



AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

**“PROPUESTA DE INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) A LA
EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO OESTE,
S.A. (EDEMET), A LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN
ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI), Y A LA EMPRESA DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA ELEKTRA NORESTE, S.A.
(ENSA), PARA EL PERIODO COMPRENDIDO DEL 1° DE JULIO
DE 2022 AL 30 DE JUNIO DE 2026”**

METODOLOGÍA DE CÁLCULO

Realizado con la Asesoría de Estudios Energéticos Consultores

Noviembre 2023

Contenido

| | Página No. |
|--|-------------------|
| PARTE I RESUMEN EJECUTIVO..... | 7 |
| CAPÍTULO I ÁREAS REPRESENTATIVAS, EMPRESAS COMPARADORAS Y ECUACIONES DE EFICIENCIA | 8 |
| CAPÍTULO II TASA DE RENTABILIDAD (RETORNO) PARA EL PERIODO 2022-2026 | 10 |
| CAPÍTULO III BASE DE CAPITAL | 11 |
| CAPÍTULO IV CÁLCULO DEL IMP | 13 |
| PARTE II ELEMENTOS DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO | 15 |
| CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN | 15 |
| CAPÍTULO II BASE DE CAPITAL | 15 |
| CAPÍTULO III ANÁLISIS DE LOS COSTOS OPERATIVOS REALES DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN | 18 |
| CAPÍTULO IV PROYECCIÓN DE DEMANDA | 22 |
| PARTE III CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO | 23 |
| CAPÍTULO I INGRESO MÁXIMO PERMITIDO DE EDEMET | 23 |
| I.1. INFORMACIÓN DE BASE DE EDEMET | 23 |
| I.2. BASE DE CAPITAL | 28 |
| I.3. PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN..... | 37 |
| I.4. COSTOS EFICIENTES | 37 |
| I.5. DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS | 38 |
| I.6. DETERMINACIÓN DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO | 40 |
| CAPÍTULO II INGRESO MÁXIMO PERMITIDO DE ENSA | 41 |
| II. 1. INFORMACIÓN DE BASE DE ENSA | 41 |
| II. 2. BASE DE CAPITAL | 46 |
| II. 3. PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN..... | 53 |
| II. 4. COSTOS EFICIENTES | 54 |
| II. 5. DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS | 55 |
| II. 6. DETERMINACIÓN DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO | 57 |
| CAPÍTULO III INGRESO MÁXIMO PERMITIDO DE EDECHI..... | 58 |
| III.1. INFORMACIÓN DE BASE DE EDECHI..... | 58 |
| III.2. BASE DE CAPITAL | 63 |
| III.3. PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN..... | 70 |
| III.4. COSTOS EFICIENTES | 70 |
| III.5. DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS | 71 |
| III.6. DETERMINACIÓN DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO | 73 |
| ANEXO I INGRESO MÁXIMO PERMITIDO – EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA | 75 |
| ANEXO II MODELOS DE PROYECCIÓN DE LA DEMANDA | 85 |
| 1. Metodología | 86 |
| 1.1. DESCRIPCIÓN DEL MODELO UTILIZADO PARA EL ANÁLISIS DE CONSISTENCIA | 87 |
| 1.2. INFORMACIÓN HISTÓRICA UTILIZADA | 88 |

| | | |
|------|--|----|
| 2. | Análisis comparativo de las proyecciones..... | 91 |
| 2.1. | CLIENTES | 91 |
| 2.2. | ENERGÍA FACTURADA | 92 |
| 3. | Pérdidas y Factor de Carga utilizados en la proyección | 94 |
| 3.1. | PÉRDIDAS DE ENERGÍA | 94 |
| 3.2. | INFORMACIÓN PROYECTADA DE FACTOR DE CARGA | 94 |
| 4. | Proyección de la Energía Inyectada | 95 |
| 5. | Proyección Demanda Máxima | 95 |

II.2 RESULTADOS MODELOS ECONOMÉTRICOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA 97

ANEXO III CRITERIOS DE EFICIENCIA CONSIDERADOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA BASE DE CAPITAL..... 102

ANEXO IV ANÁLISIS DE LAS PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN 104

ANEXO V PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL..... 110

ANEXO VI EJEMPLOS DE INCONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN 120

Índice de Tablas

| | |
|---|----|
| Tabla 1 Porcentaje de pérdidas eficientes..... | 9 |
| Tabla 2 Factor de Ajuste Jun 2022/Jun 2020..... | 10 |
| Tabla 3 Tasas de Descuento Anuales..... | 11 |
| Tabla 4 Coeficiente de ajustes por eficiencia EDEMET..... | 11 |
| Tabla 5 Coeficiente de ajustes por eficiencia ENSA..... | 12 |
| Tabla 6 Coeficiente de ajustes por eficiencia EDECHI..... | 12 |
| Tabla 7 Factor de corrección por ingresos de actividades no reguladas..... | 12 |
| Tabla 8 Base de capital ajustada..... | 12 |
| Tabla 9 Descuento por inversiones no ejecutadas..... | 13 |
| Tabla 10 Valor presente neto a junio 2022..... | 13 |
| Tabla 11 Comparación precio promedio por componentes del periodo jul22-jun26 Vs ene-jun 22..... | 14 |
| Tabla 12 Costos Reconocidos no ejecutados EDEMET..... | 20 |
| Tabla 13 Costos reconocidos no ejecutados ENSA..... | 21 |
| Tabla 14 COSTOS RECONOCIDOS NO EJECUTADOS EDECHI..... | 22 |
| Tabla 15 Energía facturada - EDEMET..... | 24 |
| Tabla 16 Número de Clientes - EDEMET..... | 24 |
| Tabla 17 Energía inyectada - EDEMET..... | 25 |
| Tabla 18 Demanda Máxima - EDEMET..... | 25 |
| Tabla 19 Proyección Longitud de líneas EDEMET..... | 25 |
| Tabla 20 Precios monómicos de generación Julio 2022 a junio 2026 - EDEMET..... | 26 |
| Tabla 21 EDEMET - Precio Monómico Promedio Ponderado B./MWh..... | 27 |
| Tabla 22 Depreciaciones de inversiones efectivamente realizadas – EDEMET [BALBOAS]..... | 27 |
| Tabla 23 Tasa de depreciación de las inversiones estimadas – EDEMET [BALBOAS]..... | 28 |
| Tabla 24 Base de Capital inicial a Diciembre 2017 – EDEMET..... | 29 |
| Tabla 25 Base de Capital 2018 – Jun-2022 - EDEMET..... | 30 |
| Tabla 26 Activos eficientes - EDEMET [Balboas]..... | 31 |
| Tabla 27 Inversiones eficientes - EDEMET [Balboas]..... | 31 |
| Tabla 28 Inversiones adicionales en AT - EDEMET [Miles de Balboas]..... | 32 |
| Tabla 29 Inversiones adicionales - EDEMET [Miles de Balboas]..... | 33 |
| Tabla 30 Inversiones adicionales en Medición Inteligente y Electrificación Rural - EDEMET [Miles de Balboas]..... | 34 |
| Tabla 31 Inversiones en Alumbrado Público..... | 34 |
| Tabla 32 Inversiones No Contempladas En Las Ecuaciones de Eficiencia – EDEMET [Miles de Balboas]..... | 34 |
| Tabla 33 Inversiones Totales –EDEMET [Miles de Balboas]..... | 35 |
| Tabla 34 Factor de corrección por ingresos de actividades no reguladas – EDEMET [Balboas]..... | 36 |
| Tabla 35 Base de capital Jul-2022 a Jun-2026 – EDEMET [balboas]..... | 36 |
| Tabla 36 Pérdidas eficientes en Distribución - EDEMET..... | 37 |
| Tabla 37 Costos de explotación eficientes - EDEMET [Balboas]..... | 37 |
| Tabla 38 Costos de Mantenimiento por luminaria - EDEMET..... | 38 |
| Tabla 39 Costos de Mantenimiento de Alumbrado Público - EDEMET..... | 38 |
| Tabla 40 Estimación del descuento por inversiones no ejecutadas – EDEMET [Balboas]..... | 40 |
| Tabla 41 Ingreso Máximo Permitido - EDEMET [Miles de Balboas]..... | 41 |
| Tabla 42 Energía facturada - ENSA..... | 42 |
| Tabla 43 Número de clientes - ENSA..... | 42 |
| Tabla 44 Energía inyectada - ENSA..... | 42 |
| Tabla 45 Demanda Máxima - ENSA..... | 43 |
| Tabla 46 Proyección Longitud de líneas ENSA..... | 43 |
| Tabla 47 Precios monómicos de generación Jun-2022 a Dic-2026 - ENSA..... | 43 |
| Tabla 48 ENSA - Precio Monómico Promedio Ponderado B./MWh..... | 44 |
| Tabla 49 DEPRECIACIONES DE INVERSIONES EFECTIVAMENTE REALIZADAS – ENSA [BALBOAS]..... | 45 |
| Tabla 50 Tasa de depreciación DE LAS INVERSIONES ESTIMADAS – ENSA (Balboas)..... | 45 |
| Tabla 51 Base de Capital inicial a Dic-2017 – ENSA..... | 46 |
| Tabla 52 Base de Capital 2018 – Jun-2022– ENSA..... | 48 |

| | |
|--|----|
| Tabla 53 Activos eficientes - ENSA [Balboas] | 49 |
| Tabla 54 Inversiones eficientes - ENSA [Balboas] | 49 |
| Tabla 55 Inversiones adicionales en AT- ENSA [Miles de Balboas] | 50 |
| Tabla 56 Inversiones adicionales – ENSA [Miles de Balboas] | 50 |
| Tabla 57 Inversiones adicionales en Electrificación Rural - ENSA [Miles de Balboas] | 50 |
| Tabla 58 Cantidad de Luminarias - ENSA | 51 |
| Tabla 59 Inversiones en Alumbrado Público - ENSA [Miles de Balboas] | 51 |
| Tabla 60 Inversiones No Contempladas En La Comparadoras - ENSA [Miles de Balboas] | 51 |
| Tabla 61 Inversiones Totales - ENSA [Miles de Balboas] | 52 |
| Tabla 62 Factor de corrección por ingresos de actividades no reguladas – ENSA [Balboas] | 52 |
| Tabla 63 Base de capital Jul-2022 a Jun-2026 – ENSA (Miles de balboas) | 53 |
| Tabla 64 Pérdidas eficientes – ENSA | 53 |
| Tabla 65 Costos de explotación eficientes – ENSA [Balboas] | 54 |
| Tabla 66 Costos de Mantenimiento por luminaria - ENSA..... | 54 |
| Tabla 67 Costos de Mantenimiento de Alumbrado Público - ENSA | 55 |
| Tabla 68 Estimación del descuento por inversiones no ejecutadas – ENSA [Balboas] | 57 |
| Tabla 69 Ingreso Máximo Permitido - ENSA [Miles de Balboas] | 57 |
| Tabla 70 Energía facturada – EDECHI | 59 |
| Tabla 71 Número de CLIENTES – EDECHI..... | 59 |
| Tabla 72 Energía inyectada – EDECHI..... | 59 |
| Tabla 73 Demanda Máxima - EDECHI | 59 |
| Tabla 74 Proyección Longitud de líneas EDECHI..... | 60 |
| Tabla 75 Precios monómicos de generación Junio 2022 a Diciembre 2026 - EDECHI..... | 60 |
| Tabla 76 EDECHI - Precio Monómico Promedio Ponderado B./MWh..... | 61 |
| Tabla 77 DEPRECIACIONES DE INVERSIONES EFECTIVAMENTE REALIZADAS - EDECHI [BALBOAS] | 62 |
| Tabla 78 Tasa de depreciación de las inversiones estimadas - EDECHI [BALBOAS] | 62 |
| Tabla 79 Base de Capital inicial a Diciembre 2017 – EDECHI | 63 |
| Tabla 80 Base de Capital 2010 – Junio 2014 – EDECHI | 65 |
| Tabla 81 Activos eficientes– EDECHI [Balboas] | 66 |
| Tabla 82 Inversiones eficientes – EDECHI [Balboas] | 66 |
| Tabla 83 Inversiones adicionales en AT - EDECHI [Miles de Balboas] | 66 |
| Tabla 84 Inversiones adicionales en MT - EDECHI [Miles de Balboas] | 67 |
| Tabla 85 Inversiones adicionales en Medición inteligente y Electrificación Rural – EDECHI [Miles de Balboas] ... | 67 |
| Tabla 86 Inversiones en Alumbrado Público - EDECHI [Miles de Balboas] | 68 |
| Tabla 87 Inversiones No Contempladas En Las Ecuaciones de Eficiencia- edechi [Miles de Balboas] | 68 |
| Tabla 88 Inversiones Totales –EDECHI [Miles de Balboas] | 68 |
| Tabla 89 Factor de corrección por ingresos de actividades no reguladas – EDECHI [BALBOAS] | 69 |
| Tabla 90 Base de capital Jul-2022 a Jun-2026 – EDECHI (balboas) | 69 |
| Tabla 91 Pérdidas eficientes - EDECHI | 70 |
| Tabla 92 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES – EDECHI [Balboas] | 70 |
| Tabla 93 Costos de Mantenimiento por luminaria - EDECHI..... | 71 |
| Tabla 94 Costos de Mantenimiento de Alumbrado Público - EDECHI | 71 |
| Tabla 95 Estimación del descuento por inversiones no ejecutadas - EDECHI [Balboas] | 73 |
| Tabla 96 Ingreso Máximo Permitido - EDECHI [Miles de Balboas] | 74 |
| Tabla 97 Datos históricos de energía facturada..... | 89 |
| Tabla 98 Datos históricos de número de clientes | 89 |
| Tabla 99 Datos históricos y proyectados de PIB y población | 90 |
| Tabla 100 Análisis comparativo clientes..... | 91 |
| Tabla 101 Proyección de Clientes | 92 |
| Tabla 102 Análisis comparativo de resultados de energía facturada | 92 |
| Tabla 103 Proyección Energía Facturada Total..... | 93 |
| Tabla 104 Proyección Energía Facturada para Alumbrado Público | 93 |
| Tabla 105 Pérdidas de energía eficientes..... | 94 |
| Tabla 106 Pérdidas Reconocidas Totales | 94 |
| Tabla 107 Datos proyectados de factor de carga | 95 |
| Tabla 108 Proyección Energía Inyectada al Sistema..... | 95 |

| | |
|---|-----|
| Tabla 109 Proyección Demanda Máxima | 95 |
| Tabla 110 Porcentaje de pérdidas con respecto a la clasificación de Zonas Rojas de ENSA | 107 |
| Tabla 111 ENSA – Históricos de Pérdidas Totales (GWh)..... | 108 |
| Tabla 112 EDEMET – Energía Anual- Entradas/Salidas, Pérdidas (GWh) | 108 |
| Tabla 113 EDEMET – Energía Perdida en la ZR y Asentamientos Ilegales (GWh) | 108 |
| Tabla 114 EDEMET – Históricos de Pérdidas Totales (GWh)..... | 109 |
| Tabla 115 EDECHI – Históricos de Pérdidas Totales (GWh) | 109 |
| Tabla 116 EDEMET – Proyectos de Electrificación Rural | 110 |
| Tabla 117 ENSA – Proyectos de Electrificación Rural | 117 |
| Tabla 118 EDECHI – Proyectos de Electrificación Rural..... | 117 |
| Tabla 119 Análisis de Inversiones declaradas EDEMET | 121 |
| Tabla 120 Análisis de Inversiones declaradas EDECHI..... | 122 |

Índice de Gráficos

| | |
|---|----|
| Gráfico 1 Comparación de Costos Operativos reales Vs reconocidos EDEMET | 19 |
| Gráfico 2 Comparación de Costos Operativos reales Vs reconocidos ENSA | 20 |
| Gráfico 3 Comparación de Costos Operativos reales Vs reconocidos EDECHI..... | 21 |
| Gráfico 4 Inversiones reconocidas Vs ejecutadas - EDEMET (Balboas) | 39 |
| Gráfico 5 Inversiones reconocidas Vs ejecutadas ENSA (Balboas)..... | 55 |
| Gráfico 6 Inversiones reconocidas Vs ejecutadas - EDECHI (Balboas)..... | 72 |

Índice de Cuadros

| | |
|--|----|
| Cuadro No. 1 Ingreso Máximo Permitido (IMP) - EDEMET | 76 |
| Cuadro No. 2 Ingreso Máximo Permitido por distribución – EDEMET = IMPD..... | 77 |
| Cuadro No. 3 Ingreso Máximo Permitido por Comercialización – EDEMET = IPCO | 77 |
| Cuadro No. 4 Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público – EDEMET = ALUMPU | 77 |
| Cuadro No. 5 Parámetros y Valores utilizados en el cálculo de los ingresos permitidos - EDEMET | 78 |
| Cuadro No. 6 Ingreso Máximo Permitido (IMP) - ENSA..... | 79 |
| Cuadro No. 7 Ingreso Máximo Permitido por Distribución – ENSA = IMPD..... | 80 |
| Cuadro No. 8 Ingreso Máximo Permitido por Comercialización – ENSA = IPCO | 80 |
| Cuadro No. 9 Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público = ALUMPU..... | 80 |
| Cuadro No. 10 Parámetros y valores utilizados en el cálculo de los ingresos permitidos - ENSA..... | 81 |
| Cuadro No. 11 Ingreso Máximo Permitido (IMP) - EDECHI..... | 82 |
| Cuadro No. 12 Ingreso Máximo Permitido por distribución – EDECHI = IMPD | 83 |
| Cuadro No. 13 Ingreso Máximo Permitido por Comercialización – EDECHI = IPCO | 83 |
| Cuadro No. 14 Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público – EDECHI = ALUMPU | 83 |
| Cuadro No. 15 Parámetros y valores utilizados en el cálculo de los ingresos permitidos - EDECHI..... | 84 |

PARTE I RESUMEN EJECUTIVO

El Ingreso Máximo Permitido (IMP) para las empresas de distribución eléctrica correspondiente al período julio 2022-junio 2026, ha sido calculado de acuerdo con el Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, que forma parte del Reglamento de Distribución y Comercialización del Servicio Público de Electricidad.

El Artículo 94 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, señala que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (la Autoridad) definirá periódicamente las fórmulas tarifarias separadas, para los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada. Además, indica que de acuerdo con los estudios que realice, la Autoridad podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas y podrá definir las metodologías para la determinación de tarifas.

El numeral 2 del Artículo 96 de la Ley 6, establece que, para fijar sus tarifas las empresas de transmisión y distribución prepararán y presentarán, a la aprobación de la Autoridad, los cuadros tarifarios para cada área de servicio y categoría de cliente, los cuales deben ceñirse a las fórmulas, topes y metodología establecidas por la Autoridad.

El Artículo 98 establece que las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cuatro años. Excepcionalmente podrán modificarse, de oficio o a petición de 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 101 establece los componentes del Valor Agregado de Distribución, la desagregación de las empresas de distribución en áreas representativas para el cálculo del valor agregado de distribución, bajo el supuesto de eficiencia en la gestión de la empresa de distribución e indica que este supuesto de eficiencia tendrá como base el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras. El mismo artículo establece que la ASEP definirá la tasa de rentabilidad para las empresas de distribución.

En este informe se desarrollan los procesos que permiten estimar los Ingresos Máximos Permitidos (IMP) para cada una de las empresas distribuidoras correspondientes al periodo 2022-2026. El proceso de cálculo del IMP es el establecido en el Reglamento de Distribución y Comercialización. Adicionalmente, se presentan los criterios generales aplicables para la determinación del IMP de las empresas de distribución. Específicamente se describe la metodología para la determinación de los costos eficientes, tanto de explotación como de capital (inversiones), la metodología para la determinación de las pérdidas eficientes, la proyección de las variables de mercado que se utilizan para el cálculo de IMP (energía inyectada a la red, cantidad de cliente y demanda máxima), y la metodología para determinar la base de capital.

Para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido se deben revisar y determinar de antemano los siguientes aspectos:

- **Áreas Representativas**
- **Empresas Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia**
- **Tasa de rentabilidad**

- **Base de Capital**
- **Cálculo del IMP**

A continuación, un resumen de los diferentes temas analizados y considerados en la presente revisión tarifaria:

CAPÍTULO I ÁREAS REPRESENTATIVAS, EMPRESAS COMPARADORAS Y ECUACIONES DE EFICIENCIA

Mediante la Resolución AN No. 18414-Elec del 11 de mayo de 2023, se resolvieron los recursos de reconsideración interpuestos, por las tres empresas distribuidoras ENSA, EDEMET y EDECHI, en contra de la Resolución AN No.18326-Elec de 28 de marzo de 2023, mediante la cual se aprobaron las áreas Representativas, Empresas Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia a ser utilizadas en el Cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) para el periodo comprendido del 1 de julio de 2022 al 30 de junio de 2026.

Las ecuaciones de eficiencia a ser utilizadas para el cálculo de las inversiones y los costos operativos de las empresas de distribución son las siguientes:

Activos de Distribución:

$$AD_i = \exp(9.694333 + 0.9654499 * \ln(D_i) - 0.8242876 * \ln(D_i/C_i))$$

Activos de Comercialización:

$$AC_i = \exp(6.288137 + 0.9362113 * \ln(C_i))$$

Costos de Administración:

$$ADM_i = \exp(1.482066 + 0.4379561 * \ln(OM_i) + 0.4531271 * \ln(COM_i))$$

Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución:

$$OM_i = \exp(5.872265 + 0.9140084 * \ln(\text{longitud de red}_i) + 0.9011067 * \ln(C_i / \text{Longitud Total de Red}_i))$$

Costos de Comercialización:

$$COM_i = \exp(4.666887 + 0.9895434 * \ln(C_i))$$

Donde:

AD_i son los activos de distribución de la empresa i.

AC son los activos de comercialización de la empresa i.

OM son los costos de operación y mantenimiento de distribución de la empresa i.

COM son los costos de comercialización de la empresa i.

ADM son los costos de administración de la empresa i.

D es la Demanda Máxima de la empresa i.

C son los clientes totales de la empresa i.

Longitud de red; son los kilómetros totales de red de la empresa i.

Determinadas las ecuaciones de eficiencia, la aplicación a las mismas de las variables explicativas correspondientes permite obtener las inversiones y costos buscados para las empresas distribuidoras de Panamá. Hay que tener presente que los valores obtenidos están expresados en dólares de EEUU a junio de 2020, por lo que resulta necesario convertirlos a Balboas de junio de 2022.

Los parámetros de las ecuaciones de eficiencia establecidos econométricamente son ajustados a efectos de considerar diferencias de costos (principalmente de mano de obra) entre EE.UU. y Panamá.

Para el cálculo de las pérdidas estándar o eficientes se utiliza la siguiente ecuación:

Pérdidas estándar o eficientes:

$$EP_i = \exp(-2.54329 + 0.9981612 * \ln(MWhD_i))$$

donde,

EP_i son las pérdidas de energía de la empresa panameña i , en MWh.

$MWhD_i$ es la energía inyectada a la red de la empresa panameña i , en MWh.

El Porcentaje de las pérdidas de energía de la empresa para el año “t”, respecto de la energía total ingresada, resultará de la siguiente ecuación:

$$PD\%_i = \frac{\sum_j EP_{t,j}}{\sum_j MWhD_{t,j}}$$

Donde:

$PD\%_i$: Porcentaje de pérdidas de energía de la empresa, respecto de la energía ingresada a la misma, correspondiente al año “t”.

Las pérdidas eficientes de energía de cada una de las empresas panameñas será el resultado del coeficiente de Pérdidas de Energía (PD%). Para calcular el PD% de cada empresa se utilizan los valores que resultan de la ecuación anterior, respecto de la energía total ingresada, aplicando la ecuación establecida en el Régimen Tarifario.

Los porcentajes de pérdidas eficientes que resultan son los siguientes:

TABLA 1 PORCENTAJE DE PÉRDIDAS EFICIENTES

| % PÉRDIDAS EFICIENTES | jul 22/jun 23 | jul 23/jun 24 | jul 24/jun 25 | jul 25/jun 26 |
|-----------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| EDEMET | 7.64% | 7.64% | 7.64% | 7.64% |
| EDECHI | 7.66% | 7.66% | 7.66% | 7.66% |
| ENSA | 7.64% | 7.64% | 7.64% | 7.64% |

Fuente: Elaboración Propia

En el caso de la energía que ENSA vende a EDEMET, se ha considerado un nivel de pérdidas reconocido de 1.5%, tal como se hiciera en el período tarifario anterior.

Adicionalmente, se reconoce de manera especial en el período tarifario Julio 2022 a Junio 2026, un adicional por pérdidas no gestionables. Estas pérdidas se determinaron solamente para áreas específicas (zonas rojas) y para estos sectores solo se ha reconocido una porción de estas pérdidas con la finalidad de buscar un equilibrio entre los esfuerzos a realizar por la distribuidora en la mejora de su gestión y no aumentar los costos al resto de los usuarios. De esta manera a las pérdidas eficientes determinadas a partir de las ecuaciones de eficiencia se adiciona, en el caso de ENSA, 1.76% cada año tarifario y en el caso de EDEMET, 1.39% cada año tarifario. En EDECHI no se adicionará ningún porcentaje, ya que no existe este problema.

Para los cálculos del Ingreso Máximo Permitido se requiere proyectar el comportamiento de la demanda de energía, los clientes y la demanda máxima de potencia. En el Anexo II Modelos de Proyección de la Demanda se presenta el detalle de la información empleada.

Adicionalmente, como los parámetros de las ecuaciones de eficiencia fueron aplicados a los datos físicos de cada empresa de distribución de Panamá (demanda máxima, número de clientes, longitud de líneas y energía ingresada), hay que tener presente que los costos resultantes de las ecuaciones están expresados en dólares en EE. UU. de junio de 2020, por lo que resulta necesario luego convertirlos a precios en balboas de Panamá de junio de 2022, cuyo poder adquisitivo y costos difieren de los observados en Estados Unidos. Los parámetros de las ecuaciones de eficiencia establecidos económicamente son ajustados a efectos de considerar diferencias de costos entre EE. UU. y Panamá. La fórmula utilizada se muestra a continuación:

$$CT_{PA} = CT_{EEUU} \times [\%MO \times CLR + \%ME \times \%NT \times PPP_{PA}^{EEUU} + \%ME \times (1 - \%NT)]$$

CT_{EEUU} : son los costos en EEUU

CT_{PA} : son los costos en Panamá

$\%MO$: participación en los costos totales de la mano de obra en Panamá

CLR : Costo laboral relativo

$\%ME$: participación en los costos totales de los materiales en Panamá

$\%NT$: participación de los materiales no transables internacionalmente en el total de materiales

PPP_{PA}^{EEUU} : El factor de conversión de la paridad del poder adquisitivo entre Panamá y EE. UU.

Esta fórmula se aplica directamente para expresar los activos de distribución y comercialización, los costos de distribución, de comercialización y administrativos en Balboas de junio 2020.

Por lo expuesto, se tiene que realizar otro ajuste para llevar los importes a junio de 2022, que considera la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) y el tipo de cambio (TC) entre junio 2022 y junio 2020. La variación del IPC se aplica únicamente sobre los componentes de costo mano de obra y materiales de origen nacional y la variación del TC a los componentes de materiales importados. La siguiente tabla muestra el cálculo del factor de Ajuste:

TABLA 2 FACTOR DE AJUSTE JUN 2022/JUN 2020

| Costo | % Total costos locales | IPC 22/20 | TC US\$ 22/20 | FA |
|------------|------------------------|-----------|---------------|----------|
| AD | 53% | 1.068798 | 1.000000 | 1.036227 |
| AC | 19% | 1.068798 | 1.000000 | 1.013298 |
| OMD | 49% | 1.068798 | 1.000000 | 1.033712 |
| COM | 37% | 1.068798 | 1.000000 | 1.025460 |
| ADM | 64% | 1.068798 | 1.000000 | 1.043739 |

Fuente: Elaboración Propia

CAPÍTULO II TASA DE RENTABILIDAD (RETORNO) PARA EL PERIODO 2022-2026

La tasa de costo de capital a considerar para la determinación del IMP de las Empresas de Distribución y Comercialización que regirá para el período tarifario que va desde el 1 de julio de 2022 al 30 de junio de 2026, es igual a **8.80% real antes de impuestos, aprobada mediante la Resolución AN No.18166-Elec de 17 de enero de 2023.**

La metodología utilizada con el objetivo de descontar los IMP en el modelo de cálculo es la siguiente:

Se calculan los factores de descuento para cada año tarifario

$$\text{Año 1 [1/7/22]: } Fd_1 = 1 / (1 + r)$$

$$\text{Año 2 [1/7/23]: } Fd_2 = 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r)$$

$$\text{Año 3 [1/7/24]: } Fd_3 = 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r)$$

$$\text{Año 4 [1/7/25]: } Fd_4 = 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r)$$

Luego se calcula el promedio de los factores de descuento correspondientes a dos años consecutivos, por ejemplo:

- Para el IMP correspondiente al período tarifario 2022/23 se calcula $(1 + Fd_1) / 2$;
- Para el siguiente año tarifario (2023/24) se calcula $(Fd_1 + Fd_2) / 2$ y así, hasta completar todos los años tarifarios pertenecientes al período tarifario.

Esta misma metodología tendrá que utilizar la empresa distribuidora para descontar los ingresos cuando se verifiquen las tarifas propuestas.

Utilizando la tasa de rentabilidad, las tasas de descuento anuales son las siguientes:

TABLA 3 TASAS DE DESCUENTO ANUALES

| | jul 22/jun 23 | jul 23/jun 24 | jul 24/jun 25 | jul 25/jun 26 |
|------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Factor de Descuento Aplicado | 0.95956 | 0.88195 | 0.81061 | 0.74505 |

Fuente: Elaboración Propia

CAPÍTULO III BASE DE CAPITAL

La Base de Capital a junio de 2022 para cada empresa distribuidora es estimada a partir de los valores en los libros de contabilidad de la empresa, la información regulatoria presentada, y a través del análisis de eficiencia establecido en el Régimen Tarifario. A partir de esta base de capital y con los niveles de inversión obtenidos a partir de las ecuaciones de eficiencia, se obtienen los valores de activos (brutos y netos) de distribución y comercialización (base de capital).

De acuerdo con los criterios detallados y a la revisión de las inversiones realizadas por las empresas se aplicaron los siguientes coeficientes de ajuste por eficiencia:

TABLA 4 COEFICIENTE DE AJUSTES POR EFICIENCIA EDEMET

| EDEMET | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|-------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Propiedades y planta | 90.00% | 89.97% | 90.00% | 90.00% | 90.00% |
| Sistema de distribución | 88.74% | 88.20% | 88.02% | 88.07% | 90.00% |
| Alumbrado Público | 90.00% | 90.00% | 90.00% | 90.00% | 90.00% |
| Comercialización | 90.00% | 90.00% | 90.00% | 90.00% | 90.00% |

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 5 COEFICIENTE DE AJUSTES POR EFICIENCIA ENSA

| ENSA | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|-------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Propiedades y planta | 90.00% | 90.00% | 90.00% | 86.36% | 68.13% |
| Sistema de distribución | 88.95% | 89.41% | 87.16% | 88.80% | 86.44% |
| Alumbrado Público | 90.00% | 90.00% | 90.00% | 90.00% | 90.00% |
| Comercialización | 89.91% | 90.00% | 89.48% | 89.82% | 89.89% |

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 6 COEFICIENTE DE AJUSTES POR EFICIENCIA EDECHI

| EDECHI | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|-------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Propiedades y planta | 90.00% | 90.00% | 90.00% | 89.10% | 90.00% |
| Sistema de distribución | 88.55% | 86.55% | 86.59% | 87.17% | 89.03% |
| Alumbrado Público | 90.00% | 90.00% | 90.00% | 90.00% | 90.00% |
| Comercialización | 90.00% | 90.00% | 90.00% | 90.00% | 90.00% |

Fuente: Elaboración Propia

Adicionalmente, en función del régimen aprobado, debe realizarse un ajuste por actividades no reguladas que usufructúan infraestructura dedicada a negocios regulados. Los factores de ajuste aplicados a la Base de Capital al 30 de junio de 2022 (ajustada por eficiencia) por la utilización de sus activos en actividades no reguladas, fueron los siguientes:

TABLA 7 FACTOR DE CORRECCIÓN POR INGRESOS DE ACTIVIDADES NO REGULADAS

| EMPRESA | FACTOR DE CORRECCIÓN POR INGRESOS DE ACTIVIDADES NO REGULADAS |
|---------|---|
| EDEMET | 0.9598 |
| EDECHI | 0.9598 |
| ENSA | 0.9598 |

Fuente: Elaboración Propia

Aplicada la revisión indicada a la Base de Capital queda determinada como Base de Capital Inicial (al 30 de junio de 2022) la siguiente:

TABLA 8 BASE DE CAPITAL AJUSTADA

| BASE DE CAPITAL AJUSTADA [En Miles de B/.] | EDEMET | ENSA | EDECHI |
|---|------------------|----------------|----------------|
| Activos de Distribución Brutos | 1,103,190 | 759,766 | 230,858 |
| Activos de Distribución Netos | 603,147 | 393,984 | 117,835 |
| Activos de Comercialización Brutos | 94,949 | 128,715 | 18,402 |
| Activos de Comercialización Netos | 40,912 | 71,712 | 8,348 |
| Activos de Alumbrado Público Brutos | 45,910 | 47,645 | 12,511 |
| Activos de Alumbrado Público Netos | 25,435 | 26,329 | 5,753 |
| Total Activos Brutos | 1,244,049 | 936,126 | 261,772 |
| Total Activos Netos | 669,494 | 492,026 | 131,936 |

Fuente: Elaboración Propia

A partir de la base de capital inicial ajustada por eficiencia, los niveles de inversión obtenidos a partir de las ecuaciones de eficiencia y las inversiones requeridas en subestaciones de alta tensión, soterramiento, inversiones por cumplimiento de normas de calidad y de obligaciones

establecidas en el contrato de concesión, se obtienen los valores de activos (brutos y netos) de distribución y comercialización (base de capital) para cada empresa.

Los valores correspondientes a Alumbrado Público son los resultantes del activo fijo a junio de 2022 y del plan de inversiones presentado por la distribuidora, en cumplimiento de las normas de calidad del alumbrado público y del crecimiento vegetativo previsto para el periodo tarifario y se han agregado proyectos puntuales definidos.

Por otro lado, las inversiones declaradas por la empresa, realizadas en el período Julio 2018 a Junio 2022, las cuales han sido ajustadas como se explica en la Parte II, Capítulo II han sido comparadas con aquellas reconocidas por la ASEP en el cálculo del IMP de dicho período. Corresponde descontar el costo de capital y de depreciación de aquellas inversiones que no han sido ejecutadas, pero si pagadas por los clientes a través de las tarifas. El valor se descuenta del cálculo del IMP del período Julio 2022 a Junio 2026.

Los resultados para EDEMET, ENSA y EDECHI se muestran a continuación:

TABLA 9 DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS

| EMPRESA | DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS [En Miles de B./] |
|---------|---|
| EDEMET | 8,624.09 |
| EDECHI | 2,208.10 |
| ENSA | 4,355.39 |

Fuente: Elaboración Propia

CAPÍTULO IV CÁLULO DEL IMP

A continuación, se presenta el resumen del valor presente del IMP calculado para cada una de las empresas.

TABLA 10 VALOR PRESENTE NETO A JUNIO 2022

| VALOR PRESENTE NETO | Unidades | EDEMET JUL/22- JUN/26 | ENSA JUL/22- JUN/26 | EDECHI JUL/22- JUN/26 |
|--|---------------|-----------------------------|---------------------------|-----------------------------|
| DISTRIBUCIÓN | Miles de B./ | 611,406 | 453,657 | 171,239 |
| COMERCIALIZACIÓN | Miles de B./ | 182,043 | 180,581 | 55,161 |
| ALUMBRADO PÚBLICO | Miles de B./ | 20,228 | 18,778 | 4,510 |
| Sub-Total | Miles de B./ | 813,677 | 653,017 | 230,910 |
| Pérdidas Estándar en Distribución | Miles de B./ | 212,253 | 191,031 | 36,878 |
| TOTAL | Miles de B./ | 1,025,931 | 844,047 | 267,789 |
| ENERGIA FACTURADA SIN A.P. | MWh | 15,049,753 | 13,781,727 | 3,295,682 |
| Costo medio total sobre energía Fac. sin AP | B./MWh | 68.17 | 61.24 | 81.25 |

Fuente: Elaboración Propia

En el Anexo I Ingreso Máximo Permitido – Empresas De Distribución Eléctrica se presentan el detalle de los resultados obtenidos para cada empresa y para cada componente del IMP.

Los factores de descuento utilizados se indican en Capítulo II de la Parte I, denominado tasa de rentabilidad.

En la tabla siguiente se muestra una comparación del precio medio de los componentes de distribución, comercialización y alumbrado público, resultante para el periodo de julio 2022 a junio de 2026 con respecto al precio promedio de los mismos componentes de la tarifa vigente de enero a junio de 2022:

TABLA 11 COMPARACIÓN PRECIO PROMEDIO POR COMPONENTES DEL PERIODO JUL22-JUN26 VS ENE-JUN 22

| TARIFA VIGENTE (Ene-Jun 2022) | | EDEMET | ENSA | EDECHI |
|--|---------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| | Unidades | ENE-JUN/23 | ENE-JUN/23 | ENE-JUN/23 |
| Costo medio total sobre energía Fac. sin AP | B./MWh | 54.67 | 48.69 | 64.58 |
| Costo medio sin Pérdidas sobre energía Fac. sin AP | B./MWh | 43.73 | 39.52 | 57.37 |
| VALOR PRESENTE NETO | | JUL/22-JUN/26 | JUL/22-JUN/26 | JUL/22-JUN/26 |
| | Unidades | | | |
| Costo medio total sobre energía Fac. sin AP | B./MWh | 68.17 | 61.24 | 81.25 |
| Costo medio sin Pérdidas sobre energía Fac. sin AP | B./MWh | 54.07 | 47.38 | 70.06 |
| Variación | % | 24.68% | 25.78% | 25.82% |
| Variación | % | 23.62% | 19.89% | 22.13% |

Debido a la fecha en que se aprobará el IMP y que la aplicación de las nuevas tarifas será de forma posterior a julio de 2022, las empresas, para cumplir con el período de vigencia de las fórmulas tarifarias de cuatro años que mandata la Ley, deberán calcular los ingresos con las tarifas aplicadas de julio de 2022 a junio de 2023, para lo cual deben tomar en cuenta la diferencia en los ingresos que se produzcan, e incorporar esa diferencia dentro de los cargos para el periodo en el que se aplicarán.

PARTE II ELEMENTOS DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO

CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN

De acuerdo con el Régimen Tarifario aprobado, el Ingreso Máximo Permitido (IMP) por Actividades Reguladas para las empresas distribuidoras en el período tarifario incluye los ingresos de Distribución, Comercialización y el Alumbrado Público, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{IMP} = \text{IMPD} + \text{IMPCO} + \text{ALUMPU}$$

donde:

- IMPD es el valor presente de los ingresos máximos permitidos por la actividad de Distribución en el Período Tarifario.
- IMPCO es el valor presente de los ingresos máximos permitidos por la actividad de Comercialización en el Período Tarifario.
- ALUMPU es el valor presente de los ingresos máximos permitidos por el servicio de alumbrado público en el Período Tarifario.

CAPÍTULO II BASE DE CAPITAL

El artículo 101 de la Ley 6 señala: “... *La tasa así determinada se aplicará a los activos fijos netos en operación que el ente regulador estime para el periodo de vigencia de las fórmulas tarifarias. Esta estimación se hará a partir del valor, a costo original, asentado en los libros de contabilidad del concesionario, al inicio del periodo, bajo el supuesto de eficiencia económica en las inversiones que el concesionario haga durante el periodo.*”

Para la obtención de la base de capital para las empresas de distribución se parte de los valores de activos eficientes a diciembre de 2017 considerados en la revisión tarifaria anterior, los cuales se tomaron en cuenta para definir la base de capital bruta y neta al 30 de junio de 2017 considerada en las Resoluciones AN No. 12958-Elec y AN No. 12959-Elec de 27 de noviembre de 2018. Sobre estos valores se adicionaron las inversiones realizadas desde entonces hasta junio de 2022, las cuales fueron objeto de un análisis de eficiencia que se explica más adelante. La evolución correspondiente al período desde junio 2022 a junio de 2026 se realizó sobre base de estimaciones realizadas por las empresas distribuidoras que fueron revisadas por la ASEP.

Es importante enfatizar que en esta revisión se ha mantenido la información de los activos desde el 31 de diciembre del 2001 hasta el 31 de diciembre de 2017. Esto permite distinguir los activos efectivamente incorporados al sistema en las diferentes cuentas de las cuatro líneas de negocios existentes y a medida que va transcurriendo el tiempo se va diluyendo la parte de activos acumulada como “activos anteriores al 2001,” permitiendo de ese modo identificar claramente los activos con su vida útil definida y no un activo promedio con vida útil promedio.

Las inversiones correspondientes a los años 2018 a 2021 se han obtenido de los formularios CC-01, las cuales igualan con las adiciones reportadas en los formularios BS-01 de la información regulatoria presentada por las empresas. Sin embargo, la información referida a las inversiones resultantes de transferencias de terceros (ATR) no son iguales en los dos reportes, por lo que se

consideraron las reportadas en el formulario BS-01. Adicionalmente, se consideraron las inversiones transferidas por el Estado (AE), obtenidas del formulario BS-01.

