrada por ETESA en sus distintas presentaciones es inconsistente, ya que se observan diferencias importantes en algunos montos y en las fechas de inicio de operación entre las distintas fuentes.

Por otro lado, se reclasifican varias obras que ETESA considera en el SPT al Sistema de Conexión. Por ejemplo, se puede citar el caso de la Subestación Bella Vista que según se observa en el cuadro N°8 es clasificada como SPT y de acuerdo con la resolución AN No. 11907-Elec de 13 de diciembre de 2017 que aprobó el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2017, esta obra pertenece al Sistema de Conexión.

Del análisis de toda la información disponible surge que las activaciones del periodo 2017-2020 son las siguientes:

**Cuadro N°23. Activaciones del Sistema de Conexión 2017-2020 – Valores en balboas**

Fecha	Nombre del proyecto	Monto
2018	REEMP. INT. 34.5KV - PROGRESO	578,016
2020	S/E BELLA VISTA	4,567,571

Fuente: Elaboración propia con base a información de ETESA.

Las activaciones antes detalladas totalizan 5,145,587 balboas.

La evolución de la Base de Capital bruta y neta del Sistema de Conexión de ETESA 2016-2020 se muestra en el siguiente cuadro:

**Cuadro N°24. Evolución base bruta y neta del Sistema de Conexión de ETESA 2016-2020  
Valores en balboas**

	2016	2017	2018	2019	2020
Adiciones		0	578,016	0	4,567,571
Retiros		0	0	0	0
Base Bruta al 31 diciembre	30,496,960	30,496,960	31,074,976	31,074,976	35,641,390
Base Neta al 31 de diciembre	14,766,818	14,391,010	14,566,699	14,164,374	18,318,398

Fuente: Elaboración propia con base a información de ETESA (Valores expresados en balboas)

En el siguiente cuadro se presenta el valor total de los activos correspondientes al Sistema de Conexión, al 31 de diciembre de 2020, de acuerdo con la información contable presentada por ETESA en sus estados financieros.

**Cuadro N°25. Base bruta y neta del Sistema de Conexión de ETESA al 31 de diciembre 2020  
Valores en balboas**

	Conexión	
	Base Bruta	Base Neta
TERRENOS	770,837	770,837
EDIFICIOS Y MEJORAS	138,192	20,467
SERVIDUMBRE	8,591	4,909
EQUIPO ELÉCTRICO AUXILIAR	219,682	60,784
EQUIPO DE SUBESTACIONES	11,516,178	5,747,614
TORRES Y ACCESORIOS	2,037,751	111,950
CONDUCTORES AÉREOS Y ACCESORIOS	799,151	365,467
EQUIPO DE COMUNICACIÓN	185,185	149,469
TRANSFORMADORES DE LÍNEAS	19,353,808	10,766,754
EQUIPO DE PROTECCIÓN, CONTROL Y	612,014	320,145
<b>TOTAL</b>	<b>35,641,390</b>	<b>18,318,398</b>

Fuente: Elaboración propia.

Cabe destacar que la base bruta proyectada al año 2020 en el periodo tarifario anterior fue de 70.8 millones de balboas que incluía las inversiones planificadas. Como parte de esta revisión tarifaria, se determinó que como la Subestación Burunga, que era una de las obras que estaba considerada para entrar en operación en el año 2019, fue postergada para el año 2024, se realiza un descuento en el IMP del periodo 2021-2025, para descontar el ingreso adicional del periodo tarifario anterior que se calculó por considerar dicha subestación. Este valor de ajuste resulta de retirar los activos de dicha subestación del cálculo del ingreso del periodo anterior.

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

Para determinar la Base de Capital correspondiente al Sistema de Conexión a utilizar durante el periodo tarifario, corresponde agregar a los valores existentes al 31 de diciembre de 2020 las inversiones y los retiros previstos, y las depreciaciones correspondientes.

- Activos que se incorporan a la Base de Capital en el Período 2021-2025  
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 2021-2025 presentado por ETESA.
- Retiro de Activos. No se han previsto retiros de activos del Sistema de Conexión para el período 2021-2025.
- Evolución de la Base de Capital. Se determina en función de los activos al 31 de diciembre de 2020 reconocidos y las adiciones previstas para el período 2021-2025.

Se presenta en el Cuadro N°26 las inversiones previstas en el Sistema de Conexión.

**Cuadro N°26. Inversiones previstas del Sistema de Conexión 2021-2025**  
Valores en miles de balboas

Sistema de Conexión	2021	2022	2023	2024
S/E EL COCO 230 KV 2 NAVES	8,400			
S/E PACORA 230 KV 1 NAVE			2,000	
LT COSTA NORTE - TORRE 4 230 KV		54,749		
S/E LLANO SANCHEZ BARRA 34.5 KV	2,160			
NUEVA SUBESTACION BURUNGA 230 KV				11,571

Fuente: Elaboración propia con base al Plan de inversiones de ETESA.

En el siguiente cuadro se presentan los activos reconocidos del Sistema de Conexión para el periodo 2021-2025.

**Cuadro N°27. Activos reconocidos del Sistema de Conexión 2021-2025 – Valores en balboas**

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Tasa de depreciación	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%
Tasa de depreciación retiros	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Activos brutos al comienzo del año		35,641,390	35,641,390	35,641,390	35,641,390	35,641,390
Activos netos al comienzo del año		18,318,398	17,413,590	16,508,783	15,603,976	14,699,168
Depreciación Anual		(904,807)	(904,807)	(904,807)	(904,807)	(904,807)
Retiros						
Activos brutos al final del año	35,641,390	35,641,390	35,641,390	35,641,390	35,641,390	35,641,390
Depreciación Acumulada	(17,322,992)	(18,227,799)	(19,132,607)	(20,037,414)	(20,942,222)	(21,847,029)
Activos netos al final del año	18,318,398	17,413,590	16,508,783	15,603,976	14,699,168	13,794,361

Inversiones	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Inversión anual		20,331,740	54,749,000	2,000,000	11,571,000	-
Inversión (proporcional)		-	-	-	-	-
Tasa de depreciación		3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%
Activos netos al comienzo del año		-	20,331,740	74,401,947	73,895,310	82,892,901
Depreciación Anual		-	(678,793)	(2,506,637)	(2,573,409)	(2,959,717)
Activos netos al final del año		20,331,740	74,401,947	73,895,310	82,892,901	79,933,185
Activos brutos al final del año		20,331,740	75,080,740	77,080,740	88,651,740	88,651,740
Depreciación Acumulada		-	(678,793)	(3,185,430)	(5,758,838)	(8,718,555)
<b>ACTIVOS BRUTOS CONEXIÓN</b>	<b>35,641,390</b>	<b>55,973,130</b>	<b>110,722,130</b>	<b>112,722,130</b>	<b>124,293,130</b>	<b>124,293,130</b>
<b>ACTIVOS NETOS CONEXIÓN</b>	<b>18,318,398</b>	<b>37,745,330</b>	<b>90,910,730</b>	<b>89,499,286</b>	<b>97,592,070</b>	<b>93,727,546</b>

Fuente: Elaboración propia.

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

Se determinó el VNR al 31 de diciembre de 2020 correspondiente a los activos de conexión los cuales se presentan en los Cuadros N°28 y 29. En resumen, el VNR para el Sistema de Conexión es por la suma de B/. 110,834,096.00

**Cuadro N°28. VNR de subestaciones del Sistema de Conexión – Valores en balboas**

SUBESTACION CONEXIÓN	VNR ETESA 2021	VNR AJUSTADO 2021	Ajus 2021 vs ETESA 2021
CHORRERA	27,759,591	44,639,612	60.8%
EL HIGO	0	3,149,681	
LLANO SANCHEZ	16,787,181	30,087,600	79.2%
MATA DE NANCE	8,460,364	7,917,797	-6.4%
PROGRESO	5,625,890	5,379,268	-4.4%
CHANGUINOLA	1,969,448	1,870,800	-5.0%
CHARCO AZUL	828,219	828,219	0.0%
LA ESPERANZA NAVE 1	5,832,113	4,825,898	-17.3%
BELLA VISTA NAVE 2	5,832,113	4,825,898	-17.3%
<b>TOTAL</b>	<b>73,094,919</b>	<b>103,524,773</b>	<b>41.6%</b>

Fuente: Elaboración propia con base a información ETESA.

**Cuadro N°29. VNR de líneas del Sistema de Conexión – Valores en balboas**

LINEAS DE 115 KV CIRCUITO SENCILLO	LINEAS DE 115 KV CIRCUITO SENCILLO		ETESA 2021	AJUSTADO 2021	Ajustado vs ETESA
	115-17	CALDERA - LA ESTRELLA		1,656,778	1,250,252
115-18	CALDERA - LOS VALLES		455,748	343,921	-24.5%
115-19	CALDERA - PAJA DE SOMBRERO		134,044	101,153	-24.5%
115-25	PROGRESO - CHARCO AZUL		7,439,416	5,613,997	-24.5%
<b>VNR LINEAS CONEXIÓN</b>	<b>TOTAL</b>		<b>9,685,986</b>	<b>7,309,323</b>	<b>-24.5%</b>

Fuente: Elaboración propia con base a información ETESA.

## 2.5. Ingreso Máximo Permitido para el Sistema de Conexión

De acuerdo con la metodología de cálculo del artículo 187 del Reglamento de Transmisión, se determina el Ingreso Máximo Permitido a partir de los componentes descritos, considerando lo siguiente:

1. Gastos de operación y mantenimiento (a partir del comparador determinado).
2. Gastos de administración (a partir del comparador determinado).
3. Depreciación (a partir de tasa de depreciación determinada).
4. Rentabilidad sobre activos (según tasa de rentabilidad determinada-RRT).

**Cuadro N°30. IMP para el Sistema de Conexión**

CONEXIÓN		2021	2022	2023	2024	2025
Operación y Mantenimiento	B/.MILES	2,073	2,453	3,477	3,514	3,730
Administración	B/.MILES	1,463	1,731	2,454	2,480	2,633
Depreciación	B/.MILES	902	1,578	3,399	3,466	3,851
Rentabilidad sobre Activos	B/.MILES	1,332	2,745	6,612	6,510	7,098
Compensación Subestación Burunga	B/.MILES	(1,577)	(1,577)	(1,577)		
<b>Total</b>		<b>5,770</b>	<b>8,508</b>	<b>15,942</b>	<b>15,970</b>	<b>17,313</b>

Fuente: Elaboración propia con base en el modelo del IMP.

## PARTE II – INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI)

### CAPÍTULO I - EMPRESAS COMPARADORAS PARA EL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO (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 las empresas, tal como se aprecia en el siguiente cuadro:

**Cuadro N°31. Indicadores de eficiencia**

Concepto	XM 2017-2020	COES 2017-2020	CDEC-SIC 2013-2016	Promedio
Relación costos totales OED/masa salarial OED	1.98	1.56	1.84	1.79
Relación gasto salarial promedio OED/gasto salarial promedio empresa de transmisión	0.90	1.47	1.31	1.23
Relación costos totales OED/masa salarial OED con salarios empresa de transmisión	1.77	2.30	2.40	2.16

Fuente: Elaboración propia con base a información de COES, CDEC y XM.

En consecuencia, se consideró el indicador sintético en lugar de determinar cada uno de sus componentes por separado. A su vez, debido a que este indicador muestra similitud entre las empresas analizadas, se considera el promedio de los casos analizados que es por 2.16.

Con el fin de desglosar las relaciones, asumiendo que el costo medio del personal del CND debe ser mayor al contemplado en las revisiones anteriores para tratar de evitar la rotación del personal clave del CND, de decir los cargos técnicos no gerenciales, tenemos los siguientes porcentajes a reconocer:

- 56.5% para el gasto de personal medio respecto al valor medio de ETESA.
- 38.0% por sobre los gastos de personal del CND para contemplar los otros gastos necesarios para el funcionamiento del CND (excluidas las inversiones).

El cuadro siguiente resume los resultados:

**Cuadro N°32. Indicadores de eficiencia adoptados**

<b>Indicador</b>	<b>%</b>	<b>Factor</b>
Relación salarial ( <i>w comparadora /w ET</i> )	56.50%	1.565
Relación de costo totales y salariales	38%	1.38
Relación Costos totales OED/masa salarial OED con salarios de la empresa de transmisión		2.1597

Fuente: Elaboración propia.

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**

Los Ingresos Máximos Permitidos a la Empresa de Transmisión para recuperar los costos por el Servicio de Operación Integrada (IPSOI) a la fecha base de cálculo se determinan de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{IPSOj} = \text{IPCNDj}$$

Donde:

IPCNDj: Es el ingreso asignado al Centro Nacional de Despacho para el año tarifario (j)

A continuación, se presentan los análisis y cálculos realizados para este concepto.

### **1. GASTOS OPERATIVOS E INVERSIONES DEL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO**

De acuerdo con el artículo 208 del Reglamento de Transmisión, las inversiones requeridas por el CND serán reconocidas como gastos y recuperadas en el periodo tarifario.

#### **1.1. Proyección de gastos operativos del CND**

En relación con la proyección de los gastos operativos del CND, se ha considerado que al 30 de junio de 2021 dicha dependencia de ETESA cuenta con un total de 85 empleados, resaltándose que quedó pendiente alcanzar la proyección de personal establecida para el periodo tarifario 2017-2021. Actualmente, según la información suministrada por el CND, éste cuenta con el siguiente diagnóstico de cantidad de personal.



**Cuadro N°33. Cantidad de personal del CND**

<b>Unidad</b>	<b>Cantidad de personas</b>	<b>Vacantes</b>
Dirección	7	1
Gerencia de operaciones	43	20
Gerencia de soporte técnico	18	5
Gerencia de mercado eléctrico	13	5
Gerencia de normas, calidad y procesos	4	6
<b>Total</b>	<b>85</b>	<b>37</b>

Fuente: Elaboración propia.

Se observa un déficit de 37 profesionales que sumados a la dotación actual proyecta una cantidad total de 122 personas. Es importante mencionar que, de los 37 profesionales, 16 corresponden a vacantes pendientes del periodo tarifario anterior.

Se establece una dotación de empleados a incorporar en el periodo 2021-2025 de 26 para alcanzar un total de 111 en el año 2025. Las contrataciones adicionales que se justifiquen podrán ser consideradas de acuerdo con el artículo 213 del Reglamento de Transmisión.

Por otro lado, con fecha diciembre de 2020, ETESA ha informado los valores medios en gastos y cantidad de personal que se muestran en el siguiente cuadro.

**Cuadro N°34. Gastos y cantidad de personal CND y ETESA (Transmisión) a diciembre de 2020**

<b>Concepto</b>	<b>CND</b>	<b>ETESA transmisión</b>
Cantidad de empleados	85	466
Salario promedio [B./mes]	2,046	1,269
Costo promedio de salario [B./mes]	4,011	2,469

Fuente: Elaboración propia.

Para el año 2019 se determinó que el costo promedio de salario de ETESA (B./ persona /mes) es de 2,770.16, entonces se observa una disminución para el año 2020, por lo que se utilizará el valor el promedio de los años 2019 y 2020.

Adicionalmente, en el cuadro siguiente se presenta la proyección semestral de gastos operativos resultantes al aplicar los comparadores indicados previamente.

**Cuadro N°35. Proyección semestral de gastos operativos totales para el CND 2021-2025**

RESUMEN GASTOS		2° Sem 2021	1° Sem 2022	2° Sem 2022	1° Sem 2023	2° Sem 2023	1° Sem 2024	2° Sem 2024	1° Sem 2025
Incorporaciones Semestrales CND	#	4	4	4	4	4	3	3	0
Cantidad Personal Propuesto para CND	#	89	93	97	101	105	108	111	111
Salario y Otros Costos de Personal	B./Persona/mes	2,619	2,619	2,619	2,619	2,619	2,619	2,619	2,619
Sobre Costo Personal CND [%]	%	56.5%	56.5%	56.5%	56.5%	56.5%	56.5%	56.5%	56.5%
Costo Personal CND	B./Persona/mes	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099
Gastos anuales del CND en personal	B/.	2,189,046	2,287,430	2,385,814	2,484,199	2,582,583	2,656,371	2,730,159	2,730,159
Gastos Personal Reconocidos en Otros Gastos	%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%
Otros Gastos	B/.	831,838	869,224	906,609	943,995	981,381	1,009,421	1,037,460	1,037,460
<b>TOTAL GASTOS A RECONOCER AL CND</b>	<b>B/.</b>	<b>3,020,884</b>	<b>3,156,654</b>	<b>3,292,424</b>	<b>3,428,194</b>	<b>3,563,964</b>	<b>3,665,792</b>	<b>3,767,619</b>	<b>3,767,619</b>

Fuente: Elaboración propia.

## 1.2. Proyección de inversiones del CND

De acuerdo con lo previsto en el Reglamento de Transmisión, las inversiones requeridas por el CND deben ser reconocidas como gastos y recuperadas en el mismo periodo tarifario.

En primer lugar, se han revisado los antecedentes de anteriores periodos tarifarios y se observa un repetido incumplimiento en los Planes de inversión proyectados. Así pues, se observa al menos en las tres últimas Revisiones Tarifarias que:

- Para el periodo tarifario 2009-2013 se solicitaron 7,947,350 balboas; se aprobaron 5,338,000 balboas (67% de lo solicitado) y se ejecutaron 1,570,350 balboas (es decir, sólo el 20% de lo solicitado y el 29.4% de lo aprobado a 2012).
- Para el periodo tarifario 2013-2017 se solicitaron 7,022,763 balboas; se aprobaron 5,226,009 balboas (74% de lo solicitado) y se ejecutaron 1,572,751 balboas (es decir, sólo el 22% de lo solicitado y 30% de lo aprobado a 2016).
- Para el periodo tarifario 2017-2021 se solicitaron 9,983,428 balboas; se aprobaron 8,737,282 balboas (88% de lo solicitado) y se ejecutaron 7,772,716 balboas (es decir, el nivel de ejecución fue del 78% de lo solicitado y el 89% de lo aprobado a 2020).

