REPÚBLICA DE PANAMÁ

ASEP
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

Anexo B
Resolución AN No. 20847 de 24 de septiembre de 2025

"Ingreso Máximo Permitido (IMP) de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) para el periodo tarifario Julio 2025 - Junio 2029"

Metodología de Cálculo

Realizado con la Asesoría del Consorcio
SIGLA - ASINELSA

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 23

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 24

2.1. Base de Capital del Sistema de Conexión 24

2.2. Base de Capital inicial del Sistema de Conexión 25

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 39
ANEXOS 41
ANEXO I: EVALUACIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA PARA TRANSMISIÓN 42
1. INTRODUCCIÓN 42
2. MARCO LEGAL PARA LA DETERMINACIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA 42
3. CONVERSIÓN DE COSTOS Y VNR A BALBOAS 43
3.1. Costos de mano de obra (CMO) 43
3.2. Costos de materiales (CMA) 44
3.3. Valores considerados en la conversión 44
3.4. Ponderados usados en la conversión 45
4. ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DE EMPRESAS COMPARADORAS 46
4.1. Transelec 46
4.2. Red de Energía del Perú S.A. 49
4.3. Companhia Energética de Minas Gerais Geração e Transmissão S.A. (CEMIG-GT) 52
5. RATIOS COMPARADORES 54
6. INFORME DE GESTIÓN DE ETESA 56
ANEXO II: TASA DE RETORNO 72
1. INTRODUCCIÓN 72
2. MARCO LEGAL 72
3. MARCO CONCEPTUAL 72
4. CÁLCULO DEL COSTO PROMEDIO PONDERADO DEL CAPITAL 74
4.1. Costo del capital propio 74
4.1.1. Tasa libre de riesgo 74
4.1.2. El coeficiente beta 76
4.1.3. Prima de riesgo de mercado 77
4.1.4. Tasa de riesgo país 78
4.1.5. Determinación de la tasa de retorno del capital propio 79
4.2. Costo de la deuda 80

4.3. Tasas de retorno nominales versus reales 82
4.4. Nivel de apalancamiento de la actividad de transmisión eléctrica 83
4.5. Tasa de rentabilidad determinada para la actividad de transmisión eléctrica 83
4.6. Valores de tasa según normativa establecida en la Ley 6 de 1997 84
5. CONCLUSIONES 84
ANEXO III: ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA EMPRESA COMPARADORA PARA EL CND 85
1. MARCO LEGAL Y CONCEPTUAL PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS INDICADORES DE EFICIENCIA 85
2. ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DEL CND 86
3. ANÁLISIS Y SELECCIÓN DE LAS EMPRESAS COMPARADORAS 89
3.1. XM (Colombia) 89
3.2. COES (Perú) 92
3.3. CDEC-SIC (Chile) 94
3.4. Análisis de los resultados y conclusiones 97

INTRODUCCIÓN

El Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) que se presenta en esta propuesta para el período julio 2025 - junio 2029, 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 2024, posteriormente, durante el periodo tarifario, se aprobarán de forma anual, los ingresos adicionales que resulten del cálculo tarifario establecido en el artículo 207 del Reglamento de Transmisión por las inversiones que se vayan incorporando al Sistema Principal de Transmisión de acuerdo a la planificación establecida según los Planes de Expansión de Transmisión vigentes.

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) 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.

A partir del análisis de los datos de estas dos empresas, se decidió utilizar ambas empresas. Adicionalmente, se analizó información disponible en el regulador brasileño ANEEL para incorporar a la empresa CEMIG-GT.

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).
- Companhia Energética de Minas Gerais Geração e Transmissão S.A. (CEMIG-GT).

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 2025 a junio de 2029.

Del análisis realizado se obtuvieron los siguientes ratios comparadores:

Cuadro N°1. Resumen de ratios comparadores

Concepto	Transelec (promedio 2021-2023)	REP (promedio 2021-2023)	CEMIG-GT (2017)	Promedio
ADMT%M*(ADM/VNR)	0.86%	0.57%	1.04%	0.82%
OMT%M*(OyM/VNR)	1.17%	2.15%	1.53%	1.62%
AOYM/VNR	2.03%	2.71%	2.57%	2.44%

Fuente: Elaboración propia con base a información Transelec, REP Holding y CEMIG-GT.

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 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	CEMIG-GT	Indicador ETESA
ADMT%M*(ADM/VNR)	0.86%	0.57%	1.04%	
OMT%M*(OyM/VNR)	1.17%	2.15%	1.53%	
AOYM/VNR	**2.03%**	**2.71%**	**2.57%**	
Incremento OyM Regulado	*8%*	*8%*	*8%*	
ADMT%M*(ADM/VNR)	0.86%	0.57%	1.04%	0.82%
OMT%M*(OyM/VNR)	1.27%	2.32%	1.65%	1.75%
AOYM/VNR	**2.13%**	**2.89%**	**2.69%**	**2.57%**

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), Red de Energía del Perú S.A. (REP) y Companhia Energética de Minas Gerais Geração e Transmissão S.A. (CEMIG-GT).

Los parámetros ajustados a utilizar resultan del promedio entre las empresas presentadas y representan un total de AOYM/VNR de 2.57%.

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
4.60%	7%	± 2%	9.60%	13.60%

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 *Wheighted 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 que informa la Reserva Federal de los Estados Unidos de América. 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 mayo de 2024 a abril de 2025 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
may-24	4.62%
jun-24	4.44%
jul-24	4.46%
ago-24	4.35%
sep-24	4.41%
oct-24	4.76%
nov-24	4.72%
dic-24	4.59%
ene-25	4.85%
feb-25	4.68%
mar-25	4.60%
abr-25	4.72%
Promedio	**4.60%**

Fuente: Federal Reserve (www.federalreserve.gov).

El promedio aritmético para el período en cuestión asciende a 460 bp (4.60%) 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 9.60% y 13.60% conforme se detalla en el Cuadro Nº 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 se describen en el Anexo II.

Cuadro N°5. Resultados obtenidos CAPM

Concepto	Valor
Tasa Libre de Riesgo	4.60%
Riesgo País	2.76%

Concepto	Valor
Beta Panamá	0.425
Prima de Riesgo	7.00%
Costo del Capital Propio (Re)	**10.33%**

Fuente: Elaboración propia con base a MEF Panamá / Damodaran / Federal Reserve.

Cuadro N°6. Resultados obtenidos del WACC real antes de impuestos para diferentes alternativas

Concepto	Valor
Costo de Capital Propio	10.33%
Costo Deuda (antes de impuestos)	8.88%
Estructura Deuda (D/V)	50%
Tasa Impuesto	30%
WACC nominal después de impuestos	8.28%
Tasa Inflación	2.43%
WACC Real después de impuestos	5.71%
WACC Real antes de impuestos	9.18%

Fuente Elaboración propia con base a MEF Panamá / Damodaran / Federal Reserve.

2. CONCLUSIONES

Como se observa, la tasa de rentabilidad calculada según el WACC-CAPM de 9.18% es más bajo que el límite inferior de acuerdo con la Ley 6. Dado lo anterior, se establece la tasa de rentabilidad en 9.60%.

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 207, 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.
- 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.
- Descuento (o reconocimiento) en IMP de conexión por inversiones reconocidas en el período tarifario anterior y no ejecutadas (o ejecutadas en exceso).

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 2025-junio 2029 será la que resulte considerando los valores eficientes de los activos al 31 de diciembre de 2024. 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 219 se define que el "Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda" comprende los activos que forman parte del Sistema Principal de Transmisión que están en servicio en cada año del periodo tarifario, los cuales se asignan para el periodo tarifario julio 2025 – junio 2029 a la generación y a la demanda de acuerdo con los siguientes porcentajes:

$$\%ASIGP(G) = 45\%$$

$$\%ASIGP(D) = 55\%$$

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 2024

La Base de Capital inicial al 31 de diciembre de 2024 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 2021-2024 ajustada por eficiencia. No fueron considerados los activos fijos calificados como No Productivos.

Como valores iniciales de este análisis se toman los valores de Base de Capital bruta y neta determinados para el 31 de diciembre de 2020 en la revisión tarifaria del periodo 2021-2025 con todos los ajustes realizados hasta ese momento. Es importante resaltar que en la revisión tarifaria anterior se realizó 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). En esta ocasión ambos conceptos fueron agrupados en "Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda"

Tomando ese valor inicial del año 2020, para poder llegar al valor de Base de Capital para el 31 de diciembre de 2024, se analizaron las capitalizaciones realizadas en el periodo 2021-2024, 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 adicionado durante el periodo tarifario (denominado IPSPA) que detallan los activos del Sistema Principal de Transmisión efectivamente incorporados durante el periodo tarifario de 2021 a 2024 (Resoluciones AN Nº18464-Elec, AN Nº18811-Elec, AN Nº18388 Elec).

Por otro lado, se consideran los estados financieros regulados, donde en las planillas BS-01 se detallan las inversiones para los años 2021 a 2024. También se han revisado los Estados Financieros Contables (EEFF) de la Empresa de Transmisión para el período 2021-2024 (este último no auditado).

Y finalmente, a solicitud del estudio tarifario, la Empresa de Transmisión brinda detalles de las inversiones del periodo 2021-2024 en los siguientes archivos:

- "Pto.03 Valor de Activos brutos y netos en operación 2021-2023 & A2024.xlsx"
- Pto.02 Inversiones PP&E_Adiciones bienes ETESA periodo 2024 fgd 22abr25.xlsx

Un primer aspecto por destacar es que la información suministrada por ETESA no coincide plenamente entre ellas como se observa en el siguiente cuadro:

Cuadro N°7. Comparación diferentes fuentes de información de inversiones del período 2021-2024. Valores en balboas

Fuente	2021	2022	2023	2024	Total
BS-01	74,424,288	116,462,696	48,582,934	142,037,325	381,507,244
EEFF	74,481,488	114,919,567	49,135,524	142,407,701	380,944,280
Pto. 02	74,718,870	115,629,639	15,092,465	139,754,228	345,195,203
Pto. 03	74,462,310	110,278,024	18,949,001	136,093,966	339,783,301

Fuente: Elaboración propia con base a información de ETESA.

Se puede observar que la mayor discrepancia se encuentra en 2023 siendo, por un lado, consistentes entre sí los valores de BS-01 y EEFF y por otro, los valores entre las fuentes Pto.02 y Pto.03

El artículo 202 del Reglamento de Transmisión establece que los costos para cada activo del Sistema de Transmisión son los costos obtenidos a través de un proceso de libre concurrencia 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 en algunos proyectos superaron los parámetros regulatorios, por lo que se realizan descuentos en tales conceptos como se indica en el siguiente cuadro:

Cuadro N°8. Montos que descontar por exceso en costos indirectos – Valores en balboas

Subestación	2021	2022	2023	2024
PATIO 230 kV-PANAMA	2,100,103	0	109,617	0
PATIO 230 kV-PANAMA II	406,819	0	0	0
PATIO 230 KV-PROGRESO	0	212,317	0	0

Fuente: Elaboración propia con base a información de ETESA.

Adicionalmente, se revisaron los costos de indemnización por servidumbres. Los valores informados en la contabilidad regulatoria aparecen como superiores a los contenidos mediante contrato de ETESA. Es por ello, que en los años en que lo informado por la contabilidad es superior a los contratos, se descuenta la diferencia de la base de capital según el siguiente detalle:

Cuadro N°9. Montos de servidumbre sin contratos – Valores en balboas

Concepto	2021	2022	2023	2024
Servidumbre contabilidad	865,809	13,248,269	17,662,389	20,723,611
Servidumbre con contrato	0	94,951	158,274	99,566
Servidumbre que descontar	865,809	13,153,317	17,504,114	20,624,044

Fuente: Elaboración propia con base a información de ETESA.

Las capitalizaciones del periodo 2021-2024 se analizaron con base a criterios de eficiencia del Regimen Tarifario como los correspondientes a activos que no están en operación. Del análisis de la información presentada se han incluido las obras indicadas en la fuente indicada como "Pto. 02 inversiones PP&E A2021 al A2024.xlsx". Las activaciones analizadas son las siguientes:

Cuadro N°10. Proyectos SPT activados en el período 2021-2024 – Valores en balboas

Línea/Subestación	2021	2022	2023	2024	Total
Compra Venta - Ganna II (tramo de L/T 230 kV)	0	54,420,914	0	328,174	54,749,088
L/T 230 kV Changuinola-Frontera (230-21)	0	40,847	0	0	40,848
L/T 230 kV Fortuna-Changuinola (230-20)	0	13,661	0	498,088	511,750
L/T 230 kV Veladero-Mata De Nance-5B	-38,994	0	0	0	-38,994
L/T 230 kV Veladero -Llano Sánchez-230-51, 230-52	1,104,074	25,560	3,689,674	279,780	5,099,088
Líneas 230 kV Bayano-Pacora (230-1A)	0	62,009	0	0	62,009
L/T 230 kV Chorrera - Panamá 230-47, 230-48	151,144	22,721	0	49,784	223,649
Líneas 230 kV Llano Sánchez - Chorrera -230 kV-49-50	-613	613	0	0	0
Líneas 230 kV Mata de Nance-Fortuna (230-7, 230-8)	522,118	0	0	0	522,118
Líneas 230 kV Panamá II-Llano Sánchez (230-12, 230-13)	-1,997,679	-590,192	0	1,018,154	-1,569,717
Líneas 230 kV Panamá-Chorrera (230-3A, 230-4A)	0	0	0	6,275,261	6,275,260

Línea/Subestación	2021	2022	2023	2024	Total
Líneas 230 kV Chorrera-Llano Sánchez (230-3B, 230-4B)				2,833,319	2,833,319
Líneas 230KV Llano Sánchez-Veladero (230-14, 230-15)				1,531,163	1,531,163
Líneas 230 kV Veladero-Guasquitas (230-16, 230-17)	1,128,762	44,763	0	291,020	1,464,545
L/T 230 kV Sabanitas - Panamá III	0	0	0	44,462,231	44,462,231
Línea 115 kV CPSA-BLM2 (115-4B, 115-3B)	613,788	62,009	0	0	675,797
Línea 115 kV Panamá - CPSA (115-4A)	351,542	90,738	0	0	442,279
Líneas 115 kV BLM1-Santa Rita (115-1B, 115-2B)	0	33,669	0	0	33,668
Líneas 115 kV Panamá-Cáceres (115-62) Subterránea				13,470,513	13,470,513
PATIO 500 kV - Chiriquí Grande				518,816	518,816
PATIO 230 kV Cañazas	0	0	0	129,722	129,722
PATIO 230 kV - Changuinola	0	7,324,641	0	3,753,122	11,077,763
PATIO 230 kV- Chorrera	6,580,947	1,230,370	207,879	154,537	8,173,734
PATIO 230 kV - Guasquitas	0	60,017	0	0	60,018
PATIO 230 kV - Llano Sánchez	26,462,227	4,233,228	364,434	107,410	31,167,300
PATIO 230 kV - Mata de Nance	3,022,062	71,271	92,330	30,787	3,216,450
PATIO 230 kV - Panamá	5,458,752	12,807	8,932,775	721,268	15,125,602
PATIO 230 kV - Panamá II	3,905,269	24,833,745	-105,983	15,158	28,648,188
PATIO 230 kV - Panamá III				22,184,162	22,184,162
PATIO 230 kV - Progreso	1,888,568	10,040,683	0	375,077	12,304,328
PATIO 230 kV - Sabanitas (Terreno)	7,275,133	0	0	15,071,973	22,347,107
PATIO 230 kV - Chepo				1,945,448	1,945,448
PATIO 230 kV - Veladero	5,712,227	52,241	844,746	85,991	6,695,205
PATIO 230 kV - Chorrera-El Higo	0	2,754,606	0	57,327	2,811,933
PATIO 230/34.5 kV - San Bartolo	4,249,534	0	680,463	153,995	5,083,991
PATIO 230 kV - Bella Vista (Nave 2)	0	0	0	98,935	98,936
PATIO 115 kV - Cáceres	0	-45,543	0	2,159,213	2,113,669
PATIO 115 kV - Caldera	-41,014	0	0	622,316	581,302
PATIO 115 kV - Panamá	362,157	1,632,457	154,871	1,060,898	3,210,384

Fuente: Elaboración propia con base a información de ETESA.

Las activaciones antes detalladas totalizan 308,282,671 balboas (sin deducción por conceptos analizados previamente).

Adicionalmente, ETESA en la información remitida para el estudio tarifario presenta los valores brutos y netos a junio de 2024, segregado en las diferentes líneas y subestaciones, la cual se muestra en el siguiente cuadro. 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.

La Compra Venta de GANNA II (tramo de L/T 230kv) corresponde a una incorporación del sistema de conexión. Por lo tanto, si bien ETESA lo reporta y aparece en el cuadro No.11 siguiente, no se toma en cuenta para el valor total de los activos del Sistema Principal sino en el de Conexión.

Cuadro N°11 Bienes e instalaciones de ETESA al 30 de junio de 2024 – Valores en balboas