La premisa inicial para la revisión es que la empresa regulada debe cumplir con un margen de error mínimo las instrucciones contenidas en el “Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas para el Sector Eléctrico” para las imputaciones de las partidas que son activadas y la información suministrada por las empresas debe guardar consistencia.

No obstante, es conveniente resaltar que los registros presentados por las empresas presentan inconsistencias que complicaron la evaluación realizada. Esto ha motivado la realización de un procesamiento adicional a la base de datos de inversiones presentada por las empresas con el objetivo de corregir algunos de los problemas detectados; sin embargo, en muchos casos esta información difiere en distintos reportes por lo que no ha sido posible establecer cuál es la que corresponde considerar. En el Anexo VI se presentan algunos ejemplos de las inconsistencias identificadas.

A los efectos de determinar los criterios denominaremos “base de datos” a la información regulatoria de los activos e inversiones informadas por las empresas.

Sobre la base de la premisa mencionada, la estrategia de revisión tiene las siguientes etapas:

- Etapa 1: Depurado inicial de la base de datos para determinar las partidas que son consideradas inversiones y sujetas a un análisis de eficiencia.
- Etapa 2: Análisis de eficiencia de la base de datos.

Para el procesamiento de las bases de datos se realizó un agrupamiento por proyecto, cuenta y fecha para mantener la consistencia del análisis con los lineamientos del “Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas para el Sector Eléctrico”.

Los criterios aplicados para la Etapa 1 son:

- 1) Fecha de capitalización de los proyectos de inversión por año y por empresa distribuidora. Esta fecha debe estar comprendida en el año calendario del período para el que se reporta.
- 2) Costo de materiales mínimo: cuentas relacionadas con activos que requieren materiales para su ejecución en el caso que se observan para los materiales valores iguales a cero se determina que son costos operativos.
- 3) Costo de mano de obra mínimo/máximo: cuentas relacionadas con activos cuya ejecución demanda mano de obra. Se determina que son costos operativos cuando la componente de mano de obra en el costo total del proyecto es superior al 95% o inferior al 5%. Si el porcentaje de mano de obra es superior al 95% es típico de intervenciones de mantenimiento con un relevante aporte de trabajo de cuadrillas y si es inferior al 5% es típico de reemplazos modulares de elementos por falla o almacenamiento para *stock* en almacenes.
- 4) Costo total min (mínimo): cuentas relacionadas con activos que pertenecen básicamente a la infraestructura de distribución (líneas, transformadores, equipos de maniobra y SCADA, etc.). En el caso que se observan valores inferiores a un monto mínimo, se determina que son costos operativos. En principio se define este costo en B/.100.
- 5) Poste min (mínimo): cuentas de líneas áreas con menos de dos postes, típico de reemplazo por falla o accidentes, se consideran costos operativos.

- 6) Conductor min (mínimo): cuentas de líneas áreas. Si la cantidad de conductor es menor a 50 metros, se determina que se trata de casos típicos de reemplazos por cortes o roturas, y se considera un costo operativo. Para líneas subterráneas, se toma como mínimo para la aplicación del criterio, 20 metros.
- 7) Cantidad: cuentas donde es requerido según el sistema de cuentas al menos la adición o reemplazo de una unidad (ya sea m² o unidades físicas). Si la misma es cero se considera costo operativo.

La información que surge de la Etapa 1 se considera inversiones, y sobre la misma se aplicarán los siguientes criterios de eficiencia que conforman la Etapa 2.

- 1) Factor de eficiencia precio: De acuerdo con el Reglamento de Distribución y Comercialización, a partir de la determinación del IMP para el período julio 2022 a junio 2026 a las inversiones que han sido producto de procesos de libre competencia con la participación de más de un oferente y en los cuales no hayan participado empresas del mismo grupo económico, se les reconoce como costo eficiente el resultado de los procesos de competencia. Para tal fin, la empresa distribuidora debe presentar una certificación o declaración jurada de parte del Representante Legal de la misma, así como un resumen de los procesos de competencia llevados a cabo y sus resultados.

Para las inversiones que no se realicen dentro de los procesos de libre competencia se deberían comparar y ajustar con precios de referencia en base a un *benchmarking* internacional, sin embargo, como se explica en el apartado correspondiente a cada empresa este análisis no se ha podido realizar por problemas en la información recibida. Para la comparación de los costos eficientes se tenía previsto utilizar los precios de referencia que fija OSINERG (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería) que regula el sector eléctrico en Perú, realizando los ajustes pertinentes para homologarlos a Panamá.

- 2) Factor de asimetría: este factor se determina en función de la calidad y consistencia de la información que se disponga para el análisis de la eficiencia en las inversiones. Las empresas distribuidoras poseen información precisa sobre todos los componentes vinculados al desarrollo de su empresa (costos, demanda, consumos, tecnología, mercados, etc.), mientras que el Regulador obtiene indirectamente información de reportes contables, datos no contables, estimaciones etc. Esta información obtenida por el regulador en muchos casos presenta inconsistencias, aspecto que dificulta la labor que realiza y crea incertidumbre sobre la información analizada. Por lo tanto, se aplica un factor que disminuya las inversiones de forma global, ya que por causas de las empresas de distribución no se ha podido hacer la verificación plena de los registros como está establecido en la reglamentación.

Las inversiones que finalmente resulten de aplicar los criterios de optimización de la etapa 2 son las inversiones eficientes.

En el Anexo III Criterios de Eficiencia Considerados para la Determinación de la Base de Capital de este documento se presenta una tabla con los criterios utilizados para la aplicación de ambas etapas para cada una de las cuentas del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas.

Es importante mencionar que, la Base de Capital a junio de 2022 para cada empresa distribuidora es estimada a partir de los valores en los libros de contabilidad de la empresa, y a través del análisis de eficiencia establecido. A partir de esta base de capital y con los niveles de inversión obtenidos a partir de las ecuaciones de eficiencia más las inversiones adicionales, se obtienen los valores de activos (brutos y netos) de distribución y comercialización (base de capital).

Para las inversiones adicionales que no están consideradas en las ecuaciones de eficiencia relacionadas con subestaciones de alta tensión, soterramiento, medidores prepago y alumbrado público se realizó un análisis de las inversiones presentadas por la empresa, y los antecedentes regulatorios que se describe cuando se trata cada empresa en particular.

Adicionalmente, en función del régimen aprobado, se realiza un ajuste por actividades no reguladas que usufructúan infraestructura dedicada a negocios regulados.

CAPÍTULO III ANÁLISIS DE LOS COSTOS OPERATIVOS REALES DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN

Como antecedente para la determinación del IMP es importante analizar el comportamiento de las empresas de distribución en el periodo tarifario 2018-2022 para lo que se han considerado los costos presentados por las empresas como parte de la contabilidad regulatoria, que son comparados con los aprobados dentro del IMP para el período 2018 - 2022.

La comparación entre el comportamiento real de las empresas y las metas de eficiencia regulatoria conlleva la dificultad de alcanzar datos que sean equiparables y de análoga naturaleza. De ahí que la recopilación de información supone realizar determinados ajustes a los fines de cumplir con este requerimiento.

Los resultados efectivamente incurridos por las empresas son extraídos del Balance de Situación Patrimonial y del Estado de Resultados de los años 2018, 2019, 2020 y 2021, conforme a los requerimientos del Sistema Uniforme Regulatorio de Cuentas.

Por otro lado, los costos reconocidos fueron calculados a partir de las ecuaciones de eficiencia utilizadas en el estudio tarifario del periodo Julio 2018 a Junio 2022, sobre las cuales se aplacaron los datos de demanda real ajustados considerando las pérdidas y factor de carga del estudio de IMP 2018 a 2022. Adicionalmente, se aplicó la misma metodología considerada en ese estudio para expresar estos costos en Balboas del período base, los mismos fueron extraídos de los modelos tarifarios de cálculo del IMP.

Para obtener la demanda máxima se consideraron las ventas de energía reales, con base en las cuales se subieron las pérdidas de energía reconocidas en el estudio de IMP 2018 – 2022 y se obtuvo la demanda máxima aplicando el factor de carga aplicado en ese estudio.

La metodología aplicada permite recalcular los costos reconocidos considerando los datos reales de ventas de energía y clientes y aplicando las pérdidas reconocidas y factor de carga utilizado en el estudio de determinación del IMP 2018 – 2022. Aislando de esta manera los efectos que tiene las variaciones de demanda sobre los importes totales y por lo tanto establecer la parte de los costos reconocidos que no fue ejecutada por las empresas distribuidoras.

Para hacer las cifras comparables inicialmente se llevaron los costos reales al período base del estudio de IMP, utilizando los factores de actualización semestrales de cada concepto de costo acumulados a cada año considerado.

Luego se calcularon las diferencias entre los costos reales y los aprobados, las cuales se llevaron a términos del período base del cálculo del IMP 2022-2026 utilizando la variación promedio anual establecida a partir de los factores de actualización semestral y la tasa de rentabilidad aprobada para el período 2018 – 2022.

Finalmente, cabe mencionar que el cálculo de IMP es proyectado anualmente tomando como mes de partida Julio, mientras que los balances contables y estudios regulatorios responden a la actividad registrada por la empresa de Enero a Diciembre. Esto genera un desfase semestral entre ambas bases de datos la cual obliga a trasladar la información hacia idénticos periodos de tiempo. Por este motivo se aplicó un ajuste sobre los valores regulatorios, de forma tal que la información quedase representada en años calendario. El año base fue asignado al 2018 y para definir los valores regulatorios de los años siguientes (año calendario), se aplicó un promedio. Este criterio parece razonable en la medida que no se observa estacionalidad en el consumo. Adicionalmente, la información del año julio 2021 a junio 2022 considera los datos de enero a diciembre de 2021.

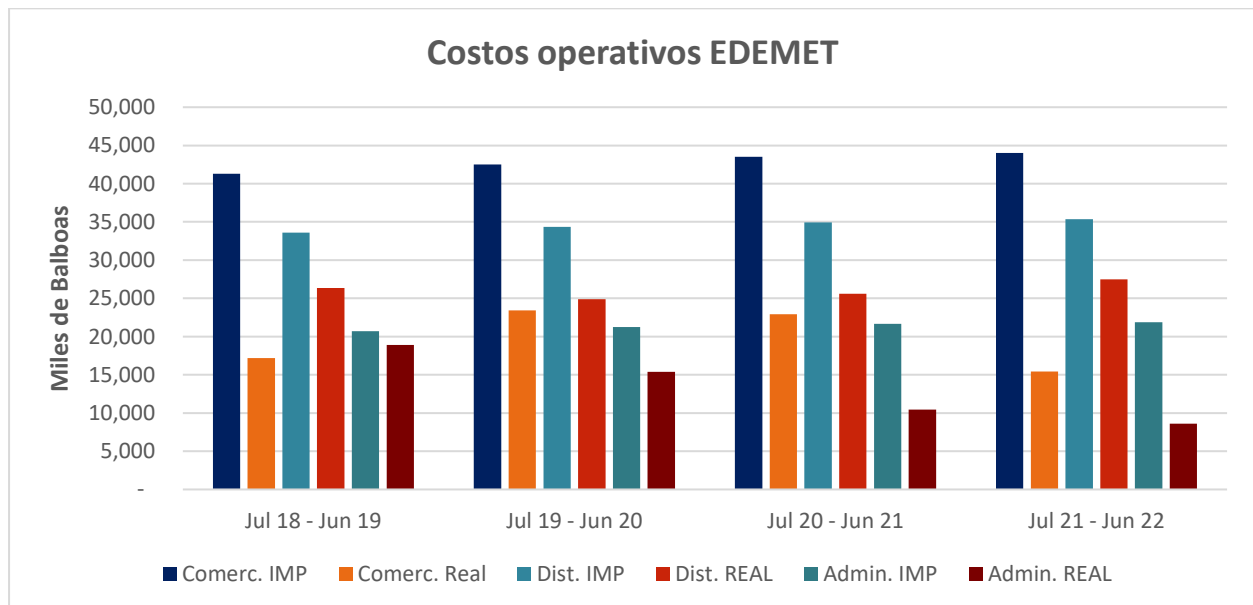
Las diferencias determinadas por empresa se muestran a continuación.

A partir de dicha información se procede a definir criterios para homogeneizar la información en conceptos de idéntica naturaleza, y ejecutados durante un mismo periodo de tiempo.

EDEMET

En la siguiente figura se muestra la evolución de los costos operativos de EDEMET desglosada por actividad.

GRÁFICO 1 COMPARACIÓN DE COSTOS OPERATIVOS REALES VS RECONOCIDOS EDEMET



Fuente: Elaboración Propia con base en la información contabilidad regulatoria de las empresas distribuidoras.

Como se puede observar en el gráfico los costos reales se encuentran significativamente por debajo de los costos reconocidos en el IMP. A continuación, se presentan los costos no ejecutados expresados en términos del período base del IMP 2022 – 2026.

TABLA 12 COSTOS RECONOCIDOS NO EJECUTADOS EDEMET

| Diferencia Costos reales - reconocidos a precios IMP actual | Jul 18 - Jun 19 | Jul 19 - Jun 20 | Jul 20 - Jun 21 | Jul 21 - Jun 22 |
|---|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| OM | -9,341,228 | -11,191,506 | -10,188,275 | -7,902,633 |
| COM | -30,864,966 | -22,530,753 | -22,346,003 | -28,592,295 |
| ADM | -2,317,304 | -6,936,937 | -12,185,648 | -13,293,041 |
| TOTAL | -42,523,498 | -40,659,197 | -44,719,926 | -49,787,969 |

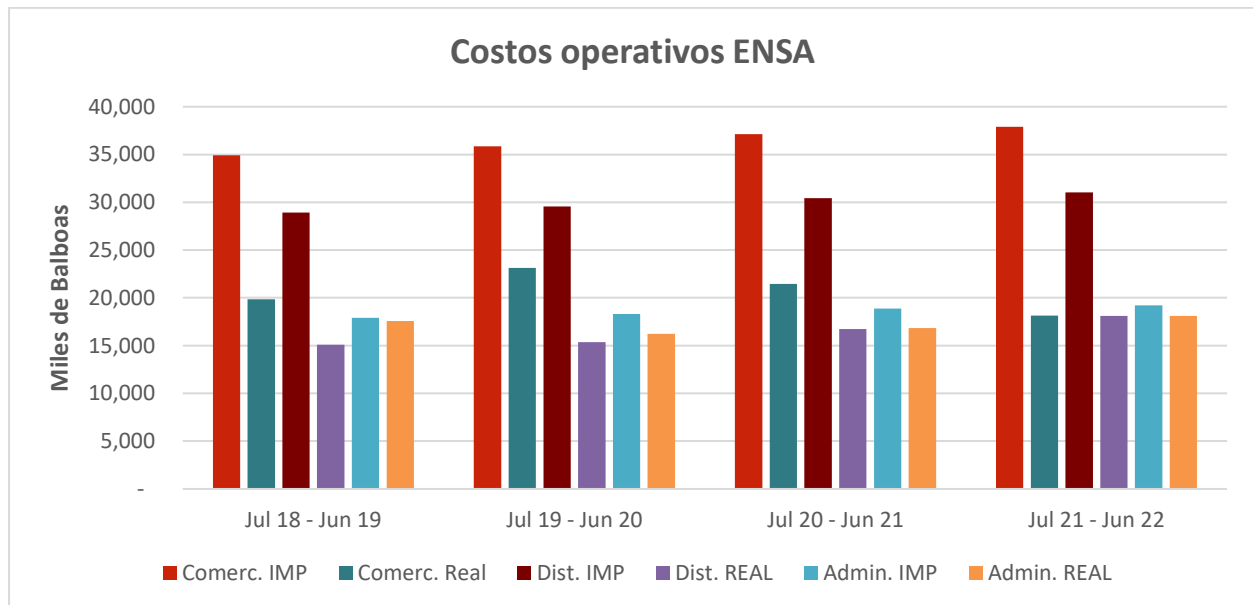
| | |
|---|---------------------|
| Costos Reconocidos pero no ejecutados en Balboas del IMP 2022 - 2026 | -177,690,591 |
|---|---------------------|

Fuente: Elaboración Propia

ENSA

La siguiente gráfica muestra la evolución de los costos operativos de ENSA desglosada por actividad.

GRÁFICO 2 COMPARACIÓN DE COSTOS OPERATIVOS REALES VS RECONOCIDOS ENSA



Fuente: Elaboración Propia con base en la información contabilidad regulatoria de las empresas distribuidoras.

Como se puede observar en el gráfico los costos reales se encuentran significativamente por debajo de los costos reconocidos en el IMP. A continuación, se presentan los costos no ejecutados expresados en términos del período base del IMP 2022 – 2026.

TABLA 13 COSTOS RECONOCIDOS NO EJECUTADOS ENSA

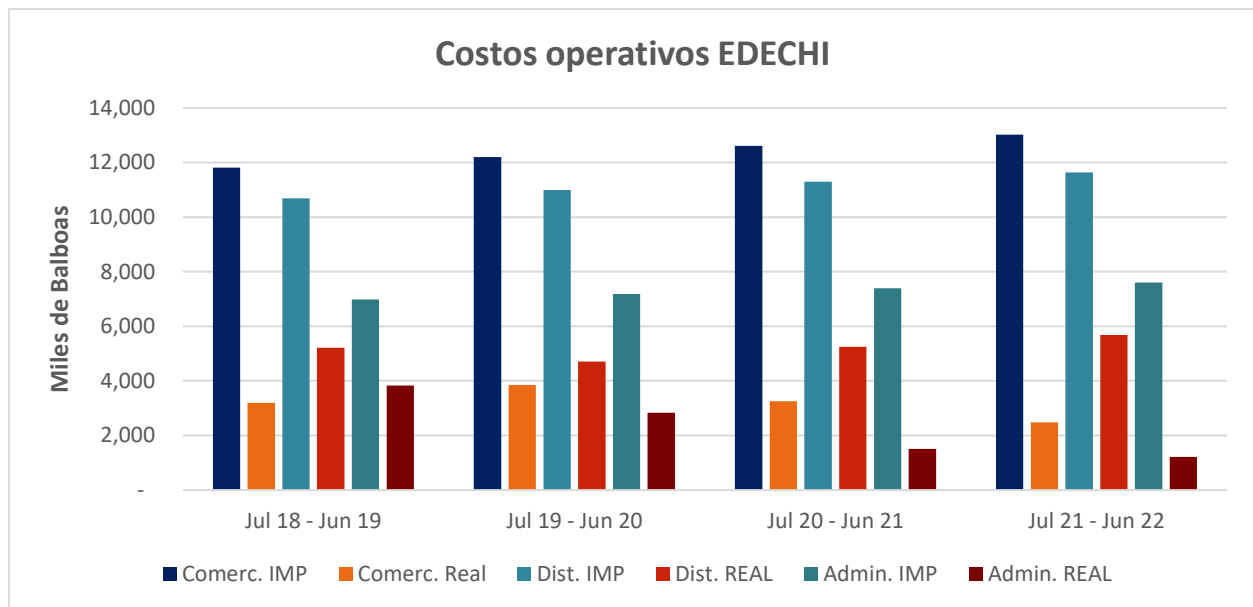
| Diferencia Costos reales - reconocidos a precios IMP actual | Jul 18 - Jun 19 | Jul 19 - Jun 20 | Jul 20 - Jun 21 | Jul 21 - Jun 22 |
|---|---------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| OM | -17,808,895 | -16,775,572 | -14,917,387 | -12,926,609 |
| COM | -19,301,719 | -14,988,604 | -17,023,770 | -19,761,666 |
| ADM | -394,674 | -2,438,290 | -2,231,352 | -1,085,781 |
| TOTAL | -37,505,288 | -34,202,466 | -34,172,508 | -33,774,056 |
| Costos Reconocidos pero no ejecutados | -139,654,318 | | | |

Fuente: Elaboración Propia

EDECHI

En la siguiente figura se muestra la evolución de los costos operativos de EDECHI desglosada por actividad.

GRÁFICO 3 COMPARACIÓN DE COSTOS OPERATIVOS REALES VS RECONOCIDOS EDECHI



Fuente: Elaboración propia con base en información contabilidad regulatoria de las empresas distribuidoras.

Como se puede observar en el gráfico los costos reales se encuentran significativamente por debajo de los costos reconocidos en el IMP. A continuación, se presentan los costos no ejecutados expresados en términos del período base del IMP 2022 – 2026.

TABLA 14 COSTOS RECONOCIDOS NO EJECUTADOS EDECHI

| Diferencia Costos reales - reconocidos a precios IMP actual | Jul 18 - Jun 19 | Jul 19 - Jun 20 | Jul 20 - Jun 21 | Jul 21 - Jun 22 |
|--|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| OM | -7,075,438 | -7,450,230 | -6,594,465 | -5,955,106 |
| COM | -11,109,028 | -9,892,932 | -10,173,216 | -10,539,197 |
| ADM | -4,069,527 | -5,161,779 | -6,398,165 | -6,388,207 |
| TOTAL | -22,253,992 | -22,504,940 | -23,165,846 | -22,882,510 |
| Costos Reconocidos pero no ejecutados | | | | -90,807,289 |

Fuente: Elaboración Propia

CONCLUSIÓN

Como se ha podido determinar, las tres empresas han gastado cifras considerablemente inferiores a las que recibieron por la aplicación de las tarifas aprobadas, aspecto que, si bien pueden representar eficiencias generadas por las empresas, también pueden representar ahorros que afecten los niveles de pérdidas y calidad, por lo que se debe prestar especial énfasis en estas variables ya que las empresas reciben recursos para alcanzar los niveles reconocidos en lo que refiere a estas variables. De cualquier manera, el ahorro en la ejecución de costos ha permitido a las empresas lograr un balance económico financiero muy favorable, incluso a pesar de las condiciones adversas que se tuvieron que atravesar en este período, tales como la pandemia del COVID.

CAPÍTULO IV PROYECCIÓN DE DEMANDA

El Ingreso Máximo Permitido (IMP) de las empresas distribuidoras de energía eléctrica correspondiente al periodo tarifario Julio 2022 a Junio 2018, requiere proyectar el comportamiento de la demanda de energía, los clientes y la demanda máxima de potencia.

Los valores considerados en el presente cálculo se basaron en las siguientes consideraciones:

- i. Se consideraron las proyecciones de ventas facturadas de energía eléctrica provistas por las empresas distribuidoras para el período 2022-2026. La consistencia de las mismas fue evaluada mediante la realización de proyecciones efectuadas a partir de modelos econométricos desarrollados para este fin, los cuales se presentan en el Anexo II Modelos de Proyección de la Demanda.
- ii. Se consideraron las proyecciones de cantidad de clientes de energía eléctrica provistas por las empresas distribuidoras para el período 2022-2026. La consistencia de las mismas fue evaluada mediante la realización de proyecciones efectuadas a partir de modelos econométricos desarrollados para este fin, los cuales se presentan en el Anexo II Modelos de Proyección de la Demanda. Se utilizaron los resultados de los modelos econométricos en la determinación del IMP.
- iii. La energía inyectada a la red de las empresas distribuidoras fue estimada a partir las proyecciones de ventas facturadas informadas en el punto i, las pérdidas reconocidas obtenidas a partir de los resultados de la aplicación de la ecuación de eficiencia y las pérdidas adicionales reconocidas para las zonas rojas.
- iv. La demanda máxima a nivel de distribución fue obtenida a partir de la energía inyectada estimada de acuerdo con lo explicado en el punto iii., y el factor de carga anual informado

en el “Plan Indicativo de Demandas 2022 - 2042”, elaboradas por la Dirección del Centro Nacional de Despacho¹.

En los capítulos correspondientes al cálculo del IMP de cada empresa distribuidora se presentan los resultados obtenidos, así como consideraciones específicas realizadas para cada empresa.

Asimismo, en el Anexo II Modelos de Proyección de la Demanda se presenta la metodología utilizada para analizar la consistencia de las proyecciones de ventas facturadas de energía eléctrica y de cantidad de clientes presentadas por las empresas distribuidoras.

PARTE III CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO

En esta Parte se presentan los resultados obtenidos en la determinación del IMP de las empresas de distribución, considerando para ello la información, los criterios y la metodología indicados en la Parte II de este documento.

Los resultados se presentan de forma separada para cada empresa distribuidora, indicando para el período Julio 2022 a Junio 2026:

- Las proyecciones de las variables de mercado representativas de cada empresa (energía vendida, energía inyectada, cantidad de clientes y demanda máxima);
- La proyección de los precios monómicos de energía que se utilizan para valorar pérdidas dentro en el IMP;
- El cálculo de la depreciación,
- La base de capital inicial y proyectada, incluyendo las inversiones eficientes, y las adicionales no incluidas en las ecuaciones de eficiencia;
- El descuento por actividades nos reguladas;
- Las pérdidas reconocidas;
- Los costos eficientes de explotación;
- El descuento por inversiones reconocidas en el IMP del período Julio 2018 a Junio 2022 pero no ejecutadas por las empresas; y
- Finalmente, los resultados del IMP promedio para el período Julio 2022 a Junio 2026.

CAPÍTULO I INGRESO MÁXIMO PERMITIDO DE EDEMET

I.1. INFORMACIÓN DE BASE DE EDEMET

En este punto se desarrolla todo lo relativo a la obtención de la información de base necesaria para calcular el Ingreso Máximo Permitido (IMP) de EDEMET. Básicamente se trata de los valores de demanda máxima, energía, clientes, pérdidas, base de capital inicial, bruta y neta, en distribución, comercialización y alumbrado público y las proyecciones de inversión durante el periodo. También las estimaciones del costo monómico de la energía. A continuación, se desarrollan los puntos mencionados:

¹ http://www.cnd.com.pa/informes.php?tipo_informe=12&cat=1

I.1.1. PROYECCIÓN DE DEMANDA, ENERGÍA Y CANTIDAD DE CLIENTES

Para el cálculo del IMP de EDEMET se consideraron las proyecciones de ventas facturadas de energía eléctrica resultantes del modelo econométrico para el período 2022-2026, así como las proyecciones de número de clientes.

La energía inyectada a la red se estimó considerando las pérdidas eficientes proyectadas presentadas en la Tabla 36 Pérdidas eficientes - EDEMET.

Sobre la base de los resultados de energía inyectada a la red y de los factores de carga del Plan Indicativo de Demandas 2022 - 2042, que se muestran en el Anexo II Modelos de Proyección de la Demanda, se estimó la demanda máxima.

Finalmente, a efectos de considerar la información para los años tarifarios del IMP (de Julio a Junio del año siguiente), se promediaron los resultados obtenidos de acuerdo al año calendario. Este criterio parece adecuado toda vez que no se observa estacionalidad en el consumo de electricidad.

En las tablas siguientes se presenta la información de mercado considerada en el cálculo del IMP de EDEMET:

TABLA 15 ENERGÍA FACTURADA - EDEMET

| Años | Energía Facturada sin AP [MWh] | Energía facturada AP [MWh] | Energía facturada Total [MWh] |
|----------------------------|--------------------------------|----------------------------|-------------------------------|
| Jul 2021 – Jun 2022 | 4,069,037 | 121,833 | 4,190,870 |
| Jul 2022 – Jun 2023 | 4,214,724 | 126,195 | 4,340,918 |
| Jul 2023 – Jun 2024 | 4,365,626 | 130,713 | 4,496,339 |
| Jul 2024 – Jun 2025 | 4,521,932 | 135,393 | 4,657,325 |
| Jul 2025 – Jun 2026 | 4,683,833 | 140,241 | 4,824,074 |

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 16 NÚMERO DE CLIENTES - EDEMET

| Años | Usuarios |
|----------------------------|----------------|
| Jul 2021 – Jun 2022 | 586,414 |
| Jul 2022 – Jun 2023 | 604,532 |
| Jul 2023 – Jun 2024 | 625,655 |
| Jul 2024 – Jun 2025 | 644,740 |
| Jul 2025 – Jun 2026 | 662,848 |

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 17 ENERGÍA INYECTADA - EDEMET

| Años | Energía Inyectada Total [MWh] |
|---------------------|-------------------------------|
| Jul 2021 – Jun 2022 | 4,606,975 |
| Jul 2022 – Jun 2023 | 4,771,895 |
| Jul 2023 – Jun 2024 | 4,942,720 |
| Jul 2024 – Jun 2025 | 5,119,660 |
| Jul 2025 – Jun 2026 | 5,302,933 |

Fuente: Elaboración Propia

Nota: la energía inyectada considerada se refiere a los valores eficientes, es decir, considera las pérdidas eficientes.

TABLA 18 DEMANDA MÁXIMA - EDEMET

| AÑOS | Demanda Máxima [MW] |
|---------------------|---------------------|
| Jul 2021 – Jun 2022 | 850 |
| Jul 2022 – Jun 2023 | 882 |
| Jul 2023 – Jun 2024 | 919 |
| Jul 2024 – Jun 2025 | 959 |
| Jul 2025 – Jun 2026 | 1,001 |

Fuente: Elaboración Propia

Nota: la demanda máxima considerada se refiere a los valores eficientes y considera los Factores de Carga del Plan Indicativo de Demandas 2022 - 2042, elaborado por la Dirección del Centro Nacional de Despacho.

I.1.2. PROYECCIÓN LONGITUD DE LÍNEAS

La proyección de la longitud de líneas aéreas y subterráneas corresponde a la información presentada por EDEMET. La información se presenta a continuación:

TABLA 19 PROYECCIÓN LONGITUD DE LÍNEAS EDEMET

| km de Red | Jul 22/Jun 23 | Jul 23/Jun 24 | Jul 24/Jun 25 | Jul 25/Jun 26 |
|--------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Aérea | 19,939 | 20,602 | 21,279 | 21,937 |
| Subterránea | 2,139 | 2,210 | 2,282 | 2,353 |
| Total | 22,078 | 22,812 | 23,561 | 24,290 |

Fuente: Elaboración Propia

I.1.3. PROYECCIÓN DE PRECIOS MONÓMICOS DE ENERGÍA Y COSTOS DE ABASTECIMIENTO

En función de las últimas licitaciones y valores disponibles de los contratos de la empresa, se han calculado los precios monómicos de generación y transporte previstos para los semestres del periodo tarifario, el cual se utiliza para valorizar las pérdidas.

El precio monómico de compra de energía utilizado para valorizar las pérdidas corresponde la proyección de los costos de compra de generación realizada por la ASEP para el periodo tarifario, resultando:

TABLA 20 PRECIOS MONÓMICOS DE GENERACIÓN JULIO 2022 A JUNIO 2026 - EDEMET

| Concepto | | 2022 | 2023 | | 2024 | | 2025 | | 2026 |
|---|-----------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | | 2 do Semestre | 1 er Semestre | 2 do Semestre | 1 er Semestre | 2 do Semestre | 1 er Semestre | 2 do Semestre | 1 er Semestre |
| Demanda Máxima EDEMET | MW | 793.45 | 814.50 | 795.93 | 807.78 | 799.03 | 820.07 | 797.43 | 854.48 |
| Energía Prevista EDEMET | MWh | 2,162,621.06 | 2,172,496.49 | 2,193,862.97 | 2,255,973.64 | 2,202,243.26 | 2,288,697.88 | 2,233,704.14 | 2,321,395.58 |
| PRECIOS PROMEDIOS | | | | | | | | | |
| Potencia Contratada | MW | 835.67 | 819.68 | 859.57 | 822.52 | 856.84 | 894.70 | 896.72 | 877.65 |
| Costo Total Potencia Contratos | miles B/. | 93,729.10 | 101,986.33 | 115,141.88 | 113,851.32 | 121,309.84 | 125,736.72 | 126,068.73 | 125,766.24 |
| Precio Promedio Potencia | B./kW-mes | 18.69 | 20.59 | 22.33 | 23.08 | 23.58 | 23.42 | 23.43 | 23.88 |
| Energía Contratada | MWh | 2,063,547.79 | 1,959,329.11 | 2,206,450.08 | 2,293,101.20 | 2,465,074.09 | 2,821,950.67 | 2,769,916.58 | 2,748,013.24 |
| Costo Total Energía Contratos | miles B/. | 155,849 | 128,779 | 140,359 | 144,203 | 170,189 | 203,102 | 202,418 | 202,081 |
| Precio Promedio Energía | B./MWh | 75.52 | 65.73 | 63.61 | 62.89 | 69.04 | 71.97 | 73.08 | 73.54 |
| MERCADO OCASIONAL | | | | | | | | | |
| Costo Marginal Proyectado | B./MWh | 70.00 | 100.00 | 70.00 | 70.00 | 70.00 | 70.00 | 70.00 | 70.00 |
| Costo Mercado Ocasional | miles B/. | 6,935 | 21497.72 | -669.44 | -2351.21 | -18,239 | -37,328 | -37,535 | -29,863 |
| Energía en el Mercado Ocasional | MWh | 99,073 | 214,977 | -9,563 | -33,589 | -260,554 | -533,253 | -536,212 | -426,618 |
| Porcentaje sin Contratar | % | 5% | 10% | 0% | -1% | -12% | -23% | -24% | -18% |
| RESERVA | | | | | | | | | |
| Costo de Reserva | miles B/. | 193 | 1,952 | 0 | 904 | 646 | 0 | 0 | 373 |
| Potencia en Reserva | MW | 3.60 | 36.31 | 0.00 | 16.82 | 12.03 | 0.00 | 0.00 | 6.94 |
| Porcentaje sin Contratar | % | 0% | 4% | 0% | 2% | 2% | 0% | 0% | 1% |
| Costo Total compras | miles B/. | 256,707 | 254,215 | 254,831 | 256,607 | 273,906 | 291,511 | 290,952 | 298,357 |
| Monómico Compras | B./MWh | 118.70 | 116.92 | 116.00 | 113.57 | 124.25 | 127.37 | 130.26 | 128.52 |
| SERVICIOS AUXILIARES E IMPREVISTOS | | | | | | | | | |
| Costo Servicios Auxiliares e Imprevistos | miles B/. | 8,414 | 9,072 | 8,436 | 8,479 | 8,442 | 8,502 | 8,464 | 8,525 |
| AUTOABASTECIMIENTO | | | | | | | | | |
| Costo de Autoabastecimiento | miles B/. | 345 | 381 | 417 | 453 | 489 | 525 | 561 | 597 |
| Mónomico Total Generación | B./MWh | 122.75 | 121.37 | 120.19 | 117.71 | 128.43 | 131.31 | 134.30 | 132.45 |
| Monómico de Transmisión | | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | |
|------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Costo Transmisión | miles B/. | 23,742 | 23,742 | 22,837 | 22,837 | 22,364 | 22,364 | 22,364 | 22,364 |
| Costo de Pérdidas de Transmisión | | 8,456 | 5,167 | 6,972 | 5,134 | 7,596 | 5,961 | 8,155 | 6,177 |
| Energía Total Prevista | MWh | 2,162,621 | 2,172,496 | 2,193,863 | 2,255,974 | 2,202,243 | 2,288,698 | 2,233,704 | 2,321,396 |
| Monómico de Transmisión | | 10.98 | 10.93 | 10.41 | 10.12 | 10.16 | 9.77 | 10.01 | 9.63 |
| Monómico de Pérdida de Transmisión | | 3.91 | 2.38 | 3.18 | 2.28 | 3.45 | 2.60 | 3.65 | 2.66 |
| Monómico Total (G + T + PT) | B./MWh | 137.64 | 134.67 | 133.78 | 130.10 | 142.04 | 143.69 | 147.96 | 144.75 |

Fuente: ASEP.

A partir de la información presentada se han calculado los precios promedio ponderado que se muestran a continuación:

TABLA 21 EDEMET - PRECIO MONÓMICO PROMEDIO PONDERADO B./MWh

| Precio Monómico | Jul 2022- Jun 2023 | Jul 2023- Jun 2024 | Jul 2024- Jun 2025 | Jul 2025- Jun 2026 |
|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Promedio Ponderado | 136.15 | 131.92 | 142.88 | 146.32 |

Fuente: Elaboración Propia

1.1.4. CÁLCULO DE LA DEPRECIACIÓN

El cálculo de la depreciación se ha realizado de acuerdo con lo establecido en el RDC, considerando que existen dos tipos de activos que se deben considerar:

1. Los que resultan de inversiones efectivamente realizadas que fueron incorporadas hasta el período base.
2. Las inversiones que se incorporan ex ante y que corresponden al período tarifario para el que se realiza el estudio tarifario, que fueron determinadas a través de las ecuaciones de eficiencia y otras inversiones.

Respecto a las primeras, el cálculo de la depreciación se realizó para cada año del período para el que se realiza el estudio tarifario; utilizando el detalle de las cuentas definido en el SRUC con sus correspondientes vidas útiles que son consideradas para la determinación de la Base de Capital. Esta forma de cálculo es consistente con la determinación de la Base de Capital Neta y por lo tanto determina un costo de depreciación consistente con la evolución de los activos y el retorno que se reconoce a estas inversiones. Las depreciaciones determinadas se muestran en la siguiente tabla:

TABLA 22 DEPRECIACIONES DE INVERSIONES EFECTIVAMENTE REALIZADAS – EDEMET [BALBOAS]

| Base de Capital | Jul 2021 - Jun 2022 | Jul 2021 - Jun 2023 | Jul 2021 - Jun 2024 | Jul 2021 - Jun 2025 | Jul 2021 - Jun 2026 |
|---------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Depreciación D | 32,565,986 | 31,600,727 | 29,049,274 | 28,398,783 | 27,435,944 |
| Depreciación AP | 1,846,648 | 1,846,648 | 1,846,648 | 1,811,440 | 1,755,170 |
| Depreciación C | 3,300,648 | 3,207,336 | 2,949,597 | 2,822,302 | 2,606,352 |
| Total Depreciación | 37,713,281 | 36,654,711 | 33,845,518 | 33,032,526 | 31,797,466 |

Fuente: Elaboración Propia

Las inversiones proyectadas que se consideran para el período tarifario para el cual se realiza el estudio tarifario no son inversiones reales y por lo tanto corresponden a estimaciones. De manera

consistente, la depreciación también es una estimación, por lo que, para su cálculo se ha utilizado la relación entre la depreciación anual de estos activos dividida entre el valor total de la base de capital descontados los activos totalmente depreciados, cálculo que se realizó por actividad (Distribución, comercialización y alumbrado público, cada una de estas actividades incluye un prorrateo de Propiedades y Planta).

Finalmente, es importante mencionar que no se han aplicado límites a las tasas de depreciación calculadas. A continuación, se presenta el cálculo de la tasa de depreciación aplicada:

TABLA 23 TASA DE DEPRECIACIÓN DE LAS INVERSIONES ESTIMADAS – EDEMET [BALBOAS]

| Base de Capital | Jul 2021 - Jun 2022 |
|-----------------------------|----------------------|
| BCD | 1,149,370,615 |
| BCAP | 47,831,344 |
| BCC | 98,923,597 |
| Total BC | 1,296,125,556 |
| BCDtd | 331,269,545 |
| BCAPtd | 7,205,099 |
| BCCtd | 33,956,432 |
| Total BCtd | 372,431,076 |
| Depreciación D | 32,565,986 |
| Depreciación AP | 1,846,648 |
| Depreciación C | 3,300,648 |
| Total Depreciación | 37,713,281 |
| % Depreciación s/BC D | 3.98% |
| % Depreciación s/BC AP | 4.55% |
| % Depreciación s/BC C | 5.08% |
| % Total Depreciación | 4.08% |

Fuente: Elaboración Propia

I.2. BASE DE CAPITAL

En este apartado se presentan los resultados del cálculo de la base de capital inicial y la base de capital proyectada para el período Julio-2022 a Junio-2026.

La documentación aportada por la empresa es la siguiente:

- Las inversiones realizadas en los años 2018, 2019, 2020 (CM-817-21 del 8 de noviembre de 2021), 2021(CM-454-22 del 29 de junio de 2022) y el primer semestre de 2022 (mediante correo electrónico del 19 de agosto de 2022) se han obtenido de los formularios BS-01 y BS-02, las planillas CC-01, los archivos Excel EDEMET Proyectos con cuentas y las bases de datos de Access de Elementos de cada uno de los años mencionados.
- Las inversiones proyectadas para el próximo periodo fueron presentadas por EDEMET en sus notas CM-236-2022 de 13 de abril de 2022 y CM-793-22 del 27 de septiembre de 2022, las cuales fueron analizadas por la ASEP para determinar las inversiones a incorporar en el IMP.

I.2.1. VALORES DE PARTIDA

Como datos de partida se adopta la base de capital aprobada por la ASEP hasta diciembre del año 2017 mediante Resolución AN No. 13004-Elec del 12 de diciembre de 2018.

Dado que el primer semestre del año 2018 fue estimado en la revisión anterior a los efectos del análisis de eficiencia se analiza el año 2018 completo en la presente revisión tarifaria.

Las planillas para el cálculo de la base de capital, planillas denominadas “AA-01-aaaa” toman como valor de partida la base de capital al 31/12/2001 a fin de computar correctamente la depreciación y los retiros en la determinación de la base de capital neta. Las adiciones y retiros hasta el 31/12/2017 se toman con la eficiencia determinada en el estudio tarifario correspondiente, a fin de que la base de partida sea la misma de la Resolución AN No. 13004-Elec.