Como resultado del análisis del Plan de Inversiones propuesto (Cuadro No. 36), se presenta el Plan de Inversiones ajustado para el CND (Cuadro No. 37), con los siguientes lineamientos generales:

- Para la compra de equipos se modificó que los 4 medidores de corriente primaria sean adquiridos en una sola compra en lugar de dividirla en dos periodos.
- Se adiciona un monto de 300,000.00 balboas para contratar estudios (desglosados en 3 años tarifarios), debido a que este renglón no fue incluido en el plan presentado.
- Para el caso de la renovación del sistema SCADA, se considera un ajuste en el valor de dicha inversión original de 9,000,000.00 balboas, a un valor de 7,500,000.00 balboas en el periodo tarifario. Los montos adicionales que se ejecuten para este proyecto dentro del periodo tarifario podrán ser incorporados en la revisión anual del ingreso, previa justificación.
- Por otro lado, también se considera un ajuste en los valores asociados al mantenimiento del equipo computacional del SCADA, por un valor de 1,090,740.00 balboas. Los montos adicionales justificados se podrán incluir en la revisión anual correspondiente.

- Por otro lado, para el proyecto “Contingencia SPEAR” se usan los valores comentados por ETESA para 2 contingencias a un costo de B/. 588,500.00 cada una. En caso de implementar la tercera contingencia mencionada dentro del periodo tarifario se podrá incorporar en el ajuste anual de acuerdo con el procedimiento.

**Cuadro N°36. Proyección semestral de inversiones propuesto por el CND  
para el período tarifario 2021- 2025**

Proyectos	Monto total	AÑO 1		AÑO 2		AÑO 3		AÑO 4	
		2021	2022	2022	2023	2023	2024	2024	2025
		II SEMESTRE	I SEMESTRE	II SEMESTRE	I SEMESTRE	II SEMESTRE	I SEMESTRE	II SEMESTRE	I SEMESTRE
GNP	Herramienta informática para la administración del Sistema de Gestión de la Calidad	B/. 44,940.00	B/. 44,940.00						
	Implementación del Plan de Capacitación del CND y Adiestramiento de Despachadores	B/. 600,000.00	B/. 75,000.00	B/. 75,000.00	B/. 75,000.00	B/. 75,000.00	B/. 75,000.00	B/. 75,000.00	B/. 75,000.00
GST	Implementación de Norma ISO 27001	B/. 42,800.00		B/. 12,840.00	B/. 29,960.00				
	Cableado Estructurado CND	B/. 50,000.00		B/. 50,000.00					
	Renovación Data Center CND	B/. 100,000.00	B/. 100,000.00						
	Equipo de usuario	B/. 1,235,300.00	B/. 308,825.00	B/. 308,825.00		B/. 308,825.00		B/. 308,825.00	
	Procesos en BDI (automatización y digitalización)	B/. 244,640.00		B/. 134,552.00	B/. 110,088.00				
	Renovación Infraestructura/Plataforma	B/. 250,000.00		B/. 250,000.00					
	Centro de Datos Redundante (3 años)	B/. 120,000.00					B/. 120,000.00		
	Business Intelligence / Analytics	B/. 200,000.00							B/. 200,000.00
	Patrón Portátil	B/. 75,000.00				B/. 75,000.00			
	Calibración de 3 Patrones	B/. 140,000.00	B/. 35,000.00	B/. 35,000.00		B/. 35,000.00		B/. 35,000.00	
	Generador Trifásico	B/. 65,000.00				B/. 65,000.00			
	Analizador TC	B/. 66,000.00				B/. 66,000.00			
	4 Medidor de Corriente primaria	B/. 24,000.00		B/. 18,000.00					B/. 6,000.00
	3 Medidor de Resistencia de tierra	B/. 10,500.00		B/. 10,500.00					
	2 Cámaras Termográficas	B/. 13,000.00				B/. 6,500.00			B/. 6,500.00
	Reestructurar cableado planta alta.	B/. -							
	Generador Eléctrico de Emergencia (GEE)	B/. 110,000.00					B/. 110,000.00		
	Chiller	B/. 70,000.00		B/. 70,000.00					
	Medidores de Temperatura y humedad	B/. 25,000.00		B/. 25,000.00					
	30 Medidores Multifuncionales	B/. 78,966.00		B/. 78,966.00					
	7 Multimetros Digitales	B/. 10,000.00				B/. 10,000.00			
	Grabadora de Voz	B/. 50,200.00						B/. 50,200.00	
	Contingencia SPEAR	B/. 700,000.00			B/. 175,000.00	B/. 175,000.00	B/. 175,000.00	B/. 175,000.00	
	Mantenimiento responsable SPEAR	B/. 60,000.00			B/. 60,000.00				
	WAMS	B/. 100,000.00	B/. 25,000.00	B/. 25,000.00	B/. 25,000.00		B/. 25,000.00		B/. 25,000.00
	Sintonización SCADA	B/. 305,500.00	B/. 43,000.00	B/. 37,500.00	B/. 37,500.00	B/. 37,500.00	B/. 37,500.00	B/. 37,500.00	B/. 37,500.00
	Renovación SCADA	B/. 9,000,000.00			B/. 2,500,000.00	B/. 2,000,000.00	B/. 2,500,000.00	B/. 2,000,000.00	
	Mantenimiento Equipo Computacional SCADA	B/. 1,372,000.00	B/. 343,000.00	B/. 343,000.00		B/. 343,000.00		B/. 343,000.00	
	ADM	Techo y Cielo raso gerencia de Operaciones	B/. 28,890.00		B/. 28,890.00				
		Ampliación de estacionamientos y techado de estacionamiento	B/. 97,563.00				B/. 97,563.00		
Tanque de reserva para Agua potable		B/. 30,700.00			B/. 30,700.00				
Ductos de A/A Planta alta y baja		B/. 200,000.00				B/. 200,000.00			
Construcción de Muro Perimetral del CND		B/. 250,000.00						B/. 125,000.00	
	Construcción y adecuación área de Gazebo del Centro Nacional de Despacho	B/. 59,000.00		59,000.00					
<b>Total</b>	<b>B/. 15,828,999.00</b>	<b>B/. 804,825.00</b>	<b>B/. 282,440.00</b>	<b>B/. 1,287,073.00</b>	<b>B/. 3,293,248.00</b>	<b>B/. 3,494,388.00</b>	<b>B/. 3,042,500.00</b>	<b>B/. 3,149,525.00</b>	<b>B/. 475,000.00</b>

Fuente: Elaboración propia con base a información ETESA

Finalmente, en el cuadro siguiente se presenta el Plan de Inversiones ajustado para el CND.

**Cuadro N°37: Proyección semestral del plan de inversiones ajustado para el CND**  
**Periodo tarifario 2021-2025 – Valores en balboas**

DETALLE DE INVERSIONES INCORPORADAS POR SEMESTRE		2° Sem 2021	1° Sem 2022	2° Sem 2022	1° Sem 2023	2° Sem 2023	1° Sem 2024	2° Sem 2024	1° Sem 2025
Herramienta informática para la administración del Sistema de Gestión de la Calidad	44,940		44,940						
Implementación del Plan de Capacitación del CND y Adiestramiento de Despachadores	600,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000
Implementación de Norma ISO 27001	42,800				42,800				
Cableado Estructurado CND	-								
Renovación Data Center CND	100,000		100,000						
Equipo de usuario	1,235,300	308,825		308,825		308,825		308,825	
Procesos en BDI (automatización y digitalización)	244,640			134,552	110,088				
Renovación Infraestructura/Plataforma	250,000				250,000				
Centro de Datos Redundante (3 años)	120,000						120,000		
Business Intelligence / Analytics	200,000								200,000
Patrón Portátil	75,000					75,000			
Calibración de 3 Patrones	140,000	35,000		35,000		35,000		35,000	
Generador Trifásico	65,000					65,000			
Analizador TC	66,000					66,000			
4 Medidor de Corriente primaria	24,000				24,000				
3 Medidor de Resistencia de tierra	10,500			10,500					
2 Cámaras Termográficas	13,000						13,000		
Generador Eléctrico de Emergencia (GEE)	110,000						110,000		
Chiller	70,000			70,000					
Medidores de Temperatura y humedad	25,000			25,000					
30 Medidores Multifuncionales	78,966			78,966					
7 Multímetros Digitales	10,000					10,000			
Grabadora de Voz	50,200							50,200	
Contingencia SPEAR	700,000				175,000	175,000	175,000	175,000	
Mantenimiento responsable SPEAR	60,000				60,000				
WAMS	100,000		25,000		25,000		25,000		25,000
Sintonización SCADA	305,500	43,000	37,500	37,500	37,500	37,500	37,500	37,500	37,500
Renovación SCADA	7,500,000				1,500,000	1,500,000	1,500,000	1,500,000	1,500,000
Mantenimiento Equipo Computacional SCADA	1,090,740	272,685		272,685		272,685		272,685	
Techo y Cielo raso gerencia de Operaciones	-								
Ampliación de estacionamientos y techado de estacionamiento	97,563					97,563			
Tanque de reserva para Agua potable	30,700				30,700				
Ductos de A/A Planta alta y baja	200,000					200,000			
Construcción de Muro Perimetral del CND	250,000							125,000	125,000
Construcción y adecuación área de Gazebo del Centro Nacional de Despacho	59,000			59,000					
Estudios y consultorías	300,000			100,000		100,000		100,000	
<b>TOTAL INVERSIÓN CND</b>	<b>14,268,849</b>	<b>734,510</b>	<b>282,440</b>	<b>1,207,028</b>	<b>2,330,088</b>	<b>3,017,573</b>	<b>2,055,500</b>	<b>2,679,210</b>	<b>1,962,500</b>

Fuente: Elaboración propia con base a información ETESA.

## 2. IMP PARA EL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA

Se calcula el IMP para el Servicio de Operación Integrada (SOI) con base en los gastos operativos y al Plan de inversiones ajustado.

### Cuadro N°38. IMP del SOI

SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI)		2021	2022	2023	2024	2025
Centro Nacional de Despacho	B/.MILES	6,641	7,939	12,340	12,168	5,730
<b>Total</b>		<b>6,641</b>	<b>7,939</b>	<b>12,340</b>	<b>12,168</b>	<b>5,730</b>

Fuente: Elaboración propia.

### PARTE III - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) CONSOLIDADO PARA EL PERIODO TARIFARIO

Finalmente, con base en cada uno de los componentes desglosados anteriormente, se determina el IMP consolidado.

Se determina el IMP del Sistema Principal de Transmisión asignado a la Generación y Demanda y el IMP asignado sólo a la Demanda, los cuales corresponden a los activos hasta diciembre de 2020.

Adicionalmente, se incluyen los componentes del IMP de ETESA para el Sistema de Conexión y para el Servicio de Operación Integrada que realiza el Centro Nacional de Despacho.

En los cuadros que se presentan a continuación, se resumen los resultados tanto por año calendario como por año tarifario. Adicionalmente, se presenta el Valor Presente Neto (VPN) de los valores anuales para las actividades reguladas que realiza ETESA.

**Cuadro N°39. IMP por año calendario**

INGRESOS MÁXIMOS PERMITIDOS						
Activos existentes asignados a Generación y Demanda		2021	2022	2023	2024	2025
Operación y Mantenimiento	B/.MILES	15,824	15,824	15,824	15,824	15,824
Administración	B/.MILES	11,170	11,170	11,170	11,170	11,170
Depreciación	B/.MILES	17,362	17,362	17,362	17,362	17,362
Rentabilidad sobre Activos	B/.MILES	15,921	14,653	13,386	12,119	10,851
Estudio PEST y por gestión de compra de potencia y energía	B/.MILES	15	120	120	120	15
<b>Total</b>		<b>60,291</b>	<b>59,129</b>	<b>57,862</b>	<b>56,594</b>	<b>55,222</b>

Activos existentes asignados 100% a la Demanda		2021	2022	2023	2024	2025
Operación y Mantenimiento	B/.MILES	3,923	3,923	3,923	3,923	3,923
Administración	B/.MILES	2,769	2,769	2,769	2,769	2,769
Depreciación	B/.MILES	12,838	12,838	12,838	12,838	12,838
Rentabilidad sobre Activos	B/.MILES	25,692	24,755	23,818	22,881	21,944
Crédito por Restricción Tercera Línea	B/.MILES	-	-	6,189	6,189	6,189
<b>Total</b>		<b>45,222</b>	<b>44,285</b>	<b>37,159</b>	<b>36,222</b>	<b>35,285</b>

CONEXIÓN		2021	2022	2023	2024	2025
Operación y Mantenimiento	B/.MILES	2,073	2,453	3,477	3,514	3,730
Administración	B/.MILES	1,463	1,731	2,454	2,480	2,633
Depreciación	B/.MILES	902	1,578	3,399	3,466	3,851
Rentabilidad sobre Activos	B/.MILES	1,332	2,745	6,612	6,510	7,098
Compensación Subestación Burunga	B/.MILES	(1,577)	(1,577)	(1,577)		
<b>Total</b>		<b>5,770</b>	<b>8,508</b>	<b>15,942</b>	<b>15,970</b>	<b>17,313</b>

SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI)		2021	2022	2023	2024	2025
Centro Nacional de Despacho	B/.MILES	6,641	7,939	12,340	12,168	5,730
<b>Total</b>		<b>6,641</b>	<b>7,939</b>	<b>12,340</b>	<b>12,168</b>	<b>5,730</b>

Fuente: Elaboración propia con base en el modelo del IMP.

**Cuadro N°40. IMP del SPT corriente y anualizado para el período tarifario**

INGRESO ANUAL PERMITIDO EXISTENTE (Año Tarifario)		jul21-jun22	jul22-jun23	jul23-jun24	jul24-jun25
IPSPEGyD. EXISTENTE	B/./MILES	59,710	58,495	57,228	55,908
IPSPED. EXISTENTE	B/./MILES	44,754	40,722	36,691	35,753
IPSPEGyD. EXISTENTE. CONSTANTE	B/./MILES	57,947	57,947	57,947	57,947
IPSPED. EXISTENTE. CONSTANTE	B/./MILES	39,755	39,755	39,755	39,755

Fuente: Elaboración propia con base en el modelo del IMP.

**Cuadro N°41. IMP por año tarifario para el periodo tarifario**

INGRESO ANUAL PERMITIDO (Año Tarifario)		jul21-jun22	jul22-jun23	jul23-jun24	jul24-jun25
SISTEMA PRINCIPAL Asignado a G y D - IPSPEGyD. EXISTENTE	B/./MILES	59,710	58,495	57,228	55,908
SISTEMA PRINCIPAL Asignado a D - IPSPED. EXISTENTE	B/./MILES	44,754	40,722	36,691	35,753
CONEXIÓN	B/./MILES	5,562	10,648	14,379	16,641
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA - Centro Nacional de Despacho	B/./MILES	7,194	10,258	12,303	12,177
<b>IMP EXISTENTE TOTAL</b>	<b>B/./MILES</b>	<b>117,220</b>	<b>120,123</b>	<b>120,601</b>	<b>120,480</b>

Fuente: Elaboración propia con base en el modelo del IMP.

#### PARTE IV - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO ADICIONAL (IPSPA preliminar)

El artículo 185 del Reglamento de Transmisión señala que el Ingreso Máximo Permitido a reconocer a la Empresa de Transmisión para cubrir los costos de los activos del Sistema Principal de Transmisión que serán efectivamente incorporados durante el periodo tarifario (denominado IPSPA), se determinará en forma preliminar en oportunidad del estudio tarifario de acuerdo con la metodología que se establece en el artículo 186B, tomando como referencia el Plan de Expansión aprobado. Este ingreso se presenta de forma indicativa en el siguiente cuadro:

**Cuadro N°42. IPSPA**

INGRESO ANUAL PERMITIDO (Año Tarifario)		jul21-jun22	jul22-jun23	jul23-jun24	jul24-jun25
SISTEMA PRINCIPAL Asignado a G y D - IPSPAGyD. ADICIONAL	B/./MILES	10,345	136	458	560
SISTEMA PRINCIPAL Asignado a D - IPSPAD. ADICIONAL	B/./MILES	3,530	3,973	13,050	35,358
<b>IPSPA INDICATIVO TOTAL</b>	<b>B/./MILES</b>	<b>13,876</b>	<b>4,109</b>	<b>13,508</b>	<b>35,918</b>

Fuente: Elaboración propia con base en el modelo del IMP.

Este ingreso está sujeto a la aprobación de la ASEP de acuerdo con las revisiones anuales de las obras del sistema de transmisión que sean incorporadas durante el periodo tarifario.

#### PARTE V – NIVELES ESTÁNDARES DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

Se utilizarán porcentajes anuales de pérdidas estándares en el Sistema de Transmisión para determinar, en el caso que las pérdidas de transmisión reales hayan superado los porcentajes aprobados, un descuento que debe aplicarse al Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión en el año tarifario “j” del periodo tarifario por los costos adicionales en concepto de pérdidas de transmisión que fueron pagados por los agentes consumidores en el año calendario previo, de acuerdo con lo señalado en el artículo 171 del Reglamento de Transmisión, que se cita a continuación:

“Artículo 171 Las pérdidas de transmisión se determinarán y aplicarán a los usuarios de acuerdo con lo establecido en las reglas para el mercado mayorista de electricidad y los factores de pérdidas deberán ser incluidos en el pliego tarifario de la transmisión.

A partir de la revisión tarifaria correspondiente al periodo 2021-2025 y para cada periodo tarifario subsiguiente, la ASEP aprobará porcentajes anuales de pérdidas estándares en el sistema de transmisión. Anualmente, se evaluará el porcentaje real de pérdidas de transmisión y en aquellos años en los cuales se supere el valor establecido, se hará un cálculo de los costos adicionales en concepto de pérdidas que fueron pagados por los agentes consumidores, con el objeto de que los mismos sean descontados del Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión en el año tarifario j (IPSPAj) correspondiente, de acuerdo con el artículo 186 B de este Reglamento.