ACTIVO FIJO	COSTO	DEPRECIACIÓN	VALOR NETO
SISTEMA PRINCIPAL	1,154,202,515	373,413,171	780,789,344
LÍNEAS	**709,347,493**	**211,386,403**	**497,961,090**
230 KV	**682,159,120**	**199,449,166**	**482,709,955**
CV GANNA II (tramo de L/T 230kv)	54,420,914	3,987,392	50,433,522
L/T 230 KV- ANTON-PANAMA II (TERRENO)	656,867	0	656,867
L/T 230 KV-CAÑAZA - PTP	0	0	0
L/T 230 KV-CHANGUINOLA-FRONTERA (230-21)	8,089,429	3,145,211	4,944,218
L/T 230 KV-FORTUNA-CHANGUINOLA (230-20)	38,029,574	14,741,800	23,287,774
L/T 230 KV-FORTUNA-CHANGUINOLA-GUABITO 19	1,011,127	222,209	788,918
L/T 230 KV-GUASQUITAS-FORTUNA-18	2,591,165	1,391,699	1,199,466
L/T 230 KV-NAVE 1 LA ESPERANZA	1,479,170	319,594	1,159,576
L/T 230 KV-PROGRESO-FRONTERA (COSTA RICA) (230-10)	1,993,987	1,698,245	295,742
L/T 230 KV-SANTA RITA-PANAMA II	4,164,418	69,769	4,094,649
L/T 230 KV-VELADERO-MATA DE NANCE-5B	29,532,786	3,945,257	25,587,529
L/T 230 SANTA RITA-PANAMA 2 DOBLECIRCUITO 230-54	45,064,679	7,184,348	37,880,331
L/T 230KV - LLANO SÁNCHEZ - S/E BELLA VISTA - 6A	875,767	84,354	791,413
L/T 230KV - S/E BELLA VISTA - VELADERO - 6B	641,050	62,286	578,764
L/T 230KV-CHORRERA-EL HIGO	0	0	0
LINEAS 230 KV- LLANO SANCHEZ-VELADERO 230-51-52	109,627,349	21,311,039	88,316,310
Líneas 230KV-Bayano-Pacora (230-1A)	5,380,518	4,876,368	504,149
Líneas 230KV-Chorrera-Llano Sánchez (230-3B, 230-4B)	15,270,019	14,733,264	536,755
LINEAS 230KV-CHORRERA-PANAMA -230KV-47-48	61,204,602	10,946,711	50,257,892
LINEAS 230KV-LLANO SANCHEZ - CHORRERA -230KV-49-50	165,114,170	30,130,757	134,983,413
Líneas 230KV-Llano Sánchez-Veladero (230-14, 230-15)	17,898,880	9,631,572	8,267,308
Líneas 230KV-Llano Sánchez-Veladero (230-5A, 230-6A)	20,639,387	20,459,659	179,727
Líneas 230KV-Mata de Nance-Fortuna (230-7, 230-8)	6,508,783	4,935,271	1,573,512
Líneas 230KV-Mata de Nance-Progreso (230-9)	4,895,241	3,847,570	1,047,671
Líneas 230KV-Pacora-Panamá II (230-1B)	1,859,809	1,859,809	0
Líneas 230KV-Panamá II-Llano Sánchez (230-12, 230-13)	52,443,095	25,479,995	26,963,100
Líneas 230KV-Panamá II-Panamá (230-1C, 230-2B)	3,328,290	1,978,269	1,350,021
Líneas 230KV-Panamá-Chorrera (230-3A, 230-4A)	6,211,817	4,408,595	1,803,222
Líneas 230KV-Veladero-Guasquitas (230-16, 230-17)	19,279,060	7,980,063	11,298,998
Líneas 230KV-Sabanitas-Panamá III	3,947,166	18,059	3,929,107
115 KV	**27,188,372**	**11,937,237**	**15,251,136**
L/T 115 KV SANTA RITA-CHAGRES	0	0	0
Línea 115Kv-CPSA-BLM2 (115-4B)	8,263,859	2,453,119	5,810,740
Línea 115KV-Panamá CPSA (115-4A)	6,180,344	3,203,411	2,976,933
Líneas 115Kv-BLM1-Santa Rita (115-1B, 115-2B)	3,039,055	931,897	2,107,158
Líneas 115Kv-Mata de Nance-Caldera (115-15, 115-16)	3,451,704	2,632,818	818,887
Líneas 115Kv-Panamá-Cáceres (115-12)	269,818	209,809	60,009
Líneas 115Kv-Panamá-Cáceres (115-37) Subterránea	849,114	375,908	473,206
Líneas 115Kv-Santa Rita-Cáceres (115-1A, 115-2A)	5,134,476	2,130,274	3,004,202
SUBESTACIONES	**444,855,022**	**162,026,769**	**282,828,254**
230 KV	**399,377,845**	**137,513,603**	**261,864,243**
PATIO 230 KV-CAÑAZA	98,935	2,591	96,344
PATIO 230 KV-BOQUERON 3 (2DO TRAFO 230/115/34.5KV)	7,586,508	2,203,852	5,382,655
PATIO 230 KV-BURUNGA (TERRENO)	122,667	0	122,667
PATIO 230 KV-CHANGUINOLA	15,316,540	4,826,904	10,489,636
PATIO 230 KV-CHORRERA	37,221,074	13,713,177	23,507,898
PATIO 230 KV-GUASQUITAS	8,366,492	5,092,592	3,273,899
PATIO 230 KV-LLANO SANCHEZ	77,074,442	25,510,273	51,564,169
PATIO 230 KV-MATA DE NANCE	21,641,032	14,366,657	7,274,375
PATIO 230 KV-NAVE 1 LA ESPERANZA	5,338,170	1,305,801	4,032,369
PATIO 230 KV-NAVE 3 FORTUNA	2,153,122	1,271,916	881,206
PATIO 230 KV-PANAMA	55,107,222	24,338,684	30,768,538
PATIO 230 KV-PANAMA II	61,362,592	14,743,664	46,618,928
PATIO 230 KV-PANAMA III (TERRENO)	6,089,787	0	6,089,787
PATIO 230 KV-PROGRESO	17,822,290	5,290,359	12,531,931
PATIO 230 KV-SABANITAS (TERRENO)	7,275,133	0	7,275,133
PATIO 230 KV-VELADERO	31,091,619	11,926,312	19,165,307
PATIO 230/34.5KV - CONCEPCIÓN	11,706,840	4,825,499	6,881,341
PATIO 230/34.5KV - EL HIGO	13,721,858	3,890,799	9,831,059
PATIO 230/34.5KV - SAN BARTOLO	17,131,833	3,739,857	13,391,976
PATIO 230KV - BELLA VISTA (NAVE 2)	3,149,690	464,667	2,685,023
115KV	**45,477,177**	**24,513,166**	**20,964,011**
PATIO 115 KV-CACERES	6,887,073	5,450,390	1,436,682
PATIO 115 KV-CALDERA	7,616,113	4,782,654	2,833,458
PATIO 115 KV-MATA DE NANCE	490,791	148,406	342,385
PATIO 115 KV-PANAMA	8,836,561	3,510,866	5,325,696
PATIO 115 KV-PANAMA II	14,532,011	7,046,248	7,485,763
PATIO 115 KV-SANTA RITA	7,114,628	3,574,602	3,540,026

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

El siguiente cuadro muestra la evolución de la base bruta y neta hasta el año 2024, donde se presenta el valor de los bienes e instalaciones del sistema principal y planta general:

Cuadro N°12. Evolución de la Base de Capital bruta y neta de ETESA desde 31 de diciembre 2020 al 31 de diciembre de 2024 – Valores en balboas

Base Bruta	2020	2021	2022	2023	2024
SPT	818,481,690	885,191,695	937,198,615	952,059,805	1,014,736,934
Planta General	39,360,969	43,033,142	44,433,040	46,520,027	54,446,455
Total	**857,842,658**	**928,224,837**	**981,631,655**	**998,579,832**	**1,069,183,388**
Base Neta	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**
SPT	562,652,094	602,180,371	640,109,241	602,393,393	684,739,261
Planta General	10,042,146	9,290,333	7,834,012	6,928,858	10,901,623
Total	**572,694,239**	**611,470,704**	**647,943,253**	**609,322,251**	**695,640,884**

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 2024.

Cuadro N°13. Base de Capital bruta y neta del SPT al 31 de diciembre 2024
Valores en balboas

	SPT	
	Base Bruta	Base Neta
Terrenos	4,457,612	4,457,612
Edificios y mejoras	15,954,395	8,879,256
Caminos y senderos	758,818	586,962
Servidumbre	31,938,344	45,387,487
Equipo eléctrico auxiliar	7,097,636	-3,869,730
Equipo eléctrico misceláneo	69,052	5,097
Equipo de subestaciones	314,113,712	224,089,969
Torres y accesorios	264,275,083	173,673,733
Conductores aéreos y acceso	315,610,950	212,610,858
Equipo mecánico	31,826	6,749
Equipo de comunicación	3,267,408	2,425,894
Transformadores de líneas	36,035,983	12,793,883
Equipo de protección, control y	21,037,103	3,687,733
Mobiliario y equipo de oficina	89,013	3,759
Total	**1,014,736,934**	**684,739,261**

Fuente: Elaboración propia.

Complementariamente, se muestran las diferentes cuentas de la planta general al 31 de diciembre de 2024.

Cuadro N°14. Base de Capital bruta y neta de planta general al 31 de diciembre 2024

Valores en balboas

	Planta General	
	Base Bruta	**Base Neta**
Terrenos	216,806	216,806
Edificios y mejoras	2,186,361	1,117,605
Equipo eléctrico misceláneo	4,712,629	-1,687,621
Equipo de laboratorio	1,286,786	1,246
Equipo mecánico	316,816	266,345
Equipo de comunicación	17,171,925	3,655,545
Equipo de informática	14,213,178	4,420,703
Equipo y mobiliario de oficina	4,392,261	893,105
Equipo de transporte	8,120,784	1,823,487
Herramientas especializadas	1,828,909	194,402
Total	**54,446,455**	**10,901,623**

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 203 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 datos de los años 2021-2024 arroja un factor de ajuste de 0.9955.

c) Activos que se incorporan a la Base de Capital en el Período 2025-2029

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 205, 206 y 207 del Reglamento de Transmisión.

Posteriormente de acuerdo con el artículo 207, al inicio de los Años Tarifarios 2, 3 y 4 del periodo tarifario 2025-2029, se determinarán los valores del Ingreso Permitido del Sistema Principal (denominado IPSPA) para incluir las inversiones que han entrado en operación en este periodo.

d) Activos reconocidos del Sistema Principal de Transmisión

En función de los activos reconocidos al 31 de diciembre de 2024, se presenta en el siguiente cuadro la Base de Capital, bruta y neta, del Sistema Principal de Transmisión, y los valores correspondientes a Planta General.

Cuadro N°15. Equipamiento del SPT y planta general – Valores en balboas

Sistema Principal de Transmisión (SPT)	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Tasa de depreciación activos	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%
Activos brutos al comienzo del año		1,014,736,934	1,014,736,934	1,014,736,934	1,014,736,934	1,014,736,934
Activos netos al comienzo del año						
Depreciación Anual		(32,790,543)	(32,790,543)	(32,790,543)	(32,790,543)	(32,790,543)
Activos brutos al final del año	1,014,736,934	1,014,736,934	1,014,736,934	1,014,736,934	1,014,736,934	1,014,736,934
Activos netos al final del año	684,739,261	651,948,717	619,158,174	586,367,630	553,577,087	520,786,543
Depreciación Acumulada	(329,997,673)	(362,788,216)	(395,578,760)	(428,369,303)	(461,159,847)	(493,950,390)
Activos netos al final del año (verificación)	684,739,261	651,948,718	619,158,174	586,367,631	553,577,087	520,786,544
Planta General	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**
Tasa de depreciación activos	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%
Tasa de depreciación retiros	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Activos brutos al comienzo del año		54,446,455	54,446,455	54,446,455	54,446,455	54,446,455
Activos netos al comienzo del año		10,901,623	7,363,551	3,825,478	287,406	-
Depreciación Anual		(3,538,072)	(3,538,072)	(3,538,072)	(287,406)	-
Retiros						
Activos brutos al final del año	54,446,455	54,446,455	54,446,455	54,446,455	54,446,455	54,446,455
Depreciación Acumulada	(43,544,832)	(47,082,904)	(50,620,976)	(54,159,049)	(54,446,455)	(54,446,455)
Activos netos al final del año	10,901,622.77	7,363,551	3,825,478	287,406	-	-

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 2024. Del análisis de costos realizado se observa un incremento de 118% y 51% del VNR de líneas y subestaciones, respectivamente, respecto del valor aceptado para el período tarifario anterior, incluidas actualizaciones e incorporaciones. De la revisión de estos valores se observan las siguientes cuestiones en relación al VNR de líneas:

- Duplicación de los kilómetros asociados a los conceptos de Aisladores y Herrajes y Conductores y Accesorios en las líneas de doble circuito. Lo anterior es incorrecto toda vez

que el costo unitario de estos conceptos ya considera el doble de conductores y aisladores por tratarse de líneas de doble circuito.

- La actualización de costos presentada considera índices de precios internacionales aplicados a todos los componentes. Sin embargo, conceptos como el montaje, se espera que evolucionen de acuerdo con los precios locales.

Por lo anterior, se procedió a calcular el VNR considerando el precio de los componentes empleados en el PESIN 2023 que fue el más reciente presentado por ETESA y se han eliminado la duplicación de los kilómetros de líneas de doble circuito. También, se ajustaron los porcentajes de ingeniería y administración de acuerdo con el artículo 202 del Reglamento de Transmisión.

En el caso del VNR de subestaciones se adoptaron los valores propuestos por ETESA con la excepción de las naves 3 y 4 de la Subestación El Coco para el Sistema de Conexión y para Panamá III y Sabanitas del Sistema Principal de Transmisión (SPT). En estos casos se adoptaron los valores que surgen de los contratos refrendados en el año 2024.

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°16 VNR líneas del SPT al 31 diciembre de 2024 – Valores en balboas

Líneas	Descripción	Subestaciones	VNR ETESA 2024 (B/.)	VNR 2024 Costos PESIN (B/.)
Líneas SPT				
Líneas de 230 kV Doble Circuito				
LT 1	230-1A	BAYANO - PACORA	38,084,291	33,719,347
	230-1B	PACORA - PANAMA II		
	230-2A	BAYANO - 24 DICIEMBRE		
	230-2B	24 DICIEMBRE - PANAMA II		
	230-1C,2C	PANAMA II - PANAMA	12,203,954	6,385,499
	230-3A,4A	PANAMA - CHORRERA	30,118,121	17,923,366
	230-3B,4B	CHORRERA - EL HIGO	45,244,144	26,924,898
	230-3C,4C	EL HIGO - LLANO SANCHEZ	60,957,947	36,276,219
	230-5A	LLANO SANCHEZ - VELADERO	61,721,318	50,316,484
	230-6A	LLANO SANCHEZ - BELLA VISTA		
	230-6B	BELLA VISTA - VELADERO		
	230-5B,6C	VELADERO - MATA NANCE	94,578,715	37,901,188
	230-7,8	MATA NANCE - FORTUNA	28,064,613	16,701,318
LT 2	230-12A,13A	PANAMA III - PANAMA II	14,219,434	8,072,347
	230-12B,13B	EL COCO - PANAMA III	122,346,190	74,199,918
	230-14A,15A	LLANO SANCHEZ – SAN BARTOLO	61,029,916	37,324,343
	230-14B,15B	SAN BARTOLO - VELADERO	38,380,837	23,472,743
	230-16,17	VELADERO - GUASQUTAS	75,893,654	46,414,626
LT A CHANGUINOLA	230-18	GUASQUITAS - FORTUNA	10,883,800	8,419,459
	230-20A	FORTUNA - LA ESPERANZA	66,815,880	54,501,782
	230-20B	LA ESPERANZA - CHANGUINOLA		
	230-29	GUASQUITAS - CAÑAZAS		
	230-30	CAÑAZAS - CHANGUINOLA		

Líneas	Descripción	Subestaciones	VNR ETESA 2024 (B/.)	VNR 2024 Costos PESIN (B/.)
SABANITAS -PANAMA III	230-54A,55A	SABANITAS - PANAMA II	45,844,027	27,746,982
	230-58, 59	SABANITAS - PANAMA III	43,714,244	39,360,794
LT 3	230-47A,48A	PANAMA III - PANAMA	2,708,250	1,357,249
	230-47B,48B	CHORRERA - PANAMA	32,570,642	19,329,850
	230-49A y B,50	LLANO SANCHEZ - CHORRERA	103,591,753	80,136,217
	230-49A	CHORRERA - ANTÓN IV	51,705,997	48,844,151
	230-49B	ANTÓN IV - LLANO SANCHEZ	22,604,455	31,292,067
	230-51,52	VELADERO - LLANO SANCHEZ	99,670,265	60,955,796
SUBTOTAL			**1,162,952,447**	**787,576,644**
Líneas De 230 kV Circuito Sencillo				
Circuito Sencillo	230-9A	MATA NANCE - BOQUERON III	7,034,796	7,338,932
	230-9B	BOQUERON III - PROGRESO	8,717,093	9,093,960
	230-10	PROGRESO - FRONTERA	2,855,248	2,978,689
	230-21	CHANGUINOLA - FRONTERA	5,007,152	4,102,150
SUBTOTAL			**23,614,289**	**23,513,731**
Líneas de 115 kV Doble Circuito				
Líneas de 115 Doble Circuito	115-1A,2A	CACERES - STA. RITA	31,786,033	23,080,204
	115-1B,2B	STA. RITA - LAS MINAS 1	5,904,138	3,509,581
	115-3A	PANAMA - CHILIBRE	32,168,151	23,037,295
	115-3B	CHILIBRE - LAS MINAS 2		
	115-4A	PANAMA - CEMENTO PANAMA		
	115-4B	CEMENTO PANAMA - LAS MINAS 2		
	115-15,16	MATA NANCE - CALDERA	16,833,766	10,460,981
SUBTOTAL			**86,692,089**	**60,088,062**
Líneas de 115 kV Circuito Sencillo				
Líneas de 115 kV Circuito Sencillo	115-12	PANAMA - CACERES	368,466	311,141
	115-37	PANAMA - CACERES SUBT.	721,285	721,285
SUBTOTAL			**1,089,752**	**1,032,426**
TOTAL			**1,274,348,577**	**872,210,864**

Fuente: Elaboración propia con base a información de ETESA y la ASEP.

El valor total del VNR de líneas para el SPT es el siguiente:

Cuadro N°17. VNR Líneas del SPT – Valores en balboas

VNR SPT	**872,210,864**

Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, la determinación del VNR al 31 de diciembre de 2024 correspondiente a los activos de subestaciones, consideró:

- Todas las subestaciones y ampliaciones informadas por ETESA.

- Los proyectos estratégicos, de acuerdo con el artículo 209 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.

La determinación del VNR de conexiones siguió criterios similares al empleado para las líneas.

Manteniendo el criterio de asignación utilizado en la revisión tarifaria anterior, 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.

Los valores solicitados por ETESA y los valores ajustados se muestran en los siguientes cuadros.

Cuadro Nº18. VNR subestaciones del SPT al 31 diciembre de 2024, presentado por ETESA y ajustado
Valores en balboas

Subestación	VNR ETESA	VNR 2024 Aceptado
PANAMA II	118,609,851	118,609,851
PANAMA	93,759,316	93,759,316
CHORRERA	50,402,139	50,402,139
EL HIGO	13,249,826	13,249,826
LLANO SANCHEZ	110,034,316	110,034,316
VELADERO	53,328,555	53,328,555
GUASQUITAS	14,588,260	14,588,260
MATA DE NANCE	37,499,270	37,499,270
PROGRESO	18,367,645	18,367,645
FORTUNA NAVE 3	4,469,051	4,469,051
CHANGUINOLA	25,815,892	25,815,892
CAÑAZAS	4,670,073	4,670,073
CACERES	12,110,318	12,110,318
SANTA RITA	8,047,103	8,047,103
CALDERA	11,204,260	11,204,260
PANAMA III	8,836,248	27,106,382
SABANITAS	42,505,029	18,794,624
TOTAL	**627,497,152**	**622,056,881**

Fuente: Elaboración propia con base a información de ETESA.

Cuadro N°19. VNR subestaciones estratégicas al 31 diciembre 2024, presentado por ETESA y ajustado
Valores en balboas

Subestación	VNR ETESA 2024	VNR 2024 Aceptado
CALDERA	817,917	817,917
BOQUERON III	20,800,984	20,800,984
SAN BARTOLO	33,008,082	33,008,082
TOTAL	**54,626,982**	**54,626,982**

Fuente: Elaboración propia con base a información de ETESA.

Finalmente, en el cuadro siguiente se muestran los valores totales del VNR para el Sistema Principal de Transmisión.

Cuadro N°20. Resumen del VNR del SPT – Valores en balboas

Resumen	VNR 2024
Líneas SPT	872,210,864
Subestaciones SPT	622,056,881
Subestaciones Estratégicas	54,626,982
TOTAL	**1,548,894,727**

Fuente: Elaboración propia.

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

En el período tarifario anterior se determinó que el plazo de devolución de los Cuarenta Millones de balboas (B/.40,000,000.00) del Crédito Temporal por Generación Obligada Pagada por la Restricción del Sistema (CTPR) será 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 2025 (2do semestre), 2026, 2027, 2028 y 2029 (1er semestre).

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. ETESA informa (contrato GG-15-2020) para el período anterior 2021-2025 un monto para realizar estos estudios es de B/. 270,000.00. Al no presentar valores para el próximo período, se ha incluido la mitad de este valor a ser erogados en los años 2026, 2027 y 2028.

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 2025-2029 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 2025 y 2029 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 9.60%, 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°21. Factor de actualización para el cálculo del IMP con base a la tasa de rentabilidad determinada para transmisión

FACTOR DE ACTUALIZACIÓN	jul25-jun26	jul26-jun27	jul27-jun28	jul28-jun29
	0.9552	0.8715	0.7952	0.7255

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 206 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. 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.

Cuadro N°22. IMP del Sistema Principal de Transmisión (SPT) – Miles de balboas

SPT	2025	2026	2027	2028	2029
Operación y Mantenimiento	28,018	28,018	28,018	28,018	28,018
Administración	13,207	13,207	13,207	13,207	13,207
Depreciación	36,165	36,165	36,165	32,929	32,643
Rentabilidad sobre Activos	66,480	63,008	59,536	56,065	52,904
Estudio PEST y por gestión de compra de potencia y energía	15	75	75	75	15
Total	**143,885**	**140,474**	**137,002**	**130,294**	**126,787**

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 2025-2029 resulta de la suma de los valores eficientes al inicio del periodo más las inversiones, retiros y depreciaciones correspondientes a los años de dicho periodo tarifario. Es decir, resulta de la suma de los siguientes componentes:

- Activos del Sistema de Conexión en libros al 31 de diciembre del 2024, ajustando las capitalizaciones del período 2021-2024 de acuerdo con criterios de eficiencia establecidos en el Regimen Tarifario.