Los valores de partida del año 2017 se muestran en la siguiente tabla:

TABLA 24 BASE DE CAPITAL INICIAL A DICIEMBRE 2017 – EDEMET

| EDEMET 2017 | BCBruto | BCNeta |
|-------------------------|------------------------|------------------------|
| Propiedades y planta | B/. 92,635,741 | B/. 27,392,659 |
| Sistema de distribución | B/. 748,486,143 | B/. 399,429,876 |
| Alumbrado Público | B/. 39,028,305 | B/. 24,200,317 |
| Comercialización | B/. 66,639,176 | B/. 27,368,113 |
| Total | B/. 946,789,365 | B/. 478,390,966 |

Fuente: Elaboración Propia

I.2.2. CRITERIOS PARA EL ANÁLISIS DE LAS INVERSIONES 2018-2022

A los valores de activos netos y brutos correspondientes al año 2017 se le adicionan las inversiones y los retiros producidos en el periodo comprendido entre enero 2018 y Junio de 2022. Los datos correspondientes a los años 2018 a primer semestre de 2022 son analizados a partir de la aplicación de los criterios generales definidos en ese apartado, es importante mencionar en el caso de EDEMET lo siguiente:

- 1) Factor de Inversión, se han depurado los conceptos que no cumplen con los criterios definidos en el Anexo III Criterios de Eficiencia Considerados para la Determinación de la Base de Capital.
- 2) Factor de eficiencia precio: No aplica por que los procesos fueron realizados por procesos de libre concurrencia.
- 3) Factor de asimetría: Se utiliza un coeficiente vinculado al concepto de diferencias de conocimiento de la información por parte del Regulador y de la empresa Distribuidora (denominado coeficiente de asimetría). Este coeficiente de asimetría tiene un valor de 0.9, que se justifica por las inconsistencias identificadas, que se mencionan a continuación:
 - a. Si bien los formularios CC-01 igualan con las incorporaciones de Activo reportadas en los Balances de Información Regulatoria, la evolución de las cuentas reflejada en los formularios BS-01 no es consistente. Los saldos iniciales más las incorporaciones menos los retiros y +/- transferencias y ajustes muestran diferencias. Incluso en algunos casos reflejan un saldo final igual al saldo inicial cuando existen inversiones reportadas tanto en esos formularios como en los formularios CC-01. Aspecto que de hecho muestra un serio problema de asimetrías de información.

- b. Existen valores de transferencias y ajustes muy significativos (en el caso de EDEMET superior a los 50 millones de Balboas en el año 2021), que no muestran razonabilidad.
- c. Existen diferencias importantes entre los importes reportados como ATR en los formularios CC-01 y los Balances presentados dentro de la información regulatoria. Los formularios CC-01 no incluyen las transferencias del Estado. En este caso, se ha considerado la información proveniente de los formularios BS-01.
- d. Adicionalmente, los procesos de libre concurrencia N1 están enfocados fundamentalmente en Mantenimiento, pero, incluyen el concepto Ejecución de Obras de Nuevos Suministros y Mejoras MT y BT que es un concepto muy general que podría englobar trabajos de inversión. Sin embargo, el concepto no está totalmente claro.

En el Anexo VI Ejemplos de Inconsistencia de la Información se presentan algunos ejemplos de lo mencionado.

Vale la pena mencionar que EDEMET no ha presentado la información anual completa de los años 2018, 2019 y 2022, de acuerdo con lo establecido en el SRUC, falta la información georreferenciada.

Los factores de eficiencia resultantes para cada rubro de inversión y en cada año se presentan en el siguiente punto.

I.2.3. BASE DE CAPITAL A JUNIO DE 2022

La base de capital a junio de 2022 fue determinada a partir de los valores de partida, la aplicación de los criterios de eficiencia indicados en el punto anterior a los años 2018, 2019, 2020, 2021 y primer semestre de 2022.

En la siguiente tabla se presentan los valores así determinados:

TABLA 25 BASE DE CAPITAL 2018 – JUN-2022 - EDEMET

| EDEMET 2018 | Eficiencia | BCBruto | BCNeta |
|-------------------------|-------------------|--------------------------|------------------------|
| Propiedades y planta | 0.90 | B/. 97,080,915 | B/. 27,890,342 |
| Sistema de distribución | 0.89 | B/. 796,573,282 | B/. 433,631,474 |
| Alumbrado Público | 0.90 | B/. 41,367,314 | B/. 25,851,156 |
| Comercialización | 0.90 | B/. 71,964,683 | B/. 30,991,552 |
| Total | | B/. 1,006,986,195 | B/. 518,364,524 |
| EDEMET 2019 | Eficiencia | BCBruto | BCNeta |
| Propiedades y planta | 0.90 | B/. 107,052,297 | B/. 33,263,655 |
| Sistema de distribución | 0.88 | B/. 883,090,483 | B/. 500,582,337 |
| Alumbrado Público | 0.90 | B/. 43,037,441 | B/. 25,968,454 |
| Comercialización | 0.90 | B/. 77,361,802 | B/. 34,452,028 |
| Total | | B/. 1,110,542,023 | B/. 594,266,474 |
| EDEMET 2020 | Eficiencia | BCBruto | BCNeta |
| Propiedades y planta | 0.90 | B/. 110,834,307 | B/. 31,758,266 |
| Sistema de distribución | 0.88 | B/. 939,973,251 | B/. 536,292,930 |
| Alumbrado Público | 0.90 | B/. 45,340,791 | B/. 26,820,196 |
| Comercialización | 0.90 | B/. 82,872,829 | B/. 37,776,961 |
| Total | | B/. 1,179,021,177 | B/. 632,648,353 |

| EDEMET 2021 | | Eficiencia | BCBruto | BCNeta |
|-------------------------|--|------------|--------------------------|------------------------|
| Propiedades y planta | | 0.90 | B/. 113,916,042 | B/. 28,610,887 |
| Sistema de distribución | | 0.88 | B/. 1,002,535,848 | B/. 575,469,829 |
| Alumbrado Público | | 0.90 | B/. 46,816,704 | B/. 26,385,534 |
| Comercialización | | 0.90 | B/. 87,645,428 | B/. 40,112,544 |
| Total | | | B/. 1,250,914,022 | B/. 670,578,794 |
| EDEMET 2022 1er Sem | | Eficiencia | BCBruto | BCNeta |
| Propiedades y planta | | 0.90 | B/. 115,676,095 | B/. 27,259,011 |
| Sistema de distribución | | 0.90 | B/. 1,042,861,506 | B/. 602,867,285 |
| Alumbrado Público | | 0.90 | B/. 47,831,344 | B/. 26,499,910 |
| Comercialización | | 0.90 | B/. 89,756,611 | B/. 40,893,282 |
| Total | | | B/. 1,296,125,556 | B/. 697,519,488 |

Fuente: Elaboración Propia

I.2.4. INVERSIONES EFICIENTES EN DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN 2022-2026

- **Inversiones eficientes determinadas a partir de las ecuaciones de eficiencia**

Mediante la aplicación de las ecuaciones de eficiencia incluidas en la Parte I, Capítulo I, utilizando los datos de demanda máxima, longitud de red y clientes de las Tabla 18 Demanda Máxima - EDEMET y Tabla 19 Proyección Longitud de líneas EDEMET para los activos de distribución y número de clientes Tabla 16 Número de clientes- EDEMET los activos de comercialización y una vez realizado el ajuste de adaptación de los costos de EE.UU. a Panamá comentado en Capítulo I, Parte I se obtuvieron los siguientes activos eficientes de distribución y comercialización expresados a junio de 2022.

TABLA 26 ACTIVOS EFICIENTES - EDEMET [BALBOAS]

| Activo | Jul 21/Jun 22 | Jul 22/Jun 23 | Jul 23/Jun 24 | Jul 24/Jun 25 | Jul 25/Jun 26 |
|------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| AD | 1,380,233,307 | 1,422,533,422 | 1,472,029,989 | 1,518,094,528 | 1,562,428,925 |
| AC | 105,675,711 | 108,729,551 | 112,282,381 | 115,485,835 | 118,519,768 |
| Activos Totales | 1,485,909,018 | 1,531,262,973 | 1,584,312,370 | 1,633,580,363 | 1,680,948,693 |

Fuente: Elaboración Propia

Luego, a partir de estimar las diferencias entre un año y el inmediatamente anterior, surgen las inversiones eficientes en distribución (ID) y comercialización (IC), las cuales se muestran en la siguiente tabla:

TABLA 27 INVERSIONES EFICIENTES - EDEMET [BALBOAS]

| Inversiones | Jul 22/Jun 23 | Jul 23/Jun 24 | Jul 24/Jun 25 | Jul 25/Jun 26 |
|----------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| ID | 42,300,115 | 49,496,567 | 46,064,539 | 44,334,397 |
| IC | 3,053,840 | 3,552,830 | 3,203,454 | 3,033,932 |
| Inversiones Totales | 45,353,955 | 53,049,397 | 49,267,993 | 47,368,329 |

Fuente: Elaboración Propia

- **Inversiones eficientes no contempladas en las ecuaciones de eficiencia**

Los datos de las empresas comparadoras y en consecuencia las ecuaciones de eficiencia no consideran las inversiones en subestaciones en alta tensión, alumbrado público, soterramiento, electrificación rural y otras, por lo que éstas se agregan a partir de lo previsto en los planes de expansión de la propia empresa con un análisis de razonabilidad. También se han revisado las fechas de entrada de los proyectos propuestos por las empresas.

En la siguiente tabla se presentan los valores resultantes que son incorporados como inversiones de alta tensión:

TABLA 28 INVERSIONES ADICIONALES EN AT - EDEMET [MILES DE BALBOAS]

| Concepto | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 | Total |
|--|-----------------|------------------|------------------|-----------------|--------|
| Nueva Subestación Bella Vista y LATS (230/115/13.8 kV) | 4,600 | 0 | 0 | 0 | 4,600 |
| Arquitectura de red MT de subestación Bella Vista | 3,500 | 1,500 | 0 | 0 | 5,000 |
| LAT Bella Vista – Segunda Línea 115 kV | 0 | 1,300 | 1,300 | 0 | 2,600 |
| Nueva Línea AT Divisa – La Arena en 115kV | 9,163 | 880 | 0 | 0 | 10,043 |
| Conexión al T2 de SE Chorrera | 435 | 0 | 0 | 0 | 435 |
| LAT SE Chorrera - SE El Torno 115 (Segunda Línea) | 0 | 1,650 | 1,650 | 0 | 3,300 |
| Ampliación SE Burunga 230/115/34,5 kV | 2,153 | 8,762 | 7,185 | 0 | 18,101 |
| Arquitectura de Red Subestación El Torno y JDA | 200 | 2,600 | 680 | 100 | 3,580 |
| LAT Burunga - Howard en 115 kV | 250 | 7,716 | 9,524 | 0 | 17,490 |
| Nueva Subestación Howard 115/12 kV | 1,250 | 8,628 | 2,012 | 0 | 11,890 |
| Arquitectura Howard | 0 | 0 | 500 | 500 | 1,000 |
| Nueva Subestación Santiago 2 230/115/34,5 kV. | 1,625 | 16,362 | 6,314 | 0 | 24,301 |
| Arquitectura de red de subestación Santiago 2 | 0 | 2,000 | 4,000 | 0 | 6,000 |
| Nueva SE La Floresta 115/12 KV | 1,600 | 6,000 | 10,400 | 0 | 18,000 |
| Arquitectura de red de la subestación La Floresta | 0 | 1,500 | 1,500 | 0 | 3,000 |
| Ampliación de subestación Pocrí | 1,250 | 3,923 | 1,126 | 0 | 6,299 |
| Nueva LAT Llano Sánchez – Pocrí en 115kV | 0 | 4,806 | 2,239 | 0 | 7,044 |
| Ampliación de SE El Higo (T4) | 1,400 | 2,600 | 600 | 0 | 4,600 |
| Ampliación de SE JDA (Segundo Transformador de Potencia) | 0 | 1,427 | 0 | 0 | 1,427 |
| Nueva SE El Coco 230/ 34.5 kV | 0 | 4,048 | 4,048 | 0 | 8,095 |
| Transformador para la subestación Santiago en 4.16kV | 585 | 0 | 0 | 0 | 585 |
| Transformador para la subestación Ocú | 515 | 0 | 0 | 0 | 515 |
| Transformador para subestación Arraiján | 630 | 0 | 0 | 0 | 630 |

| Concepto | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 | Total |
|---|-----------------|------------------|------------------|-----------------|----------------|
| Nuevos Transformadores Zig-Zag SE El Torno | 410 | 0 | 0 | 0 | 410 |
| Transformador para subestación Farallón | 0 | 1,000 | 0 | 0 | 1,000 |
| Transformador para subestación Pesé | 0 | 500 | 0 | 0 | 500 |
| Transformador para subestación Sabanagrande | 0 | 0 | 0 | 500 | 500 |
| Ampliación de SE Las Tablas | 3,086 | 461 | 0 | 0 | 3,547 |
| TOTAL | 32,652 | 77,663 | 53,077 | 1,100 | 164,492 |

Fuente: Elaboración Propia con base en la propuesta de EDEMET

Adicionalmente, se prevé la incorporación de otras inversiones adicionales que consideran soterramientos, etc. como se muestra en la siguiente tabla:

TABLA 29 INVERSIONES ADICIONALES - EDEMET [MILES DE BALBOAS]

| Concepto | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 | Total |
|---|-----------------|---------------------|---------------------|-----------------|---------------|
| Soterrado Obrarrio/Eléctrico Etapa I y II | 2,000 | 4,000 | 5,500 | 0 | 11,500 |
| Soterrado Santiago/Eléctrico | 845 | 2,402 | 253 | 0 | 3,500 |
| Nueva Línea El Higo - Coronado (34.5 kV) Forrada | 756 | 656 | 0 | 0 | 1,412 |
| Circuito la Arena Pesé | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Plan de Calidad | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Circuito 34-6B La Arenosa | 4,146 | 1,148 | 0 | 0 | 5,294 |
| Circuito 16-16 | 350 | 0 | 0 | 0 | 350 |
| Circuito 16-19 | 350 | 0 | 0 | 0 | 350 |
| Circuito 34-7C Las uvas - El Valle | 1,094 | 1,988 | 1,988 | 0 | 5,070 |
| Circuito 34,5 kV (Respaldo SE Penonomé - SE Antón) | 1,530 | 1,430 | 0 | 0 | 2,960 |
| Circuito 34,5 kV SE Santiago 2 - San Francisco | 1,325 | 2,104 | 0 | 0 | 3,429 |
| Circuito EHI-01B Respaldo Santa Clara- Las Guías de Oriente | 615 | 2,465 | 1,950 | 0 | 5,030 |
| Circuito 34-33B SE Santiago- SE Soná | 1,518 | 2,404 | 2,499 | 3,626 | 10,047 |
| Circuito 34,5 kV (Respaldo Santiago - Montijo) | 0 | 50 | 1,173 | 3,286 | 4,510 |
| TOTAL | 15,628 | 20,648 | 13,364 | 6,912 | 56,552 |

Fuente: Elaboración Propia con base en la propuesta de EDEMET

Adicionalmente, dentro de las inversiones se consideran las inversiones en medición inteligente y electrificación rural. El detalle de las poblaciones incluidas en esta sección se encuentra en el Anexo V Proyectos de Electrificación Rural. Los totales por periodo se indican en la siguiente tabla:

TABLA 30 INVERSIONES ADICIONALES EN MEDICIÓN INTELIGENTE Y ELECTRIFICACIÓN RURAL - EDEMET [MILES DE BALBOAS]

| OTRAS INVERSIONES NO CONTEMPLADAS EN LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA | | | | | |
|---|-------------------------|--------------------------|--------------------------|-------------------------|---------------|
| Concepto | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 | Total |
| Plan de Implantación de Telemedida 28,300 puntos de tele gestión en Panamá y Panamá Oeste | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 5,200 |
| Electrificación Rural | 1,429 | 2,857 | 2,857 | 2,857 | 10,000 |

Fuente: Elaboración Propia

- **Inversiones eficientes en Alumbrado Público**

Para la determinación de $ACTALUM_t$ y $ACTNALUM_t$ se tomó en consideración el valor del activo fijo al término del primer semestre de 2022 y las incorporaciones de activos basados en el plan de inversiones presentado por la distribuidora. El plan de inversiones toma en cuenta el crecimiento vegetativo de luminarias LED a ejecutar, cuyas cifras se observan a continuación:

TABLA 31 INVERSIONES EN ALUMBRADO PÚBLICO

| Concepto | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 | Total |
|--|-------------------------|--------------------------|--------------------------|-------------------------|---------------|
| Crecimiento Vegetativo LED miles de Balboas | 2,117 | 4,234 | 4,234 | 4,234 | 14,820 |
| Cantidad de Luminarias LED | 6,462 | 12,923 | 12,922 | 12,922 | 45,229 |

Fuente: Elaboración Propia

- **Inversiones eficientes Totales**

En resumen, las inversiones eficientes no consideradas dentro de las ecuaciones de eficiencia previstas para el periodo tarifario son las siguientes:

TABLA 32 INVERSIONES NO CONTEMPLADAS EN LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA – EDEMET [MILES DE BALBOAS]

| INVERSIONES NO CONTEMPLADAS EN LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA | | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 | TOTALES |
|--|-----|-------------------------|--------------------------|--------------------------|-------------------------|-------------------|
| Inverisiones adicionales Distribucion | ID | 49,708.97 | 101,168.34 | 69,297.67 | 10,869.54 | 231,044.52 |
| Inverisiones adicionales Comercialización | IC | 1,300.00 | 1,300.00 | 1,300.00 | 1,300.00 | 5,200.00 |
| Inversiones adicionales en alumbrado | IAP | 2,117.14 | 4,234.29 | 4,234.29 | 4,234.29 | 14,820.00 |

Fuente: Elaboración Propia

Con los valores anteriores y las inversiones que resultan de las ecuaciones de eficiencia, resultan las inversiones para el periodo julio 2022 a junio 2026 de distribución, comercialización y alumbrado público:

TABLA 33 INVERSIONES TOTALES –EDEMET [MILES DE BALBOAS]

| INVERSIONES TOTALES | | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 | TOTALES |
|------------------------------|-----|------------------|-------------------|-------------------|------------------|-------------------|
| Distribución | ID | 92,009.09 | 150,664.90 | 115,362.21 | 55,203.94 | 413,240.14 |
| Comercialización | IC | 4,353.84 | 4,852.83 | 4,503.45 | 4,333.93 | 18,044.06 |
| Alumbrado Público | IAP | 2,117.14 | 4,234.29 | 4,234.29 | 4,234.29 | 14,820.00 |
| TOTAL INVERSIONES | | 98,480.07 | 159,752.02 | 124,099.95 | 63,772.16 | 446,104.20 |

Fuente: Elaboración Propia

Los costos de las Inversiones en este IMP podrán variar durante su ejecución, por lo que el costo eficiente a ser incorporado en la Base de Capital del siguiente periodo tarifario será determinado en su momento con la metodología utilizada para determinar el costo eficiente del resto de las inversiones realizadas y en ningún caso se considerarán como precio eficiente los costos estimados en este IMP.

1.2.5. AJUSTE POR ACTIVIDADES NO REGULADAS

El régimen tarifario establece que de existir actividades no reguladas que usufructúan infraestructura dedicada a negocios regulados, las bases de capital calculadas para el sistema de distribución y para el de comercialización, deberán ser ajustadas.

Tal como establece la normativa vigente se determinó el factor de corrección por actividades no reguladas (FCBF), el cual se utiliza para ajustar la base de capital inicial (t-1). La expresión utilizada fue la siguiente:

$$FCBF = \frac{IPT_0}{(IPT_0 + INR_0)}$$

Donde:

IPT_0 corresponde al ingreso percibido por la distribuidora por las actividades de distribución y comercialización en el último período anual auditado.

INR_0 corresponde al ingreso percibido por la distribuidora por las actividades no reguladas en el último período anual auditado.

Para el cálculo de este ajuste, es necesario identificar los ingresos por actividades no reguladas que utilizan infraestructura del sistema de distribución. El uso de la infraestructura se refiere no solo a la estrictamente eléctrica sino a cualquiera integrada en los activos de distribución y comercialización. Así contribuirían a integrar tales ingresos actividades tales como: alquiler de postes, alquiler de transformadores, alquiler o uso por terceros de oficinas, equipos de computación, equipos de comunicaciones, software, etc.

En el caso de EDEMET se utilizó información recibida de la empresa correspondiente a la carta DSAN 1619 del período 2018 a 2021, obteniéndose los siguientes resultados:

TABLA 34 FACTOR DE CORRECCIÓN POR INGRESOS DE ACTIVIDADES NO REGULADAS – EDEMET [BALBOAS]

| Detalle | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | PROMEDIO |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Ingresos no regulados | 721,380 | 760,160 | 913,907 | | 798,482 |
| Ingresos por venta de energía | 700,625,418 | 807,915,560 | 676,415,391 | 698,161,284 | 728,318,790 |
| Compras de energía | - 638,375,299 | - 647,800,982 | - 560,497,951 | - 549,592,346 | - 615,558,077 |
| Ingreso Neto por actividades reguladas | 62,250,119 | 160,114,578 | 115,917,441 | 148,568,938 | 112,760,713 |
| Factor de ajuste | 0.9885 | 0.9953 | 0.9922 | 1.0000 | 0.9930 |

Fuente: Elaboración Propia con base en los Informes Regulatorios de EDEMET

Los ingresos no regulados estimados a partir de información brindada por la empresa es un valor muy bajo en relación con las características de este tipo de actividades. Por otro lado, la situación en este aspecto debería ser similar a la de ENSA, por lo cual se adopta el mismo valor de ENSA para estas actividades, esto es 0.9598, criterio que también fue aplicado en la determinación del IMP para el período 2018 - 2022.

1.2.6. BASE DE CAPITAL PROYECTADA DEL PERÍODO 2022-2026

Con los coeficientes de ajustes indicados en el punto anterior aplicados a los activos brutos y netos para el año inicial correspondiente solo a actividades reguladas surge la tabla siguiente:

TABLA 35 BASE DE CAPITAL JUL-2022 A JUN-2026 – EDEMET [BALBOAS]

| BASE DE CAPITAL | | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 |
|--|-----------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Valor Bruto Base de Capital Distribución | BCD | 1,195,199.26 | 1,345,864.16 | 1,461,226.37 | 1,516,430.31 |
| Valor Bruto Base de Capital Comercialización | BCC | 99,302.80 | 104,155.63 | 108,659.08 | 112,993.01 |
| Valor Bruto Activos Fijos Alumbrado Público | ACTalum | 48,026.68 | 52,260.96 | 56,495.25 | 60,729.53 |
| | | 1,342,528.73 | 1,502,280.75 | 1,626,380.70 | 1,690,152.85 |
| Valor Neto Base Capital Distribución | BCND | 661,723.60 | 776,677.89 | 851,685.14 | 864,102.12 |
| Valor Neto Base Capital Comercialización | BCNC | 41,948.13 | 43,506.89 | 44,605.90 | 45,526.85 |
| Valor Neto Activos Fijos Alumbrado Público | ACTN alum | 25,657.55 | 27,852.72 | 29,890.63 | 31,792.35 |
| | | 729,329.28 | 848,037.51 | 926,181.68 | 941,421.31 |

Fuente: Elaboración Propia

I.3. PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN

Mediante la aplicación de la ecuación incluida en el Capítulo I de la Parte I, a los datos de energía inyectada a la red de EDEMET que se muestran en la Tabla 17, se obtuvieron los porcentajes de pérdidas de energía eficientes respecto a la energía inyectada (PD [%]) de EDEMET.

Adicionalmente, la empresa en su informe de pérdidas ha señalado que su pérdida adicional por zona roja e invasiones es de 3.09%, de acuerdo con lo presentado en el Anexo IV. Esta Autoridad ha determinado reconocer de manera especial para el período tarifario Julio 2022 a Junio 2026, un adicional por pérdidas no gestionables del 45% de las pérdidas no técnicas estimadas para zonas rojas e invadidas.

De esta manera a las pérdidas eficientes determinadas a partir de las ecuaciones de eficiencia se adiciona 1.39% para cada año tarifario. Este porcentaje se traduce en un ingreso adicional que pagarán los clientes y que debe ser usado por la empresa para invertir en programas de reducción de pérdidas.

TABLA 36 PÉRDIDAS EFICIENTES EN DISTRIBUCIÓN - EDEMET

| Pérdidas | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 |
|-----------------------------|--------------|---------------|---------------|--------------|
| Pérdidas | 7.64% | 7.64% | 7.64% | 7.64% |
| Pérdidas NT Z. Rojas | 1.39% | 1.39% | 1.39% | 1.39% |

Fuente: Elaboración Propia

I.4. COSTOS EFICIENTES

COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO Y COMERCIALIZACIÓN

Mediante la aplicación de las ecuaciones de eficiencia incluidas en Parte III, Capítulo I a los datos de clientes totales de la Tabla 16 Número de clientes – EDEMET, demanda máxima que se muestran en la Tabla 18 Demanda Máxima - EDEMET y las longitudes de redes aéreas y subterráneas de la Tabla 19 Proyección Longitud de líneas EDEMET y una vez realizado el ajuste de adaptación de los costos de EE.UU. a Panamá comentado en Parte I, Capítulo I se obtuvieron los siguientes costos eficientes expresados a junio 2022:

TABLA 37 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES - EDEMET [BALBOAS]

| COSTO | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 |
|-----------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| OM | 47,582,397 | 49,098,710 | 50,467,311 | 51,763,136 |
| COM | 44,790,684 | 46,339,056 | 47,737,564 | 49,064,105 |
| ADM | 24,390,765 | 25,111,922 | 25,760,866 | 26,374,023 |
| Costos Totales | 116,763,847 | 120,549,689 | 123,965,740 | 127,201,264 |

Fuente: Elaboración Propia

COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE ALUMBRADO PÚBLICO

El costo reconocido en la revisión anterior por luminaria actualizado (con factor de ajuste tarifario 2018-jun 2021) resulta de 6.91 Balboas/luminaria, el valor contable del costo incurrido promedio del período 2018 a 2021 (ajustado a junio 2022) es de 7.06 Balboas/luminaria. En función de lo anterior se fija un valor de 6.91 Balboas /luminaria.

En las siguientes tablas se presentan los costos de AP para el período tarifario:

TABLA 38 COSTOS DE MANTENIMIENTO POR LUMINARIA - EDEMET

| Detalle | Unid | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | PROM. |
|------------|-------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Costo AP | B/. | 1,213,238 | 1,130,678 | 1,025,723 | 1,508,441 | 1,219,520 |
| Luminarias | Cant. | 162,676 | 170,129 | 177,426 | 180,582 | 172,703 |

| | | | | | |
|------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Costo Mant./lum Cont. | 7.46 | 6.65 | 5.78 | 8.35 | 7.06 |
|------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|

| | |
|-----------------------------|-------------|
| Costo Mant./lum RT-1 | 6.91 |
|-----------------------------|-------------|

| | |
|------------------------|-------------|
| Costo Mant./lum | 6.91 |
|------------------------|-------------|

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 39 COSTOS DE MANTENIMIENTO DE ALUMBRADO PÚBLICO - EDEMET

| Destalle | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 |
|---|-----------------|------------------|------------------|-----------------|
| Cantidad de Luminarias | 184,959 | 194,652 | 207,576 | 220,498 |
| Costos de O&M por Luminaria [Balboas/lum.] | 6.91 | 6.91 | 6.91 | 6.91 |
| Costo de O&M de Alumbrado Público [Miles de Balboas] | 1,277.73 | 1,344.69 | 1,433.97 | 1,523.24 |

Fuente: Elaboración Propia

I.5. DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS

Las inversiones declaradas por la empresa para el periodo julio 2018 a junio 2022 ajustadas preliminarmente con el análisis señalado en la Parte III, Capítulo 1.2 Base de Capital, numeral I.2.2. Criterios para el análisis de las inversiones 2018-2022, han sido comparadas con las aprobadas por la ASEP en el IMP del mismo periodo.

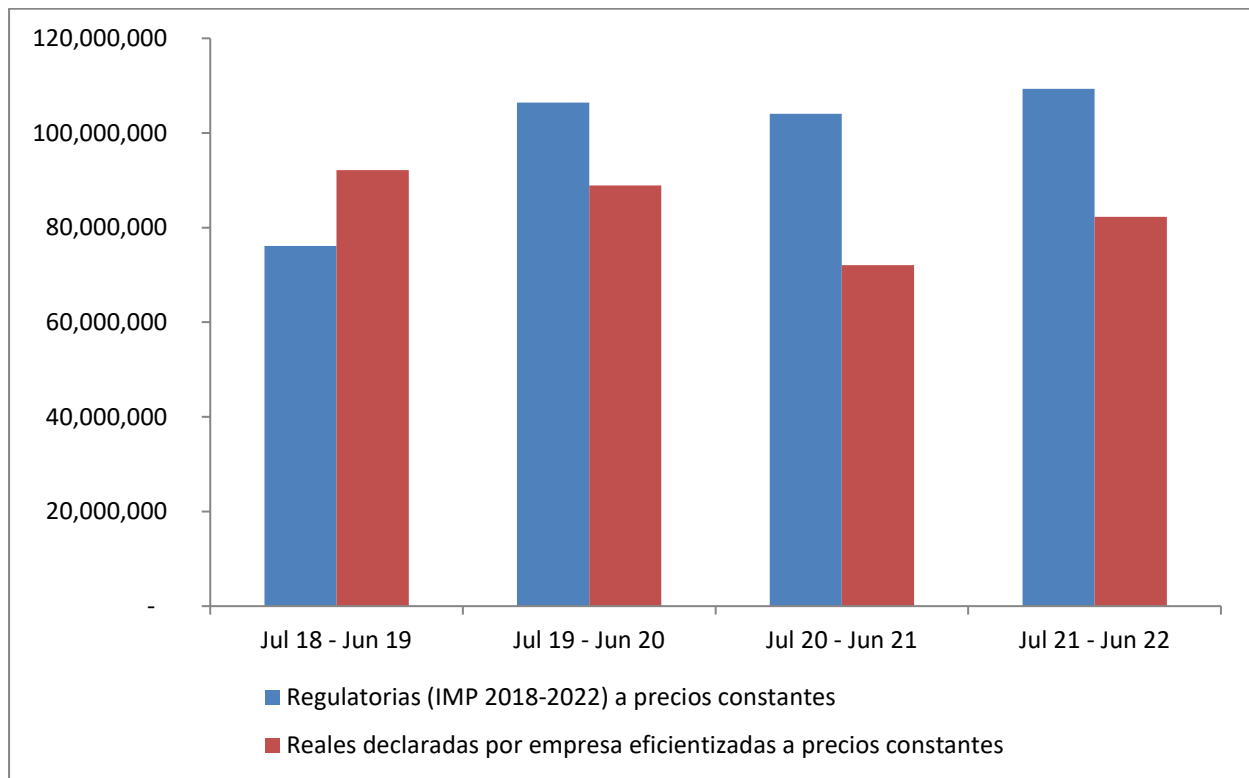
En esta ocasión se han tomado en consideración las inversiones ajustadas, porque no se ha realizado un ajuste por eficiencia, sino más bien por asimetría de información.

Esta Autoridad consideró la información presentada por las distribuidoras para el análisis de las inversiones, y tomó en cuenta aquella información que aporten las empresas distribuidoras, dentro del periodo de consulta pública, que valide las inversiones reportadas a efectos de su consideración en la Base de Capital.

Los valores de las inversiones ejecutadas ajustadas de las empresas para cada año han sido llevadas a precios constantes de Junio 2018, fecha a la que están referenciadas las inversiones reconocidas en el cálculo del IMP del periodo Julio 2018 a Junio 2022. Para esto se utilizó la información correspondiente a los ajustes tarifarios semestrales realizados durante el período tarifario.

En la gráfica siguiente se muestran las diferencias encontradas:

GRÁFICO 4 INVERSIONES RECONOCIDAS VS EJECUTADAS - EDEMET (BALBOAS)



Fuente: EDEMET y modelos IMP 2018 – 2022 (ASEP)

Se observa que, en los tres años finales de los cuatro años del período tarifario, las inversiones ejecutadas han estado por debajo de las inversiones reconocidas en el cálculo del IMP vigente.

El único año en el que las inversiones reales superan las inversiones aprobadas es el primer año, sin embargo, no compensa la falta de inversiones de los últimos años, en comparación con los montos reconocidos en las tarifas vigentes. En efecto, las inversiones acumuladas ejecutadas en el período Julio 2018 a Junio 2022 son un 15% menores a las inversiones acumuladas reconocidas en el cálculo del IMP de dicho período. Adicionalmente, la empresa sólo ha ejecutado el 25% de los proyectos de inversión adicionales que se aprobaron en el IMP.

Corresponde, entonces, descontar el costo de capital y de depreciación de aquellas inversiones que no han sido ejecutadas, pero si pagadas por los clientes a través de las tarifas.

Para esto, se procedió de la siguiente forma:

1. En primer lugar, se estimó la diferencia entre el monto anual de inversiones en activos brutos fijos aprobadas en el IMP y el monto anual de inversiones efectivamente ejecutadas, en cada periodo Julio a Junio de los años 2018 a 2022. Cabe indicar que estas últimas, que están a precios corrientes de cada año, por lo cual han sido llevadas a precios constantes de Junio 2018, fecha a la que están referenciadas las inversiones reconocidas en el cálculo del IMP del periodo Julio 2018 a Junio 2022. Para esto se utilizó la información del índice de ajuste tarifario semestral utilizado durante el periodo.
2. En segundo lugar, se estimaron las depreciaciones anuales y las acumuladas asociadas al diferencial de inversiones resultante de lo comentado en el punto 1, considerando una vida

- útil de 28 años, determinada como la relación de 1 dividido entre la tasa de depreciación promedio considerada en la determinación del IMP para el período 2018 – 2022.
3. Posteriormente, se estimó el monto anual de inversiones netas de depreciaciones pagadas a través del IMP, pero no ejecutadas, considerando en cada año los valores brutos obtenidos en el punto 1 menos las depreciaciones acumuladas obtenidas en el punto 2.
 4. En cuarto lugar, se estimó el costo de capital que fue reconocido en el cálculo del IMP del período 2018 - 2022, pero cuyas inversiones asociadas no fueron ejecutadas, considerando la tasa real antes de impuestos aprobada por la ASEP para la determinación del IMP del periodo 2018-2022, igual a 8.94%.
 5. Finalmente, la suma del valor obtenido en el punto 4, representativo del costo de capital que se ha pagado, pero cuyas inversiones asociadas no se han ejecutado en tiempo y forma, y del valor obtenido en Punto 2, representativo del costo de depreciaciones que ha sido pagado, pero cuyas inversiones asociadas no se han ejecutado, fueron llevados a precios del año base del cálculo del IMP del período 2022 – 2026 con la tasa de actualización promedio resultante de las actualizaciones semestrales aplicadas y actualizados considerando la tasa regulada de 8.94% real antes de impuestos.

En la tabla siguiente se muestran los resultados obtenidos:

TABLA 40 ESTIMACIÓN DEL DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS – EDEMET [BALBOAS]

| Periodo | Jul 18 - Jun 19 | Jul 19 - Jun 20 | Jul 20 - Jun 21 | Jul 21 - Jun 22 |
|---|------------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Inversiones proyectadas | 76,147,512 | 106,446,621 | 104,041,764 | 109,352,949 |
| Inversiones realizadas a precios corrientes | 92,218,915 | 89,106,605 | 72,230,787 | 81,782,879 |
| Inversiones realizadas deflacionadas a jun 2018 | 92,124,219 | 88,904,156 | 72,089,079 | 82,255,077 |
| Inversión Bruta no ejecutada | -15,976,707 | 17,542,464 | 31,952,684 | 27,097,873 |
| Depreciación acumulada de la Inversión no ejecutada | -286,982 | -258,857 | 630,201 | 1,690,899 |
| Inversión Neta no ejecutada | -15,689,724 | 2,111,597 | 33,434,080 | 58,841,054 |
| Costo de capital anual asociado a la inversión no ejecutada | -1,402,661 | 188,777 | 2,989,007 | 5,260,390 |
| Renta + amortización de inversiones no ejecutadas | -1,689,644 | -70,080 | 3,619,208 | 6,951,289 |
| Valor indexado a Junio 2022 | -2,189,864 | -83,306 | 3,945,974 | 6,951,289 |
| Valor total a descontar | 8,624,093 | | | |

Fuente: EDEMET y modelos IMP 2018 – 2022 (ASEP)

El valor fue descontado del cálculo del IMP del período Julio 2022 a Junio 2026.

1.6. DETERMINACIÓN DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO

En la siguiente tabla se presenta el valor presente neto para cada uno de los componentes de IMP y el IMP medio obtenido para el período Jul-2022 a Jun-2026:

TABLA 41 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO - EDEMET [MILES DE BALBOAS]

| INGRESO MÁXIMO PERMITIDO | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| IPSD - Ingreso Máximo Permitido por Distribución | 163,636.86 | 178,268.89 | 191,531.43 | 196,965.11 |
| IMPCO - Ingreso Máximo Permitido por Comercialización | 51,800.05 | 53,461.73 | 55,067.33 | 56,483.45 |
| ALUMPU - Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público | 5,430.36 | 5,834.85 | 6,260.72 | 6,653.54 |
| IPPD - Ingreso Máximo Permitido por Pérdidas en Distribución | 58,678.81 | 58,884.54 | 66,057.84 | 70,068.07 |
| INVNE - Descuento por Inversiones no Ejecutadas en periodo anterior | -8,624.09 | | | |
| IMP - Ingreso Máximo Permitido | 270,921.99 | 296,450.01 | 318,917.32 | 330,170.17 |

| VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO | | |
|--|---------------|-------------------|
| DETALLE | UNIDADES | JULIO/22-JUNIO/26 |
| VP-IPSD - DISTRIBUCIÓN | Miles de B/. | 611,405.53 |
| VP-IMPCO - COMERCIALIZACIÓN | Miles de B/. | 182,043.48 |
| VP-ALUMPU - ALUMBRADO PÚBLICO | Miles de B/. | 20,228.26 |
| SUB-TOTAL | Miles de B/. | 813,677.27 |
| VP-IPPD - PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN | Miles de B/. | 212,253.32 |
| IMP TOTAL | Miles de B/. | 1,025,930.59 |
| ENERGIA FACTURADA (sin AP) | MWh | 15,049,753.12 |
| IMP | B./MWh | 68.17 |
| IMP S/Pérdidas | B./MWh | 54.07 |

Fuente: Elaboración Propia

CAPÍTULO II INGRESO MÁXIMO PERMITIDO DE ENSA

II. 1. INFORMACIÓN DE BASE DE ENSA

En este punto se desarrolla todo lo relativo a la obtención de la información de base necesaria para calcular el Ingreso Máximo Permitido (IMP) de ENSA. Básicamente se trata de los valores de demanda máxima, energía, clientes, pérdidas, base de capital inicial, bruta y neta, en distribución, comercialización y alumbrado público y las proyecciones de inversión durante el periodo. También las estimaciones del costo monómico de la energía. Se desarrolla cada punto a continuación:

II.1.1 PROYECCIÓN DE DEMANDA, ENERGÍA Y CANTIDAD DE CLIENTES

Para el cálculo del IMP de ENSA se consideraron las proyecciones de ventas facturadas de energía eléctrica resultantes del modelo econométrico para el período 2022-2026, así como las proyecciones de número de clientes.

La energía inyectada a la red se estimó considerando las pérdidas eficientes proyectadas presentadas en la Tabla 64 Pérdidas eficientes – ENSA.

Sobre la base de los resultados de energía inyectada a la red y de los factores de carga del Plan Indicativo de Demandas 2022 - 2042, que se muestran en el Anexo II Modelos de Proyección de la Demanda, se estimó la demanda máxima. Finalmente, a efectos de considerar la información para los años tarifarios del IMP (de Julio a Junio del año siguiente), se promediaron los resultados obtenidos de acuerdo al año calendario. Este criterio parece adecuado toda vez que no se observa estacionalidad en el consumo de electricidad.

En las tablas siguientes se presentan la información de mercado considerada en el cálculo del IMP de ENSA:

TABLA 42 ENERGÍA FACTURADA - ENSA

| Años | Energía Facturada sin AP y sin EDEMET [MWh] | Energía Facturada EDEMET [MWh] | Energía facturada AP [MWh] | Energía facturada Total [MWh] |
|----------------------------|---|--------------------------------|----------------------------|-------------------------------|
| Jul 2021 – Jun 2022 | 3,728,888 | 304,808 | 83,513 | 4,117,209 |
| Jul 2022 – Jun 2023 | 3,858,173 | 315,376 | 86,408 | 4,259,958 |
| Jul 2023 – Jun 2024 | 3,996,116 | 326,652 | 89,498 | 4,412,266 |
| Jul 2024 – Jun 2025 | 4,141,163 | 338,509 | 92,746 | 4,572,417 |
| Jul 2025 – Jun 2026 | 4,292,786 | 350,903 | 96,142 | 4,739,830 |

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 43 NÚMERO DE CLIENTES - ENSA

| Años | Clientes |
|----------------------------|----------|
| Jul 2021 – Jun 2022 | 513,473 |
| Jul 2022 – Jun 2023 | 537,391 |
| Jul 2023 – Jun 2024 | 556,189 |
| Jul 2024 – Jun 2025 | 575,645 |
| Jul 2025 – Jun 2026 | 595,782 |

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 44 ENERGÍA INYECTADA - ENSA

| Años | Energía Inyectada Sin EDEMET | Energía Inyectada EDEMET [MWh] | Energía Inyectada Total [MWh] |
|----------------------------|------------------------------|--------------------------------|-------------------------------|
| Jul 2021 – Jun 2022 | 4,208,103 | 309,450 | 4,517,553 |
| Jul 2022 – Jun 2023 | 4,353,980 | 320,179 | 4,674,159 |
| Jul 2023 – Jun 2024 | 4,509,625 | 331,627 | 4,841,252 |
| Jul 2024 – Jun 2025 | 4,673,284 | 343,664 | 5,016,948 |
| Jul 2025 – Jun 2026 | 4,844,363 | 356,246 | 5,200,610 |

Fuente: Elaboración Propia

Nota: la energía inyectada considerada se refiere a los valores eficientes, es decir, considera las pérdidas eficientes.