Con la finalidad de verificar el valor real anual del porcentaje de pérdidas estándares en transmisión y realizar la valoración de los costos que correspondan ajustarse en el Ingreso Máximo Permitido, el Centro Nacional de Despacho (CND) debe informar a la ASEP a más tardar cada 15 de febrero, los datos mensuales del mercado eléctrico que determinan el porcentaje de pérdidas de transmisión, así como las cantidades y costos de las pérdidas que fueron asignados a los agentes consumidores para el año calendario previo.”

Se presenta un modelo matemático que permite estimar el nivel de pérdidas técnicas en el Sistema de Transmisión en el cual se tomaron en cuenta los datos provenientes de los sistemas eléctricos de siete países. Los parámetros utilizados corresponden en su mayoría al año 2019. Los datos son los siguientes:

**Cuadro N°43. Parámetros utilizados de los Sistemas de Transmisión**

<b>País</b>	<b>Ecuador</b>	<b>Perú</b>	<b>Guatemala</b>	<b>Costa Rica</b>	<b>Honduras</b>	<b>El Salvador</b>	<b>Nicaragua</b>
Capacidad Instalada de Generación (MW)	8,712.0	15,123.0	4,108.6	3,566.5	2,713.0	2,001.8	1,599.7
Demanda Máxima de Potencia (MW)	4,090.0	7,018.0	1,785.4	1,715.8	1,639.4	1,044.0	717.5
Producción de Energía (GWh)	31,248.0	56,969.0	12,228.2	11,312.8	9,253.3	6,481.7	4,603.8
Demanda de Energía (GWh)	24,635.0	49,789.0	9,443.4	10,018.7	6,349.7	6,361.9	4,449.9
Pérdidas de energía en Transmisión (%)	3.32%	5.84%	3.76%	3.74%	3.70%	1.80%	2.29%
Cobertura eléctrica a nivel nacional (%)	97.1	93.2	88.9	99.4	83.1	97.6	98.5
Longitud de líneas de Transmisión (km)	5,964.3	13,126.0	5,010.0	2,379.1	2,740.0	1,360.8	2,985.0
Distancia aprox. entre el centro de demanda y el de generación (km)	328.0	262.0	75.0	60.0	120.0	42.0	240.0

Considerando las variables descritas, se realiza una regresión lineal múltiple con los siguientes resultados:

<i>Regresión múltiple de Pérdidas de energía en Transmisión (%)</i>	R	R-cuadrado	R-cuadrado	Err. est. de	Filas	Marginales
<i>Resumen</i>	múltiple		ajustado	estimación	ignoradas	
	0.8865	0.7859	0.0364	0.011384117	0	0

<i>Tabla de regresión</i>	Coefficiente
Constante	0.10426828
Capacidad Instalada de Generación (MW)	-4.96831E-06
Demanda Máxima de Potencia (MW)	-2.92068E-06
Producción de Energía (GWh)	2.04898E-06
Demanda de Energía (GWh)	1.00795E-07
Cobertura eléctrica a nivel nacional (%)	-0.080527385
Longitud de líneas de Transmisión (km)	7.67273E-08
Distancia aprox. entre el centro de demanda y el de generació	-4.41485E-07

	Coefficientes	Datos	Pérdidas	2.9%
Constante	0.10426828	1		
Capacidad Instalada de Generación (MW)	-4.96831E-06	3,885		
Demanda Máxima de Potencia (MW)	-2.92068E-06	2,020		
Producción de Energía (GWh)	2.04898E-06	11,378		
Demanda de Energía (GWh)	1.00795E-07	7,102		
Cobertura eléctrica a nivel nacional (%)	-0.080527385	0.92		
Longitud de líneas de Transmisión (km)	7.67273E-08	3,118		
Distancia aprox. entre el centro de demanda y el de generació	-4.41485E-07	350		

Tomando en cuenta lo anterior, se considera que se pueden omitir algunas variables por lo que se escogen las más representativas para este modelo que son la producción de energía (Gwh) y la longitud de líneas (kilómetros) para obtener una ecuación más sencilla.

A continuación, se muestran los resultados de introducir en los datos del modelo las características de la red de transmisión de ETESA.

<i>Regresión múltiple de Pérdidas de energía en Transmisión (%)</i>	R	R-cuadrado	R-cuadrado	Err. est. de	Filas	Marginales
<i>Resumen</i>	múltiple		ajustado	estimación	ignoradas	
	0.8500	0.7224	0.5837	0.008341172	0	0

<i>Tabla de regresión</i>	Coefficiente
Constante	0.021710168
Producción de Energía (GWh)	-2.37978E-08
Longitud de líneas de Transmisión (km)	2.85639E-06

	Coefficientes	Datos de ETESA - Estadísticas 2021	Pérdidas	3.04%
Constante	0.021710168	1		
Producción de Energía (GWh)	-2.37978E-08	11,381		
Longitud de Líneas de Transmisión (km)	2.85639E-06	3,149		

Con este resultado, se considera un nivel de pérdidas para el sistema de 3.04% para el año 2025. Este valor está por encima del límite de pérdidas indicado por ETESA en el Plan de Expansión (PESIN 2020, Tomo III, Anexo 2 Flujos y Despachos) correspondiente al Gráfico 8. Escenario 10-25 Máx-Lluv. (máxima demanda, periodo estacional lluvioso), el cual refleja un nivel de pérdidas de 2.88%.



Para los años de 2022 al 2024 se utiliza el nivel de pérdidas de transmisión que se registró en el año 2021, calculado como la diferencia entre la energía generada y la energía consumida (montos acumulados del año).

En el cuadro siguiente se presentan los porcentajes de pérdidas estándares en el sistema de transmisión:

**Cuadro N°44. Porcentajes anuales de pérdidas estándares en el Sistema de Transmisión – Periodo julio 2021- junio 2025**

<b>Pérdidas estándares en el Sistema de Transmisión</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>
Porcentaje anual (%)		3.96		3.04

## **ANEXOS**

ANEXO I: EVALUACIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA PARA TRANSMISIÓN

ANEXO II: TASA DE RETORNO

ANEXO III: ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA EMPRESA COMPARADORA PARA EL CND

# ANEXO I: EVALUACIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA PARA TRANSMISIÓN

## 1. INTRODUCCIÓN

El Reglamento de Transmisión establece en su artículo 179 que se seleccionará una o más empresas comparadoras con el fin de medir la eficiencia en la gestión de ETESA, lo cual resulta de suma importancia en el proceso de determinación del Ingreso Máximo Permitido (IMP). Por otro lado, en el artículo 180 del Reglamento de Transmisión se establece que se deben definir indicadores para la empresa comparadora, llamados *Comparadores*, los cuales serán parte de los elementos para el cálculo del IMP para la Empresa de Transmisión. 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. A continuación, se realiza el análisis para determinar dichos indicadores.

## 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 este sentido, a continuación, se llevan a cabo los análisis para la selección de una o más empresas comparadoras y la determinación de los comparadores que se aplicarán a ETESA.

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

Con el objetivo de determinar los ratios comparadores que serán aplicados a ETESA es preciso referenciar los valores económicos de otras empresas comparadoras al mercado de Panamá. Para poder referenciar magnitudes económicas entre los costos de empresas de otros países y 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, el cual se detalla a continuación.

Para ello, se utilizará la metodología recomendada por el Instituto de Investigaciones Tecnológicas de la Universidad Pontificia de Comilla 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 (actualmente la 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”. Sin bien en el documento de referencia la metodología está aplicada a la traslación de costos unitarios, resulta igualmente aplicable a la traslación de las diferentes magnitudes económicas.

A partir del mencionado documento resulta que, previo a cualquier proceso de referenciación de costos, el costo a referenciar se debe dividir en dos grandes grupos asociados con: Materiales y Mano de Obra. Bajo tales conceptos se debe agrupar no sólo el ítem correspondiente sino 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 ello, la metodología de actualización se presenta a continuación.

#### 3.1. Costos de mano de obra (CMO)

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

donde:

*M*: Moneda del país al que se adopta como referencia

*K*: Moneda del país origen de los datos

$CMO^M$ : Costo de mano de obra para el país de moneda *M*

$CMO^K$ : Costo de mano de obra para el país de moneda *K*

$CLR^{K(M)}$ : Costo laboral relativo entre el país de moneda *K* y el país de moneda *M*

Este último se calcula mediante la siguiente expresión:

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

donde:

$REM^{K(K)}$ : Remuneración total de mano de obra del país de moneda  $K$

$REM^{M(M)}$ : Remuneración total de 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  $M$

### 3.2. Costos de materiales (CMA)

En el caso de los materiales es necesario realizar una separación entre los materiales locales y los importados o comercializables internacionalmente.

Para los primeros, el principio de traslación se rige por la siguiente expresión:

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

donde:

$CMA^M$ : Costo de materiales para el país de moneda  $M$

$CMA^K$ : Costo de materiales para el país de moneda  $K$

Por otro lado, para los materiales importados o comercializables internacionalmente la conversión se realiza directamente a través de la Tasa de Cambio, es decir:

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

donde:

$TasadeCambio^{K(M)}$ : Tipo de cambio del país de moneda  $K$  con respecto al país de moneda  $M$

### 3.3. Valores considerados en la conversión

En función de los datos necesarios para la conversión entre países, en el siguiente cuadro se presentan los valores de los indicadores necesarios para realizar todas las conversiones en el caso bajo estudio.

Es importante mencionar que cualquier proceso de conversión requiere primero llevar los valores locales a dólares internacionales y luego de dólares internacionales a balboas.

*Cuadro N°1. Variables económicas para la conversión*

País	Indicador	Año						Unidades	Fuente de datos
		2016	2017	2018	2019	2020	2021		
Panamá	PB Ipc	57,907.7	62,202.7	64,928.3	66,787.9	53,977.0	63,605.1	Millones de Balboas a precios corrientes	1
	PB Icf	55,605.2	59,923.5	62,717.4	64,637.3	52,220.4	61,243.1	Millones de Balboas a precios corrientes	1
	PPA	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	Balboas por dólar	2
	Remuneración asalariados	14,464.4	15,908.6	16,993.0	17,855.0	18,717.0	19,579.0	Millones de Balboas a precios corrientes	1
	Tasa de cambio a mitad de año	1	1	1	1	1	1	Balboas por dólar	3
Chile	PB Ipc	169,537,000	179,749,000	190,826,000	169,379,000	200,344,000	240,633,000	Millones de pesos a precios corrientes	4
	PB Icf	150,992,000	150,860,000	169,335,000	174,497,000	180,657,000	215,801,000	Millones de pesos a precios corrientes	4
	PPA	381.13	389.47	392.18	394.74	417.72	435.22	Pesos por dólar	2
	Remuneración asalariados	68,538,643	74,227,350	80,388,220	87,060,442	92,749,149	98,437,856	Millones de pesos a precios corrientes	4
	Tasa de cambio a mitad de año	673.55	647.65	644.43	708.55	792.22	759.27	Pesos por dólar	3
Perú	PB Ipc	647,668	687,989	731,514	762,476	704,939	866,342	Millones de nuevos soles a precios corrientes	5
	PB Icf	594,546	632,991	673,339	699,199	650,214	790,333	Millones de nuevos soles a precios corrientes	5
	PPA	1.62	1.62	1.63	1.63	1.68	1.78	Nuevos soles por dólar	2
	Remuneración asalariados	204,177	215,097	227,599	238,488	218,619	263,111	Millones de nuevos soles a precios corrientes	5
	Tasa de cambio a mitad de año	3.4	3.3	3.3	3.3	3.5	3.9	Nuevos soles por dólar	3

Fuente de datos:

- 1: República de Panamá. Contraloría General de la República. Instituto Nacional de Estadísticas y Censos
- 2: World Economic Outlook Database
- 3: World Development Indicators, Data Bank, World Bank
- 4: República de Chile. Banco Central de Chile
- 5: República del Perú. Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI)

### 3.4. Ponderados usados en la conversión

Para calcular los costos y los 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 consideró que los materiales tienen la siguiente composición de materiales nacionales.

Cuadro N°2. Participación de los materiales nacionales respecto del total de materiales

Concepto	Valor [%]
Administración	70
Operación y Mantenimiento	60
VNR	60

Estos porcentajes corresponden a los considerados en la revisión tarifaria anterior y que estuvieron 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 (54.09%).
- Costos de Administración, Operación y Mantenimiento: los porcentajes que surgen de los Estados Financieros de cada empresa analizada.

## 4. ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DE EMPRESAS COMPARADORAS

### 4.1. Transelec

Transelec es el principal actor de la transmisión eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional que abarca desde Arica a Chiloé. La infraestructura eléctrica que desarrolla y opera la Compañía permite abastecer al 98% de la población de Chile con energía eléctrica. Sus instalaciones consisten en 9,857 kilómetros de líneas de transmisión, y conforman los dos principales sistemas interconectados de Chile: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC). La capacidad total de transformación es de 19,136 MVA, distribuida en 63 subestaciones, considerando todas aquellas donde Transelec 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 para el correcto funcionamiento del sector eléctrico que rijan los aspectos técnicos, de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos del funcionamiento por las cuales debe regirse cualquier instalación eléctrica en el país, sea de generación, transporte o distribución.

La última reforma importante a la LGSE es la Ley N°20.936/2016 (Ley de transmisión), que establece varias modificaciones, siendo las siguientes las más notables:

- Único Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional independiente de los actores del mercado.
- Redefinición de los sistemas de transmisión calificándolos en Sistema de Transmisión Nacional, Sistemas de Transmisión Zonal, Sistemas Dedicados, Sistemas de Transmisión para Polos de Desarrollo y Sistemas de Interconexión Internacional.

- Incorporación de una planificación energética y de la transmisión con un horizonte de largo plazo.
- Definición preliminar de trazados para nuevas obras de transmisión eléctrica de interés público.
- Acceso abierto a los Sistemas de Transmisión universal.

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

- 1) Sistemas de Transmisión Nacional: está constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de este mercado, interconectando los demás segmentos de la transmisión, y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico bajo diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación.
- 2) Sistemas de Transmisión Zonales: están constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables.
- 3) Sistemas de Transmisión para Polos de Desarrollo: están constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas destinadas a transportar la energía eléctrica generada en un mismo polo de desarrollo, hacia el sistema de transmisión, haciendo un uso eficiente del territorio nacional.
- 4) 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.

Los tres primeros sistemas tienen carácter de servicio público, y sus tarifas son fijadas por el Ministerio de Energía, sujetas a un régimen de acceso abierto universal en condiciones no discriminatorias. Por otro lado, para las instalaciones de los 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 interesado.

Al año 2020, se encontraba en proceso de revisión por parte de la Contraloría General de la República, el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión y modificaciones al Reglamento de la LGSE (DS327).

Los ingresos por instalaciones existentes del Sistema de Transmisión Nacional, Zonal y 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) con base a el o los Estudios de Valorización de los Sistemas de Transmisión realizados por un consultor elegido a través de licitación pública. Como resultado de este proceso, la CNE elabora un informe técnico y con 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.

Por otro lado, para los sistemas Troncal y Subtransmisión, la remuneración se determina de manera similar a la 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 VNR de Transelec informado en las memorias anuales de la empresa de transmisión de energía eléctrica se resume en el siguiente cuadro:

*Cuadro N°3. VNR de Transelec informado por la empresa (millones de dólares estadounidenses)*

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Total</b>	<b>3,658</b>	<b>3,981</b>	<b>3,942</b>	<b>3,972</b>	<b>4,170</b>

Fuente: Memoria anual de Transelec para diferentes años (<https://www.transelec.cl/inversionistas/#memorias>).

El tipo de cambio empleado corresponde al de diciembre de 2019 (promedio) publicado por el Banco Central de Chile.

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

*Cuadro N°4. Costos de Transelec (millones de pesos)*

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Costos y gastos de operación</b>	<b>106,272</b>	<b>108,668</b>	<b>111,269</b>	<b>117,616</b>	<b>114,690</b>
Costos de ventas	31,513	31,783	33,927	39,546	36,495
Gastos de administración	19,380	23,293	19,692	20,216	23,495
Depreciación y amortización	55,379	53,592	57,650	57,854	54,701
<b>Gastos administración netos de depreciación</b>	<b>19,380</b>	<b>23,293</b>	<b>19,692</b>	<b>20,216</b>	<b>23,495</b>
<b>Gastos operación netos de depreciación</b>	<b>31,513</b>	<b>31,783</b>	<b>33,927</b>	<b>39,546</b>	<b>36,495</b>
<b>Total neto de depreciación</b>	<b>47,434</b>	<b>48,699</b>	<b>50,389</b>	<b>49,355</b>	<b>49,191</b>

Fuente: Análisis de los estados financieros de Transelec para diferentes años (<https://www.transelec.cl/inversionistas/#financiera>).

A partir de los valores del VNR y de los costos operativos, y mediante la aplicación del proceso de homologación de costos, se determinaron los ratios comparadores de Transelec para los años 2019, 2020, 2021. En el siguiente cuadro se presentan dichos valores en donde se puede observar que para el año 2019 se obtienen los ratios más altos.

Cuadro N°5. Ratios comparadores de Transelec

Concepto	Unidad	2019	2020	2021
VNR eléctrico	miles de balboas	4,302,250	4,739,038	4,866,596
Gastos administración	miles de balboas	33,149	31,735	37,581
Gastos operación	miles de balboas	56,872	61,629	58,263
ADMT%M*(ADM/VNR)	%	0.77	0.67	0.77
OMT%M*(OyM/VNR)	%	1.32	1.30	1.20
AOYM/VNR	%	2.09	1.97	1.97

Fuente: Elaboración propia en función de los estados financieros de Transelec.

## 4.2. Red de Energía del Perú S.A.

Otras de las empresas consideradas para el análisis de los ratios comparadores son las empresas de transmisión de energía eléctrica de Perú.