- Los activos del Sistema de Conexión que se incorporan en el período tarifario 2025-2029, de acuerdo con el Plan de Inversiones presentado por 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 2024, de acuerdo con la información contable reportada por ETESA:

Cuadro N°23. Bienes e instalaciones en servicio al 31 de diciembre de 2024 según ETESA

Valores en balboas

ACTIVO FIJO	COSTO	DEPRECIACIÓN	VALOR NETO
CONEXIÓN	**42,440,829**	**22,153,180**	**20,287,649**
SUBESTACIONES	**39,057,215**	**19,555,841**	**19,501,374**
230 KV	**17,910,015**	**4,964,589**	**12,945,426**
PATIO 230 KV LLANO SANCHEZ (2 CUCHILLAS MOTORIZADAS DE 230 KV Y 2 TRFOS 230/115/34.5 KV)	5,375,314	1,808,078	3,567,236
PATIO 230 KV-CHORRERA (3 INTERRUPTORES DE 230KV Y 2 TRAFOS 230/115/34.5 KV)	5,575,414	1,848,998	3,726,416
PATIO 230 KV-CHORRERA	5,648,174	546,353	5,101,821
PATIO 230KV-CHORRERA-EL HIGO	1,311,113	761,160	549,953
115 KV	**6,684,839**	**6,395,530**	**289,309**
PATIO 115 KV-CHARCO AZUL	1,338,694	1,336,182	2,512
PATIO 115 KV-LLANO SANCHEZ	4,376,623	4,089,827	286,797
PATIO 115 KV-PROGRESO	969,521	969,521	0
34.5 KV	**14,462,361**	**8,195,723**	**6,266,638**
PATIO 230/34.5KV - CONCEPCIÓN	266,716	72,606	194,110
PATIO 34.5 KV-CHANGUINOLA	904,919	357,656	547,263
PATIO 34.5 KV-CHORRERA	5,944,580	5,299,440	645,140
PATIO 34.5 KV-LLANO SANCHEZ	4,019,167	1,223,063	2,796,105
PATIO 34.5 KV-MATA DE NANCE	2,271,985	663,476	1,608,509
PATIO 34.5 KV-PROGRESO	1,054,993	579,482	475,511
LÍNEAS			
115 KV	**3,383,614**	**2,597,339**	**786,276**
L/T 115 KV-CALDERA-ESTRELLA-17	715,784	603,849	111,935
L/T 115 KV-CALDERA-LOS VALLES-18	817,867	147,039	670,828
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

Fuente: ETESA.

2.2. Base de Capital inicial del Sistema de Conexión

La Base de Capital inicial al 31 de diciembre de 2024 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 2021 a 2024.

Es decir, los valores iniciales de este análisis son la base de capital bruta y neta determinados para el 31 de diciembre de 2020 en la Revisión Tarifaria 2021-2025 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 2024, se analizaron las capitalizaciones realizadas en el periodo 2021-2024, 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 2021 a 2024. También se cuenta con los Estados Financieros Contables (EEFF) de la Empresa para idéntico período.

Por otro lado, a requerimiento del estudio tarifario la empresa brinda detalles de las inversiones del periodo 2021-2024 en los siguientes archivos:

- "Pto.03 Valor de Activos brutos y netos en operación 2021-2023 & A2024.xlsx"

- Pto.02 Inversiones PP&E_Adiciones bienes ETESA periodo 2024 fgd 22abr25.xlsx

Al igual que con las inversiones del Sistema Principal de Transmisión, la información suministrada por ETESA no coincide plenamente entre ellas.

Del análisis de la información presentada se tiene que las activaciones del periodo 2021-2024 son las siguientes:

Cuadro N°24 Activaciones del Sistema de Conexión 2021-2024 – Valores en balboas

Línea / Subestación	2021	2022	2023	2024	Total
PATIO 230 kV-CHORRERA	4,328,316	0	1,319,858	0	5,648,174
PATIO 230 KV EL COCO				6,935,706	6,935,706
PATIO 115 kV-CHARCO AZUL	-27,463	0	0	0	-27,463
PATIO 115 kV-LLANO SANCHEZ	-246,064	0	0	0	-246,064
PATIO 115 KV-SANTA RITA				92,360	92,360
PATIO 34.5 KV-CHANGUINOLA				74,133	74,133
PATIO 34.5 kV-CHORRERA	-28,064	0	0	38,200	10,136
PATIO 34.5 kV-LLANO SANCHEZ	0	2,442,552	677,545	373,186	3,493,282
PATIO 34.5 kV-MATA DE NANCE	0	0	0	106,516	106,517
L/T 115 kV-CALDERA-ESTRELLA-17	153,074	0	0	0	153,074
L/T 115 kV-CALDERA-LOS VALLES-18	30,377	0	0	0	30,377

Fuente: Elaboración propia con base a información de ETESA.

Las activaciones antes detalladas totalizan 16,270,233 balboas. Se entiende que los valores negativos corresponden a retiros.

Se agregó a estos valores la Subestación El Coco con un monto de B/. 6,935,706 según contrato GG-132-2023 y el tramo de línea 230 kV Cristóbal-Torre 4A (CV GANA II) por un monto de B/. 54,420,914 que ETESA reportó como parte de los activos del Sistema Principal pero que corresponde al Sistema de Conexión.

La evolución de la Base de Capital bruta y neta del Sistema de Conexión de ETESA 2020-2024 se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N°25. Evolución base bruta y neta del Sistema de Conexión de ETESA 2020-2024
Valores en balboas

	2020	2021	2022	2023	2024
Adiciones		4,210,178	56,863,467	1,997,403	7,855,915
Retiros		0	0	0	0
Base Bruta al 31 diciembre	35,641,390	39,851,568	96,715,034	98,712,437	106,568,352
Base Neta al 31 de diciembre	18,318,398	22,018,274	78,056,096	79,148,433	86,026,782

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 2024, de acuerdo con la información contable presentada por ETESA en sus estados financieros.

Cuadro N°26. Base bruta y neta del Sistema de Conexión de ETESA al 31 de diciembre 2024

Valores en balboas

	Sistema de Conexión	
	Base Bruta	Base Neta
Terrenos	770,837	770,837
Edificios y mejoras	138,192	20,467
Servidumbre	8,591	3,927
Equipo eléctrico auxiliar	219,682	39,862
Equipo de subestaciones	27,510,601	18,813,976
Torres y accesorios	2,037,751	110,397
Conductores aéreos y accesorios	55,731,690	55,193,971
Equipo de comunicación	185,185	149,469
Transformadores de líneas	19,353,808	10,740,082
Equipo de protección y control	612,014	183,792
Total	**106,568,352**	**86,026,782**

Fuente: Elaboración propia.

Para el periodo tarifario 2021-2024 fueron reconocidas inversiones por B/. 88.7 millones, sin embargo, de la contabilidad se verifica que sólo se activaron obras por B/. 70.9 millones. Ello implica que fue reconocido a ETESA un IMP superior al que debería haber recibido en virtud de las inversiones realizadas efectivamente. Por ello se procedió a computar esta diferencia con el fin de descontarlo del IMP del período 2025-2029.

Resumidamente, los pasos seguidos fueron:

1. Cálculo del IMP reconocido del Sistema de Conexión considerando sólo las inversiones proyectadas (es decir, no se incluye la base inicial).
2. Cálculo del IMP que se debería haber reconocido considerando las inversiones efectivamente realizadas.
3. Cálculo de la diferencia de ambos IMP por año calendario.
4. Cálculo en Valor Presente (considerando factor de actualización usado en el cálculo del IMP) para determinar el monto a descontar en el período tarifario que está por comenzar.

En los cálculos se usaron las tasas de depreciación, rentabilidad, %OYM y %ADM de la anterior revisión tarifaria. De esta manera se llegó a los siguientes valores:

Cuadro N°27. Descuento de IMP de Conexión

Valores en miles de balboas

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	Valor Presente
IMP que descontar		-1,053	-1,898	-1,864	-2,344	-8,109

Fuente: Elaboración propia.

Este monto será descontado en 4 años con un interés de cinco por ciento (5%) anual, en una cuota fija anual de B/. 2,286,924.22 para aplicarse como descuento en el Ingreso Máximo Permitido de Conexión de ETESA a partir del año 2025 hasta el 2028.

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 2024: las inversiones, los retiros previstos y las depreciaciones correspondientes.

- Activos que se incorporan a la Base de Capital en el Período 2025-2029. 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 2025-2029 presentado por ETESA.
- Retiro de activos. No se han previsto retiros de activos del Sistema de Conexión para el período 2025-2029.
- Evolución de la Base de Capital. Se determina en función de los activos al 31 de diciembre de 2024 reconocidos y las adiciones previstas para el período 2025-2029.

Se presenta en el siguiente cuadro las inversiones previstas en el Sistema de Conexión.

Cuadro N°28. Inversiones previstas del Sistema de Conexión 2025-2029

Valores en miles de balboas

Inversiones	2025	2026	2027	2028	2029
SISTEMA DE CONEXIÓN	**12,688**	**0**	**5,129**	**0**	**0**
NUEVA SUBESTACION BURUNGA 230 kV	12,688	0	0	0	0
S/E 24 DE DICIEMBRE 230 kV 1 NAVE	0	0	5,129	0	0

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°29. Activos reconocidos del Sistema de Conexión 2021-2025 – Valores en balboas

Activos	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Tasa de depreciación	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Tasa de depreciación retiros	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Activos brutos al comienzo del año		106,568,352	106,568,352	106,568,352	106,568,352	106,568,352
Activos netos al comienzo del año		86,026,782	83,883,876	81,740,971	79,598,065	77,455,159
Depreciación Anual		(2,142,906)	(2,142,906)	(2,142,906)	(2,142,906)	(2,142,906)
Retiros						
Activos brutos al final del año	106,568,352	106,568,352	106,568,352	106,568,352	106,568,352	106,568,352
Depreciación Acumulada	(20,541,570)	(22,684,476)	(24,827,382)	(26,970,287)	(29,113,193)	(31,256,099)
Activos netos al final del año	86,026,782	83,883,876	81,740,971	79,598,065	77,455,159	75,312,253
Inversiones	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**

Activos	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Inversión anual		12,687,898	-	5,129,056	-	-
Inversión (proporcional)		5,353,250	-	-	-	-
Tasa de depreciación		3.2%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%
Activos netos al comienzo del año		-	12,514,912	12,104,911	16,823,966	16,248,223
Depreciación Anual		(172,987)	(410,001)	(410,001)	(575,743)	(575,743)
Activos netos al final del año		12,514,912	12,104,911	16,823,966	16,248,223	15,672,480
Activos brutos al final del año		12,687,898	12,687,898	17,816,954	17,816,954	17,816,954
Depreciación Acumulada		(172,987)	(582,988)	(992,989)	(1,568,731)	(2,144,474)
ACTIVOS BRUTOS CONEXIÓN	**106,568,352**	**119,256,251**	**119,256,251**	**124,385,307**	**124,385,307**	**124,385,307**
ACTIVOS NETOS CONEXIÓN	**86,026,782**	**96,398,788**	**93,845,881**	**96,422,031**	**93,703,382**	**90,984,733**

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 2024 correspondiente a los activos de conexión los cuales se presentan en los siguientes cuadros. El procedimiento empleado para la valorización es similar al aplicado para el Sistema Principal de Transmisión.

Cuadro N°30. VNR de subestaciones del Sistema de Conexión – Valores en balboas

Subestación	VNR ETESA 2024	VNR 2024
EL COCO	63,791,127	6,935,706
CHORRERA	13,885,667	13,885,667
LLANO SANCHEZ	14,665,754	14,665,754
MATA DE NANCE	15,476,647	15,476,647
PROGRESO	8,834,886	8,834,886
CHANGUINOLA	4,215,071	4,215,071
CHARCO AZUL	2,522,299	2,522,299
LA ESPERANZA NAVE 1	6,168,079	6,168,079
BELLA VISTA NAVE 2	6,258,544	6,258,544
TOTAL	**135,818,073**	**78,962,653**

Fuente: Elaboración propia con base a información ETESA.

La subestación El Coco según ETESA tiene un VNR de B/. 63.8 millones. Ese valor fue corregido con el valor establecido en el Contrato de Compra -Venta.

Cuadro N°31. VNR de líneas del Sistema de Conexión – Valores en balboas

Líneas	Descripción	Subestaciones	VNR ETESA 2024	VNR 2024
Líneas de 230 kV Circuito Sencillo	230-55B	TELFERS - SABANITAS	10,492,487	11,383,076
	230-54B	CRISTOBAL- SABANITAS	10,479,222	11,417,780
	230-55C	TELFERS - CRISTOBAL	1,386,176	777,381
Líneas de 115 kV Circuito Sencillo	115-17	CALDERA - LA ESTRELLA	2,217,140	1,822,691
	115-18	CALDERA - LOS VALLES	609,893	501,388

Líneas	Descripción	Subestaciones	VNR ETESA 2024	VNR 2024
	115-19	CALDERA - PAJA DE SOMBRERO	179,380	147,467
	115-25	PROGRESO - CHARCO AZUL	9,955,604	8,184,416
TOTAL			**35,319,902**	**34,234,198**

Fuente: Elaboración propia con base a información de ETESA.

En resumen, el VNR para el Sistema de Conexión resultante es:

Cuadro N° 32. VNR del Sistema de Conexión – Valores en balboas

Resumen	VNR 2024 Ajustado
Líneas Conexión	34,234,198
Subestaciones Conexión	78,962,653
TOTAL	**113,196,851**

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 209 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.

Cuadro N°33. IMP para el Sistema de Conexión- Valores en miles de balboas

SISTEMA DE CONEXIÓN	2025	2026	2027	2028	2029
Operación y Mantenimiento	1,977	2,198	2,198	2,288	2,288
Administración	932	1,036	1,036	1,079	1,079
Depreciación	2,305	2,541	2,541	2,706	2,706
Rentabilidad sobre Activos	8,221	9,213	8,969	9,215	8,955
Descuento Inversiones no ejecutadas	(2,287)	(2,287)	(2,287)	(2,287)	(2,287)
Total	11,148	12,702	12,458	13,001	12,741

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 Centro Nacional de Despacho 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 mayor similitud entre las empresas, tal como se aprecia en el siguiente cuadro:

Cuadro N°34. Indicadores de eficiencia

Concepto	XM 2020-2023	COES 2020-2023	CEN 2020-2023	Promedio
Relación Costos Totales OED / masa salarial OED	2.30	1.61	1.77	1.89
Relación gasto salarial promedio OED / gasto salarial promedio Empresa Transmisión	0.82	1.58	1.31	1.24
Relación Costos Totales OED / masa salarial OED con salarios Empresa Transmisión	1.88	2.53	2.33	2.25

Nota: Para XM en los años de pandemia (2020 y 2021) este indicador se redujo considerablemente, lo cual hace que el promedio se encuentre muy por debajo del valor de COES. OED: Operador

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

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 de 2.25.

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 de los cargos técnicos no gerenciales, se tienen los siguientes porcentajes a reconocer:

- 70.5% mayor para el gasto de personal medio respecto al valor medio de ETESA.
- 32% 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 cuadro siguiente resume los resultados:

Cuadro N°35. Indicadores de eficiencia adoptados

Indicador	%	Factor
Relación salarial	70.5%	1.705
Relación de costos totales y salariales	31.8%	1.318
Relación Costos Totales OED / masa salarial OED con salarios Empresa Transmisión	**2.247**	

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:

$$IPSOIj = IPCNDj$$

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 230 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 31 de diciembre de 2024 dicha dependencia de ETESA cuenta con un total de 94 empleados. Se resalta que esta cantidad resulta menor a la proyección de personal establecida para el periodo tarifario 2021-2025 de 111 empleados. Actualmente, según la información suministrada por el CND, éste cuenta con el siguiente diagnóstico de cantidad de personal.

El personal requerido para el CND según el plan de inversiones presentado por ETESA muestra inconsistencias en cuanto a la cantidad de personal adicional para la Gerencia de Operaciones:

- El texto enumera un total de 30 cargos adicionales.
- Sin embargo, en la información presentada por la Empresa de Transmisión / CND muestra 19 cargos adicionales. Dada esta inconsistencia, se tomó como valor correcto estos 19 cargos.

De acuerdo con el plan del CND del período julio 2025 a junio 2029 informado por ETESA se proyecta la incorporación de 28 empleados con la siguiente desagregación:

- Gerencia de Normas, Calidad y Procesos: 6 adicionales a los 6 existentes
- Gerencia de Mercado Eléctrico: 3 adicionales a los 12 existentes
- Gerencia de Operaciones: 19 adicionales a los 50 existentes

De la experiencia de revisiones tarifarias anteriores en las que se proyectaron una cantidad importante de incorporaciones de personal que no se contrataron es la razón por la que se realizan los siguientes ajustes:

- La duplicación de la planta de la Gerencia de Normas, Calidad y Procesos resulta excesiva, por lo que se considera la incorporación de 3 empleados.
- Se reduce en 6 la cantidad requerida para la Gerencia de Operaciones, secciones Despacho de Energía (DEN), Aplicaciones para la Operación (AOP) y Planificación de la Operación a largo y mediano plazo (PMP), reconociendo 13 de los requeridos.

Por lo tanto, se establece una dotación de empleados a incorporar en el periodo 2025-2029 de 19 con el siguiente desagregado:

- Gerencia de Normas, Calidad y Procesos: 3 adicionales.
- Gerencia de Mercado Eléctrico: 3 adicionales.
- Gerencia de Operaciones: 13 adicionales.

Las contrataciones adicionales que se justifiquen podrán ser consideradas de acuerdo con el artículo 235 del Reglamento de Transmisión.

Por otro lado, de los Estados Financieros de ETESA a diciembre de 2023, último valor auditado, se tienen los siguientes valores medios en gastos y cantidad de personal:

Cuadro N°36. Gastos y cantidad de personal CND y ETESA (Transmisión) 2023

Concepto	*CND*	*ETESA Transmisión*
Cantidad de empleados	95	440
Costo promedio salarial (B/. /mes)	4,613	2,705

Fuente: Elaboración propia en base a Estados Financieros ETESA.

Con lo que la relación existente entre salarios del CND y ETESA es de 1.7.

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

Cuadro N°37. Proyección semestral de gastos operativos totales para el CND 2025-2029

RESUMEN GASTOS	Unidades	2°Sem2025	1°Sem2026	2°Sem2026	1°Sem2027	2°Sem2027	1°Sem2028	2°Sem2028	1°Sem2029
Incorporaciones Semestrales CND	#	9	1	5	0	3	0	1	0
Cantidad Personal Propuesto para CND	#	109	110	115	115	118	118	119	119
Salario y Otros Costos de Personal	B/. /Persona/mes	2,705	2,705	2,705	2,705	2,705	2,705	2,705	2,705
Sobre Costo Personal CND [%]	%	70.5%	70.5%	70.5%	70.5%	70.5%	70.5%	70.5%	70.5%
Costo Personal CND	B/. /Persona/mes	4,613	4,613	4,613	4,613	4,613	4,613	4,613	4,613

RESUMEN GASTOS	Unidades	2°Sem2025	1°Sem2026	2°Sem2026	1°Sem2027	2°Sem2027	1°Sem2028	2°Sem2028	1°Sem2029
Gastos semestrales del CND en personal	B/.	2,767,813	3,016,917	3,044,595	3,182,985	3,182,985	3,266,020	3,266,020	3,293,698
Gastos Personal Reconocidos en Otros Gastos	%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%
Otros Gastos	B/.	879,616	958,781	967,577	1,011,558	1,011,558	1,037,946	1,037,946	1,046,742
TOTAL GASTOS POR RECONOCER AL CND	**B/.**	**3,647,429**	**3,975,698**	**4,012,172**	**4,194,543**	**4,194,543**	**4,303,966**	**4,303,966**	**4,340,440**

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).
- Para los 2 primeros años del período tarifario 2021-2025 se aprobaron 4,554,066 balboas y se ejecutaron 2,690,880 balboas[1] (es decir se ejecutó 59% de lo aprobado).

El Plan de Inversiones propuesto para el CND se presenta en el siguiente cuadro:

[1] Resolución AN No 19355-Elec de 2 de julio de 2024.