TABLA 45 DEMANDA MÁXIMA - ENSA

| AÑOS | Demanda Máxima [MW] |
|---------------------|---------------------|
| Jul 2021 – Jun 2022 | 882 |
| Jul 2022 – Jun 2023 | 907 |
| Jul 2023 – Jun 2024 | 938 |
| Jul 2024 – Jun 2025 | 971 |
| Jul 2025 – Jun 2026 | 1,006 |

Fuente: Elaboración Propia

Nota: La demanda máxima considerada se refiere a los valores eficientes y considera los Factores de Carga del Plan Indicativo de Demandas 2022 - 2042, elaborado por la Dirección del Centro Nacional de Despacho.

II.1.2 PROYECCIÓN LONGITUD DE LÍNEAS

La proyección de la longitud de líneas aéreas y subterráneas considera la información presentada por ENSA. La información se presenta a continuación:

TABLA 46 PROYECCIÓN LONGITUD DE LÍNEAS ENSA

| Km de Red | Jul 22/Jun 23 | Jul 23/Jun 24 | Jul 24/Jun 25 | Jul 25/Jun 26 |
|--------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Aérea | 11,673 | 11,832 | 11,992 | 12,154 |
| Subterránea | 1,203 | 1,219 | 1,236 | 1,253 |
| Total | 12,876 | 13,051 | 13,228 | 13,407 |

Fuente: Elaboración Propia

II.1.3 PROYECCIÓN DE PRECIOS MONÓMICOS DE ENERGÍA Y COSTOS DE ABASTECIMIENTO

En función de las últimas licitaciones y valores disponibles de los contratos de la empresa, se han calculado los precios monómicos de generación y transporte previstos para los semestres del periodo tarifario, el cual se utiliza para valorizar las pérdidas.

El precio monómico de compra de energía utilizado para valorar las pérdidas corresponde la proyección de los costos de compra de generación realizada por la ASEP para el periodo tarifario, resultando:

TABLA 47 PRECIOS MONÓMICOS DE GENERACIÓN JUN-2022 A DIC-2026 - ENSA

| Concepto | | 2022 | | 2023 | | 2024 | | 2025 | | 2026 |
|--------------------------------|-----------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------|
| | | 2 do Sem | 1 er Sem | 2 do Sem | 1 er Sem | 2 do Sem | 1 er Sem | 2 do Sem | 1 er Sem | |
| Demanda Máxima | MW | 641.97 | 696.54 | 712.65 | 697.63 | 736.50 | 713.84 | 745.48 | 748.40 | |
| Energía Prevista | MWh | 1,660,092.15 | 1,770,273.44 | 1,783,173.49 | 1,826,349.80 | 1,813,065.11 | 1,877,914.24 | 1,864,193.55 | 1,930,558.96 | |
| PRECIOS PROMEDIOS | | | | | | | | | | |
| Potencia Contratada | MW | 690.92 | 574.09 | 593.64 | 626.64 | 702.77 | 690.03 | 679.51 | 611.54 | |
| Costo Total Potencia Contratos | miles B/. | 58,227.77 | 58,134.01 | 53,467.32 | 68,647.81 | 82,595.30 | 86,371.18 | 85,991.61 | 83,324.68 | |
| Precio Promedio Potencia | B./kW-mes | 14.05 | 16.98 | 15.03 | 18.12 | 19.57 | 20.89 | 21.10 | 22.77 | |
| Energía Contratada | MWh | 1,586,984.50 | 923,196.19 | 869,706.19 | 1,174,430.50 | 1,426,870.21 | 1,747,445.01 | 1,664,205.41 | 1,679,548.73 | |
| Costo Total Energía Contratos | miles B/. | 109,992.63 | 65,657.75 | 63,138.06 | 73,999.84 | 94,531.13 | 125,391.57 | 119,461.44 | 120,490.50 | |

| Concepto | | 2022 | | 2023 | | 2024 | | 2025 | | 2026 |
|------------------------------------|-----------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|------|
| | | 2 do Sem | 1 er Sem | 2 do Sem | 1 er Sem | 2 do Sem | 1 er Sem | 2 do Sem | 1 er Sem | |
| Precio Promedio Energía | B./MWh | 69.31 | 71.12 | 72.60 | 63.01 | 66.25 | 71.76 | 71.78 | 71.74 | |
| MERCADO OCASIONAL | | | | | | | | | | |
| Costo Maginal Proyectado | B./MWh | 70.00 | 100.00 | 70.00 | 100.00 | 70.00 | 100.00 | 70.00 | 100.00 | |
| Costo Mercado Ocasional | miles B/. | 5,118 | 84,692 | 63,911 | 65,175 | 26,996 | 13,004 | 13,944 | 25,101 | |
| Energía en el Mercado Ocasional | MWh | 73,108 | 846,915 | 913,021 | 651,748 | 385,656 | 130,038 | 199,193 | 251,010 | |
| Porcentaje sin Contratar | % | 4% | 48% | 51% | 36% | 21% | 7% | 11% | 13% | |
| RESERVA | | | | | | | | | | |
| Costo de Reserva | miles B/. | 154 | 7,906 | 8,073 | 5,481 | 3,594 | 3,123 | 5,193 | 9,130 | |
| Potencia en Reserva | MW | 2.86 | 147.06 | 150.18 | 101.96 | 66.86 | 58.09 | 96.59 | 169.83 | |
| Porcentaje sin Contratar | % | 0% | 21% | 21% | 15% | 9% | 8% | 13% | 23% | |
| Energía Servicio B | | | | | | | | | | |
| Costo Total compras | miles B/. | 173,492 | 216,389 | 188,590 | 213,304 | 207,717 | 227,890 | 224,589 | 238,046 | |
| Monómico Compras | B./MWh | 104.51 | 122.25 | 105.79 | 116.80 | 114.60 | 121.38 | 120.53 | 123.30 | |
| SERVICIOS AUXILIARES | | | | | | | | | | |
| Costo Servicios Auxiliares | miles B/. | 3,514 | 4,122 | 3,600 | 4,178 | 3,621 | 4,230 | 3,657 | 4,283 | |
| Autoabastecimiento | | | | | | | | | | |
| Costo de Autoabastecimiento | miles B/. | 345 | 381 | 417 | 453 | 489 | 525 | 561 | 597 | |
| Mónomico Total Generación | B./MWh | 106.35 | 124.34 | 107.59 | 118.90 | 116.42 | 123.48 | 122.36 | 125.41 | |
| Monómico de Transmisión | | | | | | | | | | |
| Costo Transmisión | miles B/. | 14,878 | 14,878 | 14,299 | 14,299 | 14,163 | 14,163 | 14,163 | 14,163 | |
| Costo de Pérdidas de Transmisión | miles B/. | 7,420 | 5,711 | 8,096 | 5,220 | 7,512 | 6,112 | 8,369 | 6,282 | |
| Energía Total Prevista | MWh | 1,660,092 | 1,770,273 | 1,783,173 | 1,826,350 | 1,813,065 | 1,877,914 | 1,864,194 | 1,930,559 | |
| Monómico de Transmisión | B./MWh | 8.96 | 8.40 | 8.02 | 7.83 | 7.81 | 7.54 | 7.60 | 7.34 | |
| Monómico de Pérdida de Transmisión | B./MWh | 4.47 | 3.23 | 4.54 | 2.86 | 4.14 | 3.25 | 4.49 | 3.25 | |
| Monómico Total (G + T + PT) | B./MWh | 119.78 | 135.97 | 120.15 | 129.59 | 128.38 | 134.28 | 134.44 | 136.00 | |

Fuente: ASEP.

A partir de la información presentada se han calculado los precios promedio ponderado que se muestran a continuación:

TABLA 48 ENSA - PRECIO MONÓMICO PROMEDIO PONDERADO B./MWh

| Precio Monómico | Jul 2022- Jun 2023 | Jul 2023- Jun 2024 | Jul 2024- Jun 2025 | Jul 2025- Jun 2026 |
|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Promedio Ponderado | 127.87 | 124.87 | 131.33 | 135.22 |

Fuente: Elaboración Propia

II.1.4 CÁLCULO DE LA DEPRECIACIÓN

El cálculo de la depreciación se ha realizado de acuerdo con lo establecido en el RDC considerando que existen dos tipos de activos que se deben considerar:

1. Los que resultan de inversiones efectivamente realizadas que fueron incorporadas hasta el período base.
2. Las inversiones que se incorporan ex ante y que corresponden al período tarifario para el que se realiza el estudio tarifario, que fueron determinadas a través de las ecuaciones de eficiencia y otras inversiones.

Respecto a las primeras, el cálculo de la depreciación se realizó para cada año del período para el que se realiza el estudio tarifario; utilizando el detalle de las cuentas definido en el SRUC con sus correspondientes vidas útiles que son consideradas para la determinación de la Base de Capital. Esta forma de cálculo es consistente con la determinación de la Base de Capital Neta y por lo tanto determina un costo de depreciación consistente con la evolución de los activos y el retorno que se reconoce a estas inversiones. Las depreciaciones determinadas se muestran en la siguiente tabla:

El cálculo realizado para las inversiones efectivamente realizadas se muestra a continuación:

TABLA 49 DEPRECIACIONES DE INVERSIONES EFECTIVAMENTE REALIZADAS – ENSA [BALBOAS]

| Depreciación | Jul 2021 - Jun 2022 | Jul 2022 - Jun 2023 | Jul 2023 - Jun 2024 | Jul 2024 - Jun 2025 | Jul 2025 - Jun 2026 |
|---------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Depreciación D | 26,673,710 | 25,904,158 | 24,727,000 | 23,308,893 | 18,222,236 |
| Depreciación AP | 1,824,474 | 1,824,474 | 1,824,474 | 1,721,408 | 1,631,934 |
| Depreciación C | 5,944,411 | 5,779,866 | 5,533,173 | 5,127,677 | 4,453,655 |
| Total Depreciación | 34,442,596 | 33,508,499 | 32,084,648 | 30,157,978 | 24,307,825 |

Fuente: Elaboración Propia

Las inversiones proyectadas que se consideran para el período tarifario para el cual se realiza el estudio tarifario no son inversiones reales y por lo tanto corresponden a estimaciones. De manera consistente, la depreciación también es una estimación, por lo que, para su cálculo se ha utilizado la relación entre la depreciación anual de estos activos dividida entre el valor total de la base de capital descontados los activos totalmente depreciados, cálculo que se realizó por actividad (distribución, comercialización y alumbrado público, cada una de estas actividades incluye un prorrateo de Propiedades y Planta).

Finalmente, es importante mencionar que no se han aplicado límites a las tasas de depreciación calculadas. A continuación, se presenta el cálculo de la tasa de depreciación aplicada:

TABLA 50 TASA DE DEPRECIACIÓN DE LAS INVERSIONES ESTIMADAS – ENSA (BALBOAS)

| Base de Capital | Jul 2021 - Jun 2022 |
|-------------------|---------------------|
| BCD | 791,570,041 |
| BCAP | 49,639,458 |
| BCC | 134,103,151 |
| Total BC | 975,312,650 |
| BCDtd | 170,375,359 |
| BCAPtd | 9,501,021 |
| BCCtd | 22,844,302 |
| Total BCtd | 202,720,681 |
| Depreciación D | 26,673,710 |

| Base de Capital | Jul 2021 - Jun 2022 |
|-----------------------------|---------------------|
| Depreciación AP | 1,824,474 |
| Depreciación C | 5,944,411 |
| Total Depreciación | 34,442,596 |
| % Depreciación s/BC D | 4.29% |
| % Depreciación s/BC AP | 4.55% |
| % Depreciación s/BC C | 5.34% |
| % Total Depreciación | 4.46% |

Fuente: Elaboración Propia

II. 2. BASE DE CAPITAL

En este apartado se presentan los resultados del cálculo de la base de capital inicial y la base de capital proyectada para el período Julio-2022 a Junio-2026.

La documentación aportada por la empresa es la siguiente:

- Las inversiones realizadas en los años 2018 (VPPM-127-19 del 31 de mayo de 2019), 2019 (VPER-174-21 del 29 de septiembre de 2021), 2020, 2021 (mediante correo electrónico del 9 de septiembre de 2022) y el primer semestre de 2022 (mediante correo electrónico el 30 de septiembre de 2022) se han obtenido de los formularios BS-01 y BS-02, las planillas CC-01, los archivos Excel de Proyectos con cuentas y las bases de datos de Access de Elementos de cada uno de los años mencionados.
- Las inversiones proyectadas para el próximo periodo fueron presentadas por ENSA mediante sus notas VPER-084-22 del 13 de abril de 2022, VPER-134-2022 del 1 de julio de 2022 y VPER-209-2022 del 7 de octubre de 2022, éstas fueron analizadas por la ASEP para determinar las inversiones a incorporar en el IMP.

II.2.1. VALORES DE PARTIDA

Como datos de partida se adopta la base de capital aprobada por la ASEP hasta diciembre del año 2017 mediante Resolución AN No. 13003-Elec del 12 de diciembre de 2018.

Dado que el primer semestre del año 2018 fue estimado en la revisión anterior a los efectos del análisis de eficiencia se analiza el año 2018 completo en la presente revisión tarifaria.

Las planillas para el cálculo de la base de capital, planillas denominadas “AA-01-aaaa” toman como valor de partida la base de capital al 31/12/2001 a fin de computar correctamente la depreciación y los retiros en la determinación de la base de capital neta. Las adiciones y retiros hasta el 31/12/2017 se toman con la eficiencia determinada en el estudio tarifario correspondiente, a fin de que la base de partida sea la misma de la Resolución AN No. 13003-Elec.

Los valores de partida del año 2017 se muestran en la siguiente tabla:

TABLA 51 BASE DE CAPITAL INICIAL A DIC-2017 – ENSA

| ENSA 2017 | BCBruto | BCNeta |
|-------------------------|-----------------|-----------------|
| Propiedades y planta | B/. 101,489,905 | B/. 61,853,186 |
| Sistema de distribución | B/. 548,841,782 | B/. 301,011,715 |
| Alumbrado Público | B/. 32,241,739 | B/. 15,754,239 |
| Comercialización | B/. 80,933,934 | B/. 46,410,544 |

| ENSA 2017 | BCBruto | BCNeta |
|--------------|------------------------|------------------------|
| Total | B/. 763,507,360 | B/. 425,029,683 |

Fuente: Elaboración Propia

II.2.2. CRITERIOS PARA EL ANÁLISIS DE LAS INVERSIONES 2018-2022

A los valores de activos netos y brutos correspondientes al año 2017 se le adicionan las inversiones y los retiros producidos en el periodo comprendido entre enero 2018 y Junio de 2022. Los datos correspondientes a los años 2018 a primer semestre de 2022 son analizados a partir de la aplicación de los criterios generales definidos en ese apartado, es importante mencionar en el caso de ENSA lo siguiente:

- 1) Factor de Inversión, se han depurado los conceptos que no cumplen con los criterios definidos en el Anexo III Criterios de Eficiencia Considerados para la Determinación de la Base de Capital.
- 2) Factor de eficiencia precio: Si bien existen inversiones realizadas sin procesos de libre concurrencia, no se ha podido realizar el análisis de eficiencia en precio por los problemas identificados y mencionados en la explicación del factor de Asimetría de la Información.
- 3) Factor de asimetría: Se utiliza un coeficiente vinculado al concepto de diferencias de conocimiento de la información por parte del Regulador y de la empresa Distribuidora (denominado coeficiente de asimetría). Este coeficiente de asimetría tendrá un valor de 0.9, que se justifica por las inconsistencias identificadas:
 - a. La Base de datos “Elementos” entregada para el Estudio Tarifario presenta diferencias importantes con las bases de datos presentadas con anterioridad a la ASEP como parte del SRUC. Se han realizado comparaciones entre las bases de datos y la BD Elementos contienen muchos más registros por proyectos que las otras BD. (Se cuenta con ejemplos en el Anexo IV). Por ejemplo, la base de datos entregada en el año 2020 (acumulada), debe ser consistente con las entregadas en el año 2018 más las inversiones de los años 2019 y 2020 (proyectos cerrados). No obstante, se observan más elementos en la base de datos acumulada, que en la presenta originalmente. Aspecto que no permite reproducir los costos que figuran en los archivos proyectos con cuentas para el rubro materiales.
 - b. Existen diferencias importantes entre los importes reportados como transferencias de terceros ATR en los formularios CC-01 y los Balances presentados dentro de la información regulatoria. Los formularios CC-01 no incluyen las transferencias del Estado.
 - c. Existen diferencias entre los importes reportados como ATR en los formularios CC-01 y los Balances presentados dentro de la información regulatoria. Los formularios CC-01 no incluyen las transferencias del Estado. En este caso, se ha considerado la información proveniente de los formularios BS-01.
 - d. Finalmente, es importante considerar que en la información presentada por ENSA para los años 2021 y el primer semestre de 2022 existen con fechas anteriores al período analizado, aspecto que contradice los criterios de reporte establecidos en el SRUC. Al respecto ENSA manifiesta que la fecha de reporte de inversiones relacionadas con la ampliación de la vida útil de Activos Fijos ha considerado la fecha de capitalización del activo inicial. Este aspecto no puede ser verificado por

la ASEP, porque el regulador no cuenta con la información necesaria para validar el sistema con el que cuenta la empresa y la forma en la que registra este tipo de activos, pero evidencia los problemas de asimetrías de información que se presentan en este proceso y así como se presentó esta diferencia en el reporte de la información pueden existir muchas otras diferencias que no se han podido identificar.

Los factores de eficiencia resultantes para cada rubro de inversión y en cada año se presentan en el siguiente punto.

II.2.3. BASE DE CAPITAL A JUNIO DE 2022

La base de capital a junio de 2022 fue determinada a partir de los valores de partida, la aplicación de los criterios de eficiencia indicados en el punto anterior a los años 2018, 2019, 2020, 2021 y primer semestre de 2022. En la siguiente tabla se presentan los valores así determinados:

TABLA 52 BASE DE CAPITAL 2018 – JUN-2022– ENSA

| ENSA 2018 | Eficiencia | BCBruto | BCNeta |
|--------------------------|-------------------|------------------------|------------------------|
| Propiedades y planta | 0.90 | B/. 107,075,684 | B/. 59,246,523 |
| Sistema de distribución | 0.89 | B/. 575,202,000 | B/. 319,289,726 |
| Alumbrado Público | 0.90 | B/. 34,005,991 | B/. 16,517,829 |
| Comercialización | 0.90 | B/. 85,984,119 | B/. 48,425,313 |
| Total | | B/. 802,267,794 | B/. 443,479,392 |
| ENSA 2019 | Eficiencia | BCBruto | BCNeta |
| Propiedades y planta | 0.90 | B/. 113,867,677 | B/. 60,278,738 |
| Sistema de distribución | 0.89 | B/. 593,774,972 | B/. 321,368,956 |
| Alumbrado Público | 0.90 | B/. 35,438,282 | B/. 16,835,352 |
| Comercialización | 0.90 | B/. 91,411,650 | B/. 50,750,323 |
| Total | | B/. 834,492,581 | B/. 449,233,368 |
| ENSA 2020 | Eficiencia | BCBruto | BCNeta |
| Propiedades y planta | 0.90 | B/. 121,936,354 | B/. 61,701,067 |
| Sistema de distribución | 0.87 | B/. 621,119,892 | B/. 327,868,929 |
| Alumbrado Público | 0.90 | B/. 43,968,722 | B/. 24,186,825 |
| Comercialización | 0.89 | B/. 99,405,363 | B/. 55,390,289 |
| Total | | B/. 886,430,331 | B/. 469,147,110 |
| ENSA 2021 | Eficiencia | BCBruto | BCNeta |
| Propiedades y planta | 0.86 | B/. 134,475,908 | B/. 68,071,484 |
| Sistema de distribución | 0.89 | B/. 654,371,614 | B/. 343,462,443 |
| Alumbrado Público | 0.90 | B/. 47,316,916 | B/. 25,968,305 |
| Comercialización | 0.90 | B/. 109,021,732 | B/. 61,286,862 |
| Total | | B/. 945,186,170 | B/. 498,789,094 |
| ENSA 2022 1er Sem | Eficiencia | BCBruto | BCNeta |
| Propiedades y planta | 0.68 | B/. 137,939,213 | B/. 67,583,999 |
| Sistema de distribución | 0.86 | B/. 673,614,213 | B/. 353,300,092 |
| Alumbrado Público | 0.90 | B/. 49,639,458 | B/. 27,431,395 |
| Comercialización | 0.90 | B/. 114,119,767 | B/. 64,306,842 |
| Total | | B/. 975,312,650 | B/. 512,622,328 |

Fuente: Elaboración Propia

II.2.4. INVERSIONES EFICIENTES EN DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN 2022-2026

- Inversiones eficientes determinadas a partir de las ecuaciones de eficiencia**

Mediante la aplicación de las ecuaciones de eficiencia a los datos de las variables clientes de la Tabla 43 Número de clientes - ENSA, Tabla 45 Demanda Máxima - ENSA y Tabla 46 Proyección Longitud de líneas ENSA y una vez realizado el ajuste de adaptación de los costos de EE.UU. a Panamá comentado en la Parte I, Capítulo I se obtuvieron los siguientes activos eficientes de distribución y comercialización:

TABLA 53 ACTIVOS EFICIENTES - ENSA [BALBOAS]

| Activo | Jul 21/Jun 22 | Jul 22/Jun 23 | Jul 23/Jun 24 | Jul 24/Jun 25 | Jul 25/Jun 26 |
|------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| AD | 1,243,554,713 | 1,296,059,244 | 1,339,743,703 | 1,385,049,742 | 1,431,950,618 |
| AC | 93,318,556 | 97,382,187 | 100,567,823 | 103,857,745 | 107,255,361 |
| Activos Totales | 1,336,873,269 | 1,393,441,431 | 1,440,311,526 | 1,488,907,487 | 1,539,205,978 |

Fuente: Elaboración Propia

Luego, a partir de estimar las diferencias entre un año y el inmediatamente anterior, surgen las inversiones eficientes en distribución (ID) y comercialización (IC), las cuales se muestran en la siguiente tabla:

TABLA 54 INVERSIONES EFICIENTES - ENSA [BALBOAS]

| Inversiones | Jul 22/Jun 23 | Jul 23/Jun 24 | Jul 24/Jun 25 | Jul 25/Jun 26 |
|----------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| ID | 52,504,531 | 43,684,459 | 45,306,039 | 46,900,876 |
| IC | 4,063,631 | 3,185,636 | 3,289,922 | 3,397,616 |
| Inversiones Totales | 56,568,162 | 46,870,096 | 48,595,961 | 50,298,491 |

Fuente: Elaboración Propia

- Inversiones eficientes no contempladas en las ecuaciones de eficiencia**

Los datos de las empresas comparadoras y, en consecuencia, las ecuaciones de eficiencia no consideran las inversiones en subestaciones en alta tensión, alumbrado público, electrificación rural y otras, por lo que éstas se agregan a partir de lo previsto en los planes de expansión de la propia empresa con un análisis de razonabilidad. También se han revisado las fechas de entrada de los proyectos propuestas por las empresas.

En la siguiente tabla se presentan los valores resultantes que son incorporados como inversiones de alta tensión:

TABLA 55 INVERSIONES ADICIONALES EN AT- ENSA [MILES DE BALBOAS]

| Concepto | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 | TOTAL |
|--|-----------------|------------------|------------------|-----------------|-----------------|
| Expansión S/E Calzada Larga | - | 2,585.00 | - | - | 2,585.00 |
| Confiabilidad Subestaciones Zona Colón (LAT 115-30/31) | - | 616.00 | - | - | 616.00 |
| TX8 Subestación Bahía Las Minas | - | - | 1,100.00 | - | 1,100.00 |
| Total | - | 3,201.00 | 1,100.00 | - | 4,301.00 |

Fuente: Elaboración Propia con base en la propuesta de la empresa

Adicionalmente se prevé la incorporación de otras inversiones adicionales que consideran instalación de medidores inteligentes y otras como se muestra en la siguiente tabla:

TABLA 56 INVERSIONES ADICIONALES – ENSA [MILES DE BALBOAS]

| Concepto | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 | TOTAL |
|---|-----------------|------------------|------------------|-----------------|-----------------|
| EMB para la subestación Chilibre | - | - | 1,000.00 | - | 1,000.00 |
| Reposición de 2 EMB en Subestaciones de la provincia de Colón | - | - | 1,500.00 | - | 1,500.00 |
| Reposición de 2 EMB en Subestaciones de la provincia de Colón | - | - | 838.83 | - | 838.83 |
| Medidores Inteligentes | | | | | |
| 140 medidores (100 kW) | | | | | |
| 296 medidores (50 a 100 kW) | | | | | |
| 1,648 medidores (menores 50 kW) | 378.20 | 440.00 | 162.50 | 162.50 | 1,143.20 |
| TOTAL | 378.20 | 440.00 | 3,501.33 | 162.50 | 4,482.03 |

Fuente: Elaboración Propia

Adicionalmente, dentro de distribución se consideran las inversiones en electrificación rural estimadas. El detalle de las poblaciones incluidas en esta sección se encuentra en el Anexo V Proyectos de Electrificación Rural. Los totales por periodo se indican en la siguiente tabla:

TABLA 57 INVERSIONES ADICIONALES EN ELECTRIFICACIÓN RURAL - ENSA [MILES DE BALBOAS]

| Concepto | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 | TOTAL |
|------------------------------|-----------------|------------------|------------------|-----------------|-----------------|
| ELECTRIFICACIÓN RURAL | 328.57 | 657.14 | 657.14 | 657.14 | 2,300.00 |

Fuente: Elaboración Propia

- **Inversiones eficientes en Alumbrado Público**

Para la determinación de $ACTALUM_t$ y $ACTNALUM_t$ se tomó en consideración el valor del activo fijo al término del primer semestre de 2022 y las incorporaciones de activos basados en el plan de inversiones presentado por la distribuidora. El plan de inversiones toma en cuenta el crecimiento vegetativo y proyectos específicos a ejecutar.

TABLA 58 CANTIDAD DE LUMINARIAS - ENSA

| DETALLE | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 | TOTAL |
|---|-----------------|------------------|------------------|-----------------|---------------|
| Crecimiento Vegetativo - LED | 1,372 | 2,744 | 2,742 | 2,742 | 9,600 |
| Reposición y Mejoras de AP | 4,286 | 8,572 | 8,572 | 8,570 | 30,000 |
| Proyectos Especiales | 5,036 | 10,071 | 10,068 | 10,068 | 35,243 |
| Sustitución de luminarias de Sodio por LED (cant. 35,135) | 5,020 | 10,039 | 10,038 | 10,038 | 35,135 |
| Iluminación para pasos peatonales tipo LED (Cant. 108) | 16 | 32 | 30 | 30 | 108 |
| TOTAL | 10,694 | 21,387 | 21,382 | 21,380 | 74,843 |

Fuente: Elaboración Propia

Las inversiones se muestran en la siguiente tabla:

TABLA 59 INVERSIONES EN ALUMBRADO PÚBLICO - ENSA [MILES DE BALBOAS]

| DETALLE | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 | TOTAL |
|--|-----------------|------------------|------------------|-----------------|------------------|
| ALUMBRADO PÚBLICO | 923.19 | 1,530.33 | 1,530.33 | 1,530.33 | 5,514.17 |
| Reposición Y Mejoras de AP | 536.13 | 1,072.25 | 1,072.25 | 1,072.25 | 3,752.88 |
| Crecimiento Vegetativo LED | 387.06 | 458.07 | 458.07 | 458.07 | 1,761.29 |
| Proyectos Especiales de Alumbrado Público | 1,000.00 | 2,000.00 | 2,000.00 | 2,000.00 | 7,000.00 |
| Sustitución de luminarias de Sodio por LED | 971.43 | 1,942.86 | 1,942.86 | 1,942.86 | 6,800.00 |
| Iluminación para pasos peatonales tipo LED | 28.57 | 57.14 | 57.14 | 57.14 | 200.00 |
| TOTAL | 1,923.19 | 3,530.33 | 3,530.33 | 3,530.33 | 12,514.17 |

Fuente: Elaboración Propia

- **Inversiones eficientes Totales**

En resumen, las inversiones eficientes no consideradas dentro de las ecuaciones de eficiencia previstas para el periodo tarifario a incorporar son las siguientes:

TABLA 60 INVERSIONES NO CONTEMPLADAS EN LA COMPARADORAS - ENSA [MILES DE BALBOAS]

| INVERSIONES NO CONTEMPLADAS EN LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA | | JUL22/ JUN23 Miles de Balboas | JUL23 / JUN24 Miles de Balboas | JUL24 / JUN25 Miles de Balboas | JUL25/ JUN26 Miles de Balboas | TOTALES Miles de Balboas |
|---|-----|-------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------|
| Inverisiones adicionales Distribucion | ID | 328.57 | 3,242.14 | 5,711.97 | 657.14 | 9,939.83 |
| Inverisiones adicionales Comercialización | IC | 378.20 | 440.00 | 162.50 | 162.50 | 1,143.20 |
| Inversiones adicionales en alumbrado | IAP | 1,923.19 | 3,530.33 | 3,530.33 | 3,530.33 | 12,514.17 |

Fuente: Elaboración Propia

Con los valores anteriores y las inversiones que resultan de las ecuaciones de eficiencia, resultan las inversiones para el periodo julio 2022 a junio 2026 de distribución, comercialización y alumbrado público:

TABLA 61 INVERSIONES TOTALES - ENSA [MILES DE BALBOAS]

| INVERSIONES TOTALES | | JUL22/ JUN23 Miles de Balboas | JUL23 / JUN24 Miles de Balboas | JUL24 / JUN25 Miles de Balboas | JUL25/ JUN26 Miles de Balboas | TOTALES |
|--------------------------|-----|--|---|---|--|-------------------|
| Distribución | ID | 52,833.10 | 46,926.60 | 51,018.01 | 47,558.02 | 198,335.73 |
| Comercialización | IC | 4,441.83 | 3,625.64 | 3,452.42 | 3,560.12 | 15,080.01 |
| Alumbrado Público | IAP | 1,923.19 | 3,530.33 | 3,530.33 | 3,530.33 | 12,514.17 |
| TOTAL INVERSIONES | | 59,198.12 | 54,082.57 | 58,000.76 | 54,648.46 | 225,929.91 |

Fuente: Elaboración Propia

Los costos de las Inversiones en este IMP podrán variar durante su ejecución, por lo que el costo eficiente a ser incorporado en la Base de Capital del siguiente periodo tarifario será determinado en su momento con la metodología utilizada para determinar el costo eficiente del resto de las inversiones realizadas y en ningún caso se considerarán como precio eficiente los costos estimados en este IMP.

II.2.5. AJUSTE POR ACTIVIDADES NO REGULADAS

Tal como establece la normativa vigente se determinó el factor de corrección por actividades no reguladas (FCBC), el cual se utiliza para ajustar la base de capital inicial (t-1).

En el caso de ENSA, se utilizó la información correspondiente al período 2018 – 2021 de la información suministrada por ENSA en el Anexo de la Nota DSAN-2420-2022, obteniéndose los siguientes resultados:

TABLA 62 FACTOR DE CORRECCIÓN POR INGRESOS DE ACTIVIDADES NO REGULADAS – ENSA [BALBOAS]

| Detalle | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | Promedio |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Ingresos no regulados | 6,356,405 | 6,800,759 | 5,906,575 | 3,687,855 | 5,687,898 |
| Ingresos por venta de energía | 670,553,981 | 726,169,128 | 547,280,809 | 521,183,013 | 616,296,733 |
| Compras de energía | - 537,377,656 | - 583,893,777 | - 418,703,632 | - 381,706,208 | - 480,420,318 |
| otros ingresos | | | | | |
| Ingreso Neto por actividades reguladas | 133,176,325 | 142,275,351 | 128,577,177 | 139,476,805 | 135,876,415 |

| | | | | | |
|-------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Factor de ajuste | 0.9544 | 0.9544 | 0.9561 | 0.9742 | 0.9598 |
|-------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|

Fuente: Elaboración Propia con base en los Informes Regulatorios de ENSA

II.2.6. BASE DE CAPITAL PROYECTADA DEL PERÍODO 2022-2026

Con los coeficientes de ajuste indicados en el punto anterior aplicados a los activos brutos y netos para el año inicial correspondiente solo a actividades reguladas surge la tabla siguiente:

TABLA 63 BASE DE CAPITAL JUL-2022 A JUN-2026 – ENSA (MILES DE BALBOAS)

| BASE DE CAPITAL | | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 |
|--|-----------|----------------|------------------|------------------|------------------|
| Valor Bruto Base de Capital Distribución | BCD | 812,599 | 859,525 | 910,543 | 958,101 |
| Valor Bruto Base de Capital Comercialización | BCC | 133,157 | 136,783 | 140,235 | 143,795 |
| Valor Bruto Activos Fijos Alumbrado Público | ACTalum | 49,568 | 53,099 | 56,629 | 60,159 |
| | | 995,324 | 1,049,406 | 1,107,407 | 1,162,056 |
| Valor Neto Base Capital Distribución | BCND | 419,779 | 438,702 | 461,006 | 482,847 |
| Valor Neto Base Capital Comercialización | BCNC | 70,255 | 68,014 | 65,815 | 64,211 |
| Valor Neto Activos Fijos Alumbrado Público | ACTN alum | 26,384 | 27,922 | 29,403 | 30,813 |
| | | 516,419 | 534,638 | 556,225 | 577,871 |

Fuente: Elaboración Propia

II. 3. PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN

Mediante la aplicación de la ecuación incluida en la Parte I, Capítulo I a los datos de energía inyectada a la red de ENSA que se muestran la Tabla 44 Energía inyectada - ENSA, se obtuvieron los porcentajes de pérdidas de energía eficientes respecto a la energía inyectada (PD [%]) de ENSA.

Para el caso de las pérdidas que corresponden a los retiros que se realizan para atender la venta de energía a EDEMET, se han considerado unas pérdidas de 1.5% por año de forma similar al período anterior.

Adicionalmente, la empresa en su informe de pérdidas ha señalado que su pérdida adicional por zona roja e invasiones es de 3.52%, de acuerdo con lo presentado en el Anexo IV. Esta Autoridad ha determinado reconocer de manera especial para el período tarifario Julio 2022 a Junio 2026, un adicional por pérdidas no gestionables del 50% de las pérdidas no técnicas estimadas para zonas rojas e invadidas. De esta manera a las pérdidas eficientes determinadas a partir de las ecuaciones de eficiencia se adiciona 1.76% para cada año tarifario.

TABLA 64 PÉRDIDAS EFICIENTES – ENSA

| Pérdidas | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 |
|-----------------------------|-----------------|------------------|------------------|-----------------|
| Pérdidas sin EDEMET | 7.64% | 7.64% | 7.64% | 7.64% |
| Pérdidas EDEMET | 1.50% | 1.50% | 1.50% | 1.50% |
| Pérdidas NT Z. Rojas | 1.76% | 1.76% | 1.76% | 1.76% |

Fuente: Elaboración Propia

II. 4. COSTOS EFICIENTES

COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO Y COMERCIALIZACIÓN

Mediante la aplicación de las ecuaciones de eficiencia incluidas en la Parte I, Capítulo I a los datos de cantidad de clientes totales de la Tabla 43 Número de clientes – ENSA, los datos de demanda máxima y longitud de redes de ENSA de la Tabla 45 Demanda Máxima - ENSA y Tabla 46 Proyección Longitud de líneas ENSA y una vez realizado el ajuste de adaptación de los costos de EE.UU. a Panamá comentado en la Parte I, Capítulo I, se obtuvieron los siguientes costos eficientes de explotación para ENSA:

TABLA 65 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES – ENSA [BALBOAS]

| COSTO | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 |
|-----------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| OM | 42,496,379 | 43,841,248 | 45,228,693 | 46,660,057 |
| COM | 39,865,093 | 41,244,748 | 42,672,184 | 44,149,052 |
| ADM | 22,019,036 | 22,668,336 | 23,336,793 | 24,024,973 |
| Costos Totales | 104,380,508 | 107,754,332 | 111,237,670 | 114,834,081 |

Fuente: Elaboración Propia

COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE ALUMBRADO PÚBLICO

El costo reconocido en la revisión anterior por luminaria actualizado (con IPC 2018-junio 2022) resulta de 6.70 Balboas/luminaria, el valor contable del costo incurrido promedio en el período 2018 a 2021 ajustado a junio 2022 es de 6.72 Balboas/luminaria. En función de lo anterior se fija un valor de 6.70 Balboas/luminaria.

En las siguientes tablas se presentan los costos de AP para el período tarifario:

TABLA 66 COSTOS DE MANTENIMIENTO POR LUMINARIA - ENSA

| Detalle | Unidad | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | Promedio |
|------------|--------|---------|---------|---------|---------|----------|
| Costo AP | B/. | 706,979 | 770,357 | 899,847 | 837,744 | 803,732 |
| Luminarias | Cant | 115,873 | 117,900 | 120,895 | 123,626 | 119,573 |

| | | | | | |
|------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Costo Mant./lum Cont. | 6.10 | 6.53 | 7.44 | 6.78 | 6.72 |
|------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|

| | |
|-----------------------------|-------------|
| Costo Mant./lum RT-1 | 6.70 |
|-----------------------------|-------------|

| | |
|------------------------|-------------|
| Costo Mant./lum | 6.70 |
|------------------------|-------------|

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 67 COSTOS DE MANTENIMIENTO DE ALUMBRADO PÚBLICO - ENSA

| Destalle | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 |
|---|-----------------|------------------|------------------|-----------------|
| Cantidad de Luminarias | 130,537 | 146,578 | 167,962 | 189,343 |
| Costos de O&M por Luminaria [Balboas/lum.] | 6.70 | 6.70 | 6.70 | 6.70 |
| Costo de O&M de Alumbrado Público [Miles de Balboas] | 874.81 | 982.31 | 1,125.62 | 1,268.91 |

Fuente: Elaboración Propia

II. 5. DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS

Las inversiones declaradas por la empresa para el periodo julio 2018 a junio 2022 ajustadas preliminarmente con el análisis señalado en la Parte III, Capítulo II.2 Base de Capital, numeral II.2.2. Criterios para el análisis de las inversiones 2018-2022, han sido comparadas con las aprobadas por la ASEP en el IMP del mismo periodo.

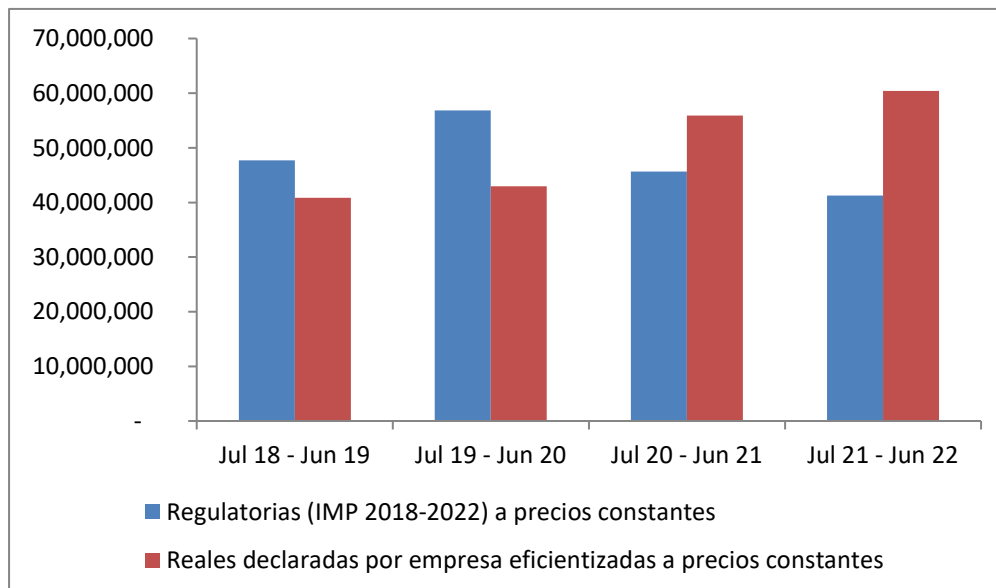
En esta ocasión se han tomado en consideración las inversiones ajustadas, porque no se ha realizado un ajuste por eficiencia, sino más bien por asimetría de información.

Esta Autoridad consideró la información presentada por las distribuidoras para el análisis de las inversiones, y tomó en cuenta aquella información que aporten las empresas distribuidoras, dentro del periodo de consulta pública, que valide las inversiones reportadas afectos de su consideración en la Base de Capital.