El sistema de transmisión de Perú está constituido por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), donde el sistema troncal de transmisión opera en 220 kV y 500 kV, y los sistemas de transmisión secundarios y complementarios están conectados en 220 kV, 138 kV y 60 kV. En este contexto, el SEIN se encuentra integrado por cuatro categorías de instalaciones (Ley N°28.832/2006):

- Sistema Garantizado de Transmisión (SGT): constituido por instalaciones del Plan de Transmisión cuya concesión y construcción resultan de un proceso de licitación pública.
- Sistema Complementario de Transmisión (SCT): constituido 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): asociado con 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): asociado con la parte del sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final, desde una Barra del Sistema Principal.

La empresa Red de Energía del Perú S.A. (REP) es la principal empresa de transmisión de Perú. REP gestiona a dos empresas del sector: Consorcio Transmantaro S.A. (CTM) e ISA Perú, y las tres son empresas de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA).

REP cuenta con 49 subestaciones y más de 6,000 km de circuitos de transmisión de 220, 138 y 60 kV, que unen a 21 departamentos del país. Además, posee 2,773.5 MVA de capacidad de transformación operativa y 466.5 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.

Por otro lado, CTM es concesionaria de la línea de transmisión Mantaro-Socabaya, responsable de unir el Sistema Interconectado Centro-Norte con el Sistema Interconectado Sur. Esta empresa se dedica a la construcción, operación y mantenimiento de redes de transmisión de energía y desarrollo de sistemas. CTM cuenta con 21 subestaciones y 4,261.08 km de circuitos de líneas de transmisión en 500, 220 y 138 kV.

Por su parte, ISA Perú cuenta con la concesión para la construcción, suministro y operación de las líneas de transmisión eléctricas Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Derivación Antamina a 220 kV y Aguaytía-Pucallpa a 138 kV, con sus correspondientes subestaciones. El sistema de ISA Perú comprende 9 líneas de transmisión en 220 kV, 6 líneas en 138 kV y 11 subestaciones en niveles de 220, 138 y 60 kV.

Las líneas de 220 kV interconectan por la zona centro las subestaciones de Pachachaca, Oroya Nueva, Carhuamayo, Paragsha Nueva, Vizcarra, Aguaytía y Tingo María, con una longitud de 655 km; y por la zona norte las subestaciones Carhuaquero con Chiclayo Oeste con una longitud de 83 km. A su vez, las líneas de 138 kV interconectan por la zona centro a las subestaciones de Aguaytía y Pucallpa, con una longitud de 131 km; mientras que en la zona norte interconectan a las subestaciones de Huallanca, Chimbote 1 y Chimbote 2 con una longitud total de 266 km.

De la anterior descripción de la organización de REP se concluye 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, mientras que la gran mayoría de las actividades de operación y mantenimiento las realiza la casa central, REP.

Por otro lado, el cálculo de las remuneraciones de los sistemas de transmisión en Perú no se realiza dentro del mismo procedimiento, sino que:

- 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).

En función de lo anterior, se consideran los datos correspondientes al año 2019, ya que son los últimos datos publicados. Los valores del VNR son fijados en dólares estadounidenses.

Los valores de VNR para cada empresa y de los diferentes sistemas correspondientes al año 2019 se presentan en el siguiente cuadro.

**Cuadro N°6. VNR de REP – 2019 al 2021 (dólares estadounidenses)**

	Concepto	REP	CTM	ISA	REP Holding
2019	SPT y SGT	125,551,662	1,207,939,053	79,274,815	1,412,765,530
	SST y SCT	484,742,352	0	10,740,668	495,483,020
	<b>Total</b>	<b>610,294,014</b>	<b>1,207,939,053</b>	<b>90,015,483</b>	<b>1,908,248,550</b>
2020	SPT y SGT	125,551,662	1,237,608,931	79,305,384	1,442,465,977
	SST y SCT	484,742,352	0	11,109,935	495,852,287
	<b>Total</b>	<b>610,294,014</b>	<b>1,237,608,931</b>	<b>90,415,319</b>	<b>1,938,318,264</b>
2021	SPT y SGT	126,169,415	1,614,482,203	79,344,445	1,819,996,063
	SST y SCT	487,127,435	0	11,479,202	498,606,637
	<b>Total</b>	<b>613,296,850</b>	<b>1,614,482,203</b>	<b>90,823,647</b>	<b>2,318,602,700</b>

Fuentes:

Informe N°183-2019-GRT. Informe Técnico que Sustenta la Fijación de Precios en Barra Periodo mayo 2019 - abril 2020.  
 Informe N°183-2019-GRT. Informe Técnico que Sustenta la Fijación de Precios en Barra Periodo mayo 2020 - abril 2021.  
 Informe N°183-2019-GRT. Informe Técnico que Sustenta la Fijación de Precios en Barra Periodo mayo 2021 - abril 2022.  
 Informe N° 096-2019-GRT. Preliquidación Anual de los Ingresos de los Contratos tipo BOOT – SST 2019.  
 Informe N° 096-2019-GRT. Preliquidación Anual de los Ingresos de los Contratos tipo BOOT – SST 2020.  
 Informe N° 096-2019-GRT. Preliquidación Anual de los Ingresos de los Contratos tipo BOOT – SST 2021.

**Cuadro N°7. Costos operativos de REP – 2019 (dólares estadounidenses)**

Concepto	REP	CTM	ISA	REP Holding
<b>Costos del servicio de transmisión de energía eléctrica</b>				
Cargas de personal	17,020,577	-	-	17,020,577
Servicios prestados por terceros	8,068,395	-	-	8,068,395
Servicios prestados por relacionados	1,944,345	-	-	1,944,345
Otros	1,980,960	5,586,285	256,747	7,823,992
Seguros	2,098,401	2,700,778	160,448	4,959,627
Consumo de suministros	791,998	-	-	791,998
<b>Subtotal</b>	<b>31,904,676</b>	<b>8,287,063</b>	<b>417,195</b>	<b>40,608,934</b>
<b>Gastos de administración</b>				
Servicios prestados por terceros	4,558,035	-	-	4,558,035
Consumo de suministros	224,958	-	-	224,958
Seguros	-	2,114,042	-	2,114,042
Cargas diversas de gestión	-	-	237,929	237,929
Honorarios de asesorías y consultorías	-	181,809	311,214	493,023
Otros menores	432,321	393,311	-	825,632
Cargas de personal	5,960,458	-	18,789	5,979,247
<b>Subtotal</b>	<b>11,175,772</b>	<b>2,689,162</b>	<b>567,932</b>	<b>14,432,866</b>
<b>Total</b>	<b>43,080,448</b>	<b>10,976,225</b>	<b>985,127</b>	<b>55,041,800</b>

Fuente: Estados Financieros de REP, CTM e ISA.

<https://www.isarep.com.pe/SitePages/Documentos.aspx?mp=30&ms=32&ip=&lang=es>

<https://www.isarep.com.pe/SitePages/Documentos.aspx?mp=38&ms=40&ip=&lang=es>

<https://www.isarep.com.pe/SitePages/Documentos.aspx?mp=49&ms=51&ip=&lang=es>

Cuadro N°8. Costos operativos de REP – 2020 (dólares estadounidenses)

Concepto	REP	CTM	ISA	REP Holding
<b>Costos del servicio de transmisión de energía eléctrica</b>				
Cargas de personal	18,275,094	-	-	18,275,094
Servicios prestados por terceros	9,356,233	-	-	9,356,233
Servicios prestados por relacionados	1,492,683	-	-	1,492,683
Otros	1,545,650	4,261,672	581,292	6,388,614
Seguros	1,831,749	1,910,820	163,574	3,906,143
Consumo de suministros	615,441	-	-	615,441
<b>Subtotal</b>	<b>33,116,850</b>	<b>6,172,492</b>	<b>744,866</b>	<b>40,034,208</b>
<b>Gastos de administración</b>				
Servicios prestados por terceros	3,185,624	-	-	3,185,624
Consumo de suministros	114,987	-	-	114,987
Seguros	-	2,205,120	-	2,205,120
Cargas diversas de gestión	-	-	232,732	232,732
Honorarios de asesorías y consultorías	-	299,198	1,662,641	1,961,839
Otros menores	678,172	803,709	-	1,481,881
Cargas de personal	5,816,083	-	11,447	5,827,530
<b>Subtotal</b>	<b>9,794,866</b>	<b>3,308,027</b>	<b>1,906,820</b>	<b>15,009,713</b>
<b>Total</b>	<b>42,911,716</b>	<b>9,480,519</b>	<b>2,651,686</b>	<b>55,043,921</b>

Fuente: Estados Financieros de REP, CTM e ISA.

Cuadro N°9. Costos operativos de REP – 2021 (dólares estadounidenses)

Concepto	REP	CTM	ISA	REP Holding
<b>Costos del servicio de transmisión de energía eléctrica</b>				
Cargas de personal	13,397,605	-	-	13,397,605
Servicios prestados por terceros	12,290,578	-	-	12,290,578
Servicios prestados por relacionados	1,596,451	-	-	1,596,451
Otros	5,993,629	4,511,305	246,498	10,751,432
Seguros	2,042,032	2,085,916	340,847	4,468,795
Consumo de suministros	774,987	-	-	774,987
<b>Subtotal</b>	<b>36,095,282</b>	<b>6,597,221</b>	<b>587,345</b>	<b>43,279,848</b>
<b>Gastos de administración</b>				
Servicios prestados por terceros	2,355,497	-	-	2,355,497
Consumo de suministros	100,866	-	-	100,866
Seguros	-	2,233,854	-	2,233,854
Cargas diversas de gestión	-	-	36,883	36,883
Honorarios de asesorías y consultorías	-	205,809	623,657	829,466
Otros menores	1,833,701	491,715	-	2,325,416
Cargas de personal	4,703,700	-	7,500	4,711,200
<b>Subtotal</b>	<b>8,993,764</b>	<b>2,931,378</b>	<b>668,040</b>	<b>12,593,182</b>
<b>Total</b>	<b>45,089,046</b>	<b>9,528,599</b>	<b>1,255,385</b>	<b>55,873,030</b>

Fuente: Estados Financieros de REP, CTM e ISA.

<https://www.isarep.com.pe/SitePages/Documentos.aspx?mp=30&ms=32&ip=&lang=es>

<https://www.isarep.com.pe/SitePages/Documentos.aspx?mp=38&ms=40&ip=&lang=es>

<https://www.isarep.com.pe/SitePages/Documentos.aspx?mp=49&ms=51&ip=&lang=es>

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.

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 soles se empleó el tipo de cambio promedio publicado por el Banco Mundial y para la conversión a balboas se aplicó el proceso de homologación previamente descrito. Los valores resultantes luego del ajuste son los siguientes:

*Cuadro N°10. Ratios comparadores de REP*

Concepto	Unidad	2019	2020	2021
VNR eléctrico	miles de balboas	1,881,659	2,019,239	1,923,578
Gastos administración	miles de balboas	35,226	36,595	27,683
Gastos operación	miles de balboas	40,213	40,271	34,984
ADMT%M*(ADM/VNR)	%	1.87	1.81	1.44
OMT%M*(OyM/VNR)	%	2.14	1.99	1.82
AOYM/VNR	%	4.01	3.81	3.26

Fuente: Elaboración propia en función de los estados financieros de REP.

## 5. RATIOS COMPARADORES

De los análisis realizados, se determinó que no existen elementos que justifiquen modificar las variables utilizadas como Comparadores en revisiones tarifarias anteriores, esto es: OMT%M\* (OyM/VNR) y ADMT%M\* (ADM/VNR). Al respecto no existen elementos de juicio que lleven a modificarlos, por lo que se mantienen en la presente Revisión Tarifaria, de acuerdo con el artículo 179 del Reglamento de Transmisión el cual 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.”

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

- Transelec de Chile
- REP de Perú

Sin embargo, también se analizó la alternativa de considerar otras empresas como comparadoras, pero por diversos motivos no fue posible incluirlas:

- ISA-Intercolombia: Esta empresa fue considerada en la Revisión Tarifaria 2017-2021 pero por motivos de falta de datos actualizados es que no se considera en este estudio. Los últimos datos reportados por la empresa corresponden al año 2014.
- Transba de Argentina: Si bien esta empresa ha sido considerada en Revisiones Tarifarias anteriores, el ambiente regulatorio (inversiones, tarifas, subsidios, etc.) no permite reflejar la situación real de los costos de la empresa.
- 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 agrupa a su vez 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, utilizando los valores del año 2019:

*Cuadro N°9. Resumen de ratios comparadores*

Concepto	Transelec	REP
ADMT%M*(ADM/VNR)	0.77%	1.87%
OMT%M*(OyM/VNR)	1.32%	2.14%
AOYM/VNR	2.09%	4.01%

Fuente: Elaboración propia.

Al igual que en la Revisión Tarifaria anterior, se decide utilizar el promedio simple de los ratios de las dos empresas seleccionadas.

Adicionalmente, se hace el ajuste al valor del comparador de operación y mantenimiento incrementándolo en un 8% para captar diferencias de las condiciones a las que se ven expuestas las instalaciones de ETESA respecto a las empresas comparadoras seleccionadas.

En función de esto, se exponen a continuación los resultados de los comparadores para ETESA.

*Cuadro N°10. Ratios comparadores para ETESA*

Concepto	Transelec	REP
ADMT%M*(ADM/VNR)	0.77%	1.87%
OMT%M*(OyM/VNR)	1.32%	2.14%
<b>AOYM/VNR</b>	<b>2.09%</b>	<b>4.01%</b>
Incremento OyM Regulado	8%	8%
ADMT%M*(ADM/VNR)	0.77%	1.87%
OMT%M*(OyM/VNR)	1.43%	2.31%
<b>AOYM/VNR</b>	<b>2.20%</b>	<b>4.18%</b>
<b>Comparador ETESA</b>		<b>AOYM/VNR</b>
Promedio		3.19%

Fuente: Elaboración propia.

## 6. INFORME DE GESTIÓN DE ETESA

En la revisión del desempeño de la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) se han considerado diferentes indicadores tanto de desempeño operativo como la evolución de los indicadores económicos más significativos:

- Desempeño Operativo:
  - Pérdidas de energía
  - Inversiones
  - Gastos
  - Depreciaciones
  - Ingresos
  - Calidad del Servicio
  - Gestión de la Operación Integrada
- Indicadores Económicos:
  - Rentabilidad
  - Liquidez
  - Endeudamiento

La información necesaria para los análisis realizados se obtuvo de datos suministrados por ETESA y de estudios tarifarios anteriores.

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

### 1.1. Indicadores de desempeño operativo

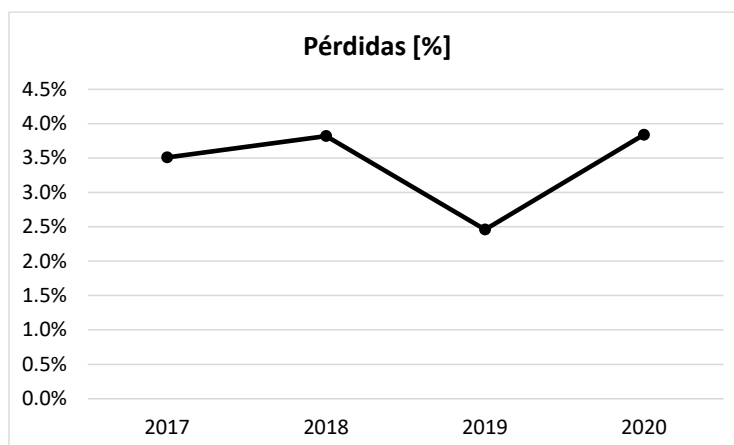
#### 1.1.1. Pérdidas

Un indicador del desempeño operativo de una empresa de transmisión son las pérdidas de energía. Las pérdidas de energía de transmisión surgen de la diferencia entre la energía recibida por el sistema de transmisión y la energía entregada, mientras que el porcentaje de pérdidas de energía se calcula en función de la energía ingresada al sistema de transmisión. A continuación se presentan las pérdidas de energía en el sistema de transmisión de ETESA:

*Cuadro N°1. Pérdidas de energía de ETESA*

Año	Energía Recibida por ETESA (GWh)	Energía Entregada por ETESA (GWh)	Pérdidas (GWh)	% de Pérdidas
2017	5,201.85	5,019.07	182.78	3,51%
2018	10,783.14	10,386.52	396.62	3,82%
2019	11,141.45	10,873.96	267.49	2,46%
2020	10,622.69	10,214.86	407.82	3,84%





Se puede observar que el comportamiento de pérdidas no es cíclico, ya que el mismo obedece a distintos factores, como mayor o menor energía hidroeléctrica transmitida a mayores distancias, entrada o salida de líneas de transmisión (conductores más eficientes), esquemas de despacho, etc.

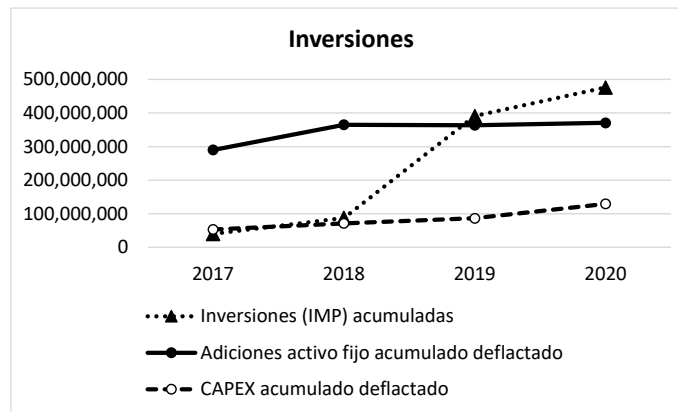
### 1.1.2. Inversiones

Para la determinación del IMP de la empresa es necesario estimar las inversiones durante el período tarifario, para lo cual resulta adecuado comparar las inversiones efectivamente realizadas con las proyectadas. Dado que el momento de la activación de los desembolsos 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 para hacerlos comparables con los del IMP aprobado que se encuentran a valores de diciembre de 2016.