Cuadro Nº38. Proyección semestral de inversiones propuesto por el CND para el período tarifario 2025- 2029

Proyectos	MONTO TOTAL (B/.)	AÑO 1		AÑO 2		AÑO 3		AÑO 4	
		2025	2026	2026	2027	2027	2028	2028	2029
		II SEMESTRE	I SEMESTRE	II SEMESTRE	I SEMESTRE	II SEMESTRE	I SEMESTRE	II SEMESTRE	I SEMESTRE
Proyectos de Inversiones									
Administración del CND									
Mejoras al Edificio del Centro Nacional de Despacho (CND)									
Remodelación de oficinas de la Gerencia de Soporte Técnico y área de la Recepción del Centro Nacional de Despacho	678,220.77			226,073.59	226,073.59	226,073.59			
Construcción de la ampliación del CND (oficinas) y estacionamientos	583,493.64				194,497.88	194,497.88	194,497.88		
Gerencia de Normas, Calidad y Procesos									
Implementación del Plan de Capacitación del CND y Adiestramiento de Despachadores	375,000.00		75,000.00	75,000.00	75,000.00	75,000.00	75,000.00		
Gerencia de Operaciones									
Servicio de PSR CLOUD	48,000.00		12,000.00		12,000.00		12,000.00		12,000.00
Servicio de Consultoria para el Desarrollo de Procedimiento de Análisis de Estudios de Viabilidad de Conexión en base a Criterios Operativos	75,000.00			15,000.00	37,500.00	22,500.00			
Servicio para el Desarrollo de Estudio de Requerimientos de Reserva Nacionales para la Atención de Generación Renovable No Convencional	230,000.00				46,000.00	115,000.00	69,000.00		
Servicio de Consultoria para el Desarrollo de Validación y Adecuación de Modelado de Base de Datos para los Estudios Eléctricos del SIN	160,000.00			32,000.00	80,000.00	48,000.00			
Licencias DSATOOLS -módulos TSAT/VSAT/SSAT/PSAT	364,228.00				91,057.00	91,057.00	91,057.00	91,057.00	
Gerencia de Soporte Técnico									
Mejoras al Sistema SCADA									
Renovación de licencias de software de terceros embebidos dentro de la infraestructura del SCADA	727,600.00				363,800.00			363,800.00	
Actualización de las aplicaciones del sistema SCADA/EMS	3,580,001.00						2,148,001.00	1,432,000.00	
Actualización de licencias de aplicaciones externas vinculadas al SCADA	1,136,264.73			378,754.91		378,754.91		378,754.91	
Mejoras a la plataforma de visualización del SITR	35,000.00			35,000.00					
Renovación de servidores de la plataforma virtualizada	150,000.00					150,000.00			
Suministro e instalación de licencias para el análisis avanzado de datos históricos del SCADA	116,000.00					116,000.00			
Bóveda de respaldos	186,000.00				186,000.00				
Adquisición de patrón portátil	85,065.00			85,065.00					
Calibración de patrones portátiles	192,600.00		48,150.00		48,150.00		48,150.00		48,150.00
Medidor de corriente primaria	24,000.00			12,000.00				12,000.00	
Medidor de resistencia de puesta a tierra	16,050.00					16,050.00			
Cámara termográfica	18,691.58			9,345.79				9,345.79	
Grabador de voz	53,000.00					53,000.00			
Sensor de temperatura y humedad relativa	46,728.98			23,364.49				23,364.49	
Generador eléctrico de emergencia - GEE	90,000.00		90,000.00						
Longevidad y eficiente funcionalidad del SPEAR									
Mantenimiento preventivo del SPEAR	995,100.00			331,700.00		331,700.00		331,700.00	
Estudio más añadir dos contingencias al SPEAR	1,284,000.00		642,000.00		642,000.00				
Longevidad y eficiente funcionalidad del WAMS									
Mantenimiento preventivo del WAMS	176,550.00			58,850.00		58,850.00		58,850.00	
Adquirir por mejora y mayor cobertura 16 unidades de medición fasorial - PMU - WAMS	84,530.00					84,530.00			
Sistema de alimentación ininterrumpido - SAI									
Mantenimiento preventivo de los cuatro (4) SAI	95,067.36		23,766.84	23,766.84		23,766.84		23,766.84	
Renovación de los Sistemas de Alimentación Ininterrumpido - SAI	181,385.35		181,385.35						
Recinto para bancos de baterías externa del SAI	30,000.00		30,000.00						
Licenciamiento de Herramienta de Particionamiento de Base de Datos	42,000.00		42,000.00						
Licenciamiento de Herramienta de Administracion de Equipos de Tecnología	36,000.00		36,000.00						
Actualización de Sistema Operativo para Servidores Virtuales	47,000.00		47,000.00						
Análisis, Diseño, Desarrollo e Implementación de Sistema de Administración de Gestión de Calidad para el Centro Nacional de Despacho	75,000.00		75,000.00						
Adquisición de Equipos de Impresión para el Centro Nacional de Despacho	41,000.00		41,000.00						
Solución de Filtrado de Contenidos Web para el Centro Nacional de Despacho	20,000.00				20,000.00				
Prueba de Penetración de Seguridad para Centro Nacional de Despacho	47,000.00				47,000.00				
Automatización de Procesos Operativos y Comerciales del Centro Nacional de Despacho	110,000.00		110,000.00						
Replanteamiento de Red de Área Local del Centro Nacional de Despacho	93,000.00						93,000.00		
Equipamiento CND	2,903,000.00	362,875.00	362,875.00	362,875.00	362,875.00	362,875.00	362,875.00	362,875.00	362,875.00
Solución de Almacenamiento para el CND	52,000.00					52,000.00			
TOTAL	**15,283,576.41**	**362,875.00**	**1,816,177.19**	**1,668,795.62**	**2,431,953.47**	**2,399,655.22**	**3,093,580.88**	**3,087,514.03**	**423,025.00**

Fuente: ETESA

El CND propuso un monto de inversiones de B/. 15,283,576. Posteriormente, mediante nota ETE-DCND-GNP-010-2025 del 14 de marzo de 2025, el CND solicitó la inclusión de 2 proyectos adicionales (Revisión integral al procedimiento de cálculo de la potencia firme en el SIN y Análisis y Preparación de la Propuesta para la Implementación de un Mercado de Servicios Auxiliares) por un total de B/. 300,000.00

En términos generales, aquellos proyectos sustentados técnica y económicamente han sido reconocidos con algunos ajustes menores. Los proyectos que no presentaron sustento económico son reconocidos al 50% con la finalidad de que tengan una revisión y sustentación dentro del periodo tarifario. Con respecto al proyecto del Sistema de Alimentación Ininterrumpido (SAI) para el cual se incluye un recinto para baterías externas, esta sección no se reconoce por falta de justificación y costos para esta sección. Con relación a la adquisición de equipos de impresión, por razones de monto y descripción, no se reconocerá en el renglón de inversiones, ya que esta compra se puede incluir dentro del concepto de otros gastos. Por último, se incluye un monto de cien mil balboas (B/.100,000.00) para otros estudios y consultorías que se requieran en coordinación con la ASEP.

En el cuadro siguiente se presenta el Plan de Inversiones ajustado para el CND el cual representa un total de B/. 12,594,542.57

Cuadro N°39: Proyección semestral del Plan de inversiones ajustado para el CND
Periodo tarifario 2025-2029 – Valores en balboas

	DETALLE DE INVERSIONES INCORPORADAS POR SEMESTRE		2° Sem 2025	1° Sem 2026	2° Sem 2026	1° Sem 2027	2° Sem 2027	1° Sem 2028	2° Sem 2028	1° Sem 2029	2° Sem 2029	% Reconocimiento
1	Remodelación de oficinas de la Gerencia de Soporte Técnico	678,221	-	-	226,074	226,074	226,074	-	-	-	-	100%
2	Construcción de la ampliación del CND (oficinas) y estaciona	583,494	-	-	-	194,498	194,498	194,498	-	-	-	100%
3	Implementación del Plan de Capacitación del CND y Adiestra	187,500	-	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	-	-	-	50%
4	Servicio de PSR CLOUD	48,000	-	12,000	-	12,000	-	12,000	-	12,000		100%
5	Servicio de Consultoria para el Desarrollo de Procedimiento	37,500	-	-	15,000	37,500	22,500	-	-	-		50%
6	Servicio para el Desarrollo de Estudio de Requerimientos de	230,000	-	-	-	46,000	115,000	69,000	-	-		100%
7	Servicio de Consultoría para el Desarrollo de Validación y Ad	80,000	-	-	32,000	80,000	48,000	-	-	-	-	50%
8	Adquisición de licencias del programa simulaciones eléctrica	364,228				91,057	91,057	91,057	91,057			100%
9	Renovación de licencias de software de terceros embebidos	363,800	-	-	-	363,800	-	-	363,800	-		50%
10	Actualización de las aplicaciones del sistema SCADA/EMS	2,942,500	-	-	-	-	-	1,765,500	1,177,000	-		100%
11	Actualización de licencias de aplicaciones externas vinculada	845,606	-	-	378,755	-	233,425	-	233,425	-		100%
12	Mejoras a la plataforma de visualización del SITR	34,240	-	-	34,240	-	-	-	-	-		100%
13	Renovación de servidores de la plataforma virtualizada	149,618	-	-	-	-	149,618	-	-	-	-	100%
14	Suministro e instalación de licencias para el análisis avanzad	57,979	-	-	-	-	115,958	-	-	-		50%
15	Bóveda de respaldos	185,175	-	-	-	-	185,175	-	-	-		100%
16	Adquisición de patrón portátil	85,065	-	-	85,065	-	-	-	-	-		100%
17	Calibración de patrones portátiles	192,600	-	48,150	-	48,150	-	48,150	-	48,150		100%
18	Medidor de corriente primaria	12,000	-	-	12,000	-	-	-	12,000	-		50%
19	Medidor de resistencia de puesta a tierra	16,050	-	-	-	-	16,050	-	-	-		100%
20	Cámara termográfica	18,692	-	-	9,346	-	-	-	9,346	-		100%
21	Grabador de voz	26,500	-	-	-	-	53,000	-	-	-		50%
22	Sensor de temperatura y humedad relativa	46,729	-	-	23,364	-	-	-	23,364	-	-	100%
23	Generador eléctrico de emergencia - GEE	45,000	-	90,000	-	-	-	-	-	-		50%
24	Mantenimiento preventivo del SPEAR	995,100	-	-	331,700	-	331,700	-	331,700	-		100%
25	Estudio más añadir dos contingencias al SPEAR	1,284,000	-	-	642,000	-	642,000	-	-	-		100%
26	Mantenimiento preventivo del WAMS	176,550	-	-	58,850	-	58,850	-	58,850	-	-	100%
27	Adquirir por mejora y mayor cobertura 16 unidades de medi	84,530	-	-	-	-	84,530	-	-	-		100%
28	Mantenimiento preventivo de los cuatro (4) SAI	71,301	-		23,767	-	23,767	-	23,767	-		100%
29	Renovación de los Siste Mas de Alimentación Ininterrumpidc	181,385	-	181,385	-	-	-	-	-	-		100%
30	Recinto para bancos de baterías externa del SAI	-	-	30,000	-	-	-	-	-	-	-	0%
31	Licenciamiento de Herramienta de Particionamiento de Base	41,970	-	-	41,970	-	-	-	-	-		100%
32	Licenciamiento de Herramienta de Administracion de Equipc	35,540	-	-	35,540	-	-	-	-	-		100%
33	Actualización de Sistema Operativo para Servidores Virtuale	46,838	-	-	46,838	-	-	-	-	-		100%
34	Análisis, Diseño, Desarrollo e Implementación de Sistema de	74,686	-	-	74,686	-	-	-	-	-		100%
35	Adquisición de Equipos de Impresión para el Centro Nacional	-	-	-	40,800	-	-	-	-	-	-	0%
36	Solución de Filtrado de Contenidos Web para el Centro Naci	20,066	-	-	-	-	20,066	-	-	-		100%
37	Prueba de Penetración de Seguridad para Centro Nacional de	46,545	-	-	-	-	46,545	-	-	-		100%
38	Automatización de Procesos Operativos y Comerciales del C	107,000	-	-	107,000	-	-	-	-	-		100%
39	Replanteamiento de Red de Área Local del Centro Nacional	92,200	-	-	-	-	-	-	92,200	-		100%
40	Equipamiento CND	1,655,316	-	-	333,062	333,062	333,062	333,062	333,062	333,062	333,062	71%
41	Solución de Almacenamiento para el CND	51,021	-	-	-	-	51,021	-	-	-		100%
42	Revisión integral al procedimiento de cálculo de la potencia	160,000	40,000	120,000	-	-	-	-	-	-		100%
43	Análisis y Preparación de la Propuesta para la Implementacic	140,000	35,000	105,000	-	-	-	-	-	-		100%
44	Estudios y Consultorias - ASEP	100,000				100,000						100%
	TOTAL INVERSIÓN CND	12,594,542.57	75,000	549,035	2,422,668	1,232,402	2,863,078	2,454,179	2,465,083	296,624	236,474	

Fuente: Elaboración propia con base a información de 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°40. IMP del SOI – Valores en balboas

SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI)	2025(1s)	2026	2027	2028	2029(1s)
Centro Nacional de Despacho	4,051	11,415	12,594	13,564	4,637
Total	**4,051**	**11,415**	**12,594**	**13,564**	**4,637**

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

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 (45%) y Demanda (55%) calculado con base en los activos en operación hasta diciembre de 2024.

Adicionalmente, se incluyen los 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°41. IMP por año calendario – Valores en miles de balboas

INGRESOS MÁXIMOS PERMITIDOS					
Sistema Principal De Transmisión Asignado a la Generación	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**
Operación y Mantenimiento	12,608	12,608	12,608	12,608	12,608
Administración	5,943	5,943	5,943	5,943	5,943
Depreciación	16,274	16,274	16,274	14,818	14,689
Rentabilidad sobre Activos	29,916	28,354	26,791	25,229	23,807
Estudio PEST y gestión compra de potencia y energía	7	34	34	34	7
Total	**64,748**	**63,213**	**61,651**	**58,632**	**57,054**

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN Asignado a la Demanda	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**
Operación y Mantenimiento	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410
Administración	7,264	7,264	7,264	7,264	7,264
Depreciación	19,891	19,891	19,891	18,111	17,953
Rentabilidad sobre Activos	36,564	34,655	32,745	30,836	29,097
Estudio PEST y gestión compra de potencia y energía	8	41	41	41	8
Crédito por Restricción Tercera Línea	(6,189)	(6,189)	(6,189)	(6,189)	(6,189)
Total	**72,948**	**71,072**	**69,162**	**65,473**	**63,544**

SISTEMA DE CONEXIÓN	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**
Operación y Mantenimiento	1,977	2,198	2,198	2,288	2,288
Administración	932	1,036	1,036	1,079	1,079
Depreciación	2,305	2,541	2,541	2,706	2,706
Rentabilidad sobre Activos	8,221	9,213	8,969	9,215	8,955
Descuento Inversiones no ejecutadas	(2,287)	(2,287)	(2,287)	(2,287)	(2,287)
Total	**11,148**	**12,702**	**12,458**	**13,001**	**12,741**

SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI)	**2025(1s)**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029(1s)**

Centro Nacional de Despacho	4,051	11,415	12,594	13,564	4,637
Total	**4,051**	**11,415**	**12,594**	**13,564**	**4,637**

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

Cuadro N°42. IMP del SPT corriente y anualizado para el período tarifario - Valores en miles de balboas

INGRESO ANUAL PERMITIDO EXISTENTE (Año Tarifario)	jul25-jun26	jul26-jun27	jul27-jun28	jul28-jun29
Asignado a Generación - IPSPEG. EXISTENTE	63,984	62,432	60,142	57,847
Asignado a Demanda - IPSPED. EXISTENTE	72,014	70,117	67,318	64,512
IPSPEG. EXISTENTE. CONSTANTE	61,337	61,337	61,337	61,337
IPSPED. EXISTENTE. CONSTANTE	68,779	68,779	68,779	68,779

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

Cuadro N°43. IMP por año tarifario para el periodo tarifario – Valores en miles de balboas

INGRESO ANUAL PERMITIDO (Año Tarifario)	jul25-jun26	jul26-jun27	jul27-jun28	jul28-jun29
SISTEMA PRINCIPAL Asignado a la Generación - IPSPEG. EXISTENTE	63,984	62,432	60,142	57,847
SISTEMA PRINCIPAL Asignado a la Demanda - IPSPED. EXISTENTE	72,014	70,117	67,318	64,512
SISTEMA DE CONEXIÓN	11,925	12,580	12,729	12,871
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA - Centro Nacional de Despacho	9,490	12,044	13,283	11,443
IMP EXISTENTE TOTAL	**157,414**	**157,173**	**153,471**	**146,672**

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

PARTE IV - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO ADICIONAL (IPSPA preliminar)

El artículo 204 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 207, tomando como referencia el Plan de Expansión aprobado. Este ingreso se presenta de forma indicativa en el siguiente cuadro:

Cuadro N°44. IPSPA (Indicativo) – Valores en miles de balboas

INGRESO ANUAL PERMITIDO (Año Tarifario)	jul25-jun26	jul26-jun27	jul27-jun28	jul28-jun29
SISTEMA PRINCIPAL Asignado a G - IPSPAG. ADICIONAL	-	21,263	18,746	16,361
SISTEMA PRINCIPAL Asignado a D - IPSPAD. ADICIONAL	-	25,988	22,912	19,996
IPSPA TOTAL (preliminar)	**-**	**47,252**	**41,659**	**36,357**

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

El período julio 2025-junio 2026 no contiene valores por tratarse del IPSPA correspondiente el período tarifario anterior (2021-2025), el cual será establecido mediante resolución específica.

El ingreso presentado en el cuadro anterior está sujeto a la aprobación de la ASEP de acuerdo con las revisiones anuales de las obras del sistema de transmisión que sean incorporadas a la operación durante el periodo tarifario, que estén aprobadas en los Planes de Expansión vigentes.

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

De acuerdo con lo establecido en el artículo 190 del Reglamento de Transmisión, que se cita abajo, 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 de los costos adicionales que fueron pagados por los agentes consumidores para que sean devueltos como un crédito en proporción a los montos anuales pagados en dicho año:

> *"Artículo 190 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 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 devueltos como un crédito en la facturación en proporción a los montos anuales pagados en dicho año.*
>
> *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 acreditarse, el Centro Nacional de Despacho (CND) publicará de forma mensual en su sitio de Internet, la cantidad de energía de pérdidas de transmisión y el porcentaje mensual de pérdidas de transmisión del sistema, y las cantidades de energía de pérdidas de transmisión y costos asignados a cada agente consumidor en el Documento de Transacciones Económicas (DTE)."*

La ASEP, una vez finalizado el año y cuando se hayan superado los niveles de pérdidas del sistema, aprobará mediante resolución los montos que se acreditarán a los agentes consumidores (incluyendo los grandes clientes) indicando los parámetros para que la Empresa de Transmisión realice la acreditación de los montos.

A continuación, se presenta una base estadística 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 2024. Los datos son los siguientes:

Cuadro N°45. Parámetros utilizados de los Sistemas de Transmisión

País	Ecuador	Perú	Guatemala	Costa Rica	Honduras	El Salvador	Nicaragua
Capacidad Instalada de Generación (MW)	8,900	14,334	3,936	3,441	2,972	2,298	1,627
Demanda Máxima de Potencia (MW)	4,870	7,794	1,923	1,776	1,789	1,131	808
Producción de Energía (GWh)	35,362	60,028	12,025	12,592	9,769	8,160	4,830
Demanda de Energía (GWh)	25,421	55,294	12,304	11,869	9,959	6,846	5,104
Pérdidas de energía en Transmisión (%)	4.5	6.4	2.8	3.7	3.7	2.2	2.2

País	Ecuador	Perú	Guatemala	Costa Rica	Honduras	El Salvador	Nicaragua
Cobertura eléctrica a nivel nacional (%)	98	96	93	99	88	99	99
Longitud total de líneas de Transmisión (km)	6,268	22,167	3,400	2,986	2,855	1,402	3,648
Distancia aprox. entre el centro de demanda y el de generación (km)	210	262	75	60	120	42	240

Fuente: Elaboración propia en base a información pública de las empresas

Análisis de regresión múltiple:

Solamente se consideraron dos variables independientes 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.