Los valores de las inversiones ejecutadas ajustadas de las empresas para cada año han sido llevadas a precios constantes de Junio 2018, fecha a la que están referenciadas las inversiones reconocidas en el cálculo del IMP del periodo Julio 2018 a Junio 2022. Para esto se utilizó la información correspondiente a los ajustes tarifarios semestrales realizados durante el período tarifario.

En la gráfica siguiente se muestran las diferencias encontradas:

GRÁFICO 5 INVERSIONES RECONOCIDAS VS EJECUTADAS ENSA (BALBOAS)



Fuente: ENSA y modelos IMP 2018 – 2022 (ASEP)

Se observa que en los primeros dos de los cuatro años del período tarifario que finaliza en Junio de 2022, las inversiones ejecutadas han estado por debajo de las inversiones reconocidas en el cálculo del IMP vigente.

También se observa que la empresa ha acelerado el monto de inversiones hacia el final del período, resultando que las inversiones ejecutadas son bajas los primeros dos años del período tarifario que finaliza en Junio de 2022, y están por encima de las reconocidas en los dos últimos años del período tarifario bajo análisis.

Este hecho, da como resultado que las inversiones acumuladas ejecutadas en el período Julio 2018 a Junio 2022 son un 4.4% superiores a las inversiones acumuladas reconocidas en el cálculo del IMP de dicho período. Sin embargo, es importante considerar que el efecto en tarifas de las inversiones que se realizan se refleja a través de la depreciación y el retorno, los cuales son reconocidos en los períodos en los cuales las inversiones debieron realizarse y tienen un efecto en los años restantes del período tarifario, a manera de ejemplo una inversión que debía realizarse el año 2018 genera depreciación y retorno en todo el período tarifario 2018 – 2022, en cambio, una inversión realizada en el año 2022 sólo genera depreciación y retorno en ese año. Por lo que el efecto de las inversiones realizadas a principios del período tarifario es mucho mayor que las inversiones que se realizan al final del período. Adicionalmente, la empresa sólo ha ejecutado el 84% de los proyectos de inversión que se aprobaron en el IMP.

Corresponde, entonces, descontar el costo de capital y de depreciación de aquellas inversiones que no han sido ejecutadas en plazo y forma, pero sí pagadas por los clientes a través de las tarifas.

Para esto, se procedió de la siguiente forma:

1. En primer lugar, se estimó la diferencia entre el monto anual de inversiones en activos brutos fijos aprobadas en el IMP y el monto anual de inversiones efectivamente ejecutadas, en cada periodo Julio a Junio de los años 2018 a 2022. Cabe indicar que estas últimas, que están a precios corrientes de cada año, por lo cual han sido llevadas a precios constantes de Junio 2018, fecha a la que están referenciadas las inversiones reconocidas en el cálculo del IMP del periodo Julio 2018 a Junio 2022. Para esto se utilizó la información del índice de ajuste tarifario semestral utilizado durante el periodo.
2. En segundo lugar, se estimaron las depreciaciones anuales y las acumuladas asociadas al diferencial de inversiones resultante de lo comentado en el punto 1, considerando una vida útil de 27 años, determinada como la relación de 1 dividido entre la tasa de depreciación promedio considerada en la determinación del IMP para el período 2018 – 2022.
3. Posteriormente, se estimó el monto anual de inversiones netas de depreciaciones pagadas a través del IMP, pero no ejecutadas, considerando en cada año los valores brutos obtenidos en el punto 1 menos las depreciaciones acumuladas obtenidas en el punto 2.
4. En cuarto lugar, se estimó el costo de capital que fue reconocido en el cálculo del IMP del período 2018 - 2022, pero cuyas inversiones asociadas no fueron ejecutadas, considerando la tasa real antes de impuestos aprobada por la ASEP para la determinación del IMP del periodo 2018-2022, igual a 8.94%.
5. Finalmente, la suma del valor obtenido en el punto 4, representativo del costo de capital que se ha pagado, pero cuyas inversiones asociadas no se han ejecutado en tiempo y forma, y del valor obtenido en Punto 2, representativo del costo de depreciaciones que ha sido

pagado, pero cuyas inversiones asociadas no se han ejecutado, fueron llevados a precios del año base del cálculo del IMP del período 2022 – 2026 con la tasa de actualización promedio resultante de las actualizaciones semestrales aplicadas y actualizados considerando la tasa regulada de 8.94% real antes de impuestos.

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos:

TABLA 68 ESTIMACIÓN DEL DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS – ENSA [BALBOAS]

| Periodo | Jul 18 - Jun 19 | Jul 19 - Jun 20 | Jul 20 - Jun 21 | Jul 21 - Jun 22 |
|---|------------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Inversiones proyectadas | 47,696,204 | 56,840,484 | 45,666,324 | 41,275,739 |
| Inversiones realizadas a precios corrientes | 40,868,811 | 43,063,332 | 56,028,215 | 59,922,252 |
| Inversiones realizadas deflacionadas a jun 2018 | 40,824,085 | 42,982,065 | 55,922,381 | 60,410,516 |
| Inversión Bruta no ejecutada | 6,872,119 | 13,858,419 | -10,256,058 | -19,134,777 |
| Depreciación acumulada de la Inversión no ejecutada | 125,891 | 505,654 | 571,646 | 33,234 |
| Inversión Neta no ejecutada | 6,746,229 | 20,098,994 | 9,271,290 | -9,896,720 |
| Costo de capital anual asociado a la inversión no ejecutada | 603,113 | 1,796,850 | 828,853 | -884,767 |
| Renta + amortización de inversiones no ejecutadas | 729,003 | 2,302,504 | 1,400,499 | -851,533 |
| Valor indexado a Junio 2022 | 944,281 | 2,735,991 | 1,526,652 | -851,533 |
| Valor total a descontar | 4,355,391 | | | |

Fuente: ENSA y modelos IMP 2018 – 2022 (ASEP)

El valor será descontado del cálculo del IMP del período Julio 2022 a Junio 2026.

II. 6. DETERMINACIÓN DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO

En la siguiente tabla se presenta el valor presente neto para cada uno de los componentes de IMP y el IMP medio obtenido para el período Jul-2022 a Jun-2026:

TABLA 69 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO - ENSA [MILES DE BALBOAS]

| INGRESO MÁXIMO PERMITIDO | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| IPSD - Ingreso Máximo Permitido por Distribución | 128,494.44 | 133,118.52 | 137,824.21 | 138,895.45 |
| IMPCO - Ingreso Máximo Permitido por Comercialización | 51,946.10 | 53,097.30 | 54,114.86 | 54,963.88 |
| ALUMPU - Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público | 5,064.81 | 5,431.61 | 5,762.64 | 6,100.98 |
| IPPD - Ingreso Máximo Permitido por Pérdidas en Distribución | 53,072.46 | 53,590.35 | 58,403.17 | 62,315.11 |
| INVNE - Descuento por Inversiones no Ejecutadas en periodo anterior | -4,355.39 | | | |
| | | | | |
| IMP - Ingreso Máximo Permitido | 234,222.41 | 245,237.79 | 256,104.88 | 262,275.42 |

| VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO | | |
|--|---------------|-----------------------|
| Expresado a junio 2022 | UNIDADES | JULIO/22- JUNIO/26 |
| VP-IPSD - DISTRIBUCIÓN | Miles de B/. | 453,656.73 |
| VP-IMPCO - COMERCIALIZACIÓN | Miles de B/. | 180,581.43 |
| VP-ALUMPU - ALUMBRADO PÚBLICO | Miles de B/. | 18,778.46 |
| SUB-TOTAL | Miles de B/. | 653,016.62 |
| VP-IPPD - PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN | Miles de B/. | 191,030.54 |
| IMP TOTAL | Miles de B/. | 844,047.16 |
| ENERGÍA FACTURADA (sin AP) | MWh | 13,781,726.69 |
| IMP | B./MWh | 61.24 |
| IMP S/Pérdidas | B./MWh | 47.38 |

Fuente: Elaboración Propia

CAPÍTULO III INGRESO MÁXIMO PERMITIDO DE EDECHI

III.1. INFORMACIÓN DE BASE DE EDECHI

En este punto se desarrolla todo lo relativo a la obtención de la información de base necesaria para calcular el Ingreso Máximo Permitido (IMP) de EDECHI. Básicamente se trata de los valores de demanda máxima, energía, clientes, pérdidas, base de capital inicial, bruta y neta, en distribución, comercialización y alumbrado público y las proyecciones de inversión durante el periodo. También las estimaciones del costo monómico de la energía. Se desarrolla cada punto a continuación.

III.1.1. PROYECCIÓN DE DEMANDA, ENERGÍA Y CANTIDAD DE CLIENTES

Para el cálculo del IMP de EDECHI se consideraron las proyecciones de ventas facturadas de energía eléctrica resultantes del modelo econométrico para el período 2022-2026, así como las proyecciones de número de clientes.

La energía inyectada a la red se estimó considerando las pérdidas eficientes proyectadas presentadas en la Tabla 88 Pérdidas eficientes - EDECHI.

Sobre la base de los resultados de energía inyectada a la red y de los factores de carga del Plan Indicativo de Demandas 2022 - 2042, que se muestran en el Anexo II, se estimó la demanda máxima.

Finalmente, a efectos de considerar la información para los años tarifarios del IMP (de Julio a Junio del año siguiente), se promediaron los resultados obtenidos de acuerdo al año calendario. Este criterio parece adecuado toda vez que no se observa estacionalidad en el consumo de electricidad.

En las tablas siguientes se presentan la información de mercado considerada en el cálculo del IMP de EDECHI:

TABLA 70 ENERGÍA FACTURADA – EDECHI

| Años | Energía Facturada sin AP [MWh] | Energía facturada AP [MWh] | Energía facturada Total [MWh] |
|----------------------------|--------------------------------|----------------------------|-------------------------------|
| Jul 2021 – Jun 2022 | 884,069 | 41,897 | 925,966 |
| Jul 2022 – Jun 2023 | 909,141 | 43,085 | 952,227 |
| Jul 2023 – Jun 2024 | 949,539 | 45,000 | 994,539 |
| Jul 2024 – Jun 2025 | 995,273 | 47,167 | 1,042,440 |
| Jul 2025 – Jun 2026 | 1,045,679 | 49,556 | 1,095,235 |

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 71 NÚMERO DE CLIENTES – EDECHI

| Años | Clientes |
|----------------------------|----------|
| Jul 2021 – Jun 2022 | 179,610 |
| Jul 2022 – Jun 2023 | 185,934 |
| Jul 2023 – Jun 2024 | 193,632 |
| Jul 2024 – Jun 2025 | 201,513 |
| Jul 2025 – Jun 2026 | 209,580 |

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 72 ENERGÍA INYECTADA – EDECHI

| Años | Energía Inyectada Total [MWh] |
|----------------------------|-------------------------------|
| Jul 2021 – Jun 2022 | 1,002,817 |
| Jul 2022 – Jun 2023 | 1,031,253 |
| Jul 2023 – Jun 2024 | 1,077,070 |
| Jul 2024 – Jun 2025 | 1,128,938 |
| Jul 2025 – Jun 2026 | 1,186,104 |

Fuente: Elaboración Propia

Nota: la energía inyectada considerada se refiere a los valores eficientes, es decir, considera las pérdidas eficientes.

TABLA 73 DEMANDA MÁXIMA - EDECHI

| AÑOS | Demanda Máxima [MW] |
|----------------------------|---------------------|
| Jul 2021 – Jun 2022 | 176 |
| Jul 2022 – Jun 2023 | 176 |
| Jul 2023 – Jun 2024 | 183 |
| Jul 2024 – Jun 2025 | 191 |
| Jul 2025 – Jun 2026 | 200 |

Fuente: Elaboración Propia

Nota: la demanda máxima considerada se refiere a los valores eficientes y considera los Factores de Carga del Plan Indicativo de Demandas 2022 - 2042, elaborado por la Dirección del Centro Nacional de Despacho.

III.1.2. PROYECCIÓN LONGITUD DE LÍNEAS

La proyección de la longitud de líneas aéreas y subterráneas considera la información presentada por EDECHI. La información se presenta a continuación:

TABLA 74 PROYECCIÓN LONGITUD DE LÍNEAS EDECHI

| km de Red | Jul 22/Jun 23 | Jul 23/Jun 24 | Jul 24/Jun 25 | Jul 25/Jun 26 |
|--------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Aérea | 9,004 | 9,283 | 9,510 | 9,889 |
| Subterránea | 163 | 169 | 173 | 180 |
| Total | 9,167 | 9,452 | 9,683 | 10,069 |

Fuente: Elaboración Propia

III.1.3. PROYECCIÓN DE PRECIOS MONÓMICOS DE ENERGÍA Y COSTOS DE ABASTECIMIENTO

En función de las últimas licitaciones y valores disponibles de los contratos de la empresa, se han calculado los precios monómicos de generación y transporte previstos para los semestres del periodo tarifario, el cual se utiliza para valorizar las pérdidas.

El precio monómico de compra de energía utilizado para valorar las pérdidas corresponde la proyección de los costos de compra de generación realizada por la ASEP para el periodo tarifario, resultando:

TABLA 75 PRECIOS MONÓMICOS DE GENERACIÓN JUNIO 2022 A DICIEMBRE 2026 - EDECHI

| Concepto | | 2022 | 2023 | | 2024 | | 2025 | | 2026 |
|---------------------------------|-----------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | | 2 do Sem | 1 er Sem | 2 do Sem | 1 er Sem | 2 do Sem | 1 er Sem | 2 do Sem | 1 er Sem |
| Demanda Máxima EDECHI | MW | 169.90 | 172.49 | 176.16 | 173.84 | 178.55 | 173.46 | 176.88 | 175.99 |
| Energía Prevista EDECHI | MWh | 490,124 | 504,062 | 501,250 | 518,912 | 504,362 | 530,335 | 514,352 | 541,816 |
| Sistemas Aislados | MWh | 17,400 | 17,400 | 17,400 | 17,400 | 17,400 | 17,400 | 17,400 | 17,400 |
| PRECIOS PROMEDIOS | | | | | | | | | |
| Potencia Contratada | MW | 153.27 | 161.17 | 181.81 | 143.92 | 159.75 | 144.93 | 153.68 | 131.87 |
| Costo Total Potencia Contratos | miles B/. | 12,536.01 | 16,595.76 | 19,116.47 | 16,841.67 | 18,657.10 | 19,181.16 | 19,525.96 | 18,716.29 |
| Precio Promedio Potencia | B./kW-mes | 13.64 | 17.06 | 17.53 | 19.53 | 19.46 | 22.07 | 21.18 | 23.72 |
| Energía Contratada | MWh | 397,346.38 | 358,815.60 | 379,877.47 | 416,866.07 | 430,741.56 | 548,379.95 | 503,386.94 | 557,490.29 |
| Costo Total Energía Contratos | miles B/. | 34,003.07 | 27,346.56 | 27,786.66 | 28,223.32 | 32,182.66 | 42,522.07 | 40,004.69 | 43,363.98 |
| Precio Promedio Energía | B./MWh | 85.58 | 76.21 | 73.15 | 67.70 | 74.71 | 77.54 | 79.47 | 77.78 |
| MERCADO OCASIONAL | | | | | | | | | |
| Costo Maginal Proyectado | B./MWh | 70.00 | 100.00 | 70.00 | 100.00 | 70.00 | 100.00 | 70.00 | 100.00 |
| Costo Mercado Ocasional | miles B/. | 6,494 | 14,525 | 8,496 | 10,205 | 5,153 | -1,804 | 768 | -1,567 |
| Energía en el Mercado Ocasional | MWh | 92,778 | 145,246 | 121,373 | 102,046 | 73,620 | -18,045 | 10,965 | -15,674 |
| Porcentaje sin Contratar | % | 19% | 29% | 24% | 20% | 15% | -3% | 2% | -3% |
| RESERVA | | | | | | | | | |
| Costo de Reserva | miles B/. | 1,188 | 862 | 261 | 1,086 | 868 | 1,115 | 1,074 | 1,872 |
| Potencia en Reserva | MW | 22.10 | 16.03 | 4.85 | 20.20 | 16.15 | 20.74 | 19.97 | 34.83 |
| Porcentaje sin Contratar | % | 13% | 9% | 3% | 12% | 9% | 12% | 11% | 20% |
| Costo Total compras | miles B/. | 54,221 | 59,329 | 55,660 | 56,356 | 56,861 | 61,014 | 61,372 | 62,385 |
| Monómico Compras | B./MWh | 110.63 | 117.70 | 111.04 | 108.60 | 112.74 | 115.05 | 119.32 | 115.14 |

| Concepto | | 2022 | 2023 | | 2024 | | 2025 | | 2026 |
|------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | | 2 do Sem | 1 er Sem | 2 do Sem | 1 er Sem | 2 do Sem | 1 er Sem | 2 do Sem | 1 er Sem |
| SERVICIOS AUXILIARES | | | | | | | | | |
| Costo Servicios Auxiliares | miles B/. | 2,460 | 2,460 | 2,460 | 2,460 | 2,460 | 2,460 | 2,460 | 2,460 |
| Autoabastecimiento | | | | | | | | | |
| Costo de Autoabastecimiento | miles B/. | 0 | 2,000 | 0 | 2,000 | 0 | 2,000 | 0 | 2,000 |
| Mónomico Total | B./MWh | 115.65 | 126.55 | 115.95 | 117.20 | 117.62 | 123.46 | 124.10 | 123.37 |
| Monómico de Transmisión | | | | | | | | | |
| Costo Transmisión | miles B/. | 4,397 | 4,397 | 4,187 | 4,187 | 4,097 | 4,097 | 4,097 | 4,097 |
| Costo de Pérdidas de Transmisión | miles B/. | 114 | 73 | 97 | 66 | 99 | 78 | 108 | 80 |
| Energía Total Prevista | MWh | 490,124 | 504,062 | 501,250 | 518,912 | 504,362 | 530,335 | 514,352 | 541,816 |
| Monómico de Transmisión | B./MWh | 8.97 | 8.72 | 8.35 | 8.07 | 8.12 | 7.73 | 7.97 | 7.56 |
| Monómico de Pérdida de Transmisión | B./MWh | 0.23 | 0.14 | 0.19 | 0.13 | 0.20 | 0.15 | 0.21 | 0.15 |
| Monómico Total (G + T + PT) | B./MWh | 124.85 | 135.42 | 124.49 | 125.39 | 125.94 | 131.33 | 132.28 | 131.08 |

Fuente: ASEP.

A partir de la información presentada se han calculado los precios promedio ponderado que se muestran a continuación:

TABLA 76 EDECHI - PRECIO MONÓMICO PROMEDIO PONDERADO B./MWh

| Precio Monómico | Jul 2022- Jun 2023 | Jul 2023- Jun 2024 | Jul 2024- Jun 2025 | Jul 2025- Jun 2026 |
|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Promedio Ponderado | 130.21 | 124.95 | 128.70 | 131.66 |

Fuente: Elaboración Propia

III.1.4. CÁLCULO DE LA DEPRECIACIÓN

El cálculo de la depreciación se ha realizado de acuerdo con lo establecido en el RDC, considerando que existen dos tipos de activos que se deben considerar:

1. Los que resultan de inversiones efectivamente realizadas que fueron incorporadas hasta el período base.
2. Las inversiones que se incorporan ex ante y que corresponden al período tarifario para el que se realiza el estudio tarifario, que fueron determinadas a través de las ecuaciones de eficiencia y otras inversiones.

Respecto a las primeras, el cálculo de la depreciación se realizó para cada año del período para el que se realiza el estudio tarifario; utilizando el detalle de las cuentas definido en el SRUC con sus correspondientes vidas útiles que son consideradas para la determinación de la Base de Capital. Esta forma de cálculo es consistente con la determinación de la Base de Capital Neta y por lo tanto determina un costo de depreciación consistente con la evolución de los activos y el retorno que se reconoce a estas inversiones.

Las depreciaciones de inversiones efectivamente realizadas se muestran en la siguiente tabla:

TABLA 77 DEPRECIACIONES DE INVERSIONES EFECTIVAMENTE REALIZADAS - EDECHI [BALBOAS]

| Base de Capital | Jul 2021 - Jun 2022 | Jul 2022 - Jun 2023 | Jul 2023 - Jun 2024 | Jul 2024 - Jun 2025 | Jul 2025 - Jun 2026 |
|---------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Depreciación D | 7,385,954 | 6,806,850 | 6,085,739 | 5,930,221 | 5,615,427 |
| Depreciación AP | 458,091 | 458,091 | 458,091 | 440,654 | 407,774 |
| Depreciación C | 707,243 | 690,677 | 617,591 | 586,780 | 543,079 |
| Total Depreciación | 8,551,288 | 7,955,618 | 7,161,421 | 6,957,655 | 6,566,280 |

Fuente: Elaboración Propia

Las inversiones proyectadas que se consideran para el período tarifario para el cual se realiza el estudio tarifario no son inversiones reales y por lo tanto corresponden a estimaciones. De manera consistente, la depreciación también es una estimación, por lo que, para su cálculo se ha utilizado la relación entre la depreciación anual de estos activos dividida entre el valor total de la base de capital descontados los activos totalmente depreciados, cálculo que se realizó por actividad (Distribución, comercialización y alumbrado público, cada una de estas actividades incluye un prorrateo de Propiedades y Planta).

Finalmente, es importante mencionar que no se han aplicado límites a las tasas de depreciación calculadas. A continuación, se presenta el cálculo de la tasa de depreciación aplicada:

TABLA 78 TASA DE DEPRECIACIÓN DE LAS INVERSIONES ESTIMADAS - EDECHI [BALBOAS]

| Base de Capital | Jul 2021 - Jun 2022 |
|-----------------------------|---------------------|
| BCD | 240,521,964 |
| BCAP | 13,035,220 |
| BCC | 19,172,473 |
| Total BC | 272,729,657 |
| BCD | 64,642,508 |
| BCAP | 2,957,227 |
| BCC | 5,417,795 |
| Total BC | 73,017,530 |
| Depreciación D | 7,385,954 |
| Depreciación AP | 458,091 |
| Depreciación C | 707,243 |
| Total Depreciación | 8,551,288 |
| % Depreciación s/BC D | 4.20% |
| % Depreciación s/BC AP | 4.55% |
| % Depreciación s/BC C | 5.14% |
| % Total Depreciación | 4.28% |

Fuente: Elaboración Propia

III.2. BASE DE CAPITAL

En este apartado se presentan los resultados del cálculo de la base de capital inicial y la base de capital proyectada para el período Julio-2022 a Junio-2026.

La documentación aportada por la empresa es la siguiente:

- Las inversiones realizadas en los años 2018, 2019, 2020 (CM-820-21 del 8 de noviembre de 2021), 2021(CM-454-22 del 29 de junio de 2022) y el primer semestre de 2022(mediante correo electrónico del 19 de agosto de 2022) se han obtenido de los formularios BS-01 y BS-02, las planillas CC-01, los archivos Excel EDECHI Proyectos con cuentas y las bases de datos de Access de Elementos de cada uno de los años mencionados.
- Las inversiones proyectadas para el próximo período fueron presentadas por EDECHI mediante su nota CM-236-2022 de 13 de abril de 2022 y CM-793-22 del 27 de septiembre de 2022, las cuales fueron analizados por la ASEP para determinar las inversiones a incorporar en el IMP.

III.2.1. VALORES DE PARTIDA

Como datos de partida se adopta la base de capital aprobada por la ASEP hasta diciembre del año 2017 mediante Resolución AN No. 13004-Elec del 12 de diciembre de 2018.

Dado que el primer semestre del año 2018 fue estimado en la revisión anterior a los efectos del análisis de eficiencia se analiza el año 2018 completo en la presente revisión tarifaria.

Las planillas para el cálculo de la base de capital, planillas denominadas “AA-01-aaaa” toman como valor de partida la base de capital al 31/12/2001 a fin de computar correctamente la depreciación y los retiros en la determinación de la base de capital neta. Las adiciones y retiros hasta el 31/12/2017 se toman con la eficiencia determinada en el estudio tarifario correspondiente, a fin de que la base de partida sea la misma de la Resolución AN No. 13004-Elec.

Los valores de partida del año 2017 se muestran en la siguiente tabla:

TABLA 79 BASE DE CAPITAL INICIAL A DICIEMBRE 2017 – EDECHI

| EDECHI 2017 | BCBruto | BCNeta |
|-------------------------|------------------------|-----------------------|
| Propiedades y planta | B/. 13,931,059 | B/. 4,122,432 |
| Sistema de distribución | B/. 165,084,042 | B/. 82,586,371 |
| Alumbrado Público | B/. 10,904,593 | B/. 5,720,297 |
| Comercialización | B/. 12,657,894 | B/. 5,05,296 |
| Total | B/. 202,577,588 | B/. 97,634,397 |

Fuente: Elaboración Propia

III.2.2. CRITERIOS PARA EL ANÁLISIS DE LAS INVERSIONES 2018-2022

A los valores de activos netos y brutos correspondientes al año 2017 se le adicionan las inversiones y los retiros producidos en el periodo comprendido entre enero 2018 y Junio de 2022. Los datos correspondientes a los años 2018 a primer semestre de 2022 son analizados a partir de la aplicación de los criterios generales definidos en ese apartado, es importante mencionar que en el caso de EDECHI lo siguiente:

- 1) Factor de Inversión, se han depurado los conceptos que no cumplen con los criterios definidos en el Anexo III Criterios de Eficiencia Considerados para la Determinación de la Base de Capital.
- 2) Factor de eficiencia precio: No aplica por que los procesos fueron realizados por procesos de libre competencia.
- 3) Factor de asimetría: Se utiliza un coeficiente vinculado al concepto de diferencias de conocimiento de la información por parte del Regulador y de la empresa Distribuidora (denominado coeficiente de asimetría). Este coeficiente de asimetría tendrá un valor de 0.9, que se justifica por las inconsistencias identificadas:
 - a. Si bien los formularios CC-01 igualan con las incorporaciones de Activo reportadas en los Balances de Información Regulatoria, la evolución de las cuentas reflejada en los formularios BS-01 no es consistente. Los saldos iniciales más las incorporaciones menos los retiros y +/- transferencias y ajustes muestran diferencias. Incluso en algunos casos reflejan un saldo final igual al saldo inicial cuando existen inversiones, reportadas tanto en esos formularios como en los formularios CC-01. Aspecto que de hecho muestra un serio problema de asimetrías de información.
 - b. Existen valores de transferencias y ajustes muy significativos (en el caso de EDECHI superior a los 7 millones de Balboas en el año 2021), que no muestran razonabilidad.
 - c. Existen diferencias importantes entre los importes reportados como ATR en los formularios CC-01 y los Balances presentados dentro de la información regulatoria. Los formularios CC-01 no incluyen las transferencias del Estado. En este caso, se ha considerado la información proveniente de los formularios BS-01.
 - d. Adicionalmente, los procesos de libre competencia N1 están enfocados fundamentalmente en Mantenimiento, pero, incluyen el concepto Ejecución de Obras de Nuevos Suministros y Mejoras MT y BT que es un concepto muy general que podría englobar trabajos de inversión. Sin embargo, el concepto no está totalmente claro.

Vale la pena mencionar que EDECHI no ha presentado la información anual completa de los años 2018, 2019 y 2022, de acuerdo con lo establecido en el SRUC, falta la información georreferenciada.

Los factores de eficiencia resultantes para cada rubro de inversión y en cada año se presentan en el siguiente punto.

III.2.3. BASE DE CAPITAL A JUNIO DE 2022

La base de capital a junio de 2022 fue determinada a partir de los valores de partida, la aplicación de los criterios de eficiencia indicados en el punto anterior a los años 2018, 2019, 2020, 2021 y primer semestre de 2022.

En la siguiente tabla se presentan los valores así determinados:

TABLA 80 BASE DE CAPITAL 2010 – JUNIO 2014 – EDECHI

| EDECHI 2018 | Eficiencia | BCBruto | BCNeta |
|----------------------------|-------------------|------------------------|------------------------|
| Propiedades y planta | 0.90 | B/. 14,939,125 | B/. 4,269,251 |
| Sistema de distribución | 0.89 | B/. 177,932,892 | B/. 91,476,668 |
| Alumbrado Público | 0.90 | B/. 11,602,326 | B/. 5,998,915 |
| Comercialización | 0.90 | B/. 13,553,109 | B/. 5,763,766 |
| Total | | B/. 218,027,452 | B/. 107,508,599 |
| EDECHI 2019 | Eficiencia | BCBruto | BCNeta |
| Propiedades y planta | 0.90 | B/. 18,167,032 | B/. 6,624,556 |
| Sistema de distribución | 0.87 | B/. 190,521,520 | B/. 99,655,512 |
| Alumbrado Público | 0.90 | B/. 11,877,277 | B/. 5,880,907 |
| Comercialización | 0.90 | B/. 14,461,383 | B/. 6,298,841 |
| Total | | B/. 235,027,212 | B/. 118,459,816 |
| EDECHI 2020 | Eficiencia | BCBruto | BCNeta |
| Propiedades y planta | 0.90 | B/. 18,787,931 | B/. 5,701,531 |
| Sistema de distribución | 0.87 | B/. 203,865,276 | B/. 108,130,099 |
| Alumbrado Público | 0.90 | B/. 12,116,919 | B/. 5,715,092 |
| Comercialización | 0.90 | B/. 15,653,906 | B/. 7,076,878 |
| Total | | B/. 250,424,032 | B/. 126,623,601 |
| EDECHI 2021 | Eficiencia | BCBruto | BCNeta |
| Propiedades y planta | 0.89 | B/. 19,573,518 | B/. 5,025,521 |
| Sistema de distribución | 0.87 | B/. 216,009,805 | B/. 115,149,059 |
| Alumbrado Público | 0.90 | B/. 12,786,493 | B/. 5,968,317 |
| Comercialización | 0.90 | B/. 17,054,762 | B/. 8,009,045 |
| Total | | B/. 265,424,578 | B/. 134,151,941 |
| EDECHI 2022 1er Sem | Eficiencia | BCBruto | BCNeta |
| Propiedades y planta | 0.90 | B/. 20,036,189 | B/. 4,786,117 |
| Sistema de distribución | 0.89 | B/. 221,964,987 | B/. 118,298,473 |
| Alumbrado Público | 0.90 | B/. 13,035,220 | B/. 5,993,651 |
| Comercialización | 0.90 | B/. 17,693,260 | B/. 8,380,721 |
| Total | | B/. 272,729,657 | B/. 137,458,963 |

Fuente: Elaboración Propia

III.2.4. INVERSIONES EFICIENTES EN DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN 2022 -2026

- **Inversiones eficientes determinadas a partir de las ecuaciones de eficiencia**

Mediante la aplicación de las ecuaciones incluidas en el Capítulo I de la Parte I, a los datos de clientes de la Tabla 71 Número de Clientes – EDECHI, Tabla 73 Demanda Máxima - EDECHI y Tabla 74 Proyección Longitud de líneas EDECHI y ajustados para traer las cifras de EE.UU. a Panamá comentado en el Capítulo I, Parte I se obtuvieron los siguientes activos eficientes de distribución y comercialización expresados en términos de junio 2022:

TABLA 81 ACTIVOS EFICIENTES– EDECHI [BALBOAS]

| Activo | Jul 21/Jun 22 | Jul 22/Jun 23 | Jul 23/Jun 24 | Jul 24/Jun 25 | Jul 25/Jun 26 |
|------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| AD | 416,795,441 | 428,847,585 | 445,856,949 | 463,587,261 | 481,866,279 |
| AC | 34,904,431 | 36,053,730 | 37,449,425 | 38,874,516 | 40,329,780 |
| Activos Totales | 451,699,872 | 464,901,315 | 483,306,373 | 502,461,777 | 522,196,059 |

Fuente: Elaboración Propia

Luego, a partir de estimar las diferencias entre un año y el inmediatamente anterior, surgen las inversiones eficientes en distribución (ID) y comercialización (IC), las cuales se muestran en la siguiente tabla:

TABLA 82 INVERSIONES EFICIENTES – EDECHI [BALBOAS]

| Inversiones | Jul 22/Jun 23 | Jul 23/Jun 24 | Jul 24/Jun 25 | Jul 25/Jun 26 |
|----------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| ID | 12,052,144 | 17,009,363 | 17,730,313 | 18,279,017 |
| IC | 1,149,299 | 1,395,695 | 1,425,091 | 1,455,264 |
| Inversiones Totales | 13,201,443 | 18,405,058 | 19,155,404 | 19,734,281 |

Fuente: Elaboración Propia

- **Inversiones eficientes no contempladas en las ecuaciones de eficiencia**

Los datos de las empresas comparadoras y en consecuencia las ecuaciones de eficiencia no consideran las inversiones en subestaciones en alta tensión, alumbrado público, soterramiento, electrificación rural y otras, por lo que éstas se agregan a partir de lo previsto en los planes de expansión de la propia empresa con un análisis de razonabilidad. También se han revisado las fechas de entrada de los proyectos propuestas por las empresas.

En la siguiente tabla se presentan los valores resultantes que son incorporados como inversiones de alta tensión:

TABLA 83 INVERSIONES ADICIONALES EN AT - EDECHI [MILES DE BALBOAS]

| DETALLE | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 | TOTALES |
|--|-----------------|---------------------|---------------------|-----------------|---------|
| Nueva SE Veladero 230/34,5 kV | 1,050 | 5,000 | 2,500 | - | 8,550 |
| Integración de Isla Colón al SIN | 10,849 | - | - | - | 10,849 |
| Arquitectura de red de la subestación Veladero | - | 1,000 | - | - | 1,000 |
| Nueva SE Changuinola 2 34,5/13,8 kV | 1,600 | 3,800 | - | - | 5,400 |
| Arquitectura SE Changuinola | - | 500 | 1,000 | - | 1,500 |
| Nuevo Circuito Changuinola - Almirante | 2,180 | - | - | - | 2,180 |

| | | | | | |
|--|---------------|---------------|--------------|---------------|---------------|
| Transformador ZigZag SE San Cristobal | 410 | - | - | - | 410 |
| Segundo Transformador San Cristobal 115/13,8kV 30MVA | - | - | 4,900 | - | 4,900 |
| Nueva SE Almirante 2 34,5/4,16 kV | - | - | - | 5,000 | 5,000 |
| Segunda LAT MDN - San Cristobal 115kV | - | - | - | 7,500 | 7,500 |
| Transformador para la subestación Volcán | - | - | 1,000 | - | 1,000 |
| Transformador para la subestación Paso Canoas | - | - | - | 1,000 | 1,000 |
| TOTAL | 16,089 | 10,300 | 9,400 | 13,500 | 49,289 |

Fuente: Elaboración Propia con base en la propuesta presentada por la empresa

Adicionalmente se prevé la incorporación de otras inversiones denominadas especiales que consideran circuitos en MT, como se muestra en la siguiente tabla:

TABLA 84 INVERSIONES ADICIONALES EN MT - EDECHI [MILES DE BALBOAS]

| DETALLE | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 | TOTALE S |
|---|-----------------|------------------|---------------------|-----------------|---------------|
| Circuito 34-50 B (Respaldo SE Ch- SE Ve) | 470 | 2,289 | 3,794 | 7,117 | 13,670 |
| Circuito 34-19 B (Respaldo SE Por - SE Vol) | 50 | 2,330 | 2,280 | - | 4,660 |
| Circuito 34-42 B (Respaldo SE Pro - SE PAR) | 250 | 2,740 | - | - | 2,990 |
| TOTAL | 770 | 7,359 | 6,074 | 7,117 | 21,320 |

Fuente: Elaboración Propia con base en la propuesta presentada por la empresa

Adicionalmente, se consideran las inversiones en medición inteligente y en electrificación rural estimadas. El detalle de las poblaciones incluidas en esta sección se encuentra en el Anexo V Proyectos de Electrificación Rural. Los totales por periodo se indican en la siguiente tabla:

TABLA 85 INVERSIONES ADICIONALES EN MEDICIÓN INTELIGENTE Y ELECTRIFICACIÓN RURAL – EDECHI [MILES DE BALBOAS]

| DETALLE | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 | TOTALES |
|---|-----------------|------------------|------------------|-----------------|--------------|
| Plan de Implantación de medición inteligente 1,700 puntos en COOSEMUPAR y Distrito de David | 43 | 86 | 86 | 86 | 300 |
| Electrificación Rural | 214 | 429 | 429 | 429 | 1.500 |

Fuente: Elaboración Propia con base en la propuesta presentada por la empresa

- **Inversiones eficientes en Alumbrado Público**

Para la determinación de $ACTALUM_t$ y $ACTNALUM_t$ se tomó en consideración el valor del activo fijo al término del primer semestre de 2022 y las incorporaciones de activos basados en el plan de inversiones presentado por la distribuidora. El plan de inversiones toma en cuenta el crecimiento vegetativo de luminarias LED a ejecutar, cuyas cifras se observan a continuación:

TABLA 86 INVERSIONES EN ALUMBRADO PÚBLICO - EDECHI [MILES DE BALBOAS]

| DETALLE | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 | TOTALES |
|--|-----------------|------------------|---------------------|-----------------|--------------|
| Inversión en Crecimiento Vegetativo - LED - miles de Balboas | 460 | 460 | 460 | 460 | 1,840 |
| Cantidad de Luminarias LED | 974 | 1,948 | 1,948 | 1,946 | 6,816 |

Fuente: Elaboración Propia

- **Inversiones eficientes Totales**

En resumen, las inversiones eficientes no consideradas dentro de las ecuaciones de eficiencia previstas para el periodo tarifario son las siguientes:

TABLA 87 INVERSIONES NO CONTEMPLADAS EN LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA- EDECHI [MILES DE BALBOAS]

| INVERSIONES NO CONTEMPLADAS EN LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA | | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 | TOTALES |
|---|---------|-----------------|------------------|------------------|-----------------|---------------|
| Inverisiones adicionales Distribucion | ID | 17,073 | 18,087 | 15,902 | 21,046 | 72,109 |
| Inverisiones adicionales Comercialización | IC | 43 | 86 | 86 | 86 | 300 |
| Inversiones adicionales en alumbrado | IA P | 460 | 460 | 460 | 460 | 1,840 |

Fuente: Elaboración Propia

Con los valores anteriores y las inversiones que resultan de las ecuaciones de eficiencia, resultan las inversiones para el periodo julio 2022 a junio 2026 de distribución, comercialización y alumbrado público:

TABLA 88 INVERSIONES TOTALES –EDECHI [MILES DE BALBOAS]

| INVERSIONES TOTALES | | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 | TOTALES |
|--------------------------|---------|-----------------|------------------|------------------|-----------------|----------------|
| Distribución | ID | 29,125.61 | 35,096.64 | 33,632.44 | 39,325.02 | 137,180 |
| Comercialización | IC | 1,192.16 | 1,481.41 | 1,510.81 | 1,540.98 | 5,725 |
| Alumbrado Público | IA P | 460 | 460 | 460 | 460 | 1,840 |
| TOTAL INVERSIONES | | 30,778 | 37,038 | 35,603 | 41,326 | 144,745 |

Fuente: Elaboración Propia.

Los costos de las Inversiones en este IMP podrán variar durante su ejecución, por lo que el costo eficiente a ser incorporado en la Base de Capital del siguiente periodo tarifario será determinado en su momento con la metodología utilizada para determinar el costo eficiente del resto de las inversiones realizadas y en ningún caso se considerarán como precio eficiente los costos estimados en este IMP.

III.2.5. AJUSTE POR ACTIVIDADES NO REGULADAS

Tal como establece la normativa vigente se determinó el factor de corrección por actividades no reguladas (FCBC), el cual se utiliza para ajustar la base de capital inicial (t-1).

En el caso de EDECHI se utilizó información recibida de la empresa correspondiente a la carta DSAN 1619 del período 2018 a 2021, obteniéndose los siguientes resultados:

TABLA 89 FACTOR DE CORRECCIÓN POR INGRESOS DE ACTIVIDADES NO REGULADAS – EDECHI [BALBOAS]

| Detalle | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | Promedio |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Ingresos no regulados | 179,970 | 179,970 | 391,203 | | 250,381 |
| Ingresos por venta de energía | 153,769,677 | 179,583,524 | 157,853,026 | 151,385,746 | 163,735,409 |
| Compras de energía otros ingresos | - 118,297,086 | - 128,494,796 | - 105,243,263 | - 110,388,423 | - 117,345,048 |
| Ingreso Neto por actividades reguladas | 35,472,591 | 51,088,727 | 52,609,763 | 40,997,323 | 46,390,360 |

| | | | | | |
|-------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Factor de ajuste | 0.995 | 0.996 | 0.993 | 1.000 | 0.995 |
|-------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|

Fuente: Elaboración Propia con base en los Informes Regulatorios de EDECHI

Los ingresos no regulados estimados a partir de información brindada por la empresa es un valor muy bajo en relación con las características de este tipo de actividades. Por otro lado, la situación en este aspecto debería ser similar a la de ENSA, por lo cual se adopta el mismo valor de ENSA para estas actividades, esto es 0.9598, criterio que también fue aplicado en la determinación del IMP para el período 2018 – 2022.