El siguiente cuadro permite comparar 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° 2. Inversiones proyectadas y realizadas*

Concepto	2017	2018	2019	2020
Inversiones (IMP) acumuladas	39,960,010	87,655,618	390,986,439	475,948,689
Adiciones activo fijo acumulado deflactado	289,975,150	364,984,665	363,799,150	370,674,742
CAPEX acumulado deflactado	53,038,503	71,318,952	86,490,286	129,553,841



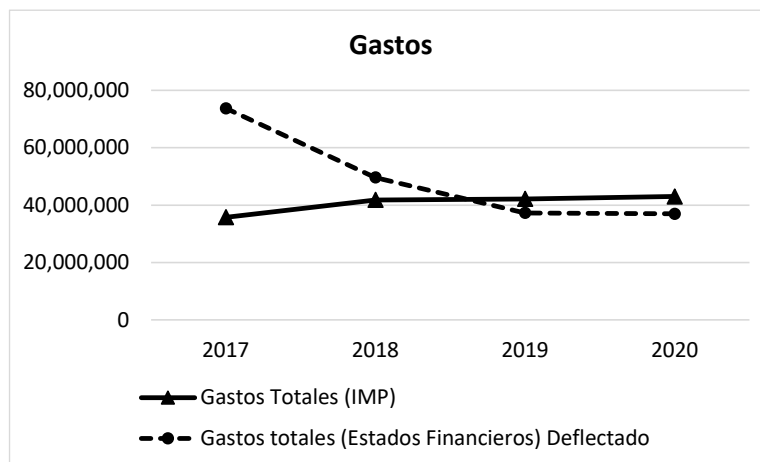
El CAPEX representa el total de los desembolsos en activos fijos. Se observa una significativa discrepancia entre las inversiones (activaciones) consideradas en el IMP y las activaciones realizadas durante el período. Adicionalmente, se observa una gran diferencia entre los desembolsos en activos fijos y las inversiones consideradas en el IMP, lo cual se debe a la entrega llave en mano de la Tercera Línea de Transmisión Eléctrica en el año 2017.

### 1.1.3. 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 2016.

Cuadro N° 3. Gastos proyectados y realizados

Concepto	2017	2018	2019	2020
Gastos totales (IMP)	35,777,179	41,822,573	42,167,094	43,013,282
Gastos totales (Estados Financieros) deflactados	73,700,467	49,605,819	37,273,336	36,985,146



Se observa que para los 2 primeros años del análisis los gastos realizados superan a los proyectados en aproximadamente un 52% y 15%, respectivamente, mientras que para los años restantes la diferencia entre dichos gastos se ha reducido.

Los resultados mostrados anteriormente, también se pueden presentar comparando los ratios Comparadores aprobados en la anterior Revisión Tarifaria y los observados en la realidad. Las ratios reales surgen de los costos operativos ajustados por inflación y el VNR eficiente establecido para cada año tarifario.

*Cuadro N° 4. Evolución de ratios comparadores*

Concepto	Aprobado	2017	2018	2019	2020
OMT%	2.43%	2.89%	3.38%	3.41%	3.48%
ADMT%	0.93%	1.11%	1.29%	1.30%	1.33%
AOYM/VNR	3.36%	4.00%	4.67%	4.71%	4.81%
ADMT/(ADMT+OMT)	27.70%	27.75%	27.62%	27.60%	27.65%

Las ratios de OMT% y ADMT% son siempre superior al aprobado; y estos tiene una tendencia creciente. El resultado total muestra, como se señaló anteriormente, que el ratio AOYM/VNR verificado fue mayor al aprobado en todos los años.

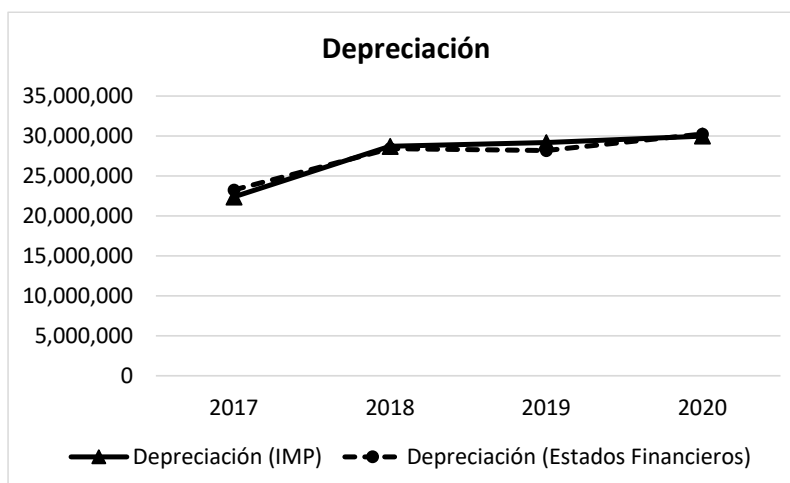
En cuanto a la composición de los costos, se observa que para todo el periodo de análisis (2017-2020) los costos de administración coinciden aproximadamente con el valor de las comparadoras aprobados, el cual fue de 27.7%.

#### **1.1.4. Depreciaciones**

En este apartado se comparan los gastos por depreciación proyectados en el IMP con los montos imputados en los Estados Financieros de la empresa. Las depreciaciones incluyen depreciación por: equipos de subestación, torres y accesorios, postes y accesorios, conductores aéreos, equipos de comunicación, equipo y mobiliario de oficina, equipos de transporte, caminos y senderos, equipos de informática, equipos de laboratorios, equipos mecánicos, entre otros. El siguiente cuadro y figura muestra la evolución de ambos conceptos.

*Cuadro N° 5. Depreciación proyectada y contable*

Concepto	2017	2018	2019	2020
Depreciación (IMP)	22,368,923	28,715,546	29,172,463	29,992,488
Depreciación (Estados Financieros)	23,243,823	28,419,462	28,171,778	30,249,321



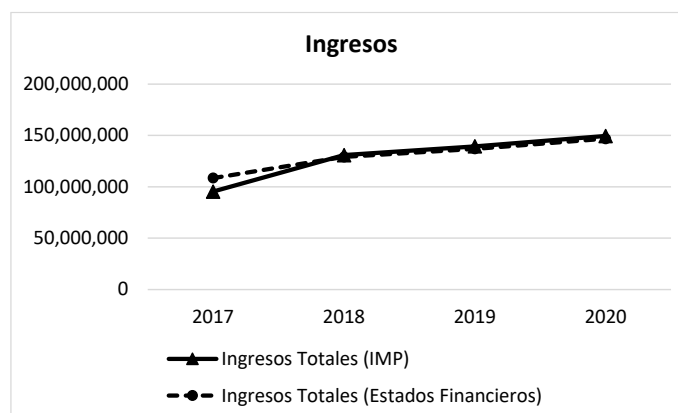
Los valores correspondientes a los Estados Financieros son muy similares a los proyectados en el IMP para el periodo considerado. La mayor diferencia entre ambos valores se observa para el año 2019 la cual representa aproximadamente un 3.4%.

### 1.1.5. Ingresos

Los ingresos aprobados en el IMP se comparan con los ingresos totales presentados 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 estas variables se presenta en el siguiente cuadro:

*Cuadro N° 6. Ingresos proyectados y recibidos*

Concepto	2017	2018	2019	2020
Ingresos totales (IMP)	95,379,225	130,809,862	139,396,915	149,446,393
Ingresos totales (Estados Financieros) deflactado	108,556,461	129,122,725	136,924,952	146,854,196



En el gráfico presentado anteriormente, se observa que los ingresos reales obtenidos por la empresa en el periodo 2017-2020 han resultado similares a los establecidos en el IMP.

### 1.1.6. Calidad del servicio

De acuerdo con el 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: la Frecuencia Media de Interrupción (FMIK) y el Tiempo Total de Interrupción (TTIK). Para calcularlos se utilizan las siguientes fórmulas:

$$TTIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVA_{f_{S_i}} \times T_{f_{S_i}}}{kVA_{max}} \quad FMIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVA_{f_{S_i}}}{kVA_{max}}$$

Siendo:

$kVA_{f_{S_i}}$  = kVA instalado interrumpido en el punto de interconexión

$kVA_{max}$  = kVA máximo entregado en el punto de interconexión

$T_{f_{S_i}}$  = 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° 7. Límites regulatorios de los indicadores de calidad*

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).

Los indicadores de Confiabilidad miden los límites establecidos en la calidad de servicio en diferentes puntos de entrega del Sistema Principal de Transmisión (SPT), los cuales se muestran a continuación:

*Cuadro N° 8. Puntos de entrega del SPT de ETESA*

<b>Equipos de Subestación</b>	
<b>Subestación</b>	<b>Equipo</b>
Cáceres	Equipos asociados al pórtico de la LD 115-6 Equipos asociados al pórtico de la LD 115-8
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
Panamá II	Equipos asociados al pórtico de la LD 115-28 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

<b>Líneas de Transmisión</b>	
<b>LT</b>	<b>Ubicación</b>
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

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.

En el Cuadro N° 9 se muestran los valores de los indicadores FMIK y TTIK para el período 2017-2020 y que constan en el “Informe Anual de Indicadores de Confiabilidad” de los respectivos años.

Cuadro N° 9. Indicadores de calidad de ETESA

Punto de Entrega	2017		2018		2019		2020	
	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK
115-3A	0,3	0,3	0,3	0,1	0,5	2,4	0,3	0,1
115-3B	0,2	0,2	0,0	0,0	0,3	1,3	0,0	0,0
115-4A	0,3	0,3	0,3	0,1	1,0	4,4	0,1	0,1
115-4B	0,1	0,1	0,0	0,0	0,4	1,6	0,1	0,0
115-6	0,6	0,6	0,0	0,0	0,4	1,8	0,2	0,0
115-7	0,5	0,5	0,0	0,0	0,4	1,6	0,2	0,05
115-8	0,7	0,8	0,0	0,0	0,5	2,1	0,1	0,1
115-9	0,5	0,5	0,0	0,0	0,5	2,0	0,3	0,1
115-10	0,6	0,8	0,0	0,0	0,5	2,1	0,2	0,1
115-22	0,6	0,6	0,0	0,0	0,5	0,7	0,2	0,1
115-28	0,2	0,3	0,0	0,0	0,3	0,9	0,2	0,1
115-29	0,4	0,5	0,0	0,0	0,3	1,1	0,2	0,1
115-32	1,0	1,7	0,0	0,0	0,3	0,7	0,2	0,1
115-33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,9	0,3	0,1
115-38	0,6	0,4	0,0	0,0	0,1	0,5	0,2	0,1
230-29/30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,1

Estos indicadores son resultados de los siguientes eventos reportados en el “Informe Anual de Indicadores de Confiabilidad”:

- 2017: **3 eventos.** Los eventos N° 132 y N° 135 ambos por explosión en el patio de 115 kV en la S/E PAN.; y el evento N°301 ocurrido en la línea de transmisión 230-13A y 230-12A.
- 2018: **2 eventos.** El evento N° 285 que ocurrió el 11 de junio de 2018 a las 16:02 horas debido a una falla en la fase C de la línea 115-3A y simultáneamente ocurrió una falla bifásica (fases B y C) en la línea 115-4<sup>a</sup>; y el evento N°736 debido a una falla en la fase C de la línea 115-4A.
- 2019: **4 eventos.** El evento N°39 que ocurrió el 10 de febrero de 2019 ocasionando un apagón nacional debido a un error de cableado, que fue confirmado al encontrar conexión entre la protección 86 Barra A 230 kV y la protección 50BF del interruptor 23B12, en la libranza ETESA-54-2019. El evento N° 321 ocurrió en las líneas de transmisión 115-3A y 115-4A debido a una descarga atmosférica, ocasionando una falla en la fase C y falla en las fases B y C, respectivamente. El evento N° 460 debido a fallas en las líneas de transmisión 115-3B y 115-4B. El evento N° 720 ocurrió en el autotransformador 2 de la Subestación Panamá debió a un ajuste incorrecto de las protecciones de fallo interruptor en el Patio de 230kV, ocasionando la

activación del esquema de desligue de carga, afectando el suministro de energía eléctrica en la ciudad de Panamá.

- 2020: **1 evento**. El evento N° 299 ocasionó un apagón parcial, debido a una falla bifásica en la línea 230-48, el cual provocó una condición de bajo voltaje en la red.

En el Cuadro N° 9 se observa que los valores de FMIK y TTIK para todos los puntos de entrega del Sistema Principal de Transmisión son menores a los límites permitidos por la regulación vigente.

### 1.1.7. Gestión de la operación integrada

En este apartado se consideran dentro del IMP correspondiente al CND los gastos salariales y otros gastos. Los gastos salariales se determinaron en función de una dotación de personal estimada y de un gasto salarial medio; mientras que los otros gastos son una proporción de los primeros.

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

*Cuadro N° 10. Gastos CND proyectados y recibidos*

Concepto	2017	2018	2019	2020
Gastos CND (IMP)	4,782,830	7,075,456	10,785,872	8,430,429
Gastos CND (Estados Financieros) deflactado	4,057,777	5,053,105	5,207,781	5,054,965

Los gastos incurridos por el CND son menores para todo el periodo 2017-2020 que los gastos aprobados en la Revisión Tarifaria anterior. Esta diferencia ha sido resultado, en buena medida, tanto de una menor cantidad de personal respecto del proyectado como de menores gastos salariales y otros gastos.

## 1.2. 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.

### 1.2.1. Indicadores de rentabilidad

A los fines de medir el desempeño económico de ETESA se han considerado los siguientes indicadores:

- Rendimiento sobre activos (ROA, por sus siglas 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 mediante la siguiente ecuación:

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

- Rendimiento sobre el capital (ROE, por sus siglas en inglés): permite medir la rentabilidad de un negocio en relación con el 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. El ROE 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:

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

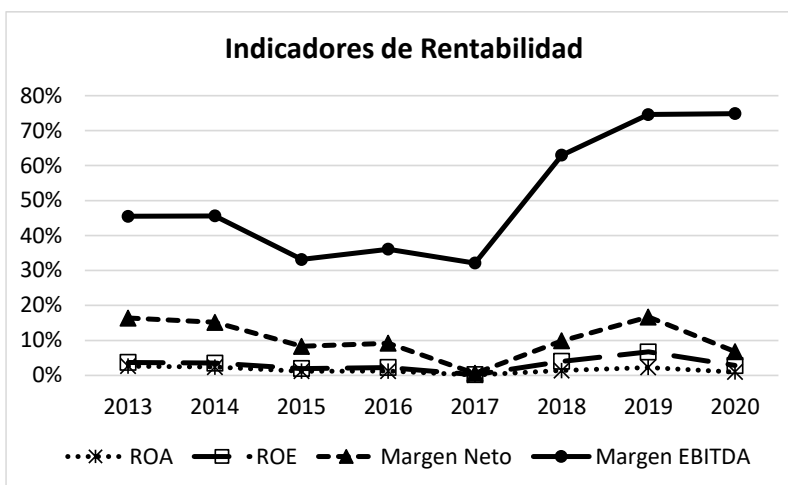
- Margen EBITDA: este indicador permite comparar la rentabilidad entre empresas o industrias al no considerar el impacto de las diferentes formas de financiamiento, la jurisdicción política y la composición de los activos; al ignorar el pago de intereses, los impuestos y la depreciación, respectivamente. Se calcula a través de la siguiente ecuación:

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

El siguiente cuadro y gráfico presentan la evolución de los indicadores mencionados anteriormente. A los fines comparativos se ha incluido también el período previo (2013-2016):

Cuadro N° 11. Indicadores de rentabilidad

Indicadores de Rentabilidad	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ROA	2.65%	2.36%	1.20%	1.24%	0.08%	1.36%	2.26%	0.97%
ROE	3.71%	3.50%	1.96%	2.24%	0.20%	4.00%	6.70%	2.81%
Margen Neto	16.40%	15.15%	8.31%	9.19%	0.57%	9.85%	16.68%	6.80%
Margen EBITDA	45.49%	45.59%	33.16%	36.08%	32.11%	62.99%	74.60%	74.87%



Se aprecia una mejora en todos los indicadores a lo largo de los últimos tres años (2017-2019) en comparación con los valores obtenidos en el periodo previo, pero con una caída en dichos indicadores en el año 2020. Se destaca el alto valor del margen neto para los primeros años, sin embargo, se observa también una baja de este indicador después del año 2019.

### 1.2.2. 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. A continuación, se presentan los indicadores más utilizados:

- 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):

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

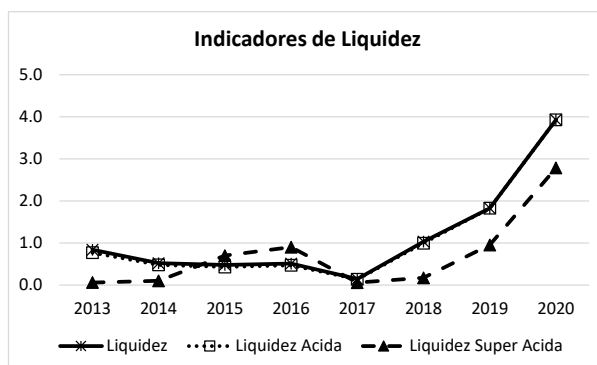
- Liquidez Súper Acida: surge de la relación entre el efectivo y los pasivos circulantes (o corrientes):

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

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

Cuadro N° 12. Indicadores de liquidez

Indicadores de Liquidez	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Liquidez	0.84	0.52	0.48	0.51	0.14	1.03	1.83	3.93
Liquidez Acida	0.77	0.48	0.43	0.47	0.14	1.00	1.83	3.93
Liquidez Super Acida	0.06	0.10	0.70	0.90	0.06	0.17	0.95	2.79



Se observa una recuperación paulatina de estos indicadores durante el periodo 2018-2020, en donde para los últimos años todos los indicadores se encuentran por encima de uno, lo que muestra a la compañía en una adecuada situación para hacer frente a sus obligaciones inmediatas.