SUMMARY OUTPUT

Regression Statistics	
Multiple R	0,93516573
R Square	0,87453493
Adjusted R Square	0,8118024
Standard Error	0,65056155
Observations	7

ANOVA

	df	*SS*	*MS*	*F*	*Significance F*
Regression	2	11,8002475	5,90012377	13,9406922	0,01574148
Residual	4	1,69292132	0,42323033		
Total	6	13,4931688			

	Coefficients	*Standard Error*	*t Stat*	*P-value*	*Lower 95%*	*Upper 95%*	*Lower 95,0%*	*Upper 95,0%*
Intercept(constante)	2,22237405	0,37260879	5,96436291	0,0039682	1,1878462	3,2569019	1,1878462	3,2569019
Longitud	-2,3729E-06	0,00010336	-0,02295791	0,98278346	-0,00028934	0,00028459	-0,00028934	0,00028459
Generacion	7,0473E-05	3,7137E-05	1,89766339	0,13059039	-3,2635E-05	0,00017358	-3,2635E-05	0,00017358

Parámetros de ETESA:

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

X1: Longitud de Líneas ETESA 3,121 km, del Plan de Expansión del SIN 2023

X2: Producción energética 2025: 12,366 GWh de Proyecciones del del Plan de Expansión del SIN 2023.

$Y\ (Pérdidas\ ETESA) = (Intercept) + (CoefficientofX1) \cdot X1 + (CoefficientofX2) \cdot X2$

Pérdidas Proyectadas ETESA: 3.09%

Conclusión:

Se considera un nivel de pérdidas para el sistema de transmisión de 3.09% para cada uno de los años calendario desde el 2026 al 2029.

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 198 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 199 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 198. 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 199 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 200 Los indicadores OMT%M* y ADMT%M* de la o las Empresas Comparadoras permanecerán constantes a lo largo de todo el período tarifario.*
>
> *Artículo 201 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
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Panamá	PBIpc	57,907.7	62,202.7	67,316.5	69,779.0	57,059.8	67,396.4	76,276.1	83,318.2	Millones de balboas a precios corrientes
	PBIcf	55,605.2	59,923.5	65,017.2	67,599.8	55,637.0	65,592.3	74,153.6	81,284.6	Millones de balboas a precios corrientes
	PPA	0.49	0.47	0.50	0.50	0.49	0.50	0.48	0.47	Balboas por dólar
	Remuneración asalariados	14,464.4	15,908.6	19,371.0	20,980.0	16,161.6	19,995.7	21,295.9	21,684.9	Millones de balboas a precios corrientes
	Tasa de cambio a mitad de año	1	1	1	1	1	1	1	1	Balboas por dólar
Chile	PBIpc	168,764,688	179,314,910	189,434,867	195,531,722	201,257,745	239,561,981	263,842,661	281,870,321	Millones de pesos a precios corrientes
	PBIcf	151,822,892	161,273,920	170,093,998	175,957,882	181,573,951	214,097,570	236,562,727	253,955,143	Millones de pesos a precios corrientes
	PPA	397.25	397.69	396.23	397.67	409.84	423.05	426.10	431.42	Pesos por dólar
	Remuneración asalariados	68,538,643	74,227,350	75,518,677	79,941,863	78,385,411	89,134,506	104,087,951	111,200,001	Millones de pesos a precios corrientes
	Tasa de cambio a mitad de año	676.94	648.85	641.22	703.25	792.17	759.07	873.19	839.79	Pesos por dólar
Perú	PBIpc	647,668	687,989	731,588	761,984	703,915	878,380	945,329	1,001,860	Millones de nuevos soles a precios corrientes
	PBIcf	594,546	632,991	673,413	698,692	649,194	804,313	867,440	925,453	Millones de nuevos soles a precios corrientes
	PPA	1.74	1.74	1.75	1.73	1.71	1.73	1.70	1.74	Nuevos soles por dólar
	Remuneración asalariados	204,177	215,097	227,599	240,913	217,550	247,897	271,487	287,695	Millones de nuevos soles a precios corrientes
	Tasa de cambio a mitad de año	3.4	3.3	3.3	3.3	3.5	3.9	3.8	3.7	Nuevos soles por dólar
Brasil	PBIpc	6,269,328	6,585,479	7,004,141	7,389,131	7,609,597	9,012,142	10,079,677	N/A	Millones de nuevos reales a precios corrientes
	PBIcf	5,419,822	5,671,926	6,011,150	6,356,684	6,594,937	7,713,999	8,736,475	N/A	Millones de nuevos reales a precios corrientes
	PPA	2.16	2.21	2.20	2.22	2.26	2.38	2.41	2.44	Nuevos reales por dólar
	Remuneración asalariados	2,802,436	2,920,537	3,055,773	3,217,680	3,192,343	3,534,648	N/A	N/A	Millones de nuevos reales a precios corrientes
	Tasa de cambio a mitad de año	3.5	3.2	3.7	3.9	5.2	5.4	5.2	5.0	Nuevos reales por dólar

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)
6: Instituto Brasileiro de Geografía y Estadística (IBGE)
7: Banco Central do Brasil

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 10.049 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 20.879 MVA, distribuida en 82 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 Nº 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 él 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	2021	2022	2023
Total	4,170	4,068	4,656

Fuente: Memoria anual de Transelec para diferentes años (https://www.transelec.cl/inversionistas/#memorias).
https://www.cmfchile.cl/institucional/mercados/entidad.php?mercado=V&rut=76555400&grupo=&tipoentidad=RVEMI&row=&vig=VI&control=svs&pestania=49

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	2021	2022	2023
Costos y gastos de operación	114,690	128,275	131,097
Costos de ventas	36,495	41,150	40,618
Gastos de administración	23,495	31,345	33,044
Depreciación y amortización	54,701	55,780	57,435
Gastos administración netos de depreciación	23,495	31,345	33,044
Gastos operación netos de depreciación	36,495	41,150	40,618

Fuente: Análisis de los estados financieros de Transelec para diferentes años (https://www.transelec.cl/inversionistas/#financiera).
https://www.cmfchile.cl/institucional/mercados/entidad.php?mercado=V&rut=76555400&grupo=&tipoentidad=RVEMI&row=&vig=VI&control=svs&pestania=3 - Colocar el año deseado, tipo de balance "consolidado" y tipo de norma "estándar ifrs"

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 2021, 2022 y 2023. En el siguiente cuadro se presentan dichos valores en donde se puede observar que para el año 2022 se obtienen los ratios más altos.

Cuadro N°5. Ratios comparadores de Transelec

Concepto	Unidad	2021	2022	2023	Promedio
VNR eléctrico	miles de balboas	3,417,288	3,380,479	3,549,243	
Gastos administración	miles de balboas	26,149	31,282	31,709	
Gastos operación	miles de balboas	40,907	41,114	39,223	
ADMT%M*(ADM/VNR)	%	0.77	0.93	0.89	0.86
OMT%M*(OyM/VNR)	%	1.20	1.22	1.11	1.17
AOYM/VNR	%	1.96	2.14	2.00	2.03

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. (ISA REP) es la principal empresa de transmisión de Perú. ISA REP se especializa en la construcción, operación y mantenimiento de redes de transmisión de energía eléctrica en alta tensión. Además de sus propias operaciones, ISA REP gestiona otras tres empresas vinculadas al sector de transmisión de energía del país: Consorcio Transmantaro S.A. (ISA CTM), Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A. (ISA Perú) y Consorcio Eléctrico Yapay S.A (CEYA).

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.

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 28 subestaciones y 4,733.93km 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-Vizcarra 220 kV y Aguaytía-Pucallpa a 138 kV, con sus correspondientes subestaciones. En el 2020 adquirió las operaciones de Etenorte y Eteselva, que operan seis líneas de transmisión con un total de 746 km. Además, brinda soluciones energéticas basadas en sistemas fotovoltaicos, almacenamiento BESS y gestión de la demanda. El sistema de ISA Perú cuenta con 8 subestaciones y 1.137,34 km de circuitos de líneas de transmisión en niveles de 220, 138 y 60 kV.

El Consorcio Eléctrico Yapay S.A. se constituyó el 21 de noviembre del 2023 para el diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento de los contratos "Enlace 500 kV Huánuco-Tocache-Celendín-Trujillo, ampliaciones y subestaciones asociadas" y "Enlace 500 kV Celendín-Piura, ampliaciones y subestaciones asociadas".

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, el Grupo ISA opera en Perú a través de un sistema integrado por cuatro empresas (ISA REP, ISA CTM, ISA Perú y CEYA). 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, ISA 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).

Los valores del VNR son fijados en dólares estadounidenses. Los valores de VNR para cada empresa y de los diferentes sistemas correspondientes a los años 2021, 2022 y 2023 se presentan en el siguiente cuadro.

Cuadro N°6. VNR de REP – 2021 al 2023 (dólares estadounidenses)

Empresa	Concepto	2021	2022	2023
REP	SPT y SGT	126,169,415	126,839,399	126,839,399
	SST y SCT	487,127,435	489,714,172	489,714,172
	Total	613,296,850	616,553,571	616,553,571
CTM	SPT y SGT	1,529,663,759	1,611,930,442	1,790,692,415
	SST y SCT	0	0	0
	Total	1,529,663,759	1,611,930,442	1,790,692,415

Empresa	Concepto	2021	2022	2023
ISA	SPT y SGT	79,344,445	87,522,087	87,698,939
	SST y SCT	11,479,202	11,479,202	11,479,202
	Total	90,823,647	99,001,289	99,178,141
REP Holding	SPT y SGT	1,735,177,619	1,826,291,928	2,005,230,753
	SST y SCT	498,606,637	501,193,375	501,193,375
	Total	**2,233,784,256**	**2,327,485,302**	**2,506,424,127**

Fuentes:

Informe Nº226-2021-GRT. Informe Técnico que Sustenta la Fijación de Precios en Barra Periodo mayo 2021 - abril 2022. (https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2021/Informe-Tecnico-226-2021-GRT.pdf)

Informe Nº188-2022-GRT. Informe Técnico que Sustenta la Fijación de Precios en Barra Periodo mayo 2022 - abril 2023. (https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2022/Informe-Tecnico-188-2022-GRT.pdf)

Informe Nº248-2023-GRT. Informe Técnico que Sustenta la Fijación de Precios en Barra Periodo mayo 2023 - abril 2024. (https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2023/Informe%20Tecnico%20248-2023-GRT.pdf)

Informe Preliquidación Anual de los Ingresos de los Contratos tipo BOOT – SST 2021. (No disponible)

Informe Preliquidación Anual de los Ingresos de los Contratos tipo BOOT – SST 2022. (https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/transmision/modificacion-tarifas-sst-boot-2022)

Informe Preliquidación Anual de los Ingresos de los Contratos tipo BOOT – SST 2023. (https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/transmision/modificacion-tarifas-sst-boot-2023)

Por otro lado, los costos de administración, operación y mantenimiento son los siguientes:

Cuadro N°7. Costos operativos de REP Holding – 2021, 2022 y 2023 (dólares estadounidenses)

Costos Estados Financieros	2021	2022	2023
Gastos Operación y mantenimiento	48,894,179	49,440,637	53,400,857
Gastos de administración	10,490,379	12,180,040	17,526,569
Total	59,384,558	61,620,677	70,927,426

Fuente: Estados Financieros de REP, CTM e ISA. https://peru.isaenergia.com/SitePages/App/Pagina.aspx?lang=es&mp=1&ms=11&ip=5

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°8. Ratios comparadores de REP

Concepto	Unidad	2021	2022	2023	Promedio
VNR eléctrico	miles de balboas	25,265,082	24,504,956	23,965,590	
Gastos administración	miles de balboas	117,847	128,793	169,922	
Gastos operación	miles de balboas	545,678	520,278	517,443	
ADMT%M*(ADM/VNR)	%	0.47	0.53	0.71	0.57
OMT%M*(OyM/VNR)	%	2.16	2.12	2.16	2.15
AOYM/VNR	%	2.63	2.65	2.87	2.71

Fuente: Elaboración propia

4.3. Companhia Energética de Minas Gerais Geração e Transmissão S.A. (CEMIG-GT)

CEMIG-GT cuenta con más de 70 años de historia, están presentes en las áreas de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica y también en la distribución de gas natural y uso eficiente de la energía, a través de su subsidiaria "Efficientia". Actualmente, están conformados por 87 empresas, con acciones en 44 consorcios y 1 fondo de inversión, además de tener activos y negocios en 24 estados brasileños y en el Distrito Federal.

Son reconocidos por el tamaño y competencia técnica y considerados la mayor empresa integrada en el sector de la energía eléctrica en Brasil. Sólo en el estado de Minas Gerais, tienen más de 9 millones de consumidores, divididos entre 774 municipios. Además, suministran energía a clientes libres en el país, con un 18% del mercado, y son uno de los mayores grupos generadores.

La filial CEMIG Transmissão opera y mantiene 40 subestaciones y 5,017 km de líneas de transmisión en tensiones de 230, 345 y 500 kV, parte del Sistema Interconectado Nacional (SIN). También, cuenta con activos que opera y mantiene en otras 10 subestaciones de otros agentes transmisores. CEMIG transmite la energía generada en sus plantas y la energía comprada a Itaipú, al Sistema Interconectado y a otras fuentes.

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) en Brasil es uno de los sistemas eléctricos más grandes y complejos del mundo, diseñado para integrar la generación, transmisión y distribución de electricidad en casi todo el territorio nacional. Cubre aproximadamente el 98% del consumo eléctrico del país, conectando las regiones Norte, Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste y Sur. Existen, además, sistemas aislados en regiones remotas, principalmente en la Amazonía, que no están conectados al SIN. Se extiende por más de 165,000 km de líneas de transmisión de alta y extra alta tensión, con tensiones típicas de 230 kV, 500 kV y 750 kV, utilizando líneas de transmisión HVDC (corriente continua de alta tensión) para transportar grandes cantidades de energía a largas distancias con menor pérdida, como las líneas que conectan las plantas hidroeléctricas de Belo Monte y Itaipú con los principales centros de consumo.

En Brasil, la mayoría de las actividades de generación y transmisión de electricidad se realizan a través de un Contrato de Concesión celebrado con el Gobierno Federal. La Constitución brasilera estipula que todas las concesiones relacionadas con servicios públicos deben adjudicarse mediante un proceso de licitación.

En 1995, para implementar estas disposiciones constitucionales, el Gobierno Federal promulgó una serie de leyes y reglamentos, conocidos colectivamente como la "Ley de Concesiones", para regular los procedimientos de licitación en el sector eléctrico.

Leyes Principales:

Ley Nº 8.987/1995 (Ley de Concesiones):

- Define el régimen de concesiones y permisos para la prestación de servicios públicos, incluyendo la transmisión eléctrica. Establece criterios para la licitación, operación y finalización de concesiones.

Ley Nº 9.074/1995:

- Regula la concesión de servicios públicos en el sector eléctrico y permite la participación de empresas privadas.

Ley Nº 9.427/1996:

- Crea la ANEEL como la agencia reguladora responsable de supervisar, regular y fiscalizar el sector eléctrico.

Ley Nº 10.848/2004:

- Establece las reglas para la comercialización de electricidad en Brasil y define el funcionamiento del mercado regulado y libre.

La ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) regula y fiscaliza las actividades, asegurando la calidad del servicio y el cumplimiento de normas técnicas y contractuales, y el ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), es quien coordina la Operación del Sistema, para asegurar la estabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

La remuneración queda definida por la Receita Anual Permitida (RAP), calculada para garantizar retornos adecuados a los inversionistas y eficiencia operativa, y cuyo reajuste anual para los transmisores ocurre el 1 de julio de cada año.

El VNR de CEMIG-GT, expresado en reales para el año 2017 es el siguiente:

Cuadro N°9. VNR de CEMIG-GT informado por la empresa (Miles de reales)

Concepto	Monto
VNR	5,984,178

Fuente: Elaboración propia en función de los estados financieros de CEMIG-GT (https://ri.cemig.com.br/docs/cemig-gt-2022-12-31-kTWNgdnC.pdf (p. 141)).

En cuanto a los costos operativos, de acuerdo con los Estados Financieros de CEMIG-GT para el año 2017, están compuestos de la siguiente manera:

Cuadro N°10. Costos de CEMIG-GT (Miles de reales)

Concepto	Montos
Gastos operación y mantenimiento	83,213
Gastos de administración	58,376
Total	**141,589**

Fuente: Elaboración propia en función de los estados financieros de CEMIG-GT (https://ri.cemig.com.br/docs/cemig-gt-2018-12-31-hqm8Hhw9.pdf (p. 63)).

A partir de los valores presentados se calcularon los ratios comparadores para la empresa CEMIG-GT:

Cuadro N°11. Ratios comparadores de CEMIG-GT

Concepto	Unidad	2017
VNR eléctrico	miles de balboas	3,475,236
Gastos administración	miles de balboas	36,186
Gastos operación	miles de balboas	53,199
ADMT%M*(ADM/VNR)	%	1.04
OMT%M*(OyM/VNR)	%	1.53
AOYM/VNR	%	2.57

Fuente: Elaboración propia

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 198 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
- CEMIG-GT de Brasil

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, en particular del VNR, 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. Tampoco se cuenta con valores del VNR, a pesar de ser una de las metodologías analizadas en la Revisión Tarifaria llevada a cabo en 2017. Similares consideraciones se aplican a Transener que es la transportista a nivel nacional en Argentina.
- 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, INDE agrupa a su vez a ECOE (Empresa Comercializadora de Energía) y a EGEE (Empresa de Generación); no contándose con una separación contable por actividades.

- CEEE-T de Brasil. La empresa muestra dimensiones similares a ETESA y se dispone de sus estados contables, sin embargo, el último dato disponible de VNR corresponde al año 2013, por lo que se descartó su inclusión.

Del análisis realizado se obtuvieron los siguientes ratios comparadores:

Cuadro N°12. Resumen de ratios comparadores

Concepto	Transelec (promedio 2021-2023)	REP (promedio 2021-2023)	CEMIG-GT (2017)	Promedio
ADMT%M*(ADM/VNR)	0.86%	0.57%	1.04%	0.82%
OMT%M*(OyM/VNR)	1.17%	2.15%	1.53%	1.62%
AOYM/VNR	2.03%	2.71%	2.57%	2.44%

Fuente: Elaboración propia.

Al igual que en la Revisión Tarifaria anterior, se considera el promedio simple de los ratios de las tres 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 lo anterior, se exponen a continuación los resultados de los comparadores para ETESA.

Cuadro N°13. Ratios comparadores para ETESA

Concepto	Transelec	REP	CEMIG-GT	Indicador ETESA
ADMT%M*(ADM/VNR)	0.86%	0.57%	1.04%	
OMT%M*(OyM/VNR)	1.17%	2.15%	1.53%	
AOYM/VNR	2.03%	2.71%	2.57%	
Incremento OyM Regulado	8%	8%	8%	
ADMT%M*(ADM/VNR)	0.86%	0.57%	1.04%	0.82%
OMT%M*(OyM/VNR)	1.27%	2.32%	1.65%	1.75%
AOYM/VNR	2.13%	2.89%	2.69%	2.57%

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

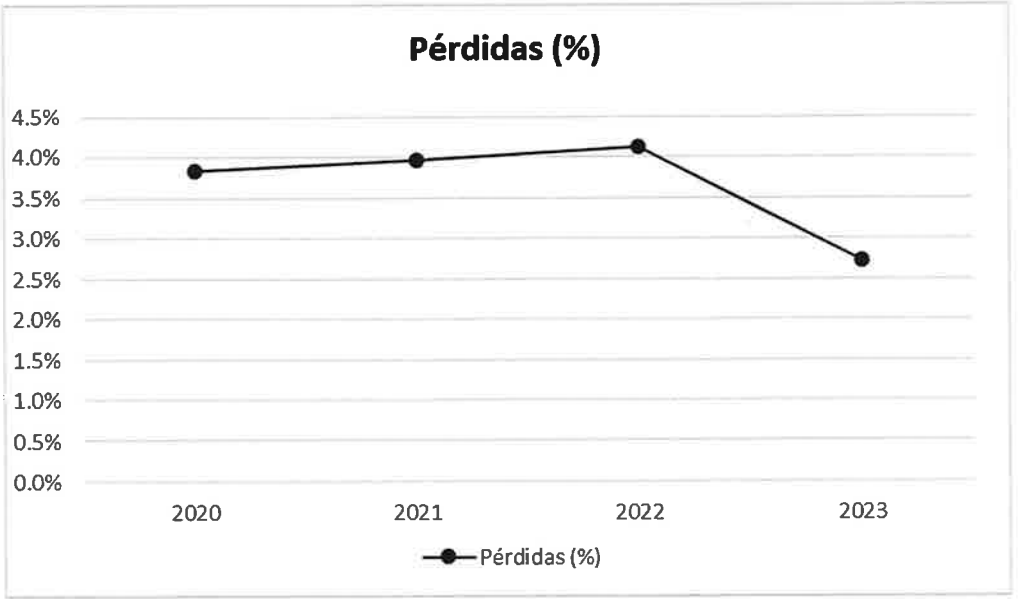
1.1.1. Pérdidas

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°14. Pérdidas de energía de ETESA

Año	Energía Recibida por ETESA (GWh)	Energía Entregada por ETESA (GWh)	Pérdidas (GWh)	Pérdidas (%)
2020	10,622.69	10,214.86	407.83	3.84%
2021	11,381.12	10,930.48	450.64	3.96%
2022	11,700.85	11,217.62	483.23	4.13%
2023	12,163.90	11,832.07	331.83	2.73%

Fuente: Elaboración propia en base a Estadísticas semestrales ASEP



Se puede observar cierta estabilidad en los valores (aunque con una disminución en el último año) en torno a valores de anteriores revisiones tarifarias.