III.2.6. BASE DE CAPITAL PROYECTADA DEL PERÍODO 2022-2026

Con los coeficientes de ajustes indicados en el punto anterior aplicados a los activos brutos y netos para el año inicial correspondiente solo a actividades reguladas surge la tabla siguiente:

TABLA 90 BASE DE CAPITAL JUL-2022 A JUN-2026 – EDECHI (BALBOAS)

| BASE DE CAPITAL | | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 |
|--|-----------|-----------------|------------------|------------------|-----------------|
| Valor Bruto Base de Capital Distribución | BCD | 259,984 | 295,080 | 328,713 | 368,038 |
| Valor Bruto Base de Capital Comercialización | BCC | 19,594 | 21,076 | 22,587 | 24,127 |
| Valor Bruto Activos Fijos Alumbrado Público | ACTalum | 12,971 | 13,431 | 13,891 | 14,351 |
| | | 292,549 | 329,587 | 365,191 | 406,517 |
| Valor Neto Base Capital Distribución | BCND | 139,542 | 166,593 | 190,892 | 219,667 |
| Valor Neto Base Capital Comercialización | BCNC | 8,819 | 9,583 | 10,331 | 11,074 |
| Valor Neto Activos Fijos Alumbrado Público | ACTN alum | 5,744 | 5,715 | 5,682 | 5,661 |
| | | 154,106 | 181,891 | 206,905 | 236,402 |

Fuente: Elaboración Propia

III.3. PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN

Mediante la aplicación de la ecuación incluida en el Capítulo I, Parte I, a los datos de energía inyectada a la red de EDECHI que se muestran en la Tabla 72 Energía inyectada – EDECHI, se obtuvieron los siguientes porcentajes de pérdidas de energía eficientes respecto a la energía inyectada (PD [%]) de EDECHI:

TABLA 91 PÉRDIDAS EFICIENTES - EDECHI

| Pérdidas | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 |
|----------|--------------|---------------|---------------|--------------|
| Pérdidas | 7.66% | 7.66% | 7.66% | 7.66% |

Fuente: Elaboración Propia

III.4. COSTOS EFICIENTES

COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO Y COMERCIALIZACIÓN

Mediante la aplicación de las ecuaciones de eficiencia incluidas en el Capítulo I, Parte I a los datos de clientes de EDECHI que se muestran en la Tabla 71 Número de CLIENTES – EDECHI y momento eléctrico calculado con los datos de demanda máxima y las longitudes de redes aéreas y subterráneas que se muestran en la Tabla 73 Demanda Máxima - EDECHI y Tabla 74 Proyección Longitud de líneas EDECHI; y una vez realizado el ajuste de adaptación de los costos de EE.UU. comentado en el Capítulo I, Parte I se obtuvieron los siguientes costos eficientes:

TABLA 92 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES – EDECHI [BALBOAS]

| COSTO | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 |
|----------------|--------------|---------------|---------------|--------------|
| OM | 16,259,224 | 16,871,263 | 17,494,222 | 18,133,263 |
| COM | 13,947,007 | 14,518,295 | 15,102,868 | 15,701,079 |
| ADM | 8,982,218 | 9,296,338 | 9,615,608 | 9,941,341 |
| Costos Totales | 39,188,449 | 40,685,896 | 42,212,698 | 43,775,684 |

Fuente: Elaboración Propia

COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE ALUMBRADO PÚBLICO

El costo reconocido en la revisión anterior por luminaria actualizado (con factor de ajuste tarifario 2018-2022) resulta de 4.92 Balboas/luminaria, el valor contable del costo incurrido promedio de periodo 2018-2021 es 5.07 Balboas /luminaria. En función de lo anterior se fija un valor de 4.92 Balboas /luminaria.

En las siguientes tablas se presentan los costos de AP para el período tarifario:

TABLA 93 COSTOS DE MANTENIMIENTO POR LUMINARIA - EDECHI

| Detalle | Unidad | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | Promedio |
|------------|--------|---------|---------|---------|---------|----------|
| Costo AP | B/. | 292,669 | 219,225 | 223,424 | 572,369 | 326,922 |
| Luminarias | Cant. | 62,344 | 63,927 | 65,628 | 66,104 | 64,501 |

| | | | | | |
|------------------------------|------|------|------|------|------|
| Costo Mant./lum Cont. | 4.69 | 3.43 | 3.40 | 8.66 | 5.07 |
|------------------------------|------|------|------|------|------|

| | |
|-----------------------------------|-------------|
| Costo Mant./lum RT-1 (Act) | 4.92 |
|-----------------------------------|-------------|

| | |
|------------------------|-------------|
| Costo Mant./lum | 4.92 |
|------------------------|-------------|

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 94 COSTOS DE MANTENIMIENTO DE ALUMBRADO PÚBLICO - EDECHI

| Destalle | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 |
|---|-----------------|------------------|------------------|-----------------|
| Cantidad de Luminarias | 69,661 | 71,122 | 73,070 | 75,017 |
| Costos de O&M por Luminaria [Balboas/lum.] | 4.92 | 4.92 | 4.92 | 4.92 |
| Costo de O&M de Alumbrado Público [Miles de Balboas] | 342.97 | 350.17 | 359.76 | 369.34 |

Fuente: Elaboración Propia

III.5. DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS

Las inversiones declaradas por la empresa para el periodo julio 2018 a junio 2022 ajustadas preliminarmente con el análisis señalado en la Parte III, Capítulo III.2 Base de Capital, numeral III.2.2. Criterios para el análisis de las inversiones 2018-2022, han sido comparadas con las aprobadas por la ASEP en el IMP del mismo periodo.

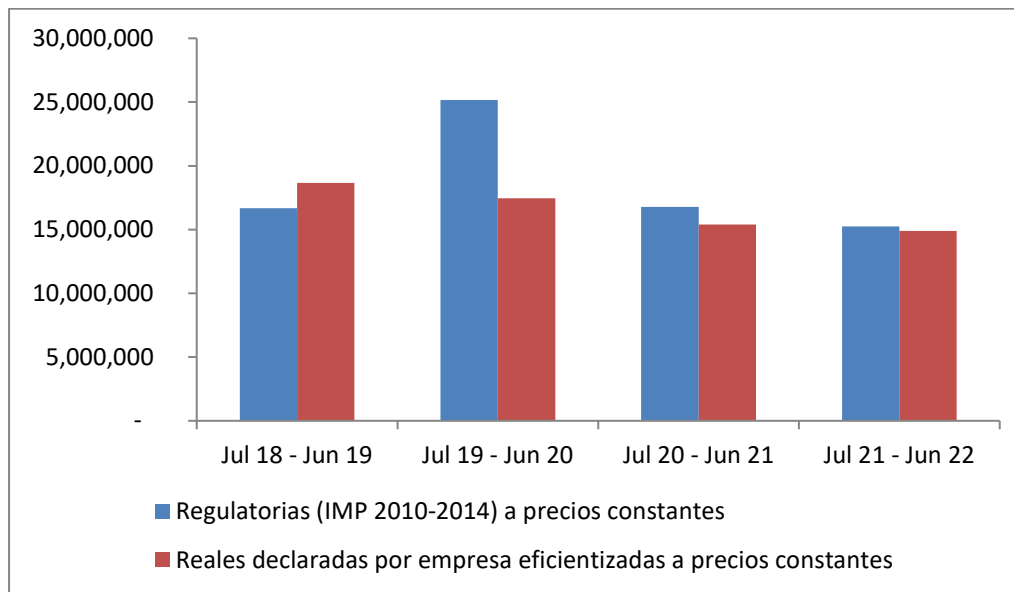
En esta ocasión se han tomado en consideración las inversiones ajustadas, porque no se ha realizado un ajuste por eficiencia, sino más bien por asimetría de información.

Esta Autoridad consideró la información presentada por las distribuidoras para el análisis de las inversiones, y tomará en cuenta aquella información que aporten las empresas distribuidoras, dentro del periodo de consulta pública, que valide las inversiones reportadas afectos de su consideración en la Base de Capital.

Los valores de las inversiones ejecutadas ajustadas de las empresas para cada año han sido llevadas a precios constantes de Junio 2018, fecha a la que están referenciadas las inversiones reconocidas en el cálculo del IMP del periodo Julio 2018 a Junio 2022. Para esto se utilizó la información correspondiente a los ajustes tarifarios semestrales realizados durante el período tarifario.

En la gráfica siguiente se muestran las diferencias encontradas:

GRÁFICO 6 INVERSIONES RECONOCIDAS VS EJECUTADAS - EDECHI (BALBOAS)



Fuente. EDECHI y modelos IMP 2018 – 2022 (ASEP)

Se observa que, en los tres años finales de los cuatro años del período tarifario, las inversiones ejecutadas han estado por debajo de las inversiones reconocidas en el cálculo del IMP vigente.

El único año en el que las inversiones reales superan las inversiones aprobadas es el primer año, sin embargo, no compensa la falta de inversiones de los últimos años, en comparación con los montos reconocidos en las tarifas vigentes. En efecto, las inversiones acumuladas ejecutadas afectadas por el análisis de eficiencia en el período Julio 2018 a Junio 2022 son un 10.8% menores a las inversiones acumuladas reconocidas en el cálculo del IMP de dicho período. Adicionalmente, la empresa sólo ha ejecutado el 38% de los proyectos de inversión que se aprobaron en el IMP.

Corresponde, entonces, descontar el costo de capital y de depreciación de aquellas inversiones que no han sido ejecutadas, pero si pagadas por los clientes a través de las tarifas.

1. En primer lugar, se estimó la diferencia entre el monto anual de inversiones en activos brutos fijos aprobadas en el IMP y el monto anual de inversiones efectivamente ejecutadas, en cada periodo Julio a Junio de los años 2018 a 2022. Cabe indicar que estas últimas, que están a precios corrientes de cada año, por lo cual han sido llevadas a precios constantes de Junio 2018, fecha a la que están referenciadas las inversiones reconocidas en el cálculo del IMP del periodo Julio 2018 a Junio 2022. Para esto se utilizó la información del índice de ajuste tarifario semestral utilizado durante el periodo.
2. En segundo lugar, se estimaron las depreciaciones anuales y las acumuladas asociadas al diferencial de inversiones resultante de lo comentado en el punto 1, considerando una vida útil de 28 años, determinada como la relación de 1 dividido entre la tasa de depreciación promedio considerada en la determinación del IMP para el período 2018 – 2022.
3. Posteriormente, se estimó el monto anual de inversiones netas de depreciaciones pagadas a través del IMP, pero no ejecutadas, considerando en cada año los valores brutos obtenidos en el punto 1 menos las depreciaciones acumuladas obtenidas en el punto 2.

4. En cuarto lugar, se estimó el costo de capital que fue reconocido en el cálculo del IMP del período 2018 - 2022, pero cuyas inversiones asociadas no fueron ejecutadas, considerando la tasa real antes de impuestos aprobada por la ASEP para la determinación del IMP del periodo 2018-2022, igual a 8.94%.
5. Finalmente, la suma del valor obtenido en el punto 4, representativo del costo de capital que se ha pagado, pero cuyas inversiones asociadas no se han ejecutado en tiempo y forma, y del valor obtenido en Punto 2, representativo del costo de depreciaciones que ha sido pagado, pero cuyas inversiones asociadas no se han ejecutado, fueron llevados a precios del año base del cálculo del IMP del período 2022 – 2026 con la tasa de actualización promedio resultante de las actualizaciones semestrales aplicadas y actualizados considerando la tasa regulada de 8.94% real antes de impuestos.

En la tabla siguiente se muestran los resultados obtenidos:

TABLA 95 ESTIMACIÓN DEL DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS - EDECHI [BALBOAS]

| Periodo | Jul 18 - Jun 19 | Jul 19 - Jun 20 | Jul 20 - Jun 21 | Jul 21 - Jun 22 |
|---|------------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Inversiones proyectadas | 16,668,079 | 25,156,857 | 16,779,437 | 15,257,633 |
| Inversiones realizadas a precios corrientes | 18,705,424 | 17,574,487 | 15,487,894 | 14,869,432 |
| Inversiones realizadas deflacionadas a jun 2014 | 18,662,570 | 17,461,705 | 15,387,606 | 14,895,288 |
| Inversión Bruta no ejecutada | -1,994,491 | 7,695,152 | 1,391,831 | 362,345 |
| Depreciación acumulada de la Inversión no ejecutada | -35,843 | 66,603 | 229,904 | 261,428 |
| Inversión Neta no ejecutada | -1,958,649 | 5,669,900 | 6,831,828 | 6,932,745 |
| Costo de capital anual asociado a la inversión no ejecutada | -175,103 | 506,889 | 610,765 | 619,787 |
| Renta + amortización de inversiones no ejecutadas | -210,946 | 573,492 | 840,669 | 881,215 |
| Valor indexado a Junio 2018 | -274,517 | 683,585 | 917,820 | 881,215 |
| Valor total a descontar | 2,208,104 | | | |

Fuente. EDECHI y modelos IMP 2018 – 2022 (ASEP)

El valor será descontado del cálculo del IMP del período Julio 2022 a Junio 2026.

III.6. DETERMINACIÓN DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO

En la siguiente tabla se presenta el valor presente neto para cada uno de los componentes de IMP y el IMP medio obtenido para el período Jul-2022 a Jun-2026:

TABLA 96 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO - EDECHI [MILES DE BALBOAS]

| INGRESO MÁXIMO PERMITIDO | JUL22/ JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25/ JUN26 |
|--|-----------------|------------------|------------------|-----------------|
| IPSD - Ingreso Máximo Permitido por Distribución | 44,940 | 48,874 | 53,242 | 57,956 |
| IMPCO - Ingreso Máximo Permitido por Comercialización | 15,444 | 16,079 | 16,775 | 17,473 |
| ALUMPU - Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público | 1,317 | 1,343 | 1,353 | 1,348 |
| IPPD - Ingreso Máximo Permitido por Pérdidas en Distribución | 10,126 | 10,310 | 11,364 | 12,289 |
| INVNE - Descuento por Inversiones no Ejecutadas en periodo anterior | -2,208 | | | |
| | | | | |
| IMP - Ingreso Máximo Permitido | 69,619 | 76,605 | 82,734 | 89,067 |

| VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO | | |
|--|---------------|-----------------------|
| Expresado a junio 2022 | UNIDADES | JULIO/22- JUNIO/26 |
| VP-IPSD - DISTRIBUCIÓN | Miles de B/. | 171,238.84 |
| VP-IMPCO - COMERCIALIZACIÓN | Miles de B/. | 55,161.35 |
| VP-ALUMPU - ALUMBRADO PÚBLICO | Miles de B/. | 4,510.13 |
| SUB-TOTAL | Miles de B/. | 230,910.32 |
| VP-IPPD - PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN | Miles de B/. | 36,878.35 |
| IMP TOTAL | Miles de B/. | 267,788.67 |
| ENERGIA FACTURADA (sin AP) | MWh | 3,295,682.16 |
| IMP | B./MWh | 81.25 |
| IMP S/Pérdidas | B./MWh | 70.06 |

Fuente: Elaboración Propia

ANEXO I INGRESO MÁXIMO PERMITIDO – EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

CUADRO NO. 1 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) - EDEMET
(En miles de Balboas)

| | JUL22 / JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25 / JUN26 |
|---------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| ISPD | 163,636.86 | 178,268.89 | 191,531.43 | 196,965.11 |
| IMPCO | 51,800.05 | 53,461.73 | 55,067.33 | 56,483.45 |
| ALUMPU | 5,430.36 | 5,834.85 | 6,260.72 | 6,653.54 |
| IPPD | 58,678.81 | 58,884.54 | 66,057.84 | 70,068.07 |
| INVNE | -8,624.09 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| IMP | 270,921.99 | 296,450.01 | 318,917.32 | 330,170.17 |

| VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO | | |
|---|------------------------|--------------------------|
| VALORES REFERENCIADOS A JUNIO DE 2022 | UNIDADES | JULIO/22-JUNIO/26 |
| DISTRIBUCIÓN | En miles de B/. | 611,405.53 |
| COMERCIALIZACIÓN | En miles de B/. | 182,043.48 |
| ALUMBRADO PÚBLICO | En miles de B/. | 20,228.26 |
| SUB-TOTAL | En miles de B/. | 813,677.27 |
| PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN | En miles de B/. | 212,253.32 |
| TOTAL | En miles de B/. | 1,025,930.59 |

CUADRO No. 2 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR DISTRIBUCIÓN – EDEMET = IMPD

(En miles de Balboas)

| SISTEMA PRINCIPAL | | JUL22 / JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25 / JUN26 |
|---|------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Rentabilidad sobre Activos | BCDN * RR | 58,231.68 | 68,347.65 | 74,948.29 | 76,040.99 |
| Depreciación | BCD * DEP% | 33,432.02 | 35,710.60 | 40,354.96 | 42,786.97 |
| Operación y Mantenimiento | OM | 47,582.40 | 49,098.71 | 50,467.31 | 51,763.14 |
| Administración | ADM | 24,390.77 | 25,111.92 | 25,760.87 | 26,374.02 |
| | IPSD | 163,636.86 | 178,268.89 | 191,531.43 | 196,965.11 |
| Pérdidas Ecuaciones de Eficiencia | (PDEcEf%) * MWhD * CMM | 49,647.87 | 49,821.44 | 55,890.12 | 59,282.50 |
| Pérdidas No Técnicas en Zonas Rojas (PNT) | (PDNT%) * MWhD * CMM | 9,030.94 | 9,063.10 | 10,167.72 | 10,785.57 |
| | IPPD | 58,678.81 | 58,884.54 | 66,057.84 | 70,068.07 |
| | IMPD | 222,315.67 | 237,153.44 | 257,589.27 | 267,033.18 |

CUADRO No. 3 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR COMERCIALIZACIÓN – EDEMET = IPCO

(En miles de Balboas)

| COMERCIALIZACIÓN | | JUL22 / JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25 / JUN26 |
|----------------------------|-------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Rentabilidad sobre Activos | BCNC * RR | 3,691.44 | 3,828.61 | 3,925.32 | 4,006.36 |
| Depreciación | BCC * DEP% | 3,317.93 | 3,294.07 | 3,404.44 | 3,412.99 |
| Comercialización | COM | 44,790.68 | 46,339.06 | 47,737.56 | 49,064.10 |
| | IPCO | 51,800.05 | 53,461.73 | 55,067.33 | 56,483.45 |

CUADRO No. 4 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR ALUMBRADO PÚBLICO – EDEMET = ALUMPU

(En miles de Balboas)

| ALUMBRADO PÚBLICO | | JUL22 / JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25 / JUN26 |
|----------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Rentabilidad sobre Activos | ACTN alum * RR | 2,257.86 | 2,451.04 | 2,630.38 | 2,797.73 |
| Depreciación | ACT alum * DEP% | 1,894.76 | 2,039.12 | 2,196.38 | 2,332.57 |
| Operación y Mantenimiento | OM alum | 1,277.73 | 1,344.69 | 1,433.97 | 1,523.24 |
| | ALUMPU | 5,430.36 | 5,834.85 | 6,260.72 | 6,653.54 |

Cuadro No. 5 Parámetros y Valores utilizados en el cálculo de los ingresos permitidos - EDEMET

| PARÁMETROS | | UNIDADES | JUL22 / JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25 / JUN26 | |
|--|-------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Tasa de Rentabilidad | RR% | % | 8.80% | 8.80% | 8.80% | 8.80% | |
| Depreciación Activos Distribución | DEP% | % | 3.98% | 3.98% | 3.98% | 3.98% | |
| Depreciación Activos Comercialización | DEP% | % | 5.08% | 5.08% | 5.08% | 5.08% | |
| Depreciación Activos de AP | DEP% | % | 4.55% | 4.55% | 4.55% | 4.55% | |
| Operación y Mantenimiento de AP | OM alum | B./Luminaria | 6.91 | 6.91 | 6.91 | 6.91 | |
| IMPULSORES DE COSTOS | | UNIDADES | BASE | JUL22 / JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25 / JUN26 |
| Demanda Máxima | MW | 850 | 882 | 919 | 959 | 1,001 | |
| Energía Facturada | MWH | 4,190,870 | 4,340,918 | 4,496,339 | 4,657,325 | 4,824,074 | |
| Energía Ingresada al Sistema | MWH | 4,606,975 | 4,771,895 | 4,942,720 | 5,119,660 | 5,302,933 | |
| Clientes | N° clientes | 586,414 | 604,532 | 625,655 | 644,740 | 662,848 | |
| Longitud de líneas | Km | 21,286 | 22,078 | 22,812 | 23,561 | 24,290 | |
| Costo de la Energía en Mercado Mayorista (CMM) | B./MWh | | 136.15 | 131.92 | 142.88 | 146.32 | |
| Cantidad de Luminarias | | | 184,959 | 194,652 | 207,576 | 220,498 | |
| COSTOS EFICIENTES | | UNIDADES | BASE | JUL22 / JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25 / JUN26 |
| Administración | ADM | En Balboas | 24,390,765 | 25,111,922 | 25,760,866 | 26,374,023 | |
| Operación y Mantenimiento | OM | En Balboas | 47,582,397 | 49,098,710 | 50,467,311 | 51,763,136 | |
| Comercialización | COM | En Balboas | 44,790,684 | 46,339,056 | 47,737,564 | 49,064,105 | |
| Pérdidas | PD% | % | 7.64% | 7.64% | 7.64% | 7.64% | |
| Pérdidas de terceros | PD-NP% | % | | | | | |
| Pérdidas no gestionables reconocidas | PNG% | % | 1.39% | 1.39% | 1.39% | 1.39% | |
| ACTIVOS PERMITIDOS – BASE DE CAPITAL | | UNIDADES | BASE | JUL22 / JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25 / JUN26 |
| Activos Brutos | | | | | | | |
| Distribución | BCD | Miles de B/. | 1,103,190 | 1,195,199 | 1,345,864 | 1,461,226 | 1,516,430 |
| Comercialización | BCC | Miles de B/. | 94,949 | 99,303 | 104,156 | 108,659 | 112,993 |
| Alumbrado Público | ACT alum | Miles de B/. | 45,910 | 48,027 | 52,261 | 56,495 | 60,730 |
| Activos Netos | | | | | | | |
| Distribución | BCND | Miles de B/. | 603,147 | 661,724 | 776,678 | 851,685 | 864,102 |
| Comercialización | BCNC | Miles de B/. | 40,912 | 41,948 | 43,507 | 44,606 | 45,527 |
| Alumbrado Público | ACTN alum | Miles de B/. | 25,435 | 25,658 | 27,853 | 29,891 | 31,792 |

CUADRO NO. 6 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) - ENSA
(En miles de Balboas)

| | JUL22 / JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25 / JUN26 |
|---------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| ISPD | 128,494.44 | 133,118.52 | 137,824.21 | 138,895.45 |
| IMPCO | 51,946.10 | 53,097.30 | 54,114.86 | 54,963.88 |
| ALUMPU | 5,064.81 | 5,431.61 | 5,762.64 | 6,100.98 |
| IPPD | 53,072.46 | 53,590.35 | 58,403.17 | 62,315.11 |
| INVNE | - | - | - | - |
| IMP | 234,222.41 | 245,237.79 | 256,104.88 | 262,275.42 |

| VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO | | |
|---|-----------------|--------------------------|
| VALORES REFERENCIADOS A JUNIO DE 2022 | UNIDADES | JULIO/22-JUNIO/26 |
| DISTRIBUCIÓN | En miles de B/. | 453,656.73 |
| COMERCIALIZACIÓN | En miles de B/. | 180,581.43 |
| ALUMBRADO PÚBLICO | En miles de B/. | 18,778.46 |
| SUB-TOTAL | En miles de B/. | 653,016.62 |
| PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN | En miles de B/. | 191,030.54 |
| TOTAL | En miles de B/. | 844,047.16 |

CUADRO No. 7 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR DISTRIBUCIÓN – ENSA = IMPD

(En miles de Balboas)

| SISTEMA PRINCIPAL | | JUL22 / JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25 / JUN26 |
|---|--------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Rentabilidad sobre Activos | BCDN * RR | 36,940.55 | 38,605.82 | 40,570.87 | 42,492.83 |
| Depreciación | BCD * DEP% | 27,038.47 | 28,003.12 | 28,687.85 | 25,717.59 |
| Operación y Mantenimiento | OM | 42,496.38 | 43,841.25 | 45,228.69 | 46,660.06 |
| Administración | ADM | 22,019.04 | 22,668.34 | 23,336.79 | 24,024.97 |
| | IPSD | 128,494.44 | 133,118.52 | 137,824.21 | 138,895.45 |
| Pérdidas Ecuaciones de Eficiencia | (PDEcEf%) * MWhD * CMM | 42,638.31 | 43,053.83 | 46,919.79 | 50,061.90 |
| Pérdidas No Técnicas en Zonas Rojas (PNT) | (PDNT%) * MWhD * CMM | 9,818.77 | 9,915.10 | 10,806.12 | 11,530.54 |
| Pérdidas carga EDEMET | (PDEDEMET%) * MWhD * CMM | 615.38 | 621.42 | 677.27 | 722.67 |
| | IPPD | 53,072.46 | 53,590.35 | 58,403.17 | 62,315.11 |
| | IMPD | 181,566.89 | 186,708.87 | 196,227.38 | 201,210.57 |

CUADRO No. 8 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR COMERCIALIZACIÓN – ENSA = IPCO

(En miles de Balboas)

| COMERCIALIZACIÓN | | JUL22 / JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25 / JUN26 |
|----------------------------|-------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Rentabilidad sobre Activos | BCNC * RR | 6,182.48 | 5,985.20 | 5,791.74 | 5,650.57 |
| Depreciación | BCC * DEP% | 5,898.53 | 5,867.35 | 5,650.94 | 5,164.25 |
| Comercialización | COM | 39,865.09 | 41,244.75 | 42,672.18 | 44,149.05 |
| | IPCO | 51,946.10 | 53,097.30 | 54,114.86 | 54,963.88 |

CUADRO No. 9 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR ALUMBRADO PÚBLICO = ALUMPU

(En miles de Balboas)

| ALUMBRADO PÚBLICO | | JUL22 / JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25 / JUN26 |
|----------------------------|-----------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Rentabilidad sobre Activos | ACTN alum * RR | 2,321.81 | 2,457.17 | 2,587.48 | 2,711.55 |
| Depreciación | ACT alum * DEP% | 1,868.18 | 1,992.13 | 2,049.53 | 2,120.53 |
| Operación y Mantenimiento | OM alum | 874.81 | 982.31 | 1,125.62 | 1,268.91 |
| | ALUMPU | 5,064.81 | 5,431.61 | 5,762.64 | 6,100.98 |

*Metodología de Cálculo del IMP – Anexo I Ingreso Máximo Permitido**Ingreso Máximo Permitido- ENSA**ASEP 80*

CUADRO NO. 10 PARÁMETROS Y VALORES UTILIZADOS EN EL CÁLCULO DE LOS INGRESOS PERMITIDOS - ENSA

| PARÁMETROS | | UNIDADES | JUL22 / JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25 / JUN26 | |
|--|-------------|--------------|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Tasa de Rentabilidad | RR% | % | 8.80% | 8.80% | 8.80% | 8.80% | |
| Depreciación Activos Distribución | DEP% | % | 4.29% | 4.29% | 4.29% | 4.29% | |
| Depreciación Activos Comercialización | DEP% | % | 5.34% | 5.34% | 5.34% | 5.34% | |
| Depreciación Activos de AP | DEP% | % | 4.55% | 4.55% | 4.55% | 4.55% | |
| Operación y Mantenimiento de AP | OM alum | B./Luminaria | 6.70 | 6.70 | 6.70 | 6.70 | |
| IMPULSORES DE COSTOS | | UNIDADES | BASE | JUL22 / JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25 / JUN26 |
| Demanda Máxima | MW | 882.33 | 906.57 | 937.99 | 971.23 | 1005.96 | |
| Energía Facturada | MWH | 4,117,209 | 4,259,958 | 4,412,266 | 4,572,417 | 4,739,830 | |
| Energía Ingresada al Sistema con EDEMET | MWH | 4,517,553 | 4,674,159 | 4,841,252 | 5,016,948 | 5,200,610 | |
| Clientes | N° clientes | 513,473 | 537,391 | 556,189 | 575,645 | 595,782 | |
| Longitud de líneas | Km | 12,704 | 12,876 | 13,051 | 13,228 | 13,407 | |
| Costo de la Energía en Mercado Mayorista (CMM) | B./MWh | | 128.13 | 124.92 | 131.38 | 135.24 | |
| Cantidad de Luminarias | | | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| COSTOS EFICIENTES | | UNIDADES | BASE | JUL22 / JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25 / JUN26 |
| Administración | ADM | En Balboas | 22,019,036 | 22,668,336 | 23,336,793 | 24,024,973 | |
| Operación y Mantenimiento | OM | En Balboas | 42,496,379 | 43,841,248 | 45,228,693 | 46,660,057 | |
| Comercialización | COM | En Balboas | 39,865,093 | 41,244,748 | 42,672,184 | 44,149,052 | |
| Pérdidas | PD% | % | 7.64% | 7.64% | 7.64% | 7.64% | |
| Pérdidas de terceros | PD-NP% | % | 1.50% | 1.50% | 1.50% | 1.50% | |
| Pérdidas no gestionables reconocidas | PNG% | % | 1.76% | 1.76% | 1.76% | 1.76% | |
| ACTIVOS PERMITIDOS – BASE DE CAPITAL | | UNIDADES | BASE | JUL22 / JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25 / JUN26 |
| Activos Brutos | | | | | | | |
| Distribución | BCD | Miles de B/. | 759,766 | 812,599 | 859,525 | 910,543 | 958,101 |
| Comercialización | BCC | Miles de B/. | 128,715 | 133,157 | 136,783 | 140,235 | 143,795 |
| Alumbrado Público | ACT alum | Miles de B/. | 47,645 | 49,568 | 53,099 | 56,629 | 60,159 |
| Activos Netos | | | | | | | |
| Distribución | BCND | Miles de B/. | 393,984 | 419,779 | 438,703 | 461,033 | 482,873 |
| Comercialización | BCNC | Miles de B/. | 71,712 | 70,255 | 68,014 | 65,815 | 64,211 |
| Alumbrado Público | ACTN alum | Miles de B/. | 26,329 | 26,384 | 27,922 | 29,403 | 30,813 |

CUADRO No. 11 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) - EDECHI

(En miles de Balboas)

| | JUL22 / JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25 / JUN26 |
|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| ISPD | 44,940 | 48,874 | 53,242 | 57,956 |
| IMPCO | 15,444 | 16,079 | 16,775 | 17,473 |
| ALUMPU | 1,317 | 1,343 | 1,353 | 1,348 |
| IPPD | 10,126 | 10,310 | 11,364 | 12,289 |
| INVNE | -2,208 | 0 | 0 | 0 |
| IMP | 69,619 | 76,605 | 82,734 | 89,067 |

| VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO | | |
|---|-----------------|-------------------------------|
| VALORES REFERENCIADOS A JUNIO DE 2022 | UNIDADES | JULIO/22- JUNIO/26 |
| DISTRIBUCIÓN | En miles de B/. | 171,239 |
| COMERCIALIZACIÓN | En miles de B/. | 55,161 |
| ALUMBRADO PÚBLICO | En miles de B/. | 4,510 |
| SUB-TOTAL | En miles de B/. | 230,910 |
| PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN | En miles de B/. | 36,878 |
| TOTAL | En miles de B/. | 267,789 |

CUADRO NO. 12 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR DISTRIBUCIÓN – EDECHI = IMPD

(En miles de Balboas)

| SISTEMA PRINCIPAL | | JUL22 / JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25 / JUN26 |
|----------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Rentabilidad sobre Activos | BCDN * RR | 12,279.74 | 14,660.21 | 16,798.53 | 19,330.69 |
| Depreciación | BCD * DEP% | 7,418.41 | 8,045.78 | 9,333.38 | 10,550.49 |
| Operación y Mantenimiento | OM | 16,259.22 | 16,871.26 | 17,494.22 | 18,133.26 |
| Administración | ADM | 8,982.22 | 9,296.34 | 9,615.61 | 9,941.34 |
| | IPSD | 44,939.59 | 48,873.60 | 53,241.75 | 57,955.79 |
| Pérdidas | PD% * MWhD * CMM | 10,125.79 | 10,310.00 | 11,364.18 | 12,289.01 |
| | IPPD | 10,125.79 | 10,310.00 | 11,364.18 | 12,289.01 |
| | IMPD | 55,065.38 | 59,183.60 | 64,605.93 | 70,244.80 |

CUADRO NO. 13 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR COMERCIALIZACIÓN – EDECHI = IPCO

(En miles de Balboas)

| COMERCIALIZACIÓN | | JUL22 / JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25 / JUN26 |
|----------------------------|-------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Rentabilidad sobre Activos | BCNC * RR | 776.05 | 843.32 | 909.12 | 974.51 |
| Depreciación | BCC * DEP% | 721.33 | 716.98 | 763.09 | 797.85 |
| Comercialización | COM | 13,947.01 | 14,518.29 | 15,102.87 | 15,701.08 |
| | IPCO | 15,444.38 | 16,078.59 | 16,775.08 | 17,473.44 |

CUADRO NO. 14 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR ALUMBRADO PÚBLICO – EDECHI = ALUMPU

(En miles de Balboas)

| ALUMBRADO PÚBLICO | | JUL22 / JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25 / JUN26 |
|----------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Rentabilidad sobre Activos | ACTN alum * RR | 505.50 | 502.91 | 500.01 | 498.16 |
| Depreciación | ACT alum * DEP% | 468.55 | 489.45 | 492.93 | 480.96 |
| Operación y Mantenimiento | OM alum | 342.97 | 350.17 | 359.76 | 369.34 |
| | ALUMPU | 1,317.02 | 1,342.53 | 1,352.69 | 1,348.46 |

CUADRO NO. 15 PARÁMETROS Y VALORES UTILIZADOS EN EL CÁLCULO DE LOS INGRESOS PERMITIDOS - EDECHI

| PARÁMETROS | | UNIDADES | JUL22 / JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25 / JUN26 | |
|--|-------------|--------------|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Tasa de Rentabilidad | RR% | % | 8.80% | 8.80% | 8.80% | 8.80% | |
| Depreciación Activos Distribución | DEP% | % | 4.20% | 4.20% | 4.20% | 4.20% | |
| Depreciación Activos Comercialización | DEP% | % | 4.55% | 4.55% | 4.55% | 4.55% | |
| Depreciación Activos de AP | DEP% | % | 5.14% | 5.14% | 5.14% | 5.14% | |
| Operación y Mantenimiento de AP | OM alum | B./Luminaria | 4.92 | 4.92 | 4.92 | 4.92 | |
| IMPULSORES DE COSTOS | UNIDADES | BASE | JUL22 / JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25 / JUN26 | |
| Demanda Máxima | MW | 176.34 | 176.32 | 183.26 | 191.38 | 200.13 | |
| Energía Facturada | MWh | 925,966 | 952,227 | 994,539 | 1,042,440 | 1,095,235 | |
| Energía Ingresada al Sistema | MWh | 1,002,817 | 1,031,253 | 1,077,070 | 1,128,938 | 1,186,104 | |
| Clientes | Nº clientes | 179,610 | 185,934 | 193,632 | 201,513 | 209,580 | |
| Longitud de líneas | Km | 8,856 | 9,167 | 9,452 | 9,683 | 10,069 | |
| Costo de la Energía en Mercado Mayorista (CMM) | B./MWh | | 128.13 | 124.92 | 131.38 | 135.24 | |
| Cantidad de Luminarias | | | 69,661 | 71,122 | 73,070 | 75,017 | |
| COSTOS EFICIENTES | | UNIDADES | JUL22 / JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25 / JUN26 | |
| Administración | ADM | En Balboas | 8,982,218 | 9,296,338 | 9,615,608 | 9,941,341 | |
| Operación y Mantenimiento | OM | En Balboas | 16,259,224 | 16,871,263 | 17,494,222 | 18,133,263 | |
| Comercialización | COM | En Balboas | 13,947,007 | 14,518,295 | 15,102,868 | 15,701,079 | |
| Pérdidas | PD% | % | 7.66% | 7.66% | 7.66% | 7.66% | |
| ACTIVOS PERMITIDOS – BASE DE CAPITAL | | UNIDADES | BASE | JUL22 / JUN23 | JUL23 / JUN24 | JUL24 / JUN25 | JUL25 / JUN26 |
| Activos Brutos | | | | | | | |
| Distribución | BCD | Miles de B/. | 230,858 | 259,984 | 295,080 | 328,713 | 368,038 |
| Comercialización | BCC | Miles de B/. | 18,402 | 19,594 | 21,076 | 22,587 | 24,127 |
| Alumbrado Público | ACT alum | Miles de B/. | 12,511 | 12,971 | 13,431 | 13,891 | 14,351 |
| Activos Netos | | | | | | | |
| Distribución | BCND | Miles de B/. | 117,835 | 139,542 | 166,593 | 190,892 | 219,667 |
| Comercialización | BCNC | Miles de B/. | 8,348 | 8,819 | 9,583 | 10,331 | 11,074 |
| Alumbrado Público | ACTN alum | Miles de B/. | 5,753 | 5,744 | 5,715 | 5,682 | 5,661 |

ANEXO II MODELOS DE PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

1. Metodología

Para la determinación del valor estimado para el próximo período tarifario de la demanda de energía (MWh), de los clientes atendidos y de la demanda máxima de potencia, se dispone de información histórica de dichas variables, proporcionada a la ASEP por las empresas distribuidoras e información con la que cuenta el consultor de estudios realizados anteriormente para la ASEP que contribuye a validar la información presentada y a ampliar el tamaño de la muestra para la proyección, así como de dos estudios de proyecciones:

1. Estimaciones presentadas en el “Plan Indicativo de Generación 2022 - 2042”, elaboradas por la Dirección del Centro Nacional de Despacho²,
2. Proyecciones realizadas por las mismas empresas de distribución, proporcionada a la ASEP por cada empresa, las cuales incluyen:
 - proyecciones de energía eléctrica facturada para para el período 2022-2026,
 - proyecciones de las pérdidas de energía eléctrica para el período 2022 – 2026,
 - proyecciones de la demanda máxima de potencia para el período 2022-2026,
 - proyecciones de cantidad de clientes del servicio de energía eléctrica para el período 2022-2026.

Adicionalmente, y con el objeto de determinar la demanda a ser incluida en los modelos de cálculo del IMP, se desarrolló un modelo econométrico de estimación clásica para las variables de energía eléctrica facturada y cantidad de clientes del servicio, cuyo detalle se presenta más adelante en este documento. El objetivo de las proyecciones que resultan del modelo mismo es el de convalidar las proyecciones realizadas por las empresas y por la Dirección del Centro Nacional de Despacho, y establecer un criterio óptimo a la hora de definir la trayectoria esperada de las variables relevantes para la estimación del IMP. Esto se alcanza por medio de un análisis comparativo entre las diferentes estimaciones elaboradas.

Para evaluar la estimación de la energía facturada, se cuenta con tres estudios independientes, dado que dicha variable fue proyectada para cada fuente de información mencionada. En lo referente a la proyección de clientes, se replica la metodología indicada para la demanda de energía, con la excepción de no contar con la fuente de información proveniente del Plan Indicativo de Demandas, cuyo estudio no provee dicha información.

Por último, cabe mencionar que la estimación del valor de Demanda Máxima resultará de los valores de demanda de energía estimados y del factor de carga indicado en el Plan Indicativo de Demanda³.

De esta forma, el procedimiento para estimar los valores de energía inyectada a la red y de demanda máxima durante el periodo 2022 a 2026, es el siguiente:

1. Se consideran las proyecciones de pérdidas de energía en la red eficientes, como aún no se cuenta con este dato se utilizan las pérdidas eficientes reconocidas en el período 2018 a 2022;

² <http://www.cnd.com.pa/index.php/informes/categoria/informes-de-operaciones?tipo=26>

³ Es menester indicar que previamente se evaluará si dicho factor de carga se ajusta a los valores que implícitamente surgirían de los modelos estimados, considerando las demandas máximas estimadas por las empresas.

2. A partir de la energía facturada proyectada considerada y de las pérdidas de energía proyectadas, se calcula la energía inyectada a la red,
3. Se consideran los factores de carga anuales calculados a partir de la energía y potencia proyectadas, expuestas en el período del Plan Indicativo de Demandas 2022 - 2042;
4. Se calcula la demanda máxima estimada, a partir de los resultados de energía inyectada y el factor de carga proyectado.

A continuación, se expone los modelos econométricos realizados para analizar la consistencia. Luego, se compararán estos resultados con los valores calculados por la estimación de las empresas y por el Plan Indicativo de Demandas. Finalmente se exponen los valores considerados.

1.1. Descripción del modelo utilizado para el análisis de consistencia

En este capítulo se presenta el desarrollo conceptual de los modelos de estimación utilizados para determinar las funciones de demanda y cantidad de clientes del servicio de distribución de energía eléctrica de las empresas ENSA, EDEMET y EDECHI.

Adicionalmente, se presenta el comportamiento histórico de las variables endógenas (la energía eléctrica facturada y la cantidad de clientes); así como la evolución histórica de las variables exógenas de los modelos especificados (el Producto Bruto Interno –PBI- de Panamá y la Población).

1.1.1 El modelo

De acuerdo con la teoría económica clásica, la cantidad demandada de un bien o servicio -por ejemplo, electricidad se ve afectada principalmente, por el precio del bien o servicio, la capacidad de pago del consumidor (“ingreso”), y el precio de otros bienes o servicios relacionados (sustitutos o complementarios).