### 1.2.3. Indicadores de endeudamiento

Permiten analizar la medida en la cual una empresa recurre al financiamiento por medio de deudas y posibilitan determinar la probabilidad de que la empresa incurra en incumplimientos con relación a sus obligaciones contractuales. Es decir, una excesiva cantidad de deudas puede conducir a una más alta probabilidad de insolvencia y de quiebra financiera. Pero las deudas son una forma importante de financiamiento ya que proporcionan una ventaja fiscal significativa al ser los pagos de intereses deducibles de impuestos.

Los indicadores analizados son los siguientes:

- Solvencia: determina el nivel de autonomía financiera. Un valor bajo de este índice indica que la empresa depende mucho de sus acreedores, dispone de una limitada capacidad de endeudamiento y funciona con una estructura financiera arriesgada. Se calcula mediante la siguiente ecuación:

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

- Endeudamiento: es una medida del 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, como así también si los propietarios o acreedores son los que financian principalmente a la empresa. Se determina 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:

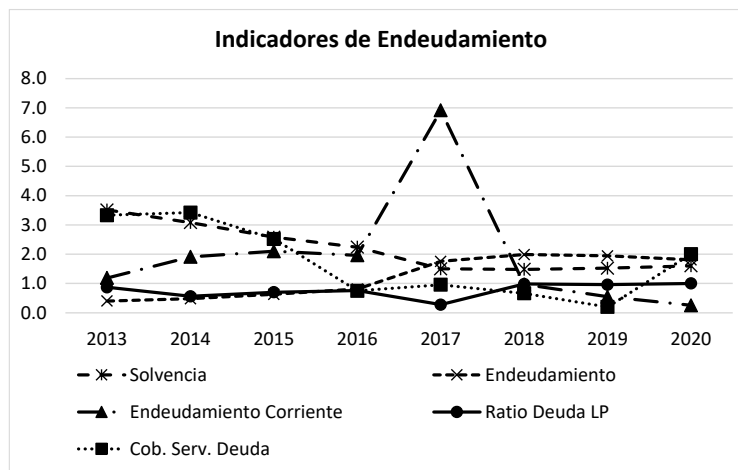
$$\text{Ratio de Deuda a Largo Plazo} = \frac{\text{Deuda a Largo Plazo}}{\text{Deuda Total}}$$

- Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda: determina en qué medida los gastos financieros se pueden pagar con el beneficio neto. A mayor valor de este indicador mejor es la situación de la empresa para hacer frente a la carga financiera. Se determina a partir de la siguiente ecuación:

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

Cuadro N° 13. Indicadores de endeudamiento

Indicadores de Endeudamiento	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Solvencia	3.51	3.08	2.58	2.24	1.50	1.48	1.52	1.60
Endeudamiento	0.40	0.48	0.63	0.81	1.75	1.99	1.94	1.81
Endeudamiento Corriente	1.19	1.91	2.10	1.96	6.92	0.97	0.55	0.25
Ratio Deuda a Largo Plazo	0.87	0.56	0.70	0.76	0.28	0.98	0.96	1.00
Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda	3.33	3.42	2.52	0.75	0.95	0.66	0.20	2.00



En el caso de la solvencia y endeudamiento se observa un deterioro de estos indicadores como resultado de una mayor participación del endeudamiento en el financiamiento de los activos. 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, y al ser este muy cercano a uno en los últimos años el grado de exigibilidad de la deuda ha sido menor. Por otro lado, se observa una leve mejora de la cobertura del servicio de la deuda debido a un aumento del EBITDA en los últimos años, lo cual indica una mejora en la situación de la empresa para hacer frente a la carga financiera. Finalmente, la empresa ha incrementado su posición de endeudamiento corriente ocasionado la necesidad de atender más bien el desbalance operativo mediante un mayor endeudamiento y no a inversiones que hayan engrosado el activo de la empresa.

### 1.3. Conclusiones del análisis del desempeño de ETESA

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

- Las pérdidas de energía han mostrado un comportamiento que no es cíclico, ya que el mismo obedece a distintos factores, como mayor o menor energía hidroeléctrica transmitida a mayores distancias, entrada o salida de líneas de transmisión, etc.

- Los indicadores de calidad se encuentran dentro de los límites establecidos.
- Las inversiones en los primeros años han sido menores a las propuestas en el plan de expansión, mientras que en los últimos 2 años han sido similares. Además, los desembolsos de capital han sido bastante menores que las inversiones, como consecuencia fundamentalmente de la entrega llave en mano de la Tercera Línea de Transmisión Eléctrica en el año 2017.
- Los costos operativos totales han sido mayores a los aprobados en el IMP, y estos tienen una tendencia creciente. La participación de los costos de administración ha sido similar a la que surge de los Comparadores.
- Los ingresos obtenidos por ETESA indicados en los estados financieros de la empresa han sido similares a los proyectados en el IMP.
- Se observa una recuperación paulatina de los indicadores de rentabilidad durante el periodo 2017-2019, lo que muestra a la compañía en una adecuada situación para hacer frente a sus obligaciones inmediatas. Sin embargo, para el año 2020 se ha producido una baja de estos indicadores posiblemente por el efecto de la pandemia.
- En el caso de la solvencia y endeudamiento se observa un deterioro de estos indicadores como resultado de una mayor participación del endeudamiento en el financiamiento de las obras en construcción y del déficit operativo.
- Se aprecia una leve mejora de la cobertura del servicio de la deuda debido a un aumento del EBITDA en los últimos años, lo cual indica una mejora en la situación de la empresa para hacer frente a la carga financiera.
- 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: TASA DE RETORNO

## 1. INTRODUCCIÓN

La determinación del costo de capital en una empresa regulada de transmisión reviste gran importancia por cuanto su correcta estimación permitirá a la empresa cubrir todos los costos económicos para la prestación del servicio de transmisión, incluida una tasa de rentabilidad justa y razonable. Una sobreestimación de la misma llevará a las empresas a obtener beneficios mayores a los adecuados y una subestimación a incurrir en pérdidas. El nivel adecuado significa en consecuencia que se asegura la sustentabilidad del negocio en el largo plazo, garantizando así la atracción de capital necesaria para realizar las inversiones para la renovación de los activos de la empresa al fin de su vida útil como así también aquellas orientadas a la expansión del servicio.

## 2. MARCO LEGAL

La base sobre la cual se debe apoyar el análisis para la determinación del costo de capital se encuentra en la Ley 6 (dictada en el año 1997) por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad y las leyes que la modifican.

En este sentido, el Capítulo II - Tarifas por Transmisión, el artículo 99 señala lo siguiente:

*“Artículo 99. Cobertura de costos. Las 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 el plan de expansión y en la gestión de la Empresa de Transmisión. Para los efectos de este cálculo, no se considerarán los costos financieros de créditos concedidos al concesionario.”*

*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 neto invertido a costo original. Para efectos de este cálculo, se define como razonable aquella tasa que no difiera 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 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.*

## 3. MARCO CONCEPTUAL

Si bien el marco legal determina los elementos a tener en cuenta para la fijación de la tasa por parte del regulador, resulta importante que el mismo disponga de cualquier otro elemento que pueda aportar información de referencia adicional al respecto. En tal sentido se incorporará, al igual que en revisiones anteriores, el cálculo de la tasa promedio ponderada utilizando un modelo ampliamente aceptado en la práctica regulatoria conocido como WACC - CAPM.

La definición dada corresponde al concepto de costo de oportunidad del capital, y en el contexto del presente estudio, a la tasa mínima, o retorno, que requiere una inversión para atraer fondos hacia el sector regulado. Debe tenerse presente, tal como lo define la Ley 6, que sea 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 el supuesto que las empresas se financian tanto con capital propio como con deuda de terceros, y que adopta la siguiente forma:

$$WACC = r_d(1-t)\frac{D}{A} + r_{KP}\frac{E}{A}$$

donde:

*WACC* = costo de capital promedio ponderado

*r<sub>d</sub>* = costo de la deuda de largo plazo

*t* = impuesto a la renta

*D/A* = proporción de la deuda respecto a los activos totales

*r<sub>KP</sub>* = costo del capital propio

*E/A* = proporción del capital propio respecto a los activos totales

A su vez, *r<sub>KP</sub>* se calcula de la siguiente manera, siguiendo la práctica de utilizar el modelo CAPM para su determinación:

$$r_{KP} = r_l + \beta(r_m - r_l) + r_p$$

donde:

*r<sub>l</sub>* = tasa libre de riesgo

*β* = coeficiente de riesgo sistemático

*r<sub>m</sub>* = retorno de una cartera diversificada de acciones

*r<sub>p</sub>* = tasa de riesgo país

Esta fórmula expresa que el costo de capital propio de un activo es igual al retorno que brinda un activo o título libre de riesgo más una prima por el riesgo asumido, que se representa por el término *β (r<sub>m</sub> - r<sub>l</sub>)*. Adicionalmente, y en el contexto de la realidad económica de los países emergentes, se suele sumar el concepto de tasa riesgo país (*r<sub>p</sub>*).

Este modelo para la determinación del costo del capital propio, aunque internacionalmente es el más utilizado, presenta objeciones respecto a su utilidad como predictor de los retornos de una empresa, sobre todo cuando se aplica en países emergentes, como los latinoamericanos, por distintas razones como por ejemplo, alta volatilidad en las cotizaciones de las acciones, mercados de capitales poco

desarrollados donde la mayoría de las transacciones se realizan sobre paquetes accionarios de compañías de capital cerrado, etc.

Se han desarrollado otros modelos alternativos como por ejemplo el Arbitrage Pricing Model (APM), el Dividend Discount Model (DDM), Dividen Growth Model (DGM) y el Price Earning Model (PEM), pero cada uno de ellos presenta sus propias limitaciones, debido a la gran cantidad de información acerca de las cotizaciones bursátiles en los respectivos mercados de capitales que es necesario reunir para obtener resultados estadísticamente significativos, como así también a la poca liquidez de las acciones y bonos que en ellos se cotizan y la escasa proporción del capital puesto a disposición del público respecto al capital total. Se considera por lo tanto que el enfoque propuesto, es decir, utilizar el modelo CAPM, es el que menos limitaciones tiene, avalado por el hecho que es el modelo más empleado para el cálculo del costo de capital, tanto en empresas reguladas como no reguladas.

#### **4. CÁLCULO DEL COSTO PROMEDIO PONDERADO DEL CAPITAL**

En esta sección se procederá a calcular la tasa de rentabilidad con 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 constituirán elementos de juicio adicionales a tener en cuenta para la fijación de la tasa de rentabilidad regulada de manera definitiva.

##### **4.1. 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.

##### **4.1.1. Tasa libre de riesgo**

La tasa 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 E.E.U.U. (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 6 de 1997 en relación con los promedios que deben considerarse para los rendimientos de los Bonos del Tesoro de los E.E.U.U. En el caso particular de esta revisión se adopta entonces el periodo julio 2020 – junio 2021 para los Bonos del Tesoro a 30 Años (UST30Y), siendo este el periodo correspondiente al año anterior en que se inicia el nuevo ciclo tarifario.

*Cuadro N°1. Rendimientos de los Bonos del Tesoro a 30 Años (UST30Y) según Artículo 101 de la Ley 6 de 1997*

<b>Mes</b>	<b>Promedio UST30Y</b>
julio 2020	1.32 %
agosto 2020	1.36 %
septiembre 2020	1.43 %
octubre 2020	1.57 %
noviembre 2020	1.62 %
diciembre 2020	1.67 %
enero 2021	1.81 %
febrero 2021	2.04 %
marzo 2021	2.34 %
abril 2021	2.30 %
mayo 2021	2.31 %
junio 2021	2.16 %

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

El promedio aritmético para el período en cuestión asciende a 183 bp (1.83%) como tasa libre de riesgo a considerar en el cálculo del costo del capital propio de la empresa.

#### **4.1.2. El coeficiente beta**

El coeficiente  $\beta$  se refiere al riesgo sistemático; es decir, mide el riesgo relativo a que está expuesto el activo que se está analizando respecto al rendimiento de los activos de riesgo que conforman el mercado total.

De acuerdo con la teoría moderna de la diversificación de carteras el riesgo de un activo, el coeficiente  $\beta$  se puede separar en dos: el riesgo sistemático (riesgo de mercado) y el riesgo asistemático (riesgo único). Respecto a este último no es necesario reconocerle al concesionario por cuanto él mismo puede neutralizarlo combinando ese activo con otros cuyos precios estén correlacionados negativamente. En cambio, el riesgo sistemático, o de mercado, no puede diversificarse porque afecta a todos los activos del mercado. Por esta razón, la práctica regulatoria sólo reconoce el riesgo sistemático, simbolizado por el coeficiente  $\beta$ .

Formalmente:

$$\beta = \sigma_i / \sigma_m^2$$

Donde  $\beta$  es la covariancia entre el rendimiento del activo  $i$  y el rendimiento del mercado  $m$ , respecto a la variancia del rendimiento del mercado. Por lo tanto, este coeficiente mide la contribución del activo  $i$  al riesgo de la cartera o portafolio de mercado  $m$ . Ello indica que el  $\beta$  medio de todos los activos es igual a 1. Un coeficiente  $\beta$  con valor menor a 1 significa que el activo es menos sensible a las variaciones del mercado, y un coeficiente  $\beta$  mayor a 1 significa que el activo es muy sensible a los movimientos del mercado.

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, se recurre a los valores estimados para la industria de los E.E.U.U. En este caso se ha tomado la beta desapalancada calculada, para el sector de servicios públicos regulados, por el Prof. Aswath Damodaran, con los datos del año 2019, la cual asciende a 0.19, con un total de dieciséis empresas contenidas en la muestra. También se analizó el beta desapalancado calculado por la misma fuente para el año 2020, que es de 0.48 el cual es históricamente alto. Este valor probablemente se debe a los efectos de la pandemia global, siendo además más alto que los Betas desapalancados adoptados en el Reino Unido (que por el régimen tarifario están sometidos a un riesgo mayor).

En este punto es importante destacar que el enfoque regulatorio para la industria de servicios públicos eléctricos en los E.E.U.U. 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.

La Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM) del Reino Unido ha utilizado un valor de Beta apalancado de 0.95 para la revisión tarifaria vigente de transmisión para el periodo 2013-2021 con una estructura de capital de 60% de deuda. Para el periodo que comienza en marzo de 2022 propone un Beta apalancado de 0.759. Estos Betas deben ser desapalancados para tomarlos en el análisis.

Una vez adoptado el Beta desapalancando 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.

Cuadro N°2. Determinación del Beta regulatorio y Beta de la actividad para la República de Panamá  
Caso base

Variable	Valor
Beta USA desapalancado 2019	0.19
Beta UK apalancado 2022	0.95
Tasa de impuesto	0.30
Estructura capital (D/E) UK	1.50
Beta UK desapalancado	0.37
Prima por Dif. Mec. Regulatorio	0.18
Estructura capital (D/E) Pan	1.00
Tasa marginal impuesto Pan	0.30
<b>Beta Equity Panama</b>	<b>0.788</b>

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro N°3. Beta alternativo determinado con Beta US 2020

Variable	Valor
Beta USA desapalancado 2020	0.48
Estructura capital (D/E) Pan	1.00
Tasa marginal impuesto Pan	0.30
<b>Beta Equity Panama</b>	<b>0.816</b>

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro N°4. Beta alternativo determinado con Beta UK 2022

Variable	Valor
Beta UK desapalancado 2022	0.37
Estructura capital (D/E) Pan	1.00
Tasa marginal impuesto Pan	0.30
<b>Beta Equity Panama</b>	<b>0.629</b>

Fuente: Elaboración propia.

#### 4.1.3. Prima de riesgo de mercado

La prima de riesgo de mercado mide el rendimiento adicional que un inversor requiere para mantener una cartera de títulos diversificada en lugar de un bono o título libre de riesgo. En el modelo CAPM está reflejada en la expresión  $(r_m - r_f)$ .

Tanto los trabajos académicos como la práctica para la determinación de esta prima muestran severas discrepancias en su tratamiento. Damodaran señala que estas discrepancias se refieren fundamentalmente a tres factores: el período de tiempo utilizado, la elección del activo libre de riesgo y la utilización de promedios aritméticos o geométricos para la estimación de la serie de retornos pasados.

Respecto al primer factor, aunque existen datos sistemáticamente recopilados desde 1928, muchos autores utilizan períodos más reducidos para realizar sus estimaciones, por ejemplo, 50 años, 30 años, e incluso 10 y 5 años. Los argumentos varían para la selección de los distintos períodos. Los

defensores de los períodos largos aducen que la desviación standard de las estimaciones para períodos largos es menor en comparación con las estimaciones para períodos más cortos. Y por su parte, aquellos autores que prefieren períodos más cortos alegan que la aversión al riesgo por parte del inversor promedio cambia a lo largo del tiempo, por lo que tomar períodos cortos permite obtener una estimación más actualizada.

En cuanto a la elección del activo libre de riesgo se pueden tomar ya sea las letras del Tesoro (de corto plazo) o los bonos del Tesoro (de largo plazo). Lo importante es que haya consistencia entre el título que se adopte como libre de riesgo y el plazo que se considere para estimar los retornos esperados.

Por último, la utilización de promedios aritméticos o geométricos también genera diferencias en los valores de los estimadores del premio de mercado. Según Damodaran los estudios empíricos señalan que los promedios aritméticos tienden a sobreestimar los premios de mercado a diferencia de la utilización de promedios geométricos que no poseen sesgo. Por lo general se estima que las diferencias, a igualdad de otros factores, oscilan en dos puntos. Sin embargo, es más aceptado el uso de promedios aritméticos por parte de los reguladores.