1.1.2. Inversiones

De acuerdo con el Reglamento de Transmisión, el reconocimiento de las inversiones del período tarifario se realiza ex post, con lo que sólo se trasladan a tarifas las inversiones efectivamente realizadas. Sin embargo, resulta de interés comparar las inversiones proyectadas en el IMP Adicional que son indicativas (y por lo que no tienen impacto en las tarifas) con las inversiones efectuadas. Esta comparación permite tener una noción del apartamiento entre lo proyectado en el Plan de Expansión y la realidad.

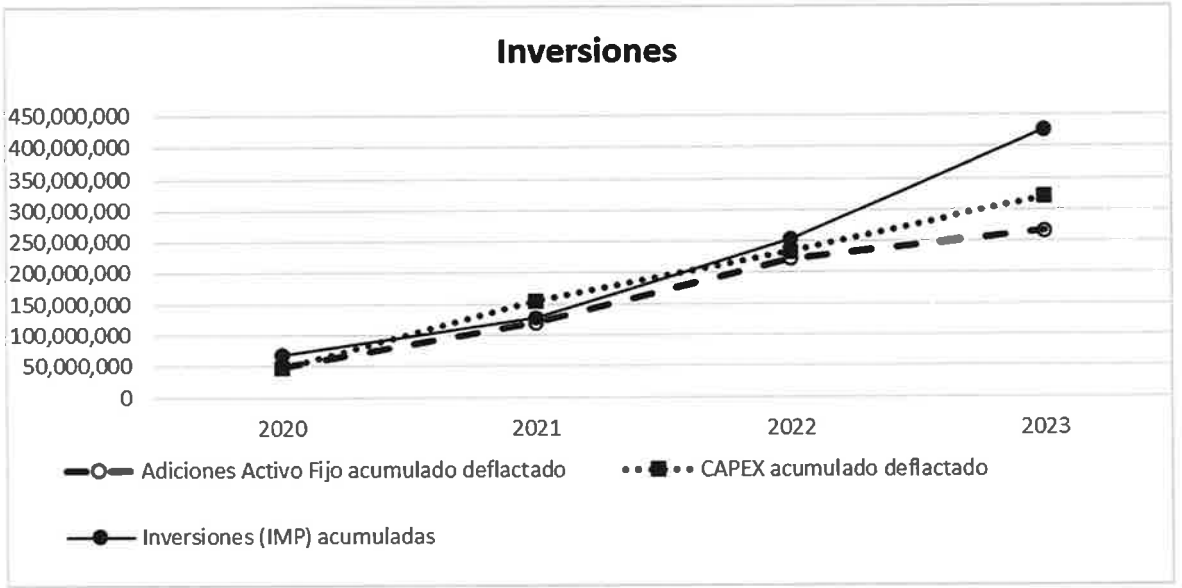
Dado que el momento de la activación de los desembolsos no necesariamente coincide con el proyectado, es conveniente considerar el monto acumulado de dichos valores. Por otro lado, se han deflactado los valores de los estados financieros para hacerlos comparables con los del IMP aprobado que se encuentran a valores de diciembre de 2020.

El siguiente cuadro permite comparar las inversiones indicativas en el IMP, con las activaciones efectuadas y el total de erogaciones en activos fijos (incluye activaciones de bienes y servidumbres y construcciones en proceso).

Cuadro N°15. Inversiones proyectadas y realizadas

Concepto	2020	2021	2022	2023
Inversiones (Proyectadas en IMP) acumuladas	68,352,878	127,911,309	254,244,844	425,634,350
Adiciones Activo Fijo acumulado deflactado	49,116,231	120,044,489	222,410,075	265,929,059
CAPEX acumulado deflactado	47,052,927	155,567,702	233,340,249	321,278,281

Fuente: Elaboración propia en base a IMP 2017-2021; IMP 2021-2025 y Estados Financieros.



El CAPEX representa el total de los desembolsos en activos fijos (adiciones de activos fijos, servidumbres y construcciones en proceso), mientras que las adiciones de activo fijo no consideran las construcciones en proceso. Se observa durante los 3 primeros años que los valores proyectados y realizados son similares. Sin embargo, en el último año (2023) el CAPEX resulta claramente inferior al proyectado con lo que se tiene que finalmente el CAPEX resulta 25% menor a las inversiones proyectadas en el IMP.

1.1.3. Gastos

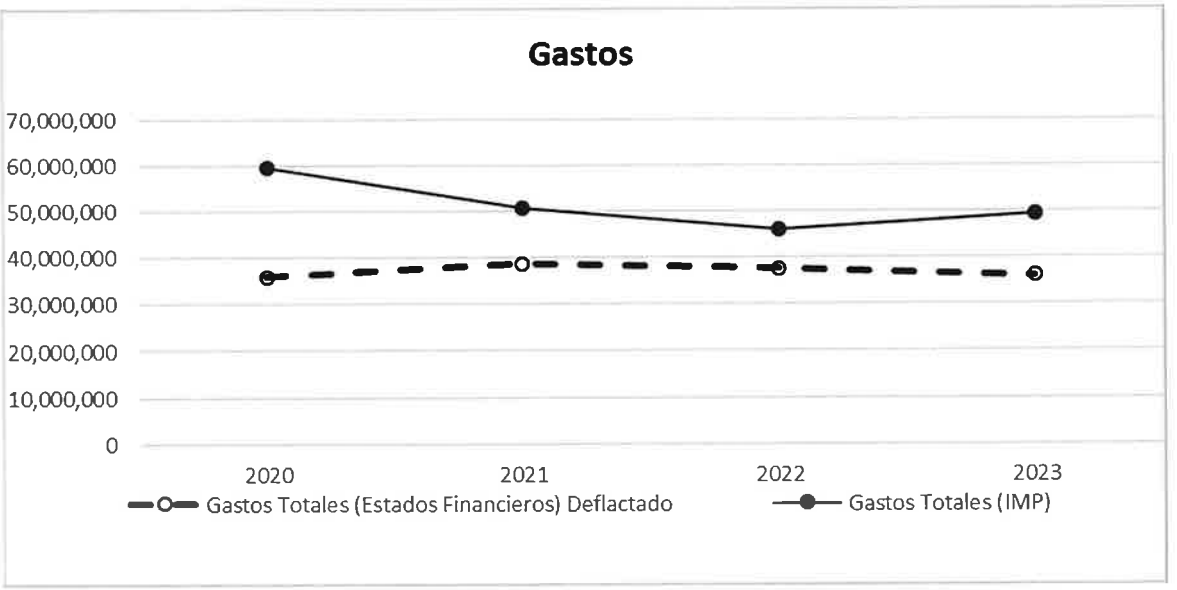
A continuación, se comparan los gastos proyectados en el IMP[2] (incluyendo los gastos asociados a las inversiones proyectadas del plan de expansión) con los que surgen de los estados financieros convenientemente deflactados para llevarlos a moneda de diciembre de 2020.

Cuadro N°16. Gastos proyectados y realizados

Concepto	2020	2021	2022	2023
Gastos Totales (IMP)	59,491,045	50,593,442	45,900,107	49,333,672
Gastos Totales (Estados Financieros) Deflactado	35,827,273	38,574,767	37,493,638	36,009,252

Fuente: Elaboración propia en base a IMP 2017-2021; IMP 2021-2025 y Estados Financieros.

[2] Gastos 2020 corresponden a los gastos proyectados en la revisión tarifaria 2017-2021, ajustados por inflación.



Se observa que, para todos los años del análisis, los gastos realizados son inferiores a los proyectados en el IMP en aproximadamente un 22%.

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 (más activos adicionales del período).

Cuadro N°17. Evolución de ratios comparadores

Concepto	Aprobado	2020	2021	2022	2023
OMT%	1.73%	1.75%	1.72%	1.60%	1.45%
ADMT%	1.32%	1.19%	1.28%	1.08%	1.04%
AOYM/VNR	3.19%	2.95%	3.00%	2.68%	2.49%
ADMT/(ADMT+OMT)	41.38%	40.5%	42.6%	40.4%	41.8%

Fuente: Elaboración propia.

Las ratios de OMT% y ADMT% son siempre inferiores al aprobado, con excepción del OMT% de 2020 que es ligeramente superior. El resultado muestra que, el ratio AOYM/VNR verificado fue menor al valor aprobado durante todo el período.

En cuanto a la composición de los costos, se observa que para todo el periodo de análisis (2020-2023) los costos de administración coinciden aproximadamente con el valor de las comparadoras aprobados (41.38%).

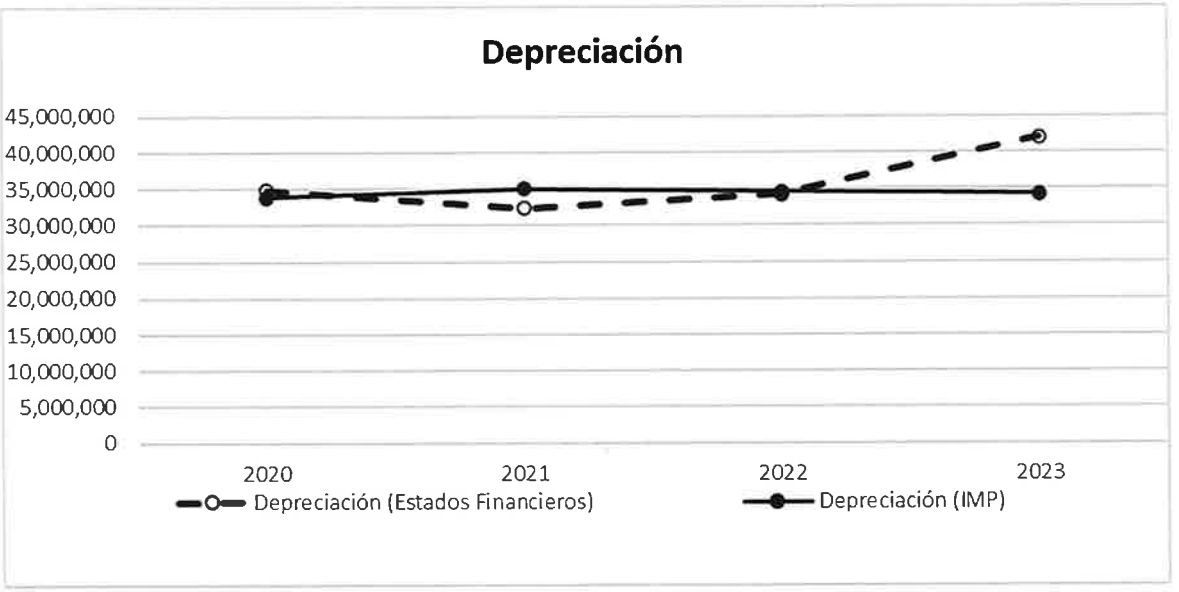
1.1.4. Depreciaciones

En este apartado se comparan los gastos por depreciación proyectados en el IMP[3] (incluyendo las depreciaciones asociadas a las inversiones proyectadas del plan de expansión) 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° 18. Depreciación proyectada y contable

Concepto	2020	2021	2022	2023
Depreciación (IMP)	33,798,068	34,689,577	32,543,870	34,214,144
Depreciación (Estados Financieros)	34,820,683	32,301,222	34,230,062	42,036,606

Fuente: Elaboración propia en base a IMP 2017-2021; IMP 2021-2025 y Estados Financieros.



Los valores proyectados en el IMP y de los Estados Financieros son similares en 2021 y 2022, mientras que en 2020 y 2023 los valores reales son superiores a los proyectados en el IMP. Las diferencias son consecuencia de que la base de activos y las inversiones difieren en ambos casos.

En este apartado se comparan los gastos por depreciación proyectados en el IMP[4] (incluyendo las depreciaciones asociadas a las inversiones proyectadas del plan de expansión) 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

[3] Depreciación 2020 corresponden a la depreciación proyectada en la revisión tarifaria 2017-2021, ajustada por inflación.
[4] Depreciación 2020 corresponden a la depreciación proyectada en la revisión tarifaria 2017-2021, ajustada por inflación.

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.

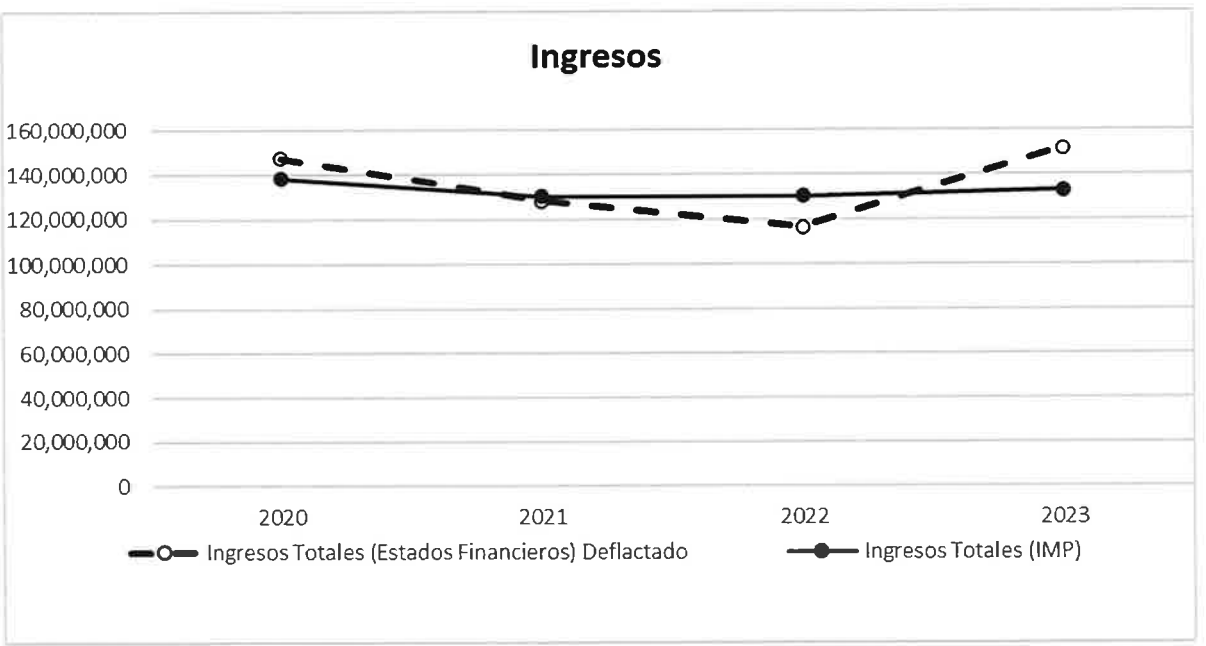
1.1.5. Ingresos

Los ingresos aprobados en el IMP[5] (incluyendo los ingresos asociados a las inversiones proyectadas del plan de expansión) 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° 19. Ingresos proyectados y recibidos

Concepto	2020	2021	2022	2023
Ingresos Totales (IMP)	138,091,398	129,930,583	130,010,988	132,711,935
Ingresos Totales (Estados Financieros) Deflactado	147,417,499	127,911,529	116,372,991	151,865,021

Fuente: Elaboración propia en base a IMP 2017-2021; IMP 2021-2025 y Estados Financieros.



Se observa en el gráfico que en 2020 y 2021 los valores son similares. Por su parte en 2023, los ingresos incluyen la solicitud de reconocimiento de ingresos en concepto de Ley 45 del 4 de agosto de 2004 (régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas renovables y limpias) por un total de B/.27,988,600. Si se excluye este valor, el ingreso real es ligeramente inferior al reconocido. Los valores de 2023 tampoco incluyen los valores del Crédito por Restricción Tercera Línea.

[5] Ingresos 2020 corresponden a los ingresos proyectados en la revisión tarifaria 2017-2021, ajustados por inflación.

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:

$$TTIK = \frac{\sum_{i=1}^{n} kVAf_{Si} \times Tf_{Si}}{kVAmax} \qquad FMIK = \frac{\sum_{i=1}^{n} kVAf_{Si}}{kVAmax}$$

Siendo:

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

$kVAmax$ = kVA máximo entregado en el punto de interconexión

Tf_{Si} = Duración de cada interrupción

n = cantidad de interrupciones en el período

A partir de enero de 2006 los límites de referencia de estos indicadores, para las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión son (artículo 125 Reglamento de Transmisión):

Cuadro N° 20. 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 149 y 151 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° 21. Puntos de entrega del SPT de ETESA

EQUIPOS DE ETESA A EVALUAR FMIK TTIK	
Subestación	**Equipo**
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
	Autotransformadores T1/T2/T3/T5
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
	Autotransformadores T1/T2

LINEAS DE TRANSMISION A EVALUAR FMIK TTIK	
LT	**UBICACIÓN**
115-3A/3B	S/E Chilibre
115-4A/4B	S/E Cemento Panamá
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 siguiente se muestran los valores de los indicadores FMIK y TTIK para el período 2020-2023 y que constan en el "Informe Anual de Indicadores de Confiabilidad" de los respectivos años.

Cuadro N° 22. Indicadores de calidad de ETESA

Punto de Entrega	2020		2021		2022		2023	
	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK
115-3A	0.3	0.1	0.7	0.0	0.0	0.0	0.7	3.3
115-3B	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	1.2
115-4A	0.1	0.1	0.2	0.1	0.0	0.0	0.5	2.2
115-4B	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	1.8
115-6	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	1.5
115-7	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	2.7
115-8	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	2.1
115-9	0.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	2.3
115-10	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	1.4
115-22	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	2.2
115-28	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	1.6
115-29	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	2.3
115-32	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	1.7
115-33	0.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	1.6
115-38	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	2.2
230-29/30	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
T1/T2/T3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
T1/T2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Fuente: Informe anual indicadores de Calidad ETESA.

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

- 2020: **1 eventos**. El evento Nº 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.
- 2021: **1 eventos**. El evento Nº 442 afectó los puntos de entrega asociados al cumplimiento de los indicadores de confiabilidad. tuvo apertura de los interruptores asociados a las líneas 115-3A (Subestación Panamá - Subestación Chilibre) y 115-4A (Subestación Panamá - Subestación Cemento Panamá) y las líneas 115-24 (Subestación Chilibre - Subestación Calzada Larga) y 115-36 (Subestación Chilibre – Subestación IDAAN) en el extremo de Subestación Chilibre.
- 2022: **0 eventos**.
- 2023: **2 eventos**. El evento Nº 412 tuvo apertura de los interruptores asociados a las líneas 115-4B (Subestación Las Minas 2 - Subestación Cemento Panamá) y 115-3B (Subestación Las Minas 2 - Subestación Cemento Chilibre). También se da el evento No. 544 el cual ocasiona Apagón del Sistema Interconectado Nacional.

En el cuadro anterior 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°23. Gastos CND proyectados y recibidos- En balboas

Concepto	2020	2021	2022	2023
Gastos CND (IMP)	6,339,516	5,905,998	6,449,078	6,992,158
Gastos CND (Estados Financieros) deflactado	5,091,291	5,672,606	5,075,236	6,164,438

Fuente: Elaboración propia en base a IMP 2017-2021; IMP 2021-2025 y Estados Financieros.

Los gastos incurridos por el CND son menores a los aprobados en la Revisión Tarifaria para todo el periodo 2020-2023. En comparación a la anterior revisión tarifaria (período 2017-2020), en esta ocasión las diferencias se han reducido.