Respecto al precio, la teoría presume que: (i) por un lado, cambios en el precio de la electricidad afectan negativamente la cantidad consumida del servicio; y (ii) por otro lado, cuanto mayor sea la posibilidad de sustitución, la elasticidad-precio de la demanda de un producto determinado será mayor. En relación al ingreso, se infiere que cuanto mayor sea el ingreso de la sociedad, que se expresa en un grado más alto de desarrollo económico, mayor será la demanda de energía.

En la práctica, en general se observa que, en el mediano y corto plazo, la demanda de energía eléctrica es poco sensible al precio (demanda inelástica) debido a que los clientes (especialmente los residenciales) no tienen mucha capacidad de sustituir el servicio, y menos aún de participar activamente del mercado. Adicionalmente, la inclusión de la variable precio en la función de demanda tiene un inconveniente adicional cuando el objeto de la misma es efectuar pronósticos: la dificultad de proyectar a futuro la variable explicativa precio.

Por esta razón, se opta por explicar la función de demanda de electricidad incluyendo como variable explicativa algún *proxy* del ingreso monetario de los clientes, siendo que ésta suele mostrar un alto grado de correlación con el consumo de energía eléctrica.

Adicionalmente, los modelos propuestos incluyen términos auto-regresivos, ya que se observa una cierta correlación de la variable explicada con respecto a sus valores pasados.

En particular, se utiliza un modelo ampliamente difundido para modelar la demanda, denominado de ajuste parcial. Para estimar los parámetros de dicho modelo se utilizan técnicas estándar de regresión lineal (Mínimos Cuadrados Generalizados para modelos ARMA).

El modelo de ajuste parcial deriva la función de demanda de corto plazo como:

$$\ln(C_t) = \alpha + \beta \times \ln(Y_t) + \gamma \times \ln(C_{t-1}) + \mu_t$$

Dónde:

C_t es el Consumo de energía eléctrica en el período t.

Y_t es una variable *proxy* del ingreso.

C_{t-1} es el Consumo de energía eléctrica en el período t-1.

α , β y γ son los parámetros de la regresión, estimados mediante MCO, donde β representa la elasticidad ingreso del consumo de electricidad.

μ_t es el término de error estocástico.

Como se presentará más adelante con mayor detalle, se observa que las empresas EDECHI y ENSA responden a las especificidades de dicho modelo. Respecto a la Empresa EDEMET, la variable Consumo de energía eléctrica en el período t-1 resulta no significativa, por lo cual se eliminó esta variable del modelo especificado.

Respecto a la cantidad de clientes del sector de distribución de energía, se utiliza la siguiente función:

$$\ln(U_t) = \alpha + \beta \times \ln(P_t) + \mu_t$$

Dónde:

U_t son los Clientes (en cantidad) de energía eléctrica en el período “t”.

P_t es la población de Panamá en el período “t”.

α , β y γ son los parámetros de la regresión, estimados mediante MCO.

Finalmente, en la sección II.2 Resultados Modelos Econométricos de Proyección de Demanda se presentan las salidas de los modelos econométricos simulados.

1.1.2 Información utilizada

Con el fin de determinar las funciones de demanda de energía eléctrica y la cantidad de clientes correspondientes a las empresas de distribución de electricidad, se utilizan:

VARIABLES ENDÓGENAS O A EXPLICAR: datos históricos anuales de ventas de energía eléctrica facturada, en MWh; y de cantidad de clientes; ambos proporcionados por las empresas a la ASEP y complementados con datos que se disponen de estudios anteriores, que completan el periodo 2005-2021.

VARIABLES EXÓGENAS O EXPLICATIVAS: Producto Bruto Interno a precios constantes y población de Panamá, ambos extraídos de la base de datos del Banco Mundial (BM) para el período de 2005 a 2021 – y sus respectivas proyecciones que fueron realizadas con base en el crecimiento estimado por el Fondo Monetario Internacional (FMI) que alcanza al 5%.

Para el cálculo de la energía inyectada a las redes, se consideraron las pérdidas de energía eficientes aprobadas en el cálculo del IMP para el período 2018 a 2022. Estas serán ajustadas cuando se cuente con el dato aprobado para el período 2022-2026.

Para el cálculo de la demanda máxima de energía eléctrica, se toma en consideración los factores de carga anuales utilizados en el Plan Indicativo de Demandas 2022 - 2042.

1.2. Información Histórica Utilizada

A continuación, se muestran los datos históricos utilizados.

1.2.1 Información histórica de energía facturada

Se considera la información de consumo de energía eléctrica del periodo 2005 - 2021. Estos valores, medidos como ventas facturadas en MWh, fueron suministrados por las empresas de distribución eléctrica que forman para del estudio para determinar el IMP.

TABLA 97 DATOS HISTÓRICOS DE ENERGÍA FACTURADA

| AÑO | ENSA [MWh] | EDEMET [MWh] | EDECHI [MWh] |
|------------------------------------|------------|--------------|--------------|
| 2005 | 2,600,719 | 2,386,782 | 393,153 |
| 2006 | 2,520,763 | 2,451,988 | 404,746 |
| 2007 | 2,678,633 | 2,647,004 | 420,349 |
| 2008 | 2,746,810 | 2,706,296 | 438,099 |
| 2009 | 2,578,821 | 2,844,746 | 461,526 |
| 2010 | 2,776,954 | 3,027,953 | 501,146 |
| 2011 | 2,885,125 | 3,197,369 | 539,914 |
| 2012 | 3,110,175 | 3,477,492 | 593,875 |
| 2013 | 3,291,968 | 3,624,009 | 616,661 |
| 2014 | 3,399,992 | 3,785,962 | 637,760 |
| 2015 | 3,623,565 | 4,074,297 | 753,638 |
| 2016 | 3,734,161 | 4,179,965 | 798,748 |
| 2017 | 3,903,690 | 4,244,345 | 831,040 |
| 2018 | 3,893,296 | 4,278,351 | 852,073 |
| 2019 | 4,090,240 | 4,368,795 | 903,794 |
| 2020 | 3,754,055 | 3,865,337 | 866,033 |
| 2021 | 4,048,538 | 4,117,165 | 919,357 |
| Crecimiento 2006 - 2019 | 3.79% | 4.54% | 6.37% |
| Crecimiento 2006 - 2021 | 3.21% | 3.52% | 5.62% |
| Crecimiento 2017 - 2021 | 0.92% | -0.76% | 2.56% |

Fuente: Elaboración Propia con base en la información de las empresas y datos de estudios anteriores

Como se puede observar del cuadro anterior, en el período anterior a la pandemia el crecimiento interanual se encontraba en 3.79% ENSA, 4.54% EDEMET y 6.37% EDECHI. Sin embargo, en lo que va del actual período tarifario el crecimiento interanual observado entre los años 2021 en relación a 2017 disminuyó de forma considerable incluso presentando una tasa de crecimiento negativa para EDEMET de 0.76%. En el caso de ENSA el crecimiento fue positivo de 0.92% y EDECHI con un 2.56%.

1.2.2 Información histórica de número de clientes

En la tabla y figura siguiente se muestra la evolución del número de clientes de ENSA, EDEMET y EDECHI, conforme a los datos proporcionados por dichas empresas e información con la que se contaba de estudios anteriores:

TABLA 98 DATOS HISTÓRICOS DE NÚMERO DE CLIENTES

| AÑO | ENSA | EDEMET | EDECHI |
|------|---------|---------|--------|
| 2005 | 288,320 | 290,379 | 87,539 |
| 2006 | 305,447 | 301,394 | 90,790 |

| AÑO | ENSA | EDEMET | EDECHI |
|------------------------------------|---------|---------|---------|
| 2007 | 320,004 | 313,400 | 94,551 |
| 2008 | 334,918 | 328,092 | 99,144 |
| 2009 | 344,131 | 339,883 | 103,324 |
| 2010 | 349,330 | 354,412 | 107,455 |
| 2011 | 360,458 | 369,578 | 111,352 |
| 2012 | 369,172 | 384,298 | 115,373 |
| 2013 | 383,510 | 400,272 | 118,599 |
| 2014 | 399,435 | 422,580 | 123,788 |
| 2015 | 414,058 | 442,997 | 128,505 |
| 2016 | 429,154 | 460,822 | 145,059 |
| 2017 | 444,265 | 498,701 | 154,710 |
| 2018 | 454,682 | 532,927 | 163,485 |
| 2019 | 464,856 | 553,354 | 168,224 |
| 2020 | 479,005 | 565,175 | 172,297 |
| 2021 | 498,792 | 559,383 | 172,803 |
| Crecimiento 2005 - 2019 | 3.28% | 4.78% | 4.86% |
| Crecimiento 2005 - 2021 | 3.32% | 4.21% | 4.38% |
| Crecimiento 2017 - 2021 | 2.94% | 2.91% | 2.80% |

Fuente: Elaboración Propia con base en la información de las empresas y datos de estudios anteriores

El comportamiento del número de clientes ingresados al mercado refleja una tendencia más estable que la observada en la energía. ENSA y EDEMET agrupan más del 86% del mercado en términos de clientes.

En cuanto a las tasas de crecimiento, los clientes de ENSA crecen a una tasa acumulada anual del 3.3% entre 2005 y 2021, mientras que los clientes de EDEMET y EDECHI aumentan a una tasa acumulada anual superior al 4%.

1.2.3 Información histórica y proyectada de Producto Interno Bruto y Población

En la tabla siguiente se muestran las series históricas y proyectadas utilizadas en la especificación de los modelos econométricos.

TABLA 99 DATOS HISTÓRICOS Y PROYECTADOS DE PIB Y POBLACIÓN

| Año | PBI constante [Millones de Balboas] | Tasa crecimiento [%] | Población [habitantes] | Tasa de crecimiento [%] |
|------|--|----------------------------|---------------------------|-------------------------------|
| 2005 | 26,026.43 | | 3,330,222.00 | |
| 2006 | 28,278.36 | 8.65% | 3,391,673.00 | 1.85% |
| 2007 | 31,667.24 | 11.98% | 3,453,671.00 | 1.83% |
| 2008 | 34,788.25 | 9.86% | 3,516,204.00 | 1.81% |
| 2009 | 35,220.67 | 1.24% | 3,579,215.00 | 1.79% |
| 2010 | 37,273.33 | 5.83% | 3,642,691.00 | 1.77% |
| 2011 | 41,490.29 | 11.31% | 3,706,479.00 | 1.75% |
| 2012 | 45,547.55 | 9.78% | 3,770,635.00 | 1.73% |

| Año | PBI constante [Millones de Balboas] | Tasa crecimiento [%] | Población [habitantes] | Tasa de crecimiento [%] |
|----------|--|----------------------------|---------------------------|-------------------------------|
| 2013 | 48,691.90 | 6.90% | 3,835,447.00 | 1.72% |
| 2014 | 51,158.93 | 5.07% | 3,901,311.00 | 1.72% |
| 2015 | 54,091.71 | 5.73% | 3,968,490.00 | 1.72% |
| 2016 | 56,771.11 | 4.95% | 4,037,073.00 | 1.73% |
| 2017 | 59,945.37 | 5.59% | 4,106,764.00 | 1.73% |
| 2018 | 62,154.56 | 3.69% | 4,176,868.00 | 1.71% |
| 2019 | 64,006.59 | 2.98% | 4,246,440.00 | 1.67% |
| 2020 | 52,520.70 | -17.94% | 4,314,768.00 | 1.61% |
| 2021 | 60,556.36 | 15.30% | 4,384,195.00 | 1.61% |
| 2022 (*) | 63,584.18 | 5% | 4,454,740.00 | 1.61% |
| 2023 (*) | 66,763.39 | 5% | 4,526,420.00 | 1.61% |
| 2024 (*) | 70,101.56 | 5% | 4,599,253.00 | 1.61% |
| 2025 (*) | 73,606.64 | 5% | 4,673,258.00 | 1.61% |
| 2026 (*) | 77,286.97 | 5% | 4,748,454.00 | 1.61% |

(*) Proyectado

Fuente: Banco Mundial

La proyección del PIB se ha realizado con base en la estimación realizada por Fondo Monetario Internacional que figura en la página del Ministerio de Economía y Finanzas de Panamá⁴. Para la proyección de la población se ha considerado la tasa de crecimiento observada en 2020 y 2021.

2. Análisis comparativo de las proyecciones

2.1. Clientes

A continuación, se presenta la comparación entre las proyecciones presentadas por las empresas y las realizadas a través de la regresión realizada mediante el modelo econométrico:

TABLA 100 ANÁLISIS COMPARATIVO CLIENTES

| Clientes AÑO | ENSA | | EDEMET | | EDECHI | |
|------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | MEC | EMPRESA | MEC | EMPRESA | MEC | EMPRESA |
| 2022 | 513,270 | 528,153 | 604,227 | 593,548 | 184,888 | 182,130 |
| 2023 | 529,045 | 546,628 | 619,111 | 615,516 | 190,149 | 189,738 |
| 2024 | 545,305 | 565,749 | 642,025 | 635,794 | 198,092 | 197,526 |
| 2025 | 562,065 | 585,540 | 663,176 | 653,686 | 206,224 | 205,499 |
| 2026 | 579,339 | 606,023 | 681,838 | 672,010 | 214,548 | 213,662 |
| Crecimiento 2026 - 2021 | 3.04% | 3.97% | 3.31% | 3.01% | 3.91% | 3.83% |

Fuente: Elaboración Propia

⁴ Link: <https://www.mef.gob.pa/2022/04/economia-panamena-evidencia-recuperacion-gradual/#:~:text=63%2C605.1%20millones%20en%202021%2C%20B,trimestre%20de%202021%20con%20B%2F>

Como se puede apreciar, las proyecciones realizadas por las empresas no difieren significativamente de las estimadas por el modelo econométrico, por lo que se consideran las proyecciones realizadas por las empresas, que se muestran en la siguiente tabla:

TABLA 101 PROYECCIÓN DE CLIENTES

| Clientes | | | | | | |
|-------------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|
| | ENSA | Var% | EDEMET | Var% | EDECHI | Var% |
| 2020 | 479,005 | | 565,175 | | 172,297 | |
| 2021 | 498,792 | 4.13% | 579,279 | 2.50% | 177,090 | 2.78% |
| 2022 | 528,153 | 5.89% | 593,548 | 2.46% | 182,130 | 2.85% |
| 2023 | 546,628 | 3.50% | 615,516 | 3.70% | 189,738 | 4.18% |
| 2024 | 565,749 | 3.50% | 635,794 | 3.29% | 197,526 | 4.10% |
| 2025 | 585,540 | 3.50% | 653,686 | 2.81% | 205,499 | 4.04% |
| 2026 | 606,023 | 3.50% | 672,010 | 2.80% | 213,662 | 3.97% |

Fuente: Elaboración Propia

2.2. Energía Facturada

De los resultados derivados del modelo econométrico de energía facturada, es posible analizar los valores estimados por las empresas y las proyecciones elaboradas por el Plan Indicativo de Demandas 2022 - 2042. Este análisis comparativo se plasma en la siguiente tabla:

TABLA 102 ANÁLISIS COMPARATIVO DE RESULTADOS DE ENERGÍA FACTURADA

| Proyección ENERGÍA MWh | ENSA | | | EDEMET | | | EDECHI | | |
|------------------------------------|-----------|-----------|-----------|---------------------------|-----------|-----------|---------------------------|---------|---------|
| | AÑO | MEC | EMPRESA | Plan Indicativo dda | MEC | EMPRESA | Plan Indicativo dda | MEC | EMPRESA |
| 2022 | 4,185,880 | 4,145,820 | 3,046,476 | 4,264,575 | 4,290,069 | 3,935,542 | 932,576 | 928,029 | 894,185 |
| 2023 | 4,334,036 | 4,258,358 | 3,159,989 | 4,417,262 | 4,371,803 | 3,977,328 | 971,878 | 939,960 | 927,708 |
| 2024 | 4,490,496 | 4,374,489 | 3,255,915 | 4,575,416 | 4,452,679 | 4,030,958 | 1,017,200 | 952,088 | 947,800 |
| 2025 | 4,654,338 | 4,494,335 | 3,350,928 | 4,739,233 | 4,533,244 | 4,087,127 | 1,067,680 | 964,745 | 968,857 |
| 2026 | 4,825,322 | 4,618,021 | 3,445,401 | 4,908,915 | 4,618,734 | 4,145,185 | 1,122,789 | 978,292 | 990,658 |
| Crecimiento 2026 - 2021 | 3.57% | 2.67% | -3.17% | 3.58% | 2.33% | 0.14% | 4.08% | 1.25% | 1.51% |

Fuente: Elaboración propia con base en las proyecciones de empresas distribuidoras y Plan Indicativo de Demandas 2022 - 2042.

Nota (1): el Plan Indicativo de Demandas 2022 - 2042 presenta información de energía inyectada a la red, por lo que fue ajustada considerando las pérdidas eficientes aprobadas para el período 2018 – 2022 mientras se aprueban las correspondientes al período 2022 - 2026.

Como se puede observar en la tabla anterior, para ENSA y EDEMET el Plan indicativo presenta las menores proyecciones de demanda, incluso para ENSA la tasa de crecimiento interanual 2026 – 2021 resulta negativa y para EDEMET muy cercana a cero; estas tasas reflejan condiciones que ni siquiera se observan en el año 2021 (dato real), por lo que se considera que no se pueden considerar para la proyección de la demanda.

Las proyecciones presentadas por las empresas reflejan condiciones muy conservadoras respecto al crecimiento de la demanda como se puede observar a continuación:

- El caso de ENSA el crecimiento interanual alcanza al 2.67% cuando el crecimiento anual observado en el período prepandemia (2006 -2019) es de 3.79% e incluso incluyendo los años afectados por la pandemia (2006 – 2021) alcanzó a 3.21%.

- El caso de EDEMET el crecimiento interanual alcanza al 2.33% cuando el crecimiento anual observado en el período prepandemia (2006 -2019) es de 4.54% e incluso incluyendo los años afectados por la pandemia (2006 – 2021) alcanzó a 3.52%.
- El caso de EDECHI el crecimiento interanual alcanza al 1.25% cuando el crecimiento anual observado en el período prepandemia (2006 -2019) es de 6.37% e incluso incluyendo los años afectados por la pandemia (2006 – 2021) alcanzó a 5.62%.

Las mayores tasas de crecimiento interanual proyectadas son las que resultan de la regresión estimada mediante el modelo econométrico. Sin embargo, estas tasas muestran mayor consistencia con el comportamiento histórico observado:

- La proyección realizada para ENSA con base en el modelo econométrico muestra un crecimiento interanual de 3.57% que se encuentra alrededor del promedio del crecimiento anual observado en el período prepandemia (2006 -2019) y el que incluye los años afectados por la pandemia (2006 – 2021).
- La proyección realizada para EDEMET con base en el modelo econométrico muestra un crecimiento interanual de 3.58%, cifra muy cercana al crecimiento anual observado en el período 2006 – 2021 que incluye los años afectados por la pandemia que es de 3.52%.
- La proyección realizada para EDECHI con base en el modelo econométrico muestra un crecimiento interanual de 4.08%, cifra que es incluso inferior al crecimiento anual observado en el período 2006 – 2021 que incluye los años afectados por la pandemia que es de 5.62%.

Por lo mencionado, la proyección realizada con base en la regresión del modelo econométrico es la que más se acomoda al comportamiento histórico observado para las tres empresas, por lo que es la que se considera para la proyección de la demanda que se muestra a continuación:

TABLA 103 PROYECCIÓN ENERGÍA FACTURADA TOTAL

| | Energía Facturada con AP (MWh) | | | | | |
|-------------|--------------------------------|--------|-----------|---------|-----------|--------|
| | ENSA | Var% | EDEMET | Var% | EDECHI | Var% |
| 2020 | 3,754,055 | -8.22% | 3,865,337 | -11.52% | 866,033 | -4.18% |
| 2021 | 4,048,538 | 7.84% | 4,117,165 | 6.52% | 919,357 | 6.16% |
| 2022 | 4,185,880 | 3.39% | 4,264,575 | 3.58% | 932,576 | 1.44% |
| 2023 | 4,334,036 | 3.54% | 4,417,262 | 3.58% | 971,878 | 4.21% |
| 2024 | 4,490,496 | 3.61% | 4,575,416 | 3.58% | 1,017,200 | 4.66% |
| 2025 | 4,654,338 | 3.65% | 4,739,233 | 3.58% | 1,067,680 | 4.96% |
| 2026 | 4,825,322 | 3.67% | 4,908,915 | 3.58% | 1,122,789 | 5.16% |

Fuente: Elaboración Propia

A continuación, se presenta el desglose de la proyección de la Energía Facturada para Alumbrado Público.

TABLA 104 PROYECCIÓN ENERGÍA FACTURADA PARA ALUMBRADO PÚBLICO

| | Energía Facturada AP (MWh) | | | | | |
|-------------|----------------------------|-------|---------|-------|--------|--------|
| | ENSA | Var% | EDEMET | Var% | EDECHI | Var% |
| 2020 | 75,094 | 8.70% | 119,662 | 3.99% | 41,656 | 2.35% |
| 2021 | 82,120 | 9.36% | 119,690 | 0.02% | 41,598 | -0.14% |
| 2022 | 84,906 | 3.39% | 123,975 | 3.58% | 42,196 | 1.44% |

| | Energía Facturada AP (MWh) | | | | | |
|------|----------------------------|-------|---------|-------|--------|-------|
| | ENSA | Var% | EDEMET | Var% | EDECHI | Var% |
| 2023 | 87,911 | 3.54% | 128,414 | 3.58% | 43,974 | 4.21% |
| 2024 | 91,084 | 3.61% | 133,012 | 3.58% | 46,025 | 4.66% |
| 2025 | 94,408 | 3.65% | 137,774 | 3.58% | 48,309 | 4.96% |
| 2026 | 97,876 | 3.67% | 142,707 | 3.58% | 50,803 | 5.16% |

Fuente: Elaboración Propia

3. Pérdidas y Factor de Carga utilizados en la proyección

3.1. Pérdidas de energía

A continuación se presentan:

TABLA 105 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EFICIENTES

| AÑO | Pérdidas | | | |
|------|----------|------------------|--------|--------|
| | ENSA | ENSA para EDEMET | EDEMET | EDECHI |
| 2022 | 7.64% | 1.50% | 7.64% | 7.66% |
| 2023 | 7.64% | 1.50% | 7.64% | 7.66% |
| 2024 | 7.64% | 1.50% | 7.64% | 7.66% |
| 2025 | 7.64% | 1.50% | 7.64% | 7.66% |
| 2026 | 7.64% | 1.50% | 7.64% | 7.66% |

Fuente: Cálculo en función a las Ecuaciones de eficiencia IMP 2022 – 2026

Adicionalmente, se reconoce de manera especial para el período tarifario Julio 2022 a Junio 2026, un adicional por pérdidas no gestionables para EDEMET 1.39%. En el caso de ENSA, se reconoce un 1.76% adicional. Bajo estas consideraciones las pérdidas reconocidas quedan de la siguiente manera:

TABLA 106 PÉRDIDAS RECONOCIDAS TOTALES

| AÑO | Pérdidas | | | |
|------|----------|------------------|--------|--------|
| | ENSA | ENSA para EDEMET | EDEMET | EDECHI |
| 2022 | 9.40% | 1.50% | 9.03% | 7.66% |
| 2023 | 9.40% | 1.50% | 9.03% | 7.66% |
| 2024 | 9.40% | 1.50% | 9.03% | 7.66% |
| 2025 | 9.40% | 1.50% | 9.03% | 7.66% |
| 2026 | 9.40% | 1.50% | 9.03% | 7.66% |

Fuente: Elaboración Propia

3.2. Información proyectada de factor de carga

Por último, como ya se mencionó, la demanda máxima se proyectó a partir de la energía inyectada a la red y la aplicación de un factor de carga.

El factor de carga utilizado fue extraído del Plan Indicativo de Demandas 2022 - 2042, según se muestra a continuación:

TABLA 107 DATOS PROYECTADOS DE FACTOR DE CARGA

| AÑO | FC | | |
|------|---------|---------|---------|
| | ENSA | EDEMET | EDECHI |
| 2022 | 0.58448 | 0.61846 | 0.64919 |
| 2023 | 0.58857 | 0.61785 | 0.66768 |
| 2024 | 0.58919 | 0.61380 | 0.67091 |
| 2025 | 0.58968 | 0.60912 | 0.67341 |
| 2026 | 0.59016 | 0.60487 | 0.67656 |

Fuente: “Plan Indicativo de Demandas 2022 - 2042”, Dirección del Centro Nacional de Despacho

4. Proyección de la Energía Inyectada

Con base en la Energía Facturada proyectada y las pérdidas eficientes se ha proyectado la energía inyectada al sistema de cada una de las empresas que se muestra a continuación:

TABLA 108 PROYECCIÓN ENERGÍA INYECTADA AL SISTEMA

| | Energía Inyectada al sistema (MWh) | | | | | |
|------|------------------------------------|-------|-----------|-------|-----------|-------|
| | ENSA | Var% | EDEMET | Var% | EDECHI | Var% |
| 2020 | 4,119,087 | | 4,249,120 | | 937,910 | |
| 2021 | 4,442,204 | 7.84% | 4,525,952 | 6.52% | 995,660 | 6.16% |
| 2022 | 4,592,901 | 3.39% | 4,687,997 | 3.58% | 1,009,975 | 1.44% |
| 2023 | 4,755,439 | 3.54% | 4,855,819 | 3.58% | 1,052,535 | 4.21% |
| 2024 | 4,927,088 | 3.61% | 5,029,647 | 3.58% | 1,101,612 | 4.66% |
| 2025 | 5,106,833 | 3.65% | 5,209,699 | 3.58% | 1,156,272 | 4.96% |
| 2026 | 5,294,413 | 3.67% | 5,396,196 | 3.58% | 1,215,945 | 5.16% |

| | Energía Inyectada al sistema (MWh) | | | | | |
|-------------|------------------------------------|-------|-----------|-------|-----------|-------|
| | ENSA | Var% | EDEMET | Var% | EDECHI | Var% |
| 2021 - 2022 | 4,517,553 | | 4,606,975 | | 1,002,817 | |
| 2022 - 2023 | 4,674,159 | 3.47% | 4,771,895 | 3.58% | 1,031,253 | 2.84% |
| 2023 - 2024 | 4,841,252 | 3.57% | 4,942,720 | 3.58% | 1,077,070 | 4.44% |
| 2024 - 2025 | 5,016,948 | 3.63% | 5,119,660 | 3.58% | 1,128,938 | 4.82% |
| 2025 - 2026 | 5,200,610 | 3.66% | 5,302,933 | 3.58% | 1,186,104 | 5.06% |

Fuente: Elaboración Propia

5. Proyección Demanda Máxima

Con base en la proyección de la energía inyectada al sistema de cada empresa y los Factores de Carga calculados a partir de las proyecciones del Plan Indicativo de Demandas 2022 – 2042, se ha realizado la proyección de la Demanda Máxima de cada una de las empresas que se expone a continuación:

TABLA 109 PROYECCIÓN DEMANDA MÁXIMA

| | Demanda Máxima (MW) | | | | | |
|------|---------------------|-------|--------|-------|--------|-------|
| | ENSA | Var% | EDEMET | Var% | EDECHI | Var% |
| 2020 | 805 | | 784 | | 165 | |
| 2021 | 868 | 7.84% | 835 | 6.52% | 175 | 6.16% |

| | | | | | | |
|------|-------|-------|-------|-------|-----|-------|
| 2022 | 897 | 3.39% | 865 | 3.58% | 178 | 1.44% |
| 2023 | 922 | 2.82% | 897 | 3.68% | 180 | 1.33% |
| 2024 | 955 | 3.50% | 935 | 4.26% | 187 | 4.16% |
| 2025 | 989 | 3.56% | 976 | 4.38% | 196 | 4.57% |
| 2026 | 1,024 | 3.59% | 1,018 | 4.31% | 205 | 4.67% |

| | Demanda Máxima (MW) | | | | | |
|-------------|---------------------|-------|--------|-------|--------|--------|
| | ENSA | Var% | EDEMET | Var% | EDECHI | Var% |
| 2021 - 2022 | 882 | | 850 | | 176 | |
| 2022 - 2023 | 907 | 2.75% | 882 | 3.68% | 176 | -0.01% |
| 2023 - 2024 | 938 | 3.47% | 919 | 4.26% | 183 | 3.94% |
| 2024 - 2025 | 971 | 3.54% | 959 | 4.38% | 191 | 4.43% |
| 2025 - 2026 | 1,006 | 3.58% | 1,001 | 4.31% | 200 | 4.57% |

Fuente: Elaboración Propia

II.2 RESULTADOS MODELOS ECONOMÉTRICOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA

A continuación, se presentan las salidas econométricas del modelo de regresión estimado para la energía facturada y los clientes para las tres empresas distribuidoras.

Proyección de Clientes

ENSA

Dependent Variable: LOG(CLI_ENSA)

Method: Least Squares

Date: 06/29/22 Time: 17:09

Sample (adjusted): 2005 2021

Included observations: 17 after adjustments

| Variable | Coefficient | Std. Error | t-Statistic | Prob. |
|--------------------|-------------|-----------------------|-------------|-----------|
| C | -15.88452 | 0.507449 | -31.30268 | 0.0000 |
| LOG(POB) | 1.896411 | 0.033475 | 56.65115 | 0.0000 |
| R-squared | 0.995348 | Mean dependent var | | 12.86262 |
| Adjusted R-squared | 0.995038 | S.D. dependent var | | 0.165047 |
| S.E. of regression | 0.011626 | Akaike info criterion | | -5.960945 |
| Sum squared resid | 0.002028 | Schwarz criterion | | -5.862920 |
| Log likelihood | 52.66803 | Hannan-Quinn criter. | | -5.951201 |
| F-statistic | 3209.352 | Durbin-Watson stat | | 0.823462 |
| Prob(F-statistic) | 0.000000 | | | |

EDEMET

Dependent Variable: LOG(CLI_EMEDET)

Method: Least Squares

Date: 07/12/22 Time: 07:29

Sample (adjusted): 2005 2021

Included observations: 17 after adjustments

| Variable | Coefficient | Std. Error | t-Statistic | Prob. |
|--------------------|-------------|-----------------------|-------------|-----------|
| C | -27.11981 | 0.861551 | -31.47789 | 0.0000 |
| LOG(POB) | 2.641552 | 0.056835 | 46.47792 | 0.0000 |
| R-squared | 0.993104 | Mean dependent var | | 12.92267 |
| Adjusted R-squared | 0.992644 | S.D. dependent var | | 0.230157 |
| S.E. of regression | 0.019739 | Akaike info criterion | | -4.902269 |
| Sum squared resid | 0.005845 | Schwarz criterion | | -4.804244 |
| Log likelihood | 43.66929 | Hannan-Quinn criter. | | -4.892525 |
| F-statistic | 2160.197 | Durbin-Watson stat | | 0.504964 |
| Prob(F-statistic) | 0.000000 | | | |

EDECHI

Dependent Variable: LOG(CLI_EDECHI)
 Method: Least Squares
 Date: 07/12/22 Time: 07:28
 Sample (adjusted): 2005 2021
 Included observations: 17 after adjustments

| Variable | Coefficient | Std. Error | t-Statistic | Prob. |
|--------------------|-------------|-----------------------|-------------|-----------|
| C | -29.19301 | 1.380205 | -21.15122 | 0.0000 |
| LOG(POB) | 2.699409 | 0.091049 | 29.64789 | 0.0000 |
| R-squared | 0.983221 | Mean dependent var | | 11.72652 |
| Adjusted R-squared | 0.982103 | S.D. dependent var | | 0.236377 |
| S.E. of regression | 0.031623 | Akaike info criterion | | -3.959763 |
| Sum squared resid | 0.015000 | Schwarz criterion | | -3.861738 |
| Log likelihood | 35.65799 | Hannan-Quinn criter. | | -3.950020 |
| F-statistic | 878.9977 | Durbin-Watson stat | | 0.528062 |
| Prob(F-statistic) | 0.000000 | | | |

Proyección Energía Facturada ENSA

Dependent Variable: LOG(EN_ENSA)
 Method: Least Squares
 Date: 06/29/22 Time: 16:22
 Sample (adjusted): 2006 2021
 Included observations: 16 after adjustments

| Variable | Coefficient | Std. Error | t-Statistic | Prob. |
|--------------------|-------------|-----------------------|-------------|-----------|
| C | 3.535053 | 0.485271 | 7.284691 | 0.0000 |
| LOG(PIB) | 0.484494 | 0.075926 | 6.381153 | 0.0000 |
| LOG(EN_ENSA(-1)) | 0.412982 | 0.083295 | 4.958071 | 0.0003 |
| R-squared | 0.993994 | Mean dependent var | | 14.86013 |
| Adjusted R-squared | 0.993070 | S.D. dependent var | | 0.224369 |
| S.E. of regression | 0.018677 | Akaike info criterion | | -4.955652 |
| Sum squared resid | 0.004535 | Schwarz criterion | | -4.810792 |
| Log likelihood | 42.64522 | Hannan-Quinn criter. | | -4.948234 |
| F-statistic | 1075.820 | Durbin-Watson stat | | 1.799207 |
| Prob(F-statistic) | 0.000000 | | | |

EDEMET

Dependent Variable: LOG(EN_EDEMET)
 Method: Least Squares

Date: 07/01/22 Time: 18:49
 Sample (adjusted): 2005 2021
 Included observations: 17 after adjustments

| Variable | Coefficient | Std. Error | t-Statistic | Prob. |
|--------------------|-------------|-----------------------|-------------|-----------|
| C | 7.323076 | 0.213687 | 34.27011 | 0.0000 |
| LOG(PIB) | 0.720998 | 0.019946 | 36.14663 | 0.0000 |
| R-squared | 0.988650 | Mean dependent var | | 15.04449 |
| Adjusted R-squared | 0.987893 | S.D. dependent var | | 0.209881 |
| S.E. of regression | 0.023093 | Akaike info criterion | | -4.588416 |
| Sum squared resid | 0.008000 | Schwarz criterion | | -4.490391 |
| Log likelihood | 41.00153 | Hannan-Quinn criter. | | -4.578672 |
| F-statistic | 1306.579 | Durbin-Watson stat | | 1.288227 |
| Prob(F-statistic) | 0.000000 | | | |

EDECHI

Dependent Variable: LOG(EN_EDECHI)
 Method: Least Squares
 Date: 06/29/22 Time: 16:21
 Sample (adjusted): 2006 2021
 Included observations: 16 after adjustments

| Variable | Coefficient | Std. Error | t-Statistic | Prob. |
|--------------------|-------------|-----------------------|-------------|-----------|
| C | 0.523905 | 0.366042 | 1.431268 | 0.1760 |
| LOG(PIB) | 0.372637 | 0.100489 | 3.708250 | 0.0026 |
| LOG(EN_EDECHI(-1)) | 0.663734 | 0.087951 | 7.546628 | 0.0000 |
| R-squared | 0.989921 | Mean dependent var | | 13.35845 |
| Adjusted R-squared | 0.988370 | S.D. dependent var | | 0.294259 |
| S.E. of regression | 0.031733 | Akaike info criterion | | -3.895553 |
| Sum squared resid | 0.013091 | Schwarz criterion | | -3.750693 |
| Log likelihood | 34.16442 | Hannan-Quinn criter. | | -3.888135 |
| F-statistic | 638.4058 | Durbin-Watson stat | | 2.168942 |
| Prob(F-statistic) | 0.000000 | | | |

Análisis de los resultados obtenidos

A continuación, se presenta un breve resumen de los principales indicadores estadísticos descriptivos y su interpretación:

- “Std. Error” es el error estándar de los coeficientes estimados, e indica su variabilidad probable en la muestra y, en consecuencia, su fiabilidad. El coeficiente estimado (segunda columna) más o menos dos errores estándar, es un intervalo de confianza aproximadamente de 95%. Cuando los coeficientes del error estándar son grandes se traducen en intervalo de confianza amplios.

- “t-Statistic” es el estadístico t de Student, y proporciona una prueba de hipótesis de irrelevancia de la variable: que el parámetro poblaciones verdadero, pero desconocido, es cero, y en consecuencia que la variable correspondiente no contribuye una variable explicativa de la regresión y, por lo tanto, se puede omitir. Una forma de probar la irrelevancia de la variable con, digamos, un 5% de probabilidad de rechazarla en forma incorrecta, es comprobar si el cero está fuera del intervalo de confianza de 95% para el parámetro. Dado que el estadístico t es la relación entre el coeficiente estimado y su error estándar, si cero se encuentra fuera del intervalo de confianza de 95%, el estadístico t debe tener un valor absoluto mayor que 2. En consecuencia, se puede probar rápidamente la irrelevancia, a nivel de confianza de 5%, viendo si t tiene valor absoluto mayor a 2.
- “Prob.” representa, el valor de probabilidad asociado con cada estadístico t, es decir la probabilidad de obtener un valor absoluto del estadístico t cuando menos tan grande, en valor absoluto, al que se obtuvo, suponiendo que es verdadera la hipótesis de irrelevancia. Cuando menor es el valor de probabilidad, más fuerte es la evidencia contraria a la irrelevancia. No hay un valor mágico de corte, pero en general se acepta que los valores menores a 0.1 son fuerte evidencia contraria a la irrelevancia.
- “R-squared” es un indicador muy utilizado para medir la bondad de ajuste, o facilidad de pronóstico de la variable endógena (a explicar) basada en las variables que exógenas (explicativas) que se incluyen en la regresión. R² mide cuanto de la variabilidad de la variable a explicar es explicada por la variabilidad de la variable exógena. Es decir, el éxito de la ecuación de regresión, dentro de la muestra, para predecir la variable endógena. Si en la regresión se incluye una ordenada al origen (la constante), como casi siempre se hace, R² debe estar entre 0 y 1.
- “Adjusted R-squared” se puede interpretar igual que R²; la diferencia es que incorpora correcciones de acuerdo con los grados de libertad que se usaron para ajustar el modelo (los grados de libertad dependen del tamaño de la muestra y de la cantidad de variables exógenas utilizadas).
- “F-statistic” es un estadístico que se emplea para comprobar la hipótesis de que los coeficientes de todas las variables en la regresión, excepto la ordenada al origen, son cero. Es decir, permite comprobar si, consideradas como un conjunto, las variables incluidas en el modelo tienen algún valor predictivo.
- “Prob(F-statistic)” es el valor de probabilidad del estadístico F, y expresa el nivel de significado al cual se puede rechazar la hipótesis de que el conjunto de las variables explicativas no tiene valor predictivo.

En función de lo expuesto, se tienen los siguientes comentarios:

- Todos los modelos simulados presentan bondad de ajuste adecuada, toda vez que los R² obtenidos están muy cercanos a 1.
- En los modelos estimados todas las variables resultan estadísticamente significativas considerando una confianza del 95%.
- La Probabilidad del estadístico F en todos los casos es cero, que indica que los coeficientes de todas las variables en la regresión en conjunto son significativas.