*Cuadro N°5. Prima de riesgo de mercado*

Promedio aritmético	S&P 500 – T. Bonds
1928-2020	6.43%
1971-2020	4.89%
1991-2020	5.59%

Fuente: Damodaran <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Como se observa, los premios de mercado pueden variar entre el 4.89% y el 6.43% según sea el criterio que se adopte para medirlo, siendo el periodo de 50 años el recomendado ya que este período abarca el período de posguerra y no contempla la etapa de la Gran Depresión y la Segunda Guerra Mundial, acontecimientos que seguramente influyeron en la variabilidad de los retornos, y por lo tanto en la estimación de la prima de mercado.

#### **4.1.4. 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 E.E.U.U., 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°6. Tasa de riesgo país para la República de Panamá con base a EMBI+

Mes	Promedio Mes
julio 2020	1.75%
agosto 2020	1.49%
septiembre 2020	1.63%
octubre 2020	1.58%
noviembre 2020	1.50%
diciembre 2020	1.45%
enero 2021	1.45%
febrero 2021	1.53%
marzo 2021	1.59%
abril 2021	1.54%
mayo 2021	1.45%
junio 2021	1.50%

Fuente: Elaboración propia con base EMBI+ publicado por JP Morgan Chase.

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 154 bp (1.54%).

#### 4.1.5. Determinación de la tasa de retorno del capital propio

Finalmente aplicando el modelo CAPM con 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°7. Tasa de retorno del capital propio en el escenario base

Concepto	Valor
Tasa Libre de Riesgo	1.83%
Beta Equity Panamá	0.788
Prima Riesgo Mercado	4.89%
Riesgo País	1.54%
<b>Costo Capital Propio</b>	<b>7.22%</b>

Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se muestran alternativas del cálculo del costo de capital propio donde cambian los valores de Beta y Prima de Riesgo de Mercado para las diferentes alternativas.

Cuadro N°8. Análisis de alternativas

Concepto	Caso Base	Caso Alto	Caso Bajo
Tasa Libre de Riesgo	1.83%	1.83%	1.83%
Beta Equity Panamá	0.788	0.816	0.629
Prima Riesgo Mercado	4.89%	6.43%	4.89%
Riesgo País	1.54%	1.54%	1.54%
<b>Costo Capital Propio</b>	<b>7.22%</b>	<b>8.61%</b>	<b>6.44%</b>

Fuente: Elaboración propia.

## 4.2. 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 spread asociado al riesgo crediticio del sector y del país en el cual se encuentra dicha firma. En síntesis, el costo de endeudarse es:

$$r_d = r_l + r_p + SD$$

donde:

$r_d$ : costo de la deuda

$r_l$ : tasa libre de riesgo

$r_p$ : riesgo país

$SD$ : Spread 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 Treasury Bonds a 10 años (promedio de julio del 2020 a junio 2021). Se consideró este valor porque es el plazo razonable que puede endeudarse una empresa en el mercado. En el Cuadro N°9 se aprecia el valor promedio para cada uno de los meses.

*Cuadro N°9. Tasa libre de riesgo para el cálculo del costo de la deuda 10 Years Treasury Bonds*

Mes	Promedio Mes
julio 2020	0.62%
agosto 2020	0.66%
septiembre 2020	0.68%
octubre 2020	0.80%
noviembre 2020	0.87%
diciembre 2020	0.93%
enero 2021	1.09%
febrero 2021	1.28%
marzo 2021	1.62%
abril 2021	1.63%
mayo 2021	1.62%
junio 2021	1.51%

Fuente: Board of Governors Federal Reserve System.

El promedio julio 2020-junio 2021 da un valor de 1.11 % para los bonos de 10 años.

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 para abril de 2019 asciende según FITCH RATINGS a “BBB” con perspectiva estable.

Según la información relevada en el mercado financiero el spread crediticio para empresas estadounidenses con calificación “BBB” en financiamiento a 10 años asciende a 127 bp (1.27%).

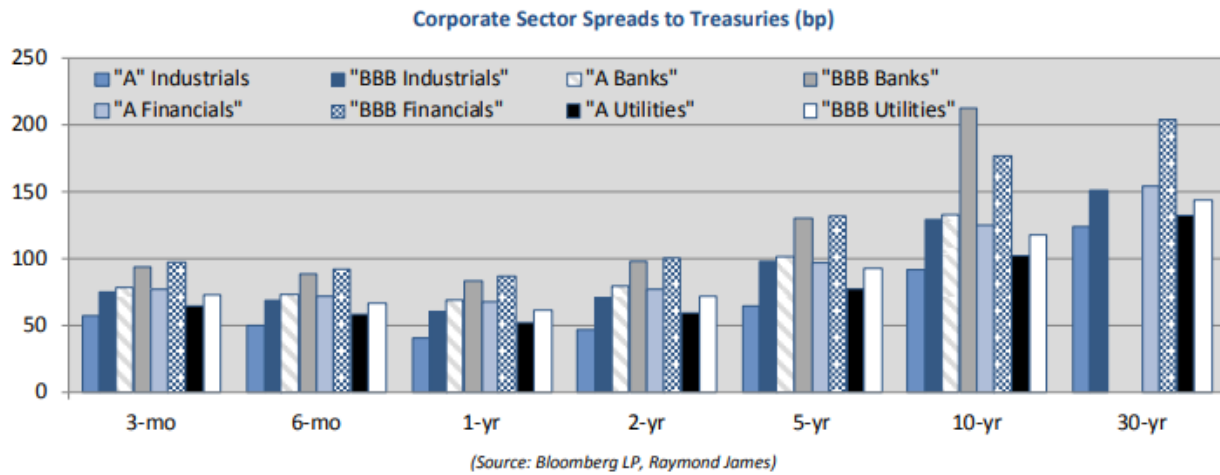


Gráfico N°1. Spreads Crediticios según Calificación e Industria

Como resultado de los componentes anteriormente determinados, se obtiene el siguiente costo de la deuda para ETESA:

Cuadro N°10. Costo de la deuda (Caso Base)

Tasa libre de riesgo (Bonos 10 años)	1.11%
Riesgo País	1.54%
Spread adicional	1.27%
Costo de la deuda antes de impuestos	3.92%
Tasa Marginal Impuesto a las Ganancias	30.00%
Costo de la Deuda después de Impuestos	2.75%

Fuente: Elaboración propia.

Como caso alternativo se ha considerado el comportamiento de los Bonos del Tesoro de los E.E. U.U. a 20 años para calcular el costo de la deuda debido al plazo de maduración de los préstamos con los que cuenta ETESA, fundamentalmente al periodo asociado al mecanismo de financiamiento para la construcción de la tercera línea.

Cuadro N°11. Costo de la deuda (Caso Alternativo)

Tasa libre de riesgo (Bonos 20 años)	1.65%
Riesgo País	1.54%
Spread adicional	1.27%
Costo de la deuda antes de impuestos	4.46%
Tasa Marginal Impuesto a las Ganancias	30.00%
Costo de la Deuda después de Impuestos	3.12%

Fuente: Elaboración propia.

### 4.3. 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 E.E.U.U. de largo plazo estimada por el Congressional Budget Office (CBO) de los E.E.U.U. para el período 2021-2031. A continuación se exponen los principales indicadores proyectados.

Cuadro N°12. Proyección Inflación E.E.U.U. CBO

<b>CBO's Economic Projections for Calendar Years 2021 to 2031</b>						
	Actual, 2020	2021	2022	2023	Annual Average	
					2024– 2025	2026– 2031
<b>Percentage Change From Fourth Quarter to Fourth Quarter</b>						
Gross Domestic Product						
Real <sup>a</sup>	-2.4	7.4	3.1	1.1	1.2	1.6
Nominal	-1.2	10.7	5.3	3.3	3.4	3.7
Inflation						
PCE price index	1.2	2.8	2.0	2.1	2.1	2.1
Core PCE price index <sup>b</sup>	1.4	2.4	2.0	2.2	2.2	2.1
Consumer price index <sup>c</sup>	1.2	3.4	2.3	2.3	2.4	2.4
Core consumer price index <sup>b</sup>	1.6	2.7	2.4	2.5	2.5	2.4
GDP price index	1.3	3.0	2.1	2.2	2.1	2.1
Employment Cost Index <sup>d</sup>	2.8	3.7	3.3	3.6	3.4	3.1

Fuente: <https://www.cbo.gov/publication/57339>

Con base a las proyecciones expuestas en el cuadro anterior se determina un ajuste por inflación minorista proyectada (Consumer Price Index) de 256 bp (2.56%) para el período 2021 a 2025.

Cuadro N°13: Proyección Inflación E.E.U.U. Deloitte

	History						Forecast					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Chained GDP price index	1.0	1.9	2.4	1.8	1.3	4.2	4.0	1.7	2.0	2.4	2.4	2.3
Consumer price index	1.3	2.1	2.4	1.8	1.2	4.7	5.5	1.9	2.0	2.3	2.5	2.3
Chained price index for personal consumption expenditures	1.0	1.8	2.1	1.5	1.2	3.9	4.6	1.9	2.0	2.3	2.4	2.3
Employment cost index	2.2	2.4	2.8	2.7	2.6	3.3	3.7	3.1	3.0	3.1	3.3	3.3

Fuente: <https://www.deloitte.com/us/en/insights/economy/us-economic-forecast>

Con base a las proyecciones expuestas por la consultora Deloitte del cuadro anterior, se determina un ajuste por inflación minorista proyectada de 328 bp (3.28%) para el período 2021 a 2025. Se ha tomado este caso como alternativo en el análisis de sensibilidad.



#### 4.4. 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 65% de endeudamiento. Según lo publicado por el Prof. Aswath Damodaran el valor promedio ponderado de relación Deuda/Equity para el sector resulta ser del 74.69% para el año 2020 y 66.95% para el año 2019. 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 1° de Julio 2013 al 30 de Junio de 2017 y 1° de Julio 2017 al 30 de Junio de 2021.

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 un endeudamiento del 50% en la estructura de capital de la empresa a los efectos de calcular la tasa promedio ponderada del capital (modelo WACC).

Por otro lado, se tiene en cuenta la alternativa de 65% de endeudamiento en el análisis de sensibilidad.

#### 4.5. Tasa de rentabilidad determinada para la actividad de transmisión eléctrica

Con base a los cálculos desarrollados con anterioridad a lo largo de este Anexo, finalmente se exponen en el siguiente cuadro los valores de los diferentes parámetros que componen el modelo WACC.

*Cuadro N°14. Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC)  
para la actividad de transmisión eléctrica. Escenario base*

<b>Concepto</b>	<b>Valor</b>
Tasa Libre de Riesgo	1.83%
Beta Equity Panamá	0.788
Prima Riesgo Mercado	4.89%
Riesgo País	1.54%
<b>Costo Capital Propio</b>	<b>7.22%</b>
<b>Costo de la Deuda antes de Impuestos</b>	<b>3.92%</b>
<i>Costo de la Deuda después de Impuestos</i>	<i>2.75%</i>
D/(D+E)	50%
E/(D+E)	50%
<i>WACC Nominal antes de impuesto</i>	<i>7.12%</i>
<i>WACC Nominal después de Impuesto</i>	<i>4.98%</i>
Tasa Inflación EUA Largo Plazo	2.56%
<b>WACC Real antes de impuestos</b>	<b>4.44%</b>
<b>WACC Real después de Impuestos</b>	<b>2.36%</b>

Fuente: Elaboración propia.

El valor resultante para el caso base de WACC Real antes de impuestos es de 4.44 %.

#### 4.6. Análisis de sensibilidad

A continuación, se realiza un Análisis de Sensibilidad adoptando otros valores alternativos para la Prima de Riesgo de Mercado, el Beta y la estructura de capital, los cuales fueron mencionados en los puntos anteriores.

*Cuadro N°15. Resultados obtenidos de WACC real antes de impuestos para las diferentes alternativas*

Concepto	Caso Base	Caso Alto	Caso Bajo	Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4	Alt 5	Alt 6
Tasa Libre de Riesgo	1,83%	1,83%	1,83%	1,83%	1,83%	1,83%	1,83%	1,83%	1,83%
Beta Equity Panamá	0,788	0,816	0,629	0,816	0,629	0,788	0,788	0,788	0,788
Prima Riesgo Mercado	4,89%	6,43%	4,89%	4,89%	4,89%	6,43%	5,59%	4,89%	4,89%
Riesgo País	1,54%	1,54%	1,54%	1,54%	1,54%	1,54%	1,54%	1,54%	1,54%
<b>Costo Capital Propio</b>	<b>7,22%</b>	<b>8,61%</b>	<b>6,44%</b>	<b>7,36%</b>	<b>6,44%</b>	<b>8,43%</b>	<b>7,77%</b>	<b>7,22%</b>	<b>7,22%</b>
<b>Costo de la Deuda antes de Imp.</b>	<b>3,92%</b>	<b>4,46%</b>	<b>3,92%</b>	<b>3,92%</b>	<b>3,92%</b>	<b>3,92%</b>	<b>3,92%</b>	<b>3,92%</b>	<b>5,13%</b>
Costo de la Deuda después de Imp.	2,75%	3,12%	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%	3,59%
D/(D+E)	50%	50%	65%	50%	50%	50%	50%	65%	50%
E/(D+E)	50%	50%	35%	50%	50%	50%	50%	35%	50%
WACC Nominal antes de impuesto	7,12%	8,38%	5,77%	7,21%	6,56%	7,98%	7,51%	6,16%	7,72%
WACC Nominal después de Impuesto	4,98%	5,87%	4,04%	5,05%	4,59%	5,59%	5,26%	4,31%	5,40%
Tasa Inflación EUA Largo Plazo	2,56%	2,56%	3,28%	2,56%	2,56%	2,56%	2,56%	2,56%	2,56%
<b>WACC Real antes de impuestos</b>	<b>4,44%</b>	<b>5,68%</b>	<b>2,41%</b>	<b>4,54%</b>	<b>3,90%</b>	<b>5,29%</b>	<b>4,83%</b>	<b>3,51%</b>	<b>5,03%</b>
WACC Real después de Impuestos	<b>2,36%</b>	<b>3,23%</b>	<b>0,73%</b>	<b>2,43%</b>	<b>1,98%</b>	<b>2,95%</b>	<b>2,63%</b>	<b>1,71%</b>	<b>2,77%</b>

Fuente: Elaboración propia.

El caso bajo toma los valores más bajos de Beta y Prima de Mercado analizados y un mayor endeudamiento del 65%. Por el contrario, el caso Alto toma los valores más altos de Beta y Prima de Mercado y un endeudamiento normal del 50%. Las alternativas 1 y 2 varían solo el Beta respecto del caso base cuyos valores alternativos fueron expuestos en el punto 4.1.2. Las alternativas 3 y 4 solo varían en la Prima de Riesgo respecto del caso base, estos valores se describen en el punto 4.1.3. La alternativa 5 solo varía el endeudamiento respecto del caso base. Y por último en la alternativa 6 se considera como tasa de costo de la deuda la tasa de los bonos de ETESA a 2049 respecto del caso base.

#### 4.7. Valores de tasa según normativa establecida en la Ley 6 de 1997

En el artículo 99 de la Ley 6 de 1997 establece que:

*...se define como razonable aquella tasa que no difiera 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 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.*

Conforme los datos que surgen del estudio, la aplicación de la Ley 6 da los resultados que muestra el Cuadro N°16:

Cuadro N°16. Valores base y banda resultante según la Ley 6

Tasa Libre Riesgo	Prima Riesgo Negocio	Variación permitida	Banda Resultante	
			Límite Inferior	Límite superior
1.83%	7%	± 2%	6.83%	10.83%

Fuente: Elaboración propia.

## 5. CONCLUSIONES

Como se observa las tasas de rentabilidad calculadas según la metodología WACC-CAPM en las alternativas analizadas en el Cuadro N°15 no alcanzan el límite inferior dispuesto por la normativa que regula la actividad.

Sin embargo, considerando los fenómenos económicos mundiales que se han venido experimentando (como por ejemplo: el alza en los rendimientos de los bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América, en las tasas de interés, en los costos de materiales y en la inflación) debido a la Pandemia del Coronavirus y a la guerra entre Ucrania y Rusia, el resultado obtenido para la tasa de rentabilidad de 6.83% se aumentó en 47 puntos básicos quedando una tasa de rentabilidad de 7.30%.

# 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 precisa determinar:

- La cantidad eficiente de empleados para el Servicio de Operación Integrada (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:

$$CT_{CND} = \eta_{CND} \times w_{ETESA} \times \frac{w_{comp}}{w_{ET}} \times \frac{CT_{comp}}{WT_{comp}}$$

donde:

$CT_{CND}$ : Costo total anual eficiente del CND

$\eta_{CND}$ : Cantidad eficiente de empleados del CND

$w_{ETESA}$ : Gasto salarial anual por empleado de ETESA

$w_{comp}$ : Gasto salarial anual por empleado de la empresa comparadora que brinda el SOI

$w_{ET}$ : Gasto salarial anual por empleado de la empresa comparadora de transmisión

$CT_{comp}$ : Costo total anual de la empresa comparadora que brinda el SOI

$WT_{comp}$ : Gasto total anual salarial de la empresa comparadora que brinda el SOI

Si la expresión anterior se multiplica y divide por la cantidad de empleados de la empresa comparadora que brinda el SOI ( $\eta_{comp}$ ) se obtiene:

$$CT_{CND} = \eta_{CND} \times w_{ETESA} \times \frac{w_{comp} \times \eta_{comp}}{w_{ET} \times \eta_{comp}} \times \frac{CT_{comp}}{WT_{comp}}$$

Y teniendo en cuenta que:

$$WT_{comp} = w_{comp} \times \eta_{comp}$$

Se obtiene, en definitiva, que el costo eficiente del CND se puede determinar mediante la siguiente expresión:

$$CT_{CND} = \eta_{CND} \times w_{ETESA} \times \frac{CT_{comp}}{w_{ET} \times \eta_{comp}}$$

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 anteriores Revisiones Tarifarias (RT) fueron:

*Cuadro Nº1. Indicadores de eficiencia aprobados en RT anteriores*

Concepto	RT 2009-2013	RT 2013-2017	RT 2017-2021
Relación salarial ( $w_{comp}/w_{ET}$ )	1.47	1.47	1.47
Relación de costos totales y salariales	1.370	1.463	1.443
Relación Costos Totales OED/masa salarial OED con salarios empr. transmisión	2.014	2.150	2.121

Nota: se utiliza la sigla OED (Organismo Encargado del Despacho) para hacer referencia a una entidad genérica que tiene a su cargo las principales funciones del CND

En el caso, de la revisión tarifaria 2017-2021 se estableció el indicador sintético ( $CT_{comp}/(w_{ET} \times \eta_{comp})$ ), y luego se obtuvieron los factores que lo componen.