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:

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

- 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:

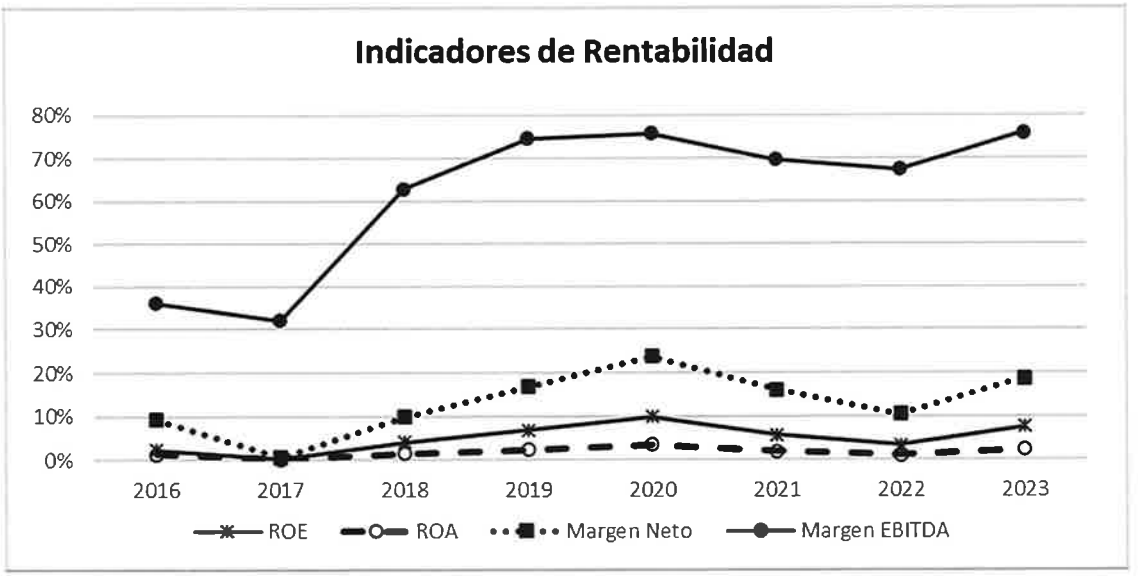
$$Margen\ EBITDA = \frac{EBITDA}{Ingresos\ Totales}$$

El siguiente cuadro y gráfico presentan la evolución de los indicadores mencionados anteriormente. A los fines comparativos se ha incluido también el período previo (2016-2019):

Cuadro N°24. Indicadores de rentabilidad

Indicadores de Rentabilidad	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ROE	2.24%	0.20%	4.00%	6.70%	9.78%	5.61%	3.35%	7.44%
ROA	1.24%	0.08%	1.36%	2.26%	3.35%	1.88%	0.97%	2.23%
Margen Neto	9.19%	0.57%	9.85%	16.68%	23.69%	16.04%	10.31%	18.63%
Margen EBITDA	36.08%	32.11%	62.99%	74.60%	75.78%	69.78%	67.42%	75.91%

Fuente: Elaboración propia.



Se aprecia una mejora, en promedio, en todos los indicadores a lo largo del último período (2020-2023) en comparación con los valores obtenidos en el periodo previo.

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):

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

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

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

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

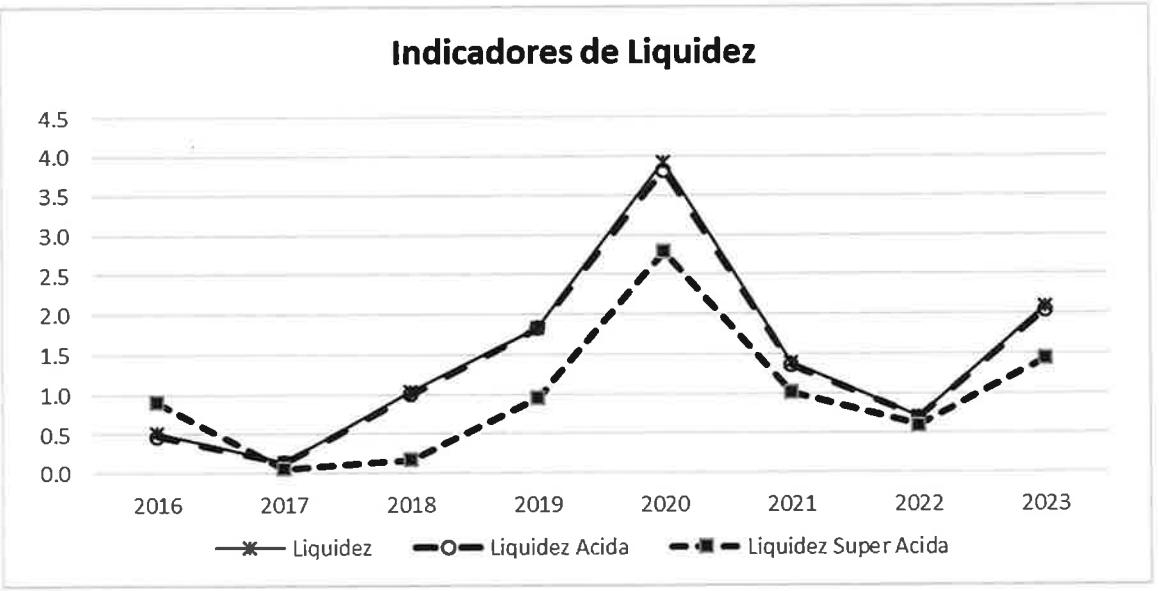
$$Liquidez\ Super\ Acida = \frac{Efectivo}{Pasivo\ Corriente}$$

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

Cuadro N°25. Indicadores de liquidez

Indicadores de Liquidez	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Liquidez	0.51	0.14	1.03	1.83	3.93	1.40	0.71	2.09
Liquidez Acida	0.47	0.14	1.00	1.83	3.82	1.36	0.70	2.05
Liquidez Super Acida	0.90	0.06	0.17	0.95	2.79	1.02	0.60	1.44

Fuente: Elaboración propia.



Se observa, al igual que con los indicadores de rentabilidad, mejores indicadores para el promedio del período 2020-2023 que en el período previo 2016-2020. El valor más alto en 2020 se considera que refleja el año de transición entre un período tarifario y otro. Los valores superiores a uno en los años 2020, 2021 y 2023 muestran 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:

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

- 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:

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

- 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.

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

- 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:

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

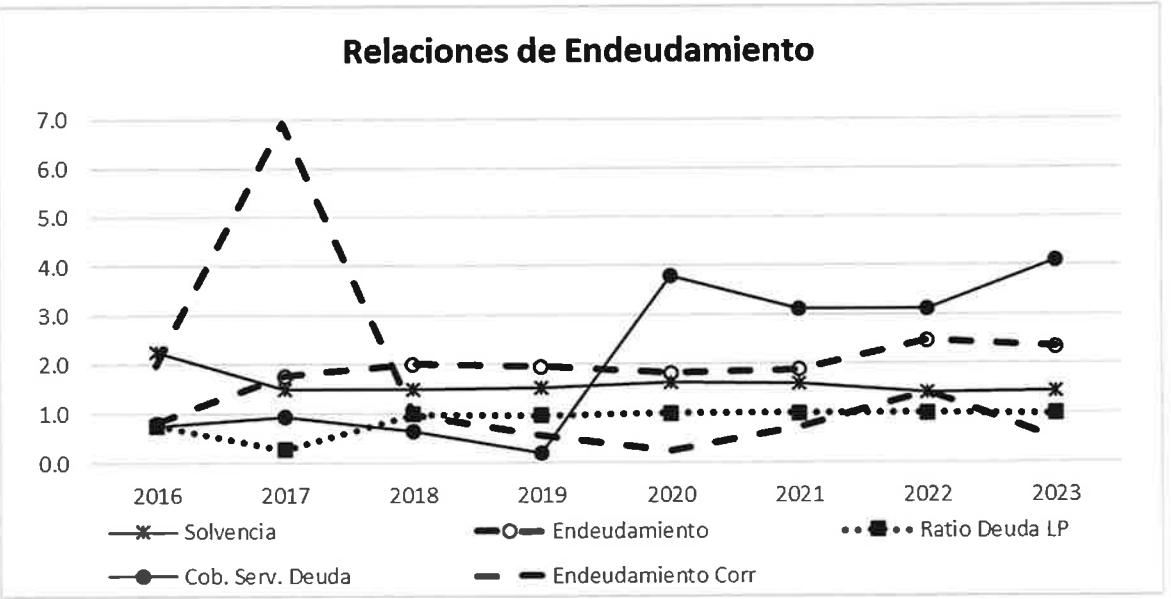
- Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda: determina en qué medida los gastos financieros se pueden pagar con el beneficio neto. A mayor valor de este indicador mejor es la situación de la empresa para hacer frente a la carga financiera. Se determina a partir de la siguiente ecuación:

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

Cuadro N°26. Indicadores de endeudamiento

Relaciones de Endeudamiento	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Solvencia	2.24	1.50	1.48	1.52	1.61	1.60	1.41	1.43
Endeudamiento	0.81	1.75	1.99	1.94	1.81	1.87	2.46	2.33
Endeudamiento Corriente	1.96	6.92	0.97	0.55	0.25	0.71	1.41	0.48
Ratio Deuda Largo Plazo	0.76	0.28	0.98	0.96	1.00	1.00	0.99	0.99
Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda	0.75	0.95	0.66	0.20	3.80	3.10	3.11	4.10

Fuente: Elaboración propia.



En el caso de la solvencia y endeudamiento se observa un ligero 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 sustancial mejora de la cobertura del servicio de la deuda debido fundamentalmente a menor impacto de amortización de la deuda. Finalmente, la empresa ha mejorado su posición de endeudamiento corriente disminuyendo la necesidad de atender el desbalance operativo mediante un menor endeudamiento.

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 estabilidad (con una disminución en el último año) y en torno a valores de anteriores revisiones tarifarias
- Los indicadores de calidad se encuentran dentro de los límites establecidos.
- En relación con las inversiones se observa durante los 3 primeros años que los valores proyectados y realizados son similares. Sin embargo, en el último año (2023) el CAPEX resulta claramente inferior al proyectado con lo que se tiene que finalmente el CAPEX resulta 25% menor a las inversiones proyectadas en el IMP.
- Los costos operativos son inferiores a los proyectados en el IMP durante todo el período. Lo cual también se verifica al considerar el ratio AOYM/VNR.
- Los ingresos obtenidos por ETESA indicados en los estados financieros de la empresa han sido similares a los proyectados en el IMP.
- Se aprecia una mejora, en promedio, en todos los indicadores de rentabilidad y liquidez a lo largo del último período (2020-2023) en comparación con los valores obtenidos en el periodo previo.

- En el caso de la solvencia y endeudamiento se observa un ligero deterioro de estos indicadores como resultado de una mayor participación del endeudamiento en el financiamiento de los activos. El ratio de la deuda a largo plazo se ha mantenido relativamente estable.
- Se aprecia una sustancial mejora de la cobertura del servicio de la deuda debido a menor impacto de amortización de la deuda.
- 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 participación de Otros Gastos.

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 esta 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 Unido 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_d = costo de la deuda de largo plazo

t = impuesto a la renta

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

r_{KP} = costo del capital propio

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

A su vez, r_{KP} 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_l = tasa libre de riesgo

β = coeficiente de riesgo sistemático

r_m = retorno de una cartera diversificada de acciones

r_p = 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 $\beta\ (r_m - r_l)$. Adicionalmente, y en el contexto de la realidad económica de los países emergentes, se suele sumar el concepto de tasa riesgo país (r_p).

Este modelo para la determinación del costo del capital propio, internacionalmente es el más utilizado, aunque no está exento a 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.

Si bien se han desarrollado otro 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), 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.

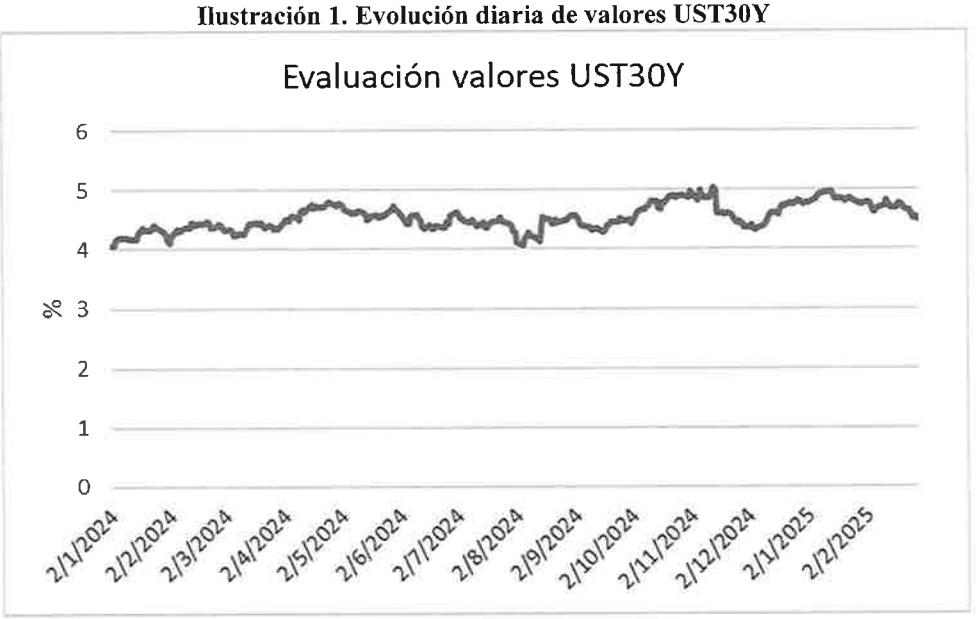
4.1.1. Tasa libre de riesgo

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 la Reserva Federal de los Estados Unidos, 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 febrero 2024 – enero 2025 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.

A continuación, se presenta la evolución histórica de los bonos del Tesoro a 30 años:

Ilustración 1. Evolución diaria de valores UST30Y



Fuente: elaboración propia en base a Federal Reserve (www.federalreserve.gov).

El promedio aritmético para el período en cuestión asciende a 460 bp (4.60%) como tasa libre de riesgo a considerar en el cálculo del costo del capital propio de la empresa, tal como se observa en el siguiente cuadro:

Cuadro N°1. Tasas de retorno mensuales de los bonos del tesoro de los EE. UU. a 30 Años

Mes	Promedio UST30Y
may-24	4.62%
jun-24	4.44%
jul-24	4.46%
ago-24	4.35%
sep-24	4.41%
oct-24	4.76%
nov-24	4.72%
dic-24	4.59%
ene-25	4.85%
feb-25	4.68%

Mes	Promedio UST30Y
mar-25	4.60%
abr-25	4.72%
Promedio	**4.60%**

Fuente: Federal Reserve (www.federalreserve.gov).

4.1.2. El coeficiente beta

El coeficiente Beta o β 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 β 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 β.

Formalmente:

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

Donde β 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 β medio de todos los activos es igual a 1. Un coeficiente β con valor menor a 1 significa que el activo es menos sensible a las variaciones del mercado, y un coeficiente β 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 hasta el año 2024 inclusive, la cual asciende a 0.25, con un total de dieciséis empresas contenidas en la muestra.

Si bien en anteriores revisiones tarifarias se incluyó un Beta adicional por riesgo regulatorio para la actividad de transmisión[6], se considera que no corresponde actualmente adicionar este componente. Esto se debe a la evolución de los sistemas regulatorios en los distintos países (EE. UU. particularmente) los cuales buscan incorporar señales de eficiencia cualquiera sea el método regulatorio seguido[7].

[6] No fue así para distribución eléctrica en la que no se incluyó esta prima en la última revisión tarifaria.
[7] De hecho la regulación en EEUU ha ido convergiendo a una regulación por incentivos o precios máximos.

El Beta desapalancado considerado corresponde al publicado en 2025 con datos hasta 2024. A continuación, se presenta la evolución histórica de estos valores:

Cuadro N° 2. Evolución histórica Betas desapalancados EE. UU.

Concepto	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Unlevered beta	0.20	0.17	0.19	0.48	0.60	0.41	0.36	0.25

Fuente: Elaboración propia con base a Damodaran.

Una vez adoptado el Beta desapalancado, 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 de transmisión en la República de Panamá.

Cuadro N° 3. Determinación del Beta regulatorio y Beta de la actividad para la República de Panamá

Concepto	Valor
Beta EE. UU. desapalancado	0.25
Tasa de Impuestos Panamá	30.00%
Apalancamiento Óptimo	50.00%
Beta apalancado	**0.425**

Fuente: Elaboración propia con base a Damodaran.

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 $(r_m - r_i)$.

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 por parte de los reguladores el uso de promedios aritméticos.

Cuadro N°4. Prima de riesgo de mercado

Promedio Aritmético	Stocks - T.Bonds
1928-2024	7.00%
1975-2024	7.03%
1985-2024	6.81%
2015-2024	13.54%

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

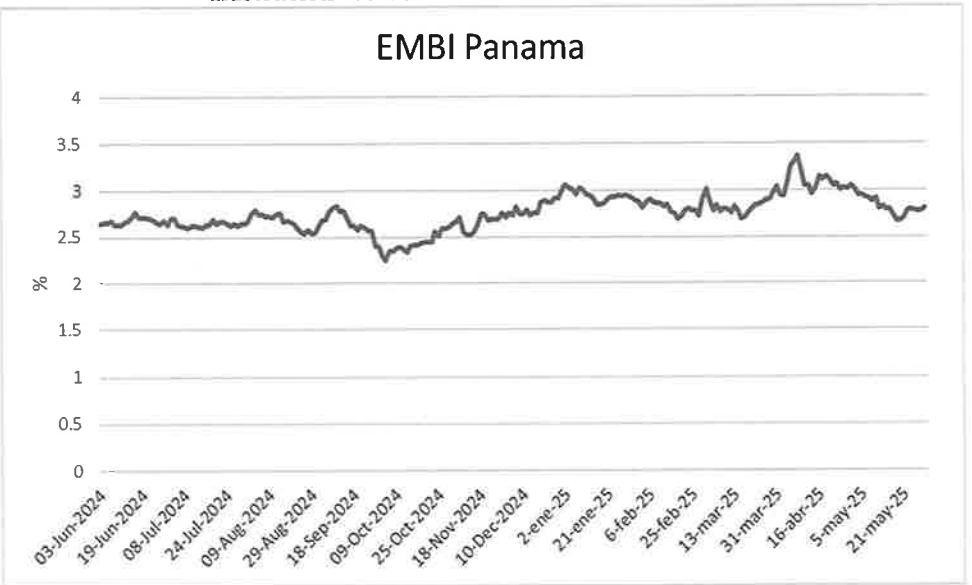
Como se observa, los premios de mercado pueden variar entre el 13.54% y el 6.81% según sea el criterio que se adopte para medirlo, habitualmente se consideran períodos extensos de 50 años o más. Para el cálculo presentado se considerará la totalidad del período.

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.

A continuación, se presenta la evolución histórica del EMBI+:

Ilustración 2. Evolución diaria EMBI+ Panamá



Fuente: Elaboración propia con base EMBI+ publicado por MEF de Panamá.

Cuadro N°5. Tasa de riesgo país para la República de Panamá con base a EMBI+

Fecha	Promedio mes
jun-24	2.68%
jul-24	2.64%
ago-24	2.68%
sep-24	2.66%
oct-24	2.44%
nov-24	2.66%
dic-24	2.82%
ene-25	2.94%
feb-25	2.81%
mar-25	2.83%
abr-25	3.09%
may-25	2.82%
Promedio 12 meses	**2.76**

Fuente: Elaboración propia con base EMBI+ publicado por MEF de Panamá.

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 276 bp (2.76%).

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°6. Tasa de retorno del capital propio.

Concepto	Valor
Tasa Libre de Riesgo	4.60%
Riesgo País	2.76%
Beta Panamá	0.425
Prima de Riesgo	7.00%
Costo del Capital Propio (Re)	**10.33%**

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 mayo del 2024 a abril 2025).

Cuadro N°7. Tasa libre de riesgo para el cálculo del costo de la deuda, 10 Years Treasury Bonds

Mes	Promedio UST10Y
may-24	4.48%
jun-24	4.31%
jul-24	4.25%
ago-24	3.87%
sep-24	3.72%
oct-24	4.10%
nov-24	4.36%
dic-24	4.39%
ene-25	4.63%
feb-25	4.45%
mar-25	4.28%

Mes	Promedio UST10Y
abr-25	4.28%
Promedio	**4.26%**

Fuente: Board of Governors Federal Reserve System.