## 2. ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DEL CND

En primer lugar, se van a definir los servicios brindados por el CND los cuales se resumen a continuación:

- Servicio de operación integrada: Planificar la operación del SIN (despacho económico de la energía) a mediano y corto plazo, coordinar los mantenimientos, coordinar la operación de los intercambios internacionales, y supervisar y controlar los equipos conectados en el SIN.

- Servicio de administración comercial del Mercado Mayorista de Electricidad (MME): Calcular el Costo Marginal del Sistema (CMS). Liquidar las transacciones de los Participantes en el mercado ocasional, Servicio Auxiliar Especial de Largo Plazo. Establecer los compromisos deudor-acreedor, entre los participantes, con relación a las compensaciones diarias de potencia, Servicio Auxiliar de Corto Plazo, Generación Obligada y Banco de Gestión y Cobranza.
- Servicio de administración comercial con el Mercado Eléctrico Regional (MER): Coordinar las transacciones del mercado de contratos y ocasional, liquidar dichas transacciones internacionales de Panamá, Pagos o cobros de Panamá al Ente Operador Regional (EOR).
- Servicio de Certificación y Verificación de los medidores del Sistema de Medición Eléctrica Comercial (SMEC) y el Mantenimiento, Operación y Programación del Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA), que supervisa las operaciones del SIN.

A continuación, se analizarán los resultados obtenidos por el CND en comparación con los valores aprobados en la anterior Revisión Tarifaria.

En el siguiente cuadro se comparan 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. Gastos CND proyectados y recibidos*

Concepto	2017	2018	2019	2020
Gastos CND (IMP)	4,782,830	7,075,456	10,785,872	8,430,429
Gastos CND (Estados Financieros) deflactado	4,057,777	5,053,105	5,207,781	5,054,965

Los gastos incurridos por el CND rondan el 63% de los gastos aprobados en la Revisión Tarifaria anterior. Esta diferencia ha sido resultado, en buena medida, de una menor cantidad de otros gastos sobre el total de los gastos de personal del CND. En el siguiente cuadro se presenta la cantidad de personal empleado respecto del proyectado, y los salarios y gastos salariales:

*Cuadro N°3. Gastos de personal CND previstos y recibidos – ETESA*

Concepto		2017	2018	2019	2020
IMP	Gastos de personal [B/.]	3,314,504	3,663,400	4,273,966	4,404,802
	Personal (cantidad)	76	89	99	101
	Gasto unitario de personal [B./mes]	3,364	3,364	3,364	3,364
Estados financieros (deflactado)	Gastos de personal [B/.]	3,354,957	3,913,340	4,090,999	4,091,243
	Personal (cantidad)	89	91	92	85
	Gasto unitario de personal [B./mes]	3,141	3,584	3,706	4,011

Del cuadro anterior se aprecia que la cantidad de personal empleado para el periodo 2017-2018 ha sido mayor al proyectado (3-17%), mientras que para los años 2019 y 2020 ha sido menor al proyectado, entre un 7% y 16%.

Para determinar el gasto total aprobado para el CND se determinó que:

- El gasto salarial por empleado en el CND es 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 2,472 B./empleado/mes
- Otros gastos representan 44% sobre el total de los gastos de personal del CND

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. Relación entre otros gastos y gastos de personal – CND*

Concepto	2017	2018	2019	2020
Gastos de personal [B/.]	3,384,131	3,977,617	4,146,336	4,079,384
Otros gastos [B/.]	708,930	1,158,486	1,131,888	960,929
Gastos de personal y otros gastos [B/.]	4,093,061	5,136,103	5,278,224	5,040,313
Otros gastos/Gastos personal [%]	20.95	29.13	27.30	23.56

A lo largo de los últimos cuatro años la relación entre otros gastos y gastos de personal ha sido en promedio (25.23%) muy por debajo del aprobado (47%). 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 de referencia (ETESA Transmisión, conexión y administración) y la desagregación de gasto salarial del CND en relación con el de referencia se muestran en el siguiente cuadro:

*Cuadro N°5. Relación gastos de personal CND y ETESA Transmisión*

Concepto		2017	2018	2019	2020
ETESA transmisión, conexión y administración	Gastos de personal [B/.]	11,095,535	11,989,369	12,338,237	12,547,239
	Personal (cantidad)	463	432	463	466
	Gasto unitario de personal [B./mes]	1,997	2,313	2,221	2,244
CND	Gastos de personal [B/.]	3,354,957	3,913,340	4,090,999	4,091,243
	Personal (cantidad)	89	91	92	85
	Gasto unitario de personal [B./mes]	3,141	3,584	3,706	4,011
Relación gasto personal CND/ETESA		1.57	1.55	1.67	1.79

De la última fila del cuadro se observa que la relación de gasto de personal del CND con relación a ETESA transmisión ha sido en promedio de 1.65.

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. Indicador de eficiencia – CND*

Concepto	2017	2018	2019	2020
Empleados	89	91	92	85
Potencia máxima [MW]	1,657	1,665	1,961	1,969
Indicador [MW/empleado]	18.62	18.30	21.32	23.16

### **3. ANÁLISIS Y SELECCIÓN DE LAS EMPRESAS COMPARADORAS**

#### **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 01 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 consiste en prestar los servicios de planeación y coordinación de la operación de los recursos del sistema interconectado nacional colombiano, 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 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.

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.

XM coordina la operación de la cadena productiva del sector eléctrico colombiano:



- Planeación de los recursos de generación de Colombia, es decir, las plantas hidroeléctricas, térmicas y eólicas (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.
- La planeación de corto plazo, comprende la recepción de las ofertas diarias que presentan los generadores en la Bolsa de Energía, donde se asignan hora a hora las plantas que suministrarán la energía al día siguiente. XM, realiza esta selección con criterios de seguridad y economía para garantizarle a los usuarios el servicio con estándares de calidad, confiabilidad y eficiencia.

XM administra el Mercado de Energía Mayorista de Colombia (MEM) atendiendo las transacciones comerciales de aproximadamente 267 agentes a quienes presta los siguientes servicios:

- **Registrar las fronteras**, es decir, 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:** es el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC), el cual se encarga 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. También se encarga 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 SIC.
- **CND:** es el Centro Nacional de Despacho, 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:** es el Liquidador y Administrador de Cuentas, el cual se encarga 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.
- **TIE-Transacciones Internacionales:** son 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 siguiente cuadro:

*Cuadro N°7. Indicador de eficiencia - XM*

Concepto	2017	2018	2019	2020
Empleados	225	229	241	279
Potencia máxima [MW]	9,996	10,190	10,642	10,539
Indicador [MW/empleador]	44.43	44.50	44.16	37.77

El indicador se ha mantenido relativamente estable entre los años 2017 y 2019, mientras que en el año 2020 este indicador se redujo debido a que la potencia máxima disminuyó posiblemente por el efecto de la pandemia.

El siguiente cuadro muestra para el periodo 2017-2020, los costos y gastos en servicios personales y totales, y los ratios que relacionan ambas variables.

*Cuadro N°8. Relación de costos - XM*

Concepto	2017	2018	2019	2020
Total servicios personales (1)	43,817	44,371	47,034	50,982
Total gastos y costos (2)	88,545	95,396	88,081	94,755
Relación [(1)/(2)] en %	49.49	46.51	53.40	53.80
Relación [(2) - (1)] / (1) en %	102.08	115.00	87.27	85.86

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	2017	2018	2019	2020
Empleados ISA	548	558	585	628
Gastos de personal ISA [SCol]	112,240	119,671	131,446	133,104
Costo anual por empleado ISA [millones \$Col]	204.82	214.46	224.69	211.95
Empleados XM	225	229	241	279
Gastos de personal XM [millones \$Col]	43,817	44,371	47,034	50,982
Costo anual por empleado XM [millones \$Col]	194.74	193.76	195.16	182.73
Relación costo por empleado XM/costo por empleado ISA [%]	0.95	0.90	0.87	0.86

Se observa que la relación de salarios promedio del personal de XM respecto a la de ISA se ha reducido.

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	2017	2018	2019	2020
Relación costos totales XM/masa salarial XM	2.02	2.15	1.87	1.86
Relación costo por empleado XM/costo por empleado ISA	0.95	0.90	0.87	0.86
Relación costos totales XM/masa salarial XM con salarios ISA	1.92	1.94	1.63	1.60

Se aprecia un decremento del indicador sintético consecuencia tanto de la reducción de la participación de otros costos en los costos totales y de la relación salarial entre XM e ISA.

### **3.2. COES (Perú)**

El COES es una entidad privada, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público. Está conformado por todos los Agentes del SEIN (Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres) y sus decisiones son de obligatorio cumplimiento por los Agentes. Su finalidad es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo

El COES reúne los esfuerzos de las principales empresas de generación, transmisión y distribución de electricidad, así como de los grandes usuarios libres, contribuyendo a través de su labor al desarrollo y bienestar del país.

Mediante el desarrollo de sus funciones, el COES vela por la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica, permitiendo que la población goce del suministro de electricidad en condiciones de calidad y posibilitando un contexto adecuado para el desarrollo de la industria y otras actividades económicas. Asimismo, es responsable de administrar el mejor aprovechamiento de los recursos destinados a la generación de energía eléctrica.

El COES inició sus operaciones el 01 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 añadió nuevas funciones, principalmente la planificación de la expansión de la transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Resumidamente, el COES ejerce las siguientes funciones:

- Efectuar la programación y coordinación de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del SEIN
- Administrar el Mercado de Corto Plazo
- Elaborar el plan de transmisión
- 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

Finalmente es importante mencionar que a diferencia de las otras comparadoras y del CND, el COES posee también la función de elaborar los planes de transmisión por lo que, a los efectos comparativos, los gastos salariales podrían ser levemente inferiores.

En revisiones tarifarias anteriores, a los efectos del análisis de eficiencia de la comparadora, se utilizó el indicador Potencia máxima/Cantidad de empleados, el cual se muestra en el siguiente cuadro para el periodo 2017-2020:

*Cuadro N°11. Indicador de eficiencia - COES*

Concepto	2017	2018	2019	2020
Empleados	106	110	112	115
Potencia máxima [MW]	6,559	6,885	7,018	7,125
Indicador [MW/empleo]	61.88	62.59	62.66	61.96

El indicador ha mostrado cierta estabilidad a lo largo de los últimos 4 años.

Los costos y gastos en servicios personales y totales, y los ratios que relacionan ambas variables, para el periodo 2017-2020 se muestran en el siguiente cuadro:

*Cuadro N°12. Relación de costos – COES (miles de Soles)*

Concepto	2017	2018	2019	2020
Total servicios personales (1)	29,073	30,755	32,928	31,887
Total gastos y costos (2)	43,267	49,108	48,519	54,135
Relación [(1)/(2)] en %	67.20	62.63	67.87	58.90
Relación [(2) - (1)] / (1) en %	48.82	59.67	47.35	69.77

Por otro lado, en el Cuadro N°13 se muestran las relaciones de remuneraciones entre el transportista (REP) y el operador (COES):

*Cuadro N°13. Relación de remuneraciones entre REP y COES*

Concepto	2017	2018	2019	2020
Empleados REP	376	378	388	384
Gastos de personal REP [miles Soles]	75,442	84,649	61,208	75,673
Costo anual por empleado REP [miles Soles]	200.64	223.94	157.75	197.07
Empleados COES	106	110	112	115
Gastos de personal COES [miles Soles]	29,073	30,755	32,928	31,887
Costo anual por empleado COES [miles Soles]	274.27	279.59	294.00	277.28
Relación costo por empleado COES/costo por empleado REP [%]	1.37	1.25	1.86	1.41

Se observa que la relación de salarios promedio del personal de COES respecto a la de REP se ha mantenido estable con un leve aumento en el año 2019.

Las relaciones anteriores 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	2017	2018	2019	2020
Relación costos totales COES/masa salarial COES	1.49	1.60	1.47	1.70
Relación costo por empleado COES/costo por empleado REP	1.37	1.25	1.86	1.41
Relación costos totales COES/masa salarial COES con salarios REP	2.03	1.99	2.75	2.39

Se aprecia un aumento paulatino del indicador sintético para los años 2019 y 2020.

### 3.3. CDEC-SIC (Chile)

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 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.

El CDEC está conformado por todas aquellas empresas de generación, transmisión y consumidores de precio no regulado (clientes libres) que cumplen con los requisitos establecidos en el artículo N°16 y N°17 del Decreto Supremo N°291/2007.

En cuanto a su conducción, el CDEC reconoce un Directorio, una Dirección de Operaciones y una Dirección de Peajes.

El Directorio se encuentra conformado por representantes elegidos por cada uno de los segmentos que integran el CDEC y sus funciones se indican en el artículo 25 del Decreto Supremo N°291. Por su parte, las Direcciones de Operación y de Peajes tienen las funciones que se indican en los artículos 36 y 37 del decreto citado, y son entidades eminentemente técnicas y ejecutivas, las cuales cumplen sus cometidos de acuerdo a los criterios generales que fije el Directorio.

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
- Determinar los costos marginales instantáneos de energía eléctrica
- Coordinar el mantenimiento preventivo de las unidades generadoras
- Verificar el cumplimiento de los programas de operación y de mantenimiento preventivo
- 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

Hasta el año 2016, existían dos sistemas eléctricos y por ende 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

De los dos CDEC existentes se analizará a continuación el CDEC-SIC que, por su tamaño, resulta el más significativo.

El cuadro a continuación muestra el indicador de eficiencia (ratio Potencia máxima/Cantidad de empleados):

Cuadro N°15. Indicador de eficiencia – CDEC-SIC

Concepto	2013	2014	2015	2016
Empleados	88	107	126	146
Potencia máxima [MW]	7,282	7,546	7,577	7,789
Indicador [MW/empleador]	82.75	70.52	60.13	53.35

El indicador ha mostrado una significativa disminución durante los últimos años, aproximándose al observado en otros países.

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 2013-2016:

Cuadro N°16. Relación de costos – CDEC-SIC (millones de \$ chilenos)

Concepto	2013	2014	2015	2016
Total servicios personales (1)	3,762	4,359	5,929	8,923
Total gastos y costos (2)	7,408	7,998	11,343	14,629
Relación [(1)/(2)] en %	50.78	54.50	52.27	61.00
Relación [(2) - (1)] / (1) en %	96.92	83.48	91.31	63.95

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	2013	2014	2015	2016
Empleados Transelec	508	493	491	509
Gastos de personal Transelec [miles \$Chil]	17,598	18,539	17,881	19,194
Costo anual por empleado Transelec [miles \$Chil]	34.64	37.60	36.42	37.71
Empleados CDEC	88	107	126	146
Gastos de personal CDEC [miles \$Chil]	3,762	4,359	5,929	8,923
Costo anual por empleado CDEC [miles \$Chil]	42.75	40.74	47.06	61.12
Relación costo por empleado CDEC/costo por empleado Transelec [%]	1.23	1.08	1.29	1.62

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.

Las anteriores relaciones se muestran con el indicador sintético en el cuadro siguiente:

*Cuadro N°18. Relaciones entre gastos totales CDEC-SIC y gastos de personal sobre la base de salarios promedio de Transelec*

Concepto	2013	2014	2015	2016
Relación costos totales CDEC/masa salarial CDEC	1.97	1.83	1.91	1.64
Relación costo por empleado CDEC/costo por empleado Transelec	1.23	1.08	1.29	1.62
Relación costos totales CDEC/masa salarial CDEC con salarios Transelec	2.43	1.99	2.47	2.66

Se aprecia una considerable variabilidad del indicador sintético (entre 1.99 y 2.66) con un valor medio próximo a 2.4.

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

Los valores de estas relaciones son muy variables entre los organismos analizados (XM, COES, CDEC-SIC) y entre diferentes 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 2017-2020	COES 2017-2020	CDEC-SIC 2013-2016	Promedio
Relación costos totales OED/masa salarial OED	1.98	1.56	1.84	1.79
Relación gasto salarial promedio OED/gasto salarial promedio empresa de transmisión	0.90	1.47	1.31	1.23
Relación costos totales OED/masa salarial OED con salarios empresa de transmisión	1.77	2.30	2.40	2.16

Nota: para XM en los años de pandemia (2019 y 2020) este indicador se redujo bastante, lo cual hace que el promedio se encuentre muy por debajo del valor de COES.

En función de lo anterior, resulta razonable considerar el indicador sintético en lugar de determinar cada uno de sus componentes por separado. Además, se considera el promedio de los casos analizados, el cual fue de 2.16.

Con la finalidad de dar más recursos al CND se considerará que el costo medio de su personal podrá ser de 56.5% mayor a los gastos de personal medio de ETESA, los porcentajes a reconocer son:



- 56.5% para el gasto de personal medio respecto al valor medio de ETESA.
- 38% por sobre los gastos de personal del CND para contemplar los otros gastos necesarios para el funcionamiento del CND (excluidas inversiones). El cual se aproxima a la realidad que reflejan los estados financieros.

El siguiente cuadro resume estos resultados:

*Cuadro N°20. Indicadores de eficiencia adoptados*

<b>Indicador</b>	<b>%</b>	<b>Factor</b>
Relación salarial ( <i>w comparadora /w ET</i> )	56.50%	1.565
Relación de costo totales y salariales	38%	1.38
Relación Costos totales OED/masa salarial OED con salarios de la empresa de transmisión		2.1597