El promedio mayo 2024 - abril 2025 resulta en un valor de 4.26% para los bonos de 10 años.

Como último componente del costo de la duda, se determina la prima por riesgo corporativo o spread por default. Este spread adicional depende de la calificación crediticia que pueda obtener el negocio. Esta calificación es establecida por agencias calificadoras de riesgo y capturan el riesgo de insolvencia del emisor.

Esta prima se obtiene como el spread entre la tasa de interés de un bono corporativo y la tasa de interés de los bonos soberanos utilizados para estimar la tasa libre de riesgo.

Para determinar la prima a utilizar se consideró la calificación crediticia de ETESA[8] y de la República de Panamá[9] publicadas por Fitch Ratings: BB+. Según la información relevada por Damodaran, el spread crediticio para empresas con esta calificación crediticia asciende a 155 bp (1.55%).

Cuadro N°8. Spread de Bonos Corporativos

Rating	Spread 2025
AAA	0.45%
AA+	0.52%
AA	0.60%
AA-	0.70%
A+	0.77%
A	0.85%
A-	0.95%
BBB+	1.06%
BBB	1.20%
BBB-	1.40%
BB+	**1.55%**
BB	1.83%
BB-	2.22%
B+	2.61%
B	3.00%
B-	4.42%
CCC+	5.84%
CCC	7.28%

[8] Fitch Affirms ETESA Ratings at 'BB+'; Outlook Stable: https://www.fitchratings.com/research/es/corporate-finance/fitch-affirms-etesa-ratings-at-bb-outlook-stable-03-10-2024

[9] Fitch Revises Panamanian Issuers' National Ratings on Recalibration: https://www.fitchratings.com/research/es/banks/fitch-revises-panamanian-issuers-national-ratings-on-recalibration-06-05-2024

Rating	Spread 2025
CCC-	8.68%
CC+	9.50%
CC	10.10%
CC-	12.00%
C+	14.00%
C	15.50%
C-	17.00%
D	19.00%

Fuente: Damodaran (Index of /~adamodar/pc/datasets).

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

Cuadro N°9. Costo de la deuda

Concepto	Valor
Tasa Libre de Riesgo	4.26%
Riesgo País	2.76%
Riesgo Corporativo (Rc)	1.55%
Costo de la Deuda antes de impuestos	8.88%
Tasa Marginal Impuesto a las Ganancias	30%
Costo de la Deuda después de impuestos	**6.83%**

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 por inflación, 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 dado que los cálculos se denominan en dólares estadounidenses, se consideró la inflación esperada en los E.E.U.U. de largo plazo estimada por el *Congressional Budget Office* (CBO) de los EE. UU. para el período 2025-2035. A continuación de exponen los principales indicadores proyectados.

Cuadro N°10. Proyección Inflación E.E.U.U. según Deloitte

Figure 17

Prices

% year over year unless mentioned otherwise	History							Forecast				
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024f	2025	2026	2027	2028	2029
Consumer price index	2.4	1.8	1.2	4.7	8.0	4.1	2.9	2.5	2.6	2.4	2.6	2.4
Chained price index for personal consumption expenditures	2.0	1.4	1.1	4.1	6.6	3.8	2.5	2.3	2.4	2.2	2.4	2.1
Chained GDP price index	2.3	1.7	1.3	4.5	7.1	3.6	2.5	2.6	2.8	2.5	2.2	2.0
Employment cost index	2.8	2.7	2.6	3.3	4.9	4.5	4.0	3.4	3.0	3.2	3.1	3.1

Note: f denotes forecast.

Source: Deloitte analysis.

Deloitte. Insights | deloitte.com/insights.com

Fuente: US Economic Forecast Q4 2024 | Deloitte Insights

En base a estos valores, se determina un ajuste por inflación minorista proyectada de 260 bp (2.6%) para el período 2024 a 2027.

4.4. Nivel de apalancamiento de la actividad de transmisión eléctrica

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).

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°11. Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC) para la actividad de transmisión eléctrica.

Concepto	Valor
Costo de Capital Propio	10.33%
Costo Deuda (antes de impuestos)	8.88%
Estructura Deuda (D/V)	50%
Tasa Impuesto	30%

Concepto	Valor
WACC nominal después de impuestos	8.28%
Tasa Inflación	2.43%
WACC Real después de impuestos	5.71%
WACC Real antes de impuestos	9.18%

Fuente: Elaboración propia.

En el cuadro anterior se observa que el WACC Real antes de impuestos resulta en 9.18%.

4.6. 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 Unido 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 siguiente cuadro:

Cuadro N°12. Valores base y banda resultante según la Ley 6

Concepto		Valores
Tasa Libre de Riesgo		4.60%
Prima Riesgo del Negocio		7.00%
Banda resultante	**Límite inferior**	**9.60%**
	Límite superior	**13.60%**

Fuente: Elaboración propia.

5. CONCLUSIONES

Como se observa, la tasa de rentabilidad calculada según el WACC-CAPM de 9.18% es inferior al límite inferior de acuerdo con la Ley 6. Dado lo anterior, se establece la tasa de rentabilidad en 9.60% que es el límite inferior de referencia según Ley 6 de 1997.

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 229 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

η_{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 (η_{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 N°1. Indicadores de eficiencia aprobados en RT anteriores

Concepto	RT 2009-2013	RT 2013-2017	RT 2017-2021	RT 2021-2025
Relación salarial (WT_{comp}/w_{ET})	1.47	1.47	1.47	1.57
Relación de costos totales y salariales	1.37	1.46	1.44	1.38
Relación Costos Totales OED/masa salarial OED con salarios empresa Transmisión	2.01	2.15	2.12	2.16

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 las revisiones tarifarias 2017-2021 y 2021-2025 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	2020	2021	2022	2023
Gastos CND (IMP)	6,339,516	5,905,998	6,449,078	6,992,158
Gastos CND (Estados Financieros) deflactado	5,091,291	5,672,606	5,075,236	6,164,438

Fuente: Elaboración propia en base a IMP 2017-2021; IMP 2021-2025 y Estados Financieros.

Los gastos incurridos por el CND rondan en promedio el 85% 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 ejecutados – ETESA

Concepto	Gastos	2020	2021	2022	2023
IMP	Gastos de Personal (B.)	4,393,289	4,279,708	4,673,245	5,066,781
	Personal (cantidad)	101	87	95	103
	Gasto Personal Medio (B.)	3,625	4,099	4,099	4,099
Estados Financieros (deflactado)	Gastos de Personal (B.)	4,120,643	4,105,069	4,041,668	5,258,845
	Personal (cantidad)	85	88	91	95
	Gasto Personal Medio (B.)	4,040	3,887	3,701	4,613

Fuente: Elaboración propia en base a IMP 2017-2021; IMP 2021-2025 y
Estados Financieros ETESA e información de cantidad de personal provista por ETESA.

Del cuadro anterior se aprecia que los gastos en personal efectuados, a excepción de 2023, han sido menores a los reconocidos. Ello en buena medida consecuencia de que la cantidad de personal ha sido menor a la considerada en el IMP.

Para establecer el gasto total reconocido para el CND se determinó que:

- El gasto salarial por empleado en el CND es un 56.5% superior al gasto salarial por empleado de ETESA (de las actividades de transmisión)
- Otros gastos representan 38% 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	2020	2021	2022	2023
Gastos de personal (B/.)	4 120 643	4 105 069	4 041 668	5 258 845
Otros gastos (B/.)	970 648	1 567 537	1 033 569	905 593
Gastos de personal y Otros gastos (B/.)	5 091 291	5 672 606	5 075 236	6 164 438
Otros gastos / Gastos de personal (%)	24%	38%	26%	17%

Fuente: Elaboración propia en base a Estados Financieros.

A lo largo de los últimos cuatro años la relación entre otros gastos y gastos de personal ha sido en promedio (26%) muy por debajo del aprobado (38%). En consecuencia, el mayor apartamiento se ha dado (además de la cantidad de empleados) como consecuencia de que otros gastos en el CND ha sido significativamente menor al 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		2020	2021	2022	2023
ETESA (transmisión, conexión y administración)	Gastos de Personal (B/.)	12 637 407	13 484 198	13 657 460	14 267 334
	Cantidad de personal	422	438	446	440
	Gasto de personal unitario mensual (B/.)	2 496	2 565	2 552	2 705
CND	Gastos de Personal (B/.)	4 120 643	4 105 069	4 041 668	5 258 845
	Cantidad de personal	85	88	91	95
	Gasto de personal unitario mensual (B/.)	4 040	3 887	3 701	4 613
Relación gasto personal CND/ETESA		1.62	1.52	1.45	1.71

Fuente: Elaboración propia en base a Estados Financieros ETESA.

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 1.57, lo cual resulta muy similar al valor considerado en la Revisión Tarifaria (56.5%).

Por último, y a modo de referencia para la comparación con otras empresas, 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	2020	2021	2022	2023
Empleados	85	88	91	95
Potencia Máxima (MW)	1 969	2 020	2 031	2 235
Indicador (MW/empleado)	23.2	23.0	22.3	23.5

Fuente: Elaboración propia en base a Estados Financieros ETESA.

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 19,918 MW) y los recursos de transmisión (29,645km de líneas) de acuerdo con la demanda de energía eléctrica de cerca de 52 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 299 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

Indicador de eficiencia	2020	2021	2022	2023
Empleados	279	295	333	369
Potencia Máxima (MW)	10,539	10,815	10,894	11,475
Indicador (MW/empleado)	37.8	36.7	32.7	31.1

Fuente: https://www.xm.com.co/nuestra-empresa/informes/informes-corporativos/informe-integral-de-gestion-sostenible, https://sinergox.xm.com.co/dmnd/Paginas/Historicos/Historicos.aspx?RootFolder=%2Fdmnd%2FHistricos%2FDemanda%20Potencia&FolderCTID=0x01200039E2A7EBA7248245AD25FA272270BCE5&View=%7B8DBA930A%2D8AE6%2D48F6%2D8D6A%2DF206C89DC868%7D

El indicador se ha mantenido relativamente estable entre los años 2020 y 2121, mientras que a partir del 2022 este indicador se redujo debido a un aumento sostenido de la cantidad de empleados.

El siguiente cuadro muestra para el periodo 2020-2023, los costos y gastos en servicios personales y totales, y los ratios que relacionan ambas variables.

Cuadro N°8. Relación de costos – XM

Relación de costos para XM		2020	2021	2022	2023
Total Servicios Personales	(1)	50,982	52,985	60,997	72,273
Total Gastos y Costos	(2)	109,298	114,228	137,405	190,648
Relación (1)/(2)		46.64%	46.39%	44.39%	37.91%
Relación: [(2) – (1)] / (1)		114.39%	115.59%	125.27%	163.79%

Fuente: https://www.xm.com.co/nuestra-empresa/informes/informes-corporativos/informe-integral-de-gestion-sostenible

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

Relaciones de remuneraciones entre ISA y XM	2020	2021	2022	2023
Cantidad total de empleados ISA	628	697	782	832
Gastos de personal ISA [$ Col]	133,103	145,446	173,014	221,295
Costo anual promedio por empleado ISA [$Col/año]	211.9	208.7	221.2	266.0
Cantidad total de empleados XM	279	295	333	369
Gastos de personal XM [$ Col]	50,982	52,985	60,997	72,273
Costo anual promedio por empleado XM [$Col/año]	182.7	179.6	183.2	195.9
Relación gastos personal promedio XM/gastos de personal promedio ISA [%]	0.86	0.86	0.83	0.74

Fuente: https://www.xm.com.co/nuestra-empresa/informes/informes-corporativos/informe-integral-de-gestion-sostenible y https://www.isaintercolombia.com/informes-empresariales/

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	2020	2021	2022	2023
Relación Costos Totales XM / masa salarial XM	2.14	2.16	2.25	2.64
Relación gasto salarial promedio XM / gasto salarial promedio ISA	0.86	0.86	0.83	0.74
Relación Costos Totales XM / masa salarial XM con salarios ISA	1.85	1.86	1.87	1.94

Se aprecia un incremento del indicador sintético consecuencia tanto del aumento de la participación de otros costos en los costos totales.

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 2020-2023:

Cuadro N°11. Indicador de eficiencia – COES

Indicador de eficiencia	2020	2021	2022	2023
Empleados[10]	115	113	111	126
Potencia Máxima (MW)	7,125	7,173	7,467	7,606
Indicador (MW/empleado)	62.0	63.6	67.1	60.5

Fuente: https://www.coes.org.pe/Portal/publicaciones/estadisticas/estadistica?anio=2023

El indicador ha mostrado un aumento sostenido a lo largo de los últimos 4 años debido al aumento de la potencia máxima y a la disminución de empleados.

Los costos y gastos en servicios personales y totales, y los ratios que relacionan ambas variables, para el periodo 2020-2023 se muestran en el siguiente cuadro:

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

Relación de costos para COES (miles soles)	2020	2021	2022	2023
Total Servicios Personales (1)	31,887	33,281	35,648	41,498
Total Gastos y Costos (2)	54,135	54,423	56,719	62,433
Relación (1) /(2)	58.90%	61.15%	62.85%	66.47%
Relación: [(2) – (1)] / (1)	69.77%	63.52%	59.11%	50.45%

Fuente: https://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Memorias/

Por otro lado, en el cuadro siguiente se muestran las relaciones de remuneraciones entre el transportista (REP) y el operador (COES):

[10] Actualmente COES no informa la cantidad de empleados, por lo que se supuso que se mantiene constante la cantidad de empleados a partir del 2020.

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

Relaciones de remuneraciones entre REP y COES	2020	2021	2022	2023
Cantidad total de empleados REP	384	402	409	440
Gastos de personal REP [miles soles]	84,197	70,243	74,891	89,447
Costo anual promedio por empleado REP [miles soles]	219	175	183	203
Cantidad total de empleados COES	115	113	111	126
Gastos de personal COES [miles soles]	31,887	33,281	35,648	41,498
Costo anual promedio por empleado COES [miles soles]	277	295	320	330
Relación gastos personal promedio COES/gastos de personal promedio REP [%]	1.26	1.69	1.75	1.63

Fuente: https://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Memorias/, https://www.isarep.com.pe/SitePages/Documentos.aspx?mp=30&ms=33&ip=&lang=es y https://www.isarep.com.pe/SitePages/Documentos.aspx?lang=es&mp=30&ms=32

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	2020	2021	2022	2023
Relación Costos Totales COES / masa salarial COES	1.70	1.64	1.59	1.50
Relación gasto salarial promedio COES / gasto salarial promedio REP	1.26	1.69	1.75	1.63
Relación Costos Totales COES / masa salarial COES con salarios REP	2.15	2.76	2.78	2.44

Fuente: Elaboración propia

Se aprecia un aumento paulatino del indicador sintético para los años 2020 y 2023.

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 Nº 16 y Nº 17 del Decreto Supremo Nº 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 Nº291. 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 con 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 Nº 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.

Como se explica a continuación, estos dos organismos a partir de 2017 fueron fusionados en uno nuevo: Coordinador Eléctrico Nacional.

Coordinador Eléctrico Nacional (Chile)

El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) de Chile es un organismo técnico e independiente encargado de coordinar la operación del Sistema Eléctrico Nacional. Fue creado por la Ley N.º 20.936, promulgada en julio de 2016, y comenzó sus funciones el 1 de enero de 2017.

La creación de este organismo respondió a la necesidad de interconectar físicamente el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) con el Sistema Interconectado Central (SIC), y de contar con una entidad única y autónoma que velara por el interés colectivo en la operación del sistema eléctrico nacional.

El Coordinador Eléctrico Nacional asumió las funciones que anteriormente desempeñaban los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) del SING y del SIC, consolidando la coordinación de la operación eléctrica bajo una sola entidad. Su misión es garantizar la operación segura, eficiente y económica del sistema eléctrico, promoviendo la competencia en el mercado eléctrico y asegurando el suministro continuo de energía en el país.

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

Cuadro N°15. Indicador de eficiencia – CEN

Indicador de eficiencia	2020	2021	2022	2023
Empleados	315	315	339	370
Potencia Máxima (MW)	10,907	11,303	11,590	11,549
Indicador (MW/empleado)	34.6	35.9	34.2	31.2

Fuente: elaboración propia, en base a la información disponible en https://www.coordinador.cl/coordinador/presupuesto-coordinador-electrico-nacional/

El indicador ha mostrado una disminución durante los últimos años.

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 2020-2023:

Cuadro N°16. Relación de costos – CEN (millones de $ chilenos)

Relación de costos para CDEC (mill $ chil)	2020	2021	2022	2023
Total Servicios Personales (1)	17,840	18,376	20,387	25,314
Total Gastos y Costos (2)	30,998	31,928	37,779	44,703
Relación (1) /(2)	57.55%	57.55%	53.96%	56.63%
Relación: [(2) – (1)] / (1)	73.76%	73.75%	85.31%	76.59%

Fuente: elaboración propia, en base a la información disponible en https://www.coordinador.cl/coordinador/presupuesto-coordinador-electrico-nacional/

En 2022 se aprecia un aumento considerable de la participación de las remuneraciones en el gasto, debido a un aumento en los gastos y costos principalmente.

El siguiente cuadro presenta las relaciones de remuneraciones entre el transportista (Transelec) y el operador (CEN):

Cuadro N°17. Relaciones de remuneraciones entre Transelec y CEN

Relaciones de remuneraciones entre Transelec y CDEC	2020	2021	2022	2023
Cantidad total de empleados Transelec	567	592	587	590
Gastos de personal Transelec [mill $ chil]	25,168	27,566	26,221	29,314
Costo anual promedio por empleado Transelec [mill $ chil]	44	47	45	50
Cantidad total de empleados CEN	315	315	339	370
Gastos de personal CEN [mill $ chil]	17,840	18,376	20,387	25,314
Costo anual promedio por empleado CEN [mill $ chil]	57	58	60	68
Relación gastos personal promedio CDEC/gastos de personal promedio Transelec [%]	1.28	1.25	1.35	1.38

Fuente: elaboración propia, en base a la información disponible en https://www.coordinador.cl/coordinador/presupuesto-coordinador-electrico-nacional/ y https://www.transelec.cl/inversionistas/#financiera o https://www.cmfchile.cl/institucional/mercados/entidad.php?mercado=V&rut=76555400&grupo=&tipoentidad=RVEMI&row=&vig=VI&control=svs&pestania=3 - Colocar el año deseado, tipo de balance "consolidado" y tipo de norma "estándar ifrs"

Se observa que la relación de salarios promedio del personal de CENC respecto a la de Transelec se ha mantenido estable hasta durante el periodo 2020-2023.

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

Cuadro N°18. Relaciones entre gastos totales CEN y gastos de personal sobre la base de salarios promedio de Transelec

Concepto	2020	2021	2022	2023
Relación Costos Totales CEN / masa salarial CEN	1.74	1.74	1.85	1.77
Relación gasto salarial promedio CEN / gasto salarial promedio Transelec	1.28	1.25	1.35	1.38
Relación Costos Totales CEN / masa salarial CEN con salarios Transelec	2.22	2.18	2.49	2.43

Fuente: elaboración propia.

Se aprecia una estabilidad del indicador oscilando entre 2.18 y 2.49.

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, CEN) 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 2020-2023	COES 2020-2023	CEN 2020-2023	Promedio
Relación Costos Totales OED / masa salarial OED	2.30	1.61	1.77	1.89
Relación gasto salarial promedio OED / gasto salarial promedio Emp. Transm	0.82	1.58	1.31	1.24
Relación Costos Totales OED / masa salarial OED con salarios Emp. Transm	1.88	2.53	2.33	2.25

Nota: para XM en los años de pandemia (2020 y 2021) 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 2.25.

Con la finalidad de dar más recursos al CND se considerará que el costo medio de su personal podrá ser de 70.5% mayor a los gastos de personal medio de ETESA, los porcentajes a reconocer son:

- 70.5% para el gasto de personal medio respecto al valor medio de ETESA.

- 32% 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

Indicador	%	Factor
Relación salarial	70.5%	1.705
Relación de costos totales y salariales	31.8%	1.318
Relación Costos Totales OED / masa salarial OED con salarios Empresa Transmisión		2.247

Fuente: Elaboración propia