ANEXO III CRITERIOS DE EFICIENCIA CONSIDERADOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA BASE DE CAPITAL

| ACTIVO | Variables empleadas para determinar inversiones (filtro) (Finv) | | | | | | Factores de eficiencia a aplicar sobre inversiones | |
|-------------------------------|---|----------------|-----------------|---------------------------|-------------------|-----------------|--|--|
| | Fecha | Materiales Min | Costo total Min | Mano d Obra | Poste Min | conductor min | Factor Asimetría | Factor precio |
| DLAMT(LAMT) | si | Si=0 es OyM | <100 es OyM | >95% tot o <5% tot es OyM | < 2 postes es OyM | < 50 mts es OyM | si | Proyectos sin procesos de libre concurrencia |
| DLABT (LABT) | si | Si=0 es OyM | <100 es OyM | >95% tot o <5% tot es OyM | < 2 postes es OyM | < 50 mts es OyM | si | Proyectos sin procesos de libre concurrencia |
| DLSMT (LSMT) | si | Si=0 es OyM | <100 es OyM | >95% tot o <5% tot es OyM | --- | < 20 mts es OyM | si | Proyectos sin procesos de libre concurrencia |
| DLSBT (LSBT) | si | Si=0 es OyM | <100 es OyM | >95% tot o <5% tot es OyM | --- | < 20 mts es OyM | si | Proyectos sin procesos de libre concurrencia |
| PLIN (INTANGIBLES) | si | --- | --- | --- | --- | --- | si | Proyectos sin procesos de libre concurrencia |
| PTERR (TERRENOS) | si | --- | --- | --- | --- | --- | si | Proyectos sin procesos de libre concurrencia |
| PEDYM (EDIF Y MEJ) | si | --- | --- | --- | --- | --- | si | Proyectos sin procesos de libre concurrencia |
| PMOBI (MOBILIARIO) | si | --- | --- | --- | --- | --- | si | Proyectos sin procesos de libre concurrencia |
| PEQCO (PCs) | si | --- | --- | --- | --- | --- | si | Proyectos sin procesos de libre concurrencia |
| PEQTC (TRANSP) | si | --- | --- | --- | --- | --- | si | Proyectos sin procesos de libre concurrencia |
| PEQCM (COMUNIC) | si | --- | --- | --- | --- | --- | si | Proyectos sin procesos de libre concurrencia |
| PEQOT (EQ BODEGA) | si | --- | --- | --- | --- | --- | si | Proyectos sin procesos de libre concurrencia |
| DLAAT230(LAT 230 KV) | si | Si=0 es OyM | <100 es OyM | >95% tot o <5% tot es OyM | < 2 postes es OyM | < 50 mts es OyM | si | Proyectos sin procesos de libre concurrencia |
| DLAAT115(LAT 115 KV) | si | Si=0 es OyM | <100 es OyM | >95% tot o <5% tot es OyM | < 2 postes es OyM | < 50 mts es OyM | si | Proyectos sin procesos de libre concurrencia |
| DLSAT230 (LSAT 230 KV) | si | Si=0 es OyM | <100 es OyM | >95% tot o <5% tot es OyM | --- | < 20 mts es OyM | si | Proyectos sin procesos de libre concurrencia |
| DLSAT115 (LSAT 115 KV) | si | Si=0 es OyM | <100 es OyM | >95% tot o <5% tot es OyM | --- | < 20 mts es OyM | si | Proyectos sin procesos de libre concurrencia |

| ACTIVO | Variables empleadas para determinar inversiones (filtro) (Finv) | | | | | | Factores de eficiencia a aplicar sobre inversiones | |
|--|---|-----------------|-----------------|---------------------------|-----------|---------------|--|--|
| | Fecha | Materiales Min | Costo total Min | Mano d Obra | Poste Min | conductor min | Factor Asimetría | Factor precio |
| DTRAM 230 (SE 230 KV) | si | --- | <100 es OyM | --- | --- | --- | si | Proyectos sin procesos de libre concurrencia |
| DTRMM (SE MT-MT) | si | --- | <100 es OyM | --- | --- | --- | si | Proyectos sin procesos de libre concurrencia |
| DTRMB (SE MT.BT) | si | Si=0 es OyM | <100 es OyM | >95% tot o <5% tot es OyM | --- | --- | si | Proyectos sin procesos de libre concurrencia |
| DACBT (ACOM BT) | si | Si=0 es OyM | --- | >95% tot o <5% tot es OyM | --- | --- | si | Proyectos sin procesos de libre concurrencia |
| DEQOT(EQ PROT Y MAN-reconectores) | si | Si=0 es OyM | <100 es OyM | >95% tot o <5% tot es OyM | --- | --- | si | Proyectos sin procesos de libre concurrencia |
| DEQDM (EQ MAN Y SCADA) | si | --- | <100 es OyM | --- | --- | --- | si | Proyectos sin procesos de libre concurrencia |
| DEQMC (MED CALIDAD SER) | si | --- | <100 es OyM | --- | --- | --- | si | Proyectos sin procesos de libre concurrencia |
| AINAP (AP) | si | Si=0 es OyM-rep | --- | >95% tot o <5% tot es OyM | --- | --- | si | Proyectos sin procesos de libre concurrencia |
| CMEDI (MEDIDORES) | si | Si=0 es OyM-rep | --- | >95% tot o <5% tot es OyM | --- | --- | si | Proyectos sin procesos de libre concurrencia |
| DCRMM (CENTROS DE DISTRIBUCION) | si | Si=0 es OyM-rep | <100 es OyM | >95% tot o <5% tot es OyM | --- | --- | si | Proyectos sin procesos de libre concurrencia |
| CEQOT (OTROS EQUIPOS DE COMERCIALIZACION, medidor patrón) | si | Si=0 es OyM | <100 es OyM | --- | --- | --- | si | Proyectos sin procesos de libre concurrencia |
| CMESM (EQUIPOS SMEC) | si | Si=0 es OyM | <100 es OyM | --- | --- | --- | si | Proyectos sin procesos de libre concurrencia |

Finv=1 si([Fecha] Y [Materiales Min] Y [Costo total Min] Y [Mano d Obra] Y [Cantidad] Y ([Poste Min] O [Conductor min]))

ANEXO IV ANÁLISIS DE LAS PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN

Introducción

Con el fin de realizar un análisis de las pérdidas de energía no técnicas se solicitó información como parte de la revisión tarifaria. En este anexo se muestra la información que han proporcionado las empresas distribuidoras.

Las empresas de distribución señalan que existen áreas geográficas calificadas como Zonas Rojas por su alto nivel de inseguridad en que se dan diferentes modalidades de actuación de los usuarios del servicio público de electricidad como conexiones ilegales, hurto o defraudación de la energía, llevando a consecuencias tasas altas de impago o morosidad de las cuentas a facturar. Igualmente, existen los asentamientos informales, donde la población que los habita realiza conexiones ilícitas artesanales y no técnicas a las redes de las empresas distribuidoras, poniendo en riesgo la seguridad y la calidad del servicio.

A continuación, se enumeran algunas de las notas enviadas por ASEP solicitando información relacionada a este tema y las respuestas por parte de las distribuidoras.

- ASEP solicita a las empresas distribuidoras EDEMET y EDECHI según consta en nota DSAN No. 588-2022 del 16 de marzo del 2022, información relevante para la revisión de las tarifas de distribución y comercialización que regirán el periodo 2022-26.
- EDEMET y EDECHI mediante notas CM-236-2022 del 13 de abril del 2022 responde con información relevante sobre las perdidas en su zona de concesión:
 - a) Pérdidas de energía (% respecto a las compras) total de los últimos 4 años, desagregados por nivel de tensión y en técnicas y no técnicas.
 - b) Informe de Pérdidas de Áreas Rojas y Asentamientos Informales, junto con los anexos que sustentan lo plasmado en el informe.
- Por su parte EDEMET informa que a partir de diciembre 2018 ejecuta planes orientados en dos vías, como por ejemplo en medir la energía perdida en asentamientos y Zonas Rojas para conocer con mayor precisión el volumen de energía y realiza planes de normalización de suministros en Zonas Rojas mediante la implantación de tecnologías disponibles. De la primera estrategia se cumple con bastante éxito y se logra medir desde el año 2019 la cantidad de 147 transformadores los cuales se identificó que se conectaban a asentamientos ilegales. De la misma manera, en Panamá Oeste se instalan puntos de control de energía en 149 puntos indicados por la Policía Nacional como Zonas Rojas. No obstante, no detallan monto de inversiones realizadas.
- ASEP solicita a la empresa distribuidora ENSA según consta en nota DSAN No. 587- 2022 del 15 de marzo del 2022, información relevante relacionada con las pérdidas de energía no técnicas de su área de concesión.
- ENSA mediante nota VPER-084-22 del 13 de abril del 2022 responde con informe de Perdidas de energía (% respecto a las compras) total de los últimos 4 años, desagregadas por nivel de tensión y en técnicas y comerciales.

- El informe describe 3 aspectos diferenciadores como Zona de alta criminalidad (Zonas Rojas), Zonas que han sido ocupadas ilegalmente (Invasiones) y Zonas de altas pérdidas. En las 3 zonas antes descritas habita el 48% de los clientes de ENSA, pero se distribuye apenas el 20% de la energía entregada, por lo que se da el 81.2% de las pérdidas técnicas de ENSA.

A partir de la información suministrada en las notas CM-236-22 y VPER-084-22 se obtuvo que las pérdidas no gestionables (zonas rojas más invasiones) de EDEMET correspondía al 3.09% y para ENSA 3.52% de la energía ingresada a cada distribuidora.

A continuación, se presenta un resumen de la información presentada por las distribuidoras relacionada con las pérdidas no técnicas ocurridas en las denominadas zonas rojas e invasión o asentamientos informales.

ENSA - Zonas Rojas e invasión

Este grupo comprende barrios con más de 20% de pérdidas, que, por sus características geográficas, sociales y principalmente culturales muy particulares y atípicas que hacen que el comportamiento de los clientes sea con alta tendencia al hurto de energía.

ENSA explica que en este grupo de barrios a los que denominan Zonas Rojas se pierde 32.6% de la energía que entra al sector contienen aproximadamente al 4.3% de los clientes de ENSA, se distribuye aproximadamente 2.0% de la energía, pero es responsable del 13.1% de las pérdidas no técnicas.

Se han clasificado dichas Zonas Rojas en Áreas Disperso o Muy disperso (65%) y Áreas dormitorios (35%).

Dentro del detalle de estas clasificaciones se tiene:

Disperso o muy disperso (concentración 65%)

Lejos de centros urbanos donde la gestión activa de supervisión es menor

- CKT Costa Arriba y Costa Debajo de Colón
- Zonas limítrofes Panamá y Colón
- Zonas Panamá Este (colindante Darién)
- Zonas de sistemas regionales

Dormitorio (concentración 35%)

Suburbios o barrios dormitorio. Barrios de bajos recursos, construcción informal de casas o cuartos para alquiler que piensan que está bien hurtar energía dado que solo ocupan de manera temporal

- Poblaciones alrededor de la carretera Transistmica entre el Centro de Colón y Sabanitas
- Algunos puntos afuera de la ciudad de Panamá

A continuación, se presenta el porcentaje de pérdidas con respecto a la clasificación de Zonas Rojas de ENSA:

TABLA 110 PORCENTAJE DE PÉRDIDAS CON RESPECTO A LA CLASIFICACIÓN DE ZONAS ROJAS DE ENSA

| Provincia | Disperso o Muy Disperso | Dormitorio | Total general |
|---------------------|-------------------------|------------|---------------|
| COLON | 56.98% | 26.64% | 83.62% |
| PANAMA | 7.10% | 8.57% | 15.67% |
| SISTEMAS REGIONALES | 0.71% | 0.00% | 0.71% |
| Total general | 64.79% | 35.21% | 100.00% |

Fuente. Informe de ENSA

Gestión de ENSA 2018-2022 – Zonas Rojas

ENSA ha señalado por medio de su informe que ha realizado diferentes inversiones para mitigar las pérdidas no técnicas en las Zonas Rojas, a continuación, se presenta las acciones:

Inversiones:

- Entre Jul18-Jun22 han invertido \$37 millones en sistemas de bloqueos a 50k usuarios.
- De los 50k usuarios, 60% eran clientes existentes y 40% clientes nuevos (vinculación de ilegales).
- Se estima que la pérdida no técnica promedio pasó de 61% a 13% dada la instalación del proyecto.

Inspecciones:

- En el periodo 2018-2022 ENSA desarrolló aproximadamente 330,000 inspecciones de control de pérdidas totales.
- 1/3 se realizaron en barrios de zonas roja, a un costo de \$2.75 millones.

ENSA – situación sobre invasiones

Mientras que la situación sobre invasiones ENSA expone lo siguiente:

- Presenta una situación igual o mayor a la de las Zonas Rojas.
- ENSA no tiene la potestad legal de instalar infraestructura para servir a los usuarios de manera normal.
- Es un problema de orden público. Las autoridades competentes no han actuado de manera oportuna, ni para sacar a los invasores, ni para formalizar la titularidad de los terrenos que ocupan.
- Los invasores vandalizan las instalaciones y construyen una red de telarañas para llevarlas hasta sus hogares.
- Una vez vandalizada la infraestructura eléctrica surgen 3 problemas importantes: inseguridad eléctrica, afectaciones a la calidad del servicio, grandes afectaciones económicas.

TABLA 111 ENSA – HISTÓRICOS DE PÉRDIDAS TOTALES (GWH)

| ENSA | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | Crecimiento 2021/2018 |
|------------------------|--------|--------|--------|--------|-----------------------|
| Ventas de Energía | 3,297 | 3,212 | 2,834 | 2,940 | -10.84% |
| Pérdidas de Energía | 478 | 491 | 500 | 485 | 1.44% |
| Energía Ingresada | 3,775 | 3,703 | 3,334 | 3,424 | -9.29% |
| Porcentaje de Pérdidas | 12.66% | 13.25% | 15.00% | 14.15% | |

Fuente. Informe de ENSA

ENSA ha realizado inversiones de imponer barreras y minimizar la posibilidad de pérdidas no técnicas, utilizando los recursos aprobados.

EDEMET - Zonas Rojas y Asentamientos Informales

En el área de la Ciudad de Panamá existen zonas con pérdidas con historiales de que siempre han sido muy altas, dichas zonas están conformadas por las de 15,500 suministros distribuidos alrededor de 500 edificios.

Entre las Zonas Rojas del área metropolitana tenemos Calle 17 – Chorrillo, Santa Ana – Barraza, Curundú y Cabo Verde, mientras que, por otro lado, en la provincia de Panamá Oeste, existen ciertas Zonas donde ha aumentado la inseguridad teniendo como resultado un incremento en el hurto de energía eléctrica, impago y la morosidad. Las Zonas Rojas de Panamá Oeste se han identificado 730 transformadores involucrados en 27 barrios de Arraiján y La Chorrera compuesto por alrededor de 17, 800 suministros.

TABLA 112 EDEMET – ENERGÍA ANUAL- ENTRADAS/SALIDAS, PÉRDIDAS (GWH)

| ENERGÍA ANUAL 2021 | | | | |
|--------------------|---------|---------|----------|----------|
| Balances | Entrada | Salidas | Pérdidas | %Pérdida |
| Calle 17-Chorrillo | 31.01 | 11.18 | 19.83 | 63.95% |
| Santa Ana-Barraza | 32.31 | 7.48 | 24.83 | 76.84% |
| Curundú | 20.02 | 6.77 | 13.24 | 66.16% |
| Cabo Verde | 1.96 | 0.00 | 1.96 | 99.94% |
| Total | 85.30 | 25.44 | 59.86 | 70.18% |

Fuente. Informe de EDEMET

Las pérdidas de energía en estas áreas de conexión ilegal ascienden a 25,79 GWh para el año 2021, según EDEMET, sin embargo, entre Áreas Rojas y Asentamientos ilegales las pérdidas para el año 2021 ascienden a 151 GWh.

TABLA 113 EDEMET – ENERGÍA PERDIDA EN LA ZR Y ASENTAMIENTOS ILEGALES (GWH)

| Descripción | Cierre 2021 |
|--|-------------|
| Zona Roja Panamá Metro | 59.9 |
| Zona Roja Panamá Oeste | 65.5 |
| Asentamientos Ilegales en Panamá Oeste | 25.8 |
| Pérdidas Totales (GWh) | 151.1 |

| Descripción | Cierre 2021 |
|---|--------------|
| Energía Ingresada EDEMET (GWh) | 4888.1 |
| Pérdidas No Técnicas ZR y Asentamientos (%) | 3.09% |

Fuente. Informe de EDEMET

TABLA 114 EDEMET – HISTÓRICOS DE PÉRDIDAS TOTALES (GWH)

| EDEMET | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | Crecimiento 2021/2018 |
|------------------------|--------|--------|--------|--------|-----------------------|
| Ventas de Energía | 4,048 | 3,880 | 3,308 | 3,352 | -17.19% |
| Pérdidas de Energía | 626 | 710 | 678 | 766 | 22.20% |
| Energía Ingresada | 4,674 | 4,590 | 3,987 | 4,117 | -11.91% |
| Porcentaje de Pérdidas | 13.40% | 15.48% | 17.02% | 18.59% | |

Fuente. Informe de EDEMET

EDEMET no ha compartido información de inversiones que hayan realizado para el tema de pérdidas.

EDECHI

En el caso de EDECHI, no se presentó información acerca de pérdidas en zonas rojas.

TABLA 115 EDECHI – HISTÓRICOS DE PÉRDIDAS TOTALES (GWH)

| EDECHI | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | Crecimiento 2021/2018 |
|-------------------------------|--------|--------|--------|--------|-----------------------|
| Ventas de Energía | 792 | 833 | 778 | 811 | 2.39% |
| Pérdidas de Energía | 117 | 135 | 134 | 154 | 32.07% |
| Energía Ingresada | 909 | 968 | 912 | 965 | 6.20% |
| Porcentaje de Pérdidas | 12.84% | 13.94% | 14.72% | 15.97% | |

Fuente. Informe de EDECHI

ANEXO V PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

TABLA 116 EDEMET – PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

| PROVINCIA | DISTRITO | CORREGIMIENTO | COMUNIDAD | KM | VIVIENDAS |
|-----------|------------|------------------|---------------------------------|------|-----------|
| COCLÉ | ANTÓN | ANTÓN | CALLE LARGA | 1.7 | 21 |
| COCLÉ | ANTÓN | CABALLERO | POBLADO CERRO LINO | 1.72 | 10 |
| COCLÉ | ANTÓN | CABALLERO | TRANQUILLA (LOS GONZÁLEZ) | 0.96 | 12 |
| COCLÉ | ANTÓN | CABUYA | EL NANCITO | 0.77 | 7 |
| COCLÉ | ANTÓN | CABUYA | MATA PALO | 5.38 | 62 |
| COCLÉ | ANTÓN | EL RETIRO | PANAMACITO (SECTOR LOS SANTANA) | 0.44 | 4 |
| COCLÉ | ANTÓN | EL RETIRO | LLANO GRANDE | 0.9 | 8 |
| COCLÉ | ANTÓN | EL RETIRO | SECTOR 2 | 0.97 | 15 |
| COCLÉ | ANTÓN | EL RETIRO | SECTOR LOS SAMANIEGOS | 0.75 | 10 |
| COCLÉ | ANTÓN | EL VALLE | COQUILLO | 1.47 | 29 |
| COCLÉ | ANTÓN | JUAN DÍAZ | DON EUFEMIO | 0.87 | 6 |
| COCLÉ | ANTÓN | JUAN DÍAZ | EL BAJITO | 0.74 | 13 |
| COCLÉ | ANTÓN | JUAN DÍAZ | FAMILIA OJO | 0.63 | 9 |
| COCLÉ | ANTÓN | JUAN DÍAZ | LOS SEGUNDOS | 1.38 | 20 |
| COCLÉ | ANTÓN | SAN JUAN DE DIOS | EL PALMAR | 0.69 | 10 |
| COCLÉ | ANTÓN | SAN JUAN DE DIOS | EL SALADO | 2.8 | 19 |
| COCLÉ | ANTÓN | SAN JUAN DE DIOS | LA CHAPA | 1.08 | 10 |
| COCLÉ | ANTÓN | SAN JUAN DE DIOS | LA ESTANCIA CENTRO | 3.34 | 47 |
| COCLÉ | ANTÓN | SAN JUAN DE DIOS | SANTA ELENA | 4.67 | 22 |
| COCLÉ | ANTÓN | SAN JUAN DE DIOS | NUEVO MÉXICO | 0.93 | 19 |
| COCLÉ | LA PINTADA | EL POTRERO | LA ISLETA | 1.27 | 12 |
| COCLÉ | LA PINTADA | LA PINTADA | LAS BOQUILLAS | 2.24 | 23 |
| COCLÉ | LA PINTADA | LA PINTADA | LAS MALVINAS | 2.17 | 18 |
| COCLÉ | LA PINTADA | LA PINTADA | HATO DE LA VIRGEN | 1.79 | 12 |

| PROVINCIA | DISTRITO | CORREGIMIENTO | COMUNIDAD | KM | VIVIENDAS |
|-----------|------------|-----------------|------------------------------------|------|-----------|
| COCLÉ | LA PINTADA | LLANO GRANDE | COMUNIDAD LA LUISA | 3.93 | 23 |
| COCLÉ | LA PINTADA | LLANO GRANDE | EL CHORRO | 0.9 | 15 |
| COCLÉ | LA PINTADA | LLANO GRANDE | SECTOR 1 LA VENTA | 1.24 | 8 |
| COCLÉ | LA PINTADA | PIEDRAS GORDAS | CERRO CORRAL | 3.64 | 46 |
| COCLÉ | NATÁ | NATÁ | EL ARADO | 0.71 | 9 |
| COCLÉ | NATÁ | VILLAREAL | LOS CERRITOS ETAPA II | 1.54 | 15 |
| COCLÉ | OLÁ | EL COPE | LA MESA | 2.55 | 44 |
| COCLÉ | OLÁ | EL PALMAR | EL PALMAR | 4.82 | 100 |
| COCLÉ | OLÁ | LA PAVA | CUMBRILLA | 1.48 | 12 |
| COCLÉ | OLÁ | LA PAVA | GUIRI | 1.67 | 17 |
| COCLÉ | PENONOMÉ | CHIGUIRÍ ARRIBA | CRISTO PEREGRINO | 3.6 | 37 |
| COCLÉ | PENONOMÉ | CHIGUIRÍ ARRIBA | LA VIEJA | 3.54 | 31 |
| COCLÉ | PENONOMÉ | CHIGUIRÍ ARRIBA | PALMILLA ETAPA 2 | 2.57 | 23 |
| COCLÉ | PENONOMÉ | PAJONAL | CERRO PIÑA-CERRO LLORÓN DE CAIMITO | 1.85 | 56 |
| COCLÉ | PENONOMÉ | PAJONAL | CONTINUACIÓN CHORRERITA 3 | 1.19 | 26 |
| COCLÉ | PENONOMÉ | PAJONAL | GETSEMANI | 1.19 | 20 |
| COCLÉ | PENONOMÉ | PAJONAL | GETSEMANI SECTOR 3 | 1.19 | 20 |
| COCLÉ | PENONOMÉ | PAJONAL | GUABAL ARRIBA SECTOR VILLA REINA | 2.08 | 19 |
| COCLÉ | PENONOMÉ | PAJONAL | LOS ALVEOS DE SOFRE | 1.46 | 21 |
| COCLÉ | PENONOMÉ | PAJONAL | MEMBRILLO ARRIBA 3 | 1.71 | 32 |
| COCLÉ | PENONOMÉ | PAJONAL | PAJONAL CENTRO | 1.28 | 15 |
| COCLÉ | PENONOMÉ | PAJONAL | PALMILLA ETAPA 1 | 1.2 | 18 |
| COCLÉ | PENONOMÉ | PENONOMÉ | EL ENCANTO ARRIBA | 0.56 | 8 |
| COCLÉ | PENONOMÉ | PENONOMÉ | SARDINA - VIA LAS CUESTAS | 3.99 | 24 |
| COCLÉ | PENONOMÉ | TOABRÉ | GUADALUPE | 1.85 | 26 |
| COCLÉ | PENONOMÉ | TOABRÉ | BOCA DE TUCUE | 4.46 | 55 |
| COCLÉ | PENONOMÉ | TULÚ | AGUA CLARA | 1.8 | 23 |
| COCLÉ | PENONOMÉ | TULÚ | LAS POZAS | 3.6 | 35 |
| HERRERA | LAS MINAS | LEONES | LEONES ABAJO | 0.48 | 8 |
| HERRERA | LAS MINAS | LEONES | COMUNIDAD RIO PARITA | 2.4 | 9 |

| PROVINCIA | DISTRITO | CORREGIMIENTO | COMUNIDAD | KM | VIVIENDAS |
|------------|-----------------|------------------------|---------------------------------|------|-----------|
| HERRERA | LAS MINAS | LEONES | COMUNIDAD LOS HELECHALES ABAJO | 1.09 | 8 |
| HERRERA | LAS MINAS | LEONES | LA TORRE | 1.93 | 8 |
| HERRERA | LOS POZOS | EL CALABACITO | LA PALMA | 0.44 | 4 |
| HERRERA | LOS POZOS | LOS CERROS DE PAJA | LOS TORNOS | 0.74 | 6 |
| HERRERA | LOS POZOS | EL CAPURÍ | QUEBRADA DEL JUNQUITO | 0.48 | 3 |
| HERRERA | PARITA | PARITA | EL MANGAL | 0.88 | 3 |
| HERRERA | OCÚ | CERRO LARGO | GUSANILLO | 0.73 | 1 |
| HERRERA | OCÚ | ENTRADERO DEL CASTILLO | EL AVE MARÍA (CERRO PRIETO) | 0.92 | 8 |
| HERRERA | OCÚ | ENTRADERO DEL CASTILLO | RASCADOR | 3.46 | 26 |
| HERRERA | OCÚ | ENTRADERO DEL CASTILLO | ZAPOTAL | 2.48 | 15 |
| HERRERA | OCÚ | LOS LLANOS | SAN JOSÉ | 0.69 | 4 |
| HERRERA | OCÚ | MENCHACA | SECTOR ALTO DE LOS GRINGOS | 0.98 | 9 |
| HERRERA | OCÚ | MENCHACA | ALTO DEL JAGUA | 0.79 | 5 |
| HERRERA | OCÚ | MENCHACA | BAJO CENTRO-SECTOR PUEBLO NUEVO | 1 | 8 |
| LOS SANTOS | GUARARÉ | EL ESPINAL | HABRÁ | 1.61 | 4 |
| LOS SANTOS | GUARARÉ | EL MACANO | LOS TORETOS | 1.08 | 5 |
| LOS SANTOS | GUARARÉ | | DIVINO NIÑO | 1.4 | 2 |
| LOS SANTOS | LAS TABLAS | BAYANO | QUEBRADA GRANDE | 5.2 | 27 |
| LOS SANTOS | LAS TABLAS | BAYANO | ORIA | 4.7 | 15 |
| LOS SANTOS | LAS TABLAS | BAYANO | LA CANOA | 3.51 | 23 |
| LOS SANTOS | LAS TABLAS | EL MANANTIAL | EL MANANTIAL | 0.72 | 2 |
| LOS SANTOS | LAS TABLAS | LAS TABLAS ABAJO | PLAYA LA COLORADA | 4.84 | 24 |
| LOS SANTOS | LAS TABLAS | SAN MIGUEL | EL GUABO- BAJO DE SAN MIGUEL | 2.81 | 12 |
| LOS SANTOS | LAS TABLAS | SAN JOSÉ | VÍA LA MINA | 0.46 | 2 |
| LOS SANTOS | LOS SANTOS DIST | LOS OLIVOS | VIA EL BALNEARIO | 1.34 | 1 |
| LOS SANTOS | MACARACAS | BAJOS DE GÜERA | LOS BAJOS A MONTILLA | 0.85 | 5 |
| LOS SANTOS | MACARACAS | COROZAL | LA SABANETA DEL PONTON | 3.3 | 10 |
| LOS SANTOS | MACARACAS | EL CEDRO | COMUNIDAD LA MECA | 1.14 | 3 |

| PROVINCIA | DISTRITO | CORREGIMIENTO | COMUNIDAD | KM | VIVIENDAS |
|--------------|-------------|-------------------|----------------------------------|------|-----------|
| LOS SANTOS | TONOSÍ | ALTOS DE GÜERA | ALTOS DE GÜERA | 3.95 | 14 |
| LOS SANTOS | TONOSÍ | ALTOS DE GÜERA | VÍA EL ZUMBÓN | 1.51 | 5 |
| LOS SANTOS | TONOSÍ | EL BEBEDERO | PASO REAL | 0.67 | 5 |
| LOS SANTOS | TONOSÍ | EL CORTEZO | LA PINTADITA - EL CORTEZO | 0.59 | 2 |
| LOS SANTOS | TONOSÍ | GUÁNICO | EL JOBERO (FALTANTE) | 0.9 | 4 |
| LOS SANTOS | TONOSÍ | LA TRONOSA | SECTOR EL UREÑA | 1.08 | 1 |
| LOS SANTOS | TONOSÍ | LA TRONOSA | PLAN BONITO | 0.38 | 4 |
| PANAMÁ OESTE | CAPIRA | CAIMITO | LA VALDEZA - EL ALMORZADERO | 2.38 | 16 |
| PANAMÁ OESTE | CAPIRA | CAIMITO | SECTOR EL SIGUAL | 0.3 | 5 |
| PANAMÁ OESTE | CAPIRA | CIRÍ GRANDE | GASPARILLAL | 2.68 | 32 |
| PANAMÁ OESTE | CAPIRA | CIRÍ GRANDE | JORDANAL | 5.72 | 45 |
| PANAMÁ OESTE | CAPIRA | CIRÍ GRANDE | RÍO INDIO NACIMIENTO | 4.45 | 51 |
| PANAMÁ OESTE | CAPIRA | CIRÍ DE LOS SOTOS | DOS AGUAS | 1 | 32 |
| PANAMÁ OESTE | CAPIRA | CIRÍ DE LOS SOTOS | EL PROGRESO | 5.2 | 32 |
| PANAMÁ OESTE | CAPIRA | CIRÍ DE LOS SOTOS | LAS LAJITAS | 3.4 | 43 |
| PANAMÁ OESTE | CAPIRA | CIRÍ DE LOS SOTOS | NUEVO PARAISO | 5.97 | 53 |
| PANAMÁ OESTE | CAPIRA | LA TRINIDAD | EL CARAÑO/CONGAL | 4.99 | 35 |
| PANAMÁ OESTE | CAPIRA | LA TRINIDAD | LOS CHIRÚ DL CERRO | 0.58 | 7 |
| PANAMÁ OESTE | CAPIRA | LA TRINIDAD | LOS GÓMEZ | 0.2 | 2 |
| PANAMÁ OESTE | CAPIRA | LA TRINIDAD | PUEBLECILLO | 1.1 | 14 |
| PANAMÁ OESTE | CHAME | BUENOS AIRES | EL SALAO EN LLANO GRANDE | 3.8 | 21 |
| PANAMÁ OESTE | CHAME | CHAME | CHICHIVALI A (MANGLARITO ARRIBA) | 1.43 | 6 |
| PANAMÁ OESTE | CHAME | SAJALICES | EL CELAJE | 0.77 | 5 |
| PANAMÁ OESTE | CHAME | SAJALICES | BDA. LA REINA (LA LOMA) | 0.5 | 5 |
| PANAMÁ OESTE | CHAME | SORÁ | MANGLARITO 1 Y 2 | 3.14 | 10 |
| PANAMÁ OESTE | LA CHORRERA | EL ARADO | MOSCÚ | 0.54 | 4 |
| PANAMÁ OESTE | LA CHORRERA | EL COCO | RAUDAL 3 | 2.55 | 12 |
| PANAMÁ OESTE | LA CHORRERA | HURTADO | Llanito Verde | 0.78 | 16 |

| PROVINCIA | DISTRITO | CORREGIMIENTO | COMUNIDAD | KM | VIVIENDAS |
|--------------|------------|---------------|---------------------------------|------|-----------|
| PANAMÁ OESTE | SAN CARLOS | LA LAGUNA | EL CAIMITO | 0.74 | 3 |
| PANAMÁ OESTE | SAN CARLOS | LOS LLANITOS | AGUACATE | 0.23 | 2 |
| PANAMÁ OESTE | SAN CARLOS | LOS LLANITOS | LOS YERBOS #2 | 0.64 | 4 |
| PANAMÁ OESTE | SAN CARLOS | GUAYABITO | ASIEN TO VIEJO - BAJO DEL TIGRE | 3.35 | 11 |
| PANAMÁ OESTE | SAN CARLOS | LAS UVAS | EL ARCABUZ | 0.45 | 2 |
| VERAGUAS | ATALAYA | LA MONTAÑUELA | LOS PLANES | 2.87 | 16 |
| VERAGUAS | CALOBRE | BARNIZAL | BARNIZAL | 5.43 | 29 |
| VERAGUAS | CALOBRE | EL COCLA | CARRIZAL | 1.72 | 12 |
| VERAGUAS | CALOBRE | EL COCLA | ESQUINADO | 3.67 | 26 |
| VERAGUAS | CALOBRE | LA LAGUNA | AGUAS BLANCAS | 1.24 | 6 |
| VERAGUAS | CALOBRE | LAS GUÍAS | LOS CORRALILLOS | 4.15 | 15 |
| VERAGUAS | CAÑAZAS | CAÑAZAS | CAÑAZAS HASTA RÍO CAÑAZAS | 4.14 | 42 |
| VERAGUAS | CAÑAZAS | SAN JOSÉ | EL BAJO, SAN JOSÉ | 1.28 | 8 |
| VERAGUAS | CAÑAZAS | SAN MARCELO | CANCHA LARGA | 3.01 | 17 |
| VERAGUAS | LA MESA | BISVALLES | ALTO DE LOS SANCHEZ | 1.09 | 11 |
| VERAGUAS | LA MESA | BISVALLES | LOS MARTÍNEZ | 1.13 | 7 |
| VERAGUAS | LA MESA | BISVALLES | TIERRA BLANCA, | 1.5 | 13 |
| VERAGUAS | LA MESA | BORÓ | LOS RUICES ARRIBA | 1.45 | 17 |
| VERAGUAS | LA MESA | BORÓ | EL BARRERO | 1.95 | 12 |
| VERAGUAS | LA MESA | BORÓ | EL RINCÓN DE SAN PABLO | 4.01 | 45 |
| VERAGUAS | LA MESA | EL HIGO | ALTO LA PALMA | 3.49 | 16 |
| VERAGUAS | LA MESA | EL HIGO | LAJILLAS - HOJA DE TEÑIR | 2.58 | 19 |
| VERAGUAS | LA MESA | EL HIGO | LAS ÁNIMAS | 3.75 | 31 |
| VERAGUAS | LA MESA | EL HIGO | LOS JIMENEZ | 1.74 | 22 |
| VERAGUAS | LA MESA | LA MESA | EL PIRO | 4.2 | 19 |
| VERAGUAS | LA MESA | LA MESA | CEDRAL | 2.56 | 31 |
| VERAGUAS | LA MESA | LA MESA | LOS BRAVOS | 3.05 | 11 |
| VERAGUAS | LA MESA | LA MESA | LOS LLANITOS | 2.65 | 28 |
| VERAGUAS | LA MESA | LLANO GRANDE | LLANO GRANDE | 1.28 | 20 |
| VERAGUAS | LA MESA | LOS MILAGROS | PALO ALTO - GUARUMAL | 5.03 | 44 |

| PROVINCIA | DISTRITO | CORREGIMIENTO | COMUNIDAD | KM | VIVIENDAS |
|-----------|---------------|----------------------------|--|------|-----------|
| VERAGUAS | LA MESA | SAN BARTOLO | LOS JÍMENEZ | 2.24 | 22 |
| VERAGUAS | LAS PALMAS | EL PRADO | CAÑACILLAS | 0.34 | 6 |
| VERAGUAS | LAS PALMAS | EL PRADO | COCUYAL 1 | 1.8 | 15 |
| VERAGUAS | LAS PALMAS | EL MARÍA | EL PAVÓN Y EL CAMARÓN | 4.25 | 19 |
| VERAGUAS | LAS PALMAS | EL RINCÓN | BLOCLEL-EL CAIMITO | 4.71 | 32 |
| VERAGUAS | LAS PALMAS | LAS PALMAS | EL AGUACATE - LOS GAITANES - EL MAMEY | 4.35 | 23 |
| VERAGUAS | LAS PALMAS | MANUEL E. AMADOR TERRERO | EL AGUACATE | 0.9 | 10 |
| VERAGUAS | LAS PALMAS | PUERTO VIDAL | PEÑA BLANCA | 1.47 | 8 |
| VERAGUAS | LAS PALMAS | PUERTO VIDAL | BARRIADA SAN ISIDRO | 0.38 | 13 |
| VERAGUAS | LAS PALMAS | SAN MARTÍN DE PORRES | QUEBRADA DE ORO | 2.62 | 32 |
| VERAGUAS | MARIATO | EL CACAO | VARADERO ETAPA II | 1.43 | 1 |
| VERAGUAS | MARIATO | LLANO DE CATIVAL O MARIATO | BAJO GRANDE- LA YIYI | 0.75 | 29 |
| VERAGUAS | MARIATO | LLANO DE CATIVAL O MARIATO | LA PITA- A LA ESCUELA | 3.91 | 11 |
| VERAGUAS | MARIATO | QUEBRO | CATIVO A AGUA FRESCA | 2.3 | 4 |
| VERAGUAS | MARIATO | QUEBRO | HIGUERONOSO A | 0.64 | 8 |
| VERAGUAS | MARIATO | TEBARIO | LAS PALMITAS Y ALTO TEBARIO | 2.35 | 15 |
| VERAGUAS | RÍO DE JESÚS | CATORCE DE NOVIEMBRE | EL CERCADO 2 | 1.43 | |
| VERAGUAS | RÍO DE JESÚS | LAS HUACAS | LOS RUICES | 0.39 | 9 |
| VERAGUAS | RÍO DE JESÚS | RÍO DE JESÚS | LA POLONIA | 0.67 | 11 |
| VERAGUAS | SANTIAGO | LA PEÑA | LA SUBIDITA | 1.16 | 18 |
| VERAGUAS | SANTIAGO | LOS ALGARROBOS | SECTOR LOS HERNÁNDEZ FINAL(VÍA EL UVITO) | 0.93 | 9 |
| VERAGUAS | SANTIAGO | PONUGA | COCO | 3.6 | 11 |
| VERAGUAS | SANTIAGO | PONUGA | TRANQUILLAS (FAMILIA ATENCIO-FAMILIA GONZALEZ) | 0.72 | 6 |
| VERAGUAS | SANTIAGO | SANTIAGO SUR | LOS ESPAVÉ Y P. BLANCO | 0.85 | 5 |
| VERAGUAS | SAN FRANCISCO | LOS HATILLOS | LA CRUZ | 2.25 | 9 |

| PROVINCIA | DISTRITO | CORREGIMIENTO | COMUNIDAD | KM | VIVIENDAS |
|--------------|---------------|---------------|-----------------------------|---------------|------------|
| VERAGUAS | SAN FRANCISCO | SAN JOSÉ | CAÑAVERAL | 1.24 | 11 |
| VERAGUAS | SAN FRANCISCO | SAN JOSÉ | LAS MENDOZAS | 3.21 | 26 |
| VERAGUAS | SAN FRANCISCO | SAN JUAN | LOS PINTOS | 1.2 | 17 |
| VERAGUAS | SAN FRANCISCO | SAN FRANCISCO | BARRIADA BUENOS AIRES FINAL | 2.47 | 12 |
| VERAGUAS | SAN FRANCISCO | SAN FRANCISCO | LOS MORENOS | 1.73 | 6 |
| VERAGUAS | SANTA FÉ | EL ALTO | BAJO VENADO | 2.11 | 25 |
| VERAGUAS | SANTA FÉ | EL ALTO | LA CULACA | 1.23 | 12 |
| VERAGUAS | SANTA FÉ | EL ALTO | PIURA | 2.94 | 21 |
| VERAGUAS | SANTA FÉ | RUBÉN CANTÚ | EL PALMARITO | 4.76 | 53 |
| VERAGUAS | SANTA FÉ | SANTA FÉ | RINCÓN | 2.59 | 11 |
| VERAGUAS | SONÁ | CALIDONIA | ALTO DE CALIDONIA- BUBI | 3.4 | 23 |
| VERAGUAS | SONÁ | CALIDONIA | CALIDONIA CENTRO | 0.25 | 8 |
| VERAGUAS | SONÁ | CATIVÉ | CATIVÉ | 0.42 | 17 |
| VERAGUAS | SONÁ | CATIVÉ | EL NANZAL | 0.76 | 17 |
| VERAGUAS | SONÁ | EL MARAÑÓN | SANTA RITA - LOS PARDOS | 1.6 | 21 |
| VERAGUAS | SONÁ | GUARUMAL | LA PITA | 1.64 | 19 |
| VERAGUAS | SONÁ | LA TRINCHERA | CAÑACITA | 1.28 | 12 |
| VERAGUAS | SONÁ | RODEO VIEJO | EL MAMEY | 2.5 | 9 |
| VERAGUAS | SONÁ | RODEO VIEJO | LOS CAMARENA | 1.55 | 6 |
| VERAGUAS | SONÁ | RODEO VIEJO | QUEBRADA LAJAS | 1.56 | 7 |
| TOTAL | | | 189 | 373.53 | 411 |

TABLA 117 ENSA – PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

| PROVINCIA / COMARCA | DISTRITO | CORREGIMIENTO | POBLADO | KM | VIVIENDAS |
|------------------------|--------------|------------------|-----------------------------------|--------------|------------|
| COLÓN | SANTA ISABEL | PALMIRA | EL PROGRESO | 6.39 | 24 |
| DARIÉN | CHEPIGANA | LA PALMA | ALTO DE VISTA ALEGRE | 1 | 13 |
| DARIÉN | PINOIANA | METETÍ | SANSON ARRIBA | 7 | 15 |
| DARIÉN | SANTA FE | AGUA FRÍA | QUEBRADA JABON-VALLE ALEGRE | 8.61 | 10 |
| DARIÉN | SANTA FE | CUCUNATÍ | RÍO ROMAN | 6.7 | 27 |
| DARIÉN | SANTA FE | RÍO CONGO ARRIBA | BUENA VISTA ARRIBA | 2.91 | 13 |
| DARIÉN | SANTA FE | RÍO CONGO ARRIBA | LA GLORIA | 3 | 24 |
| DARIÉN | SANTA FE | RÍO CONGO ARRIBA | RÍO BONITO ARRIBA | 4.64 | 13 |
| DARIÉN | SANTA FE | SANTA FE | AGUA BUENA N°2 | 3.3 | 6 |
| DARIÉN | SANTA FE | SANTA FE | COREDO | 8.17 | 24 |
| DARIÉN | SANTA FE | SANTA FE | TAMARINDO VÍA HACIA ZIMBA | 1 | 6 |
| DARIÉN | SANTA FE | SANTA FE | TAMARINDO VÍA HACIA GUAYABILLO | 1.1 | 9 |
| DARIÉN | SANTA FE | SANTA FE | QUEBRADA CAÑAZAS | 1 | 7 |
| DARIÉN | SANTA FE | SANTA FE | CANDELILLA VIA CABUYA | 3.6 | 10 |
| DARIÉN | SANTA FE | ZAPALLAL | ALTOS DEL CRISTO | 0.61 | 11 |
| PANAMÁ | CHEPO | EL LLANO | AGUA BUENA | 6.5 | 33 |
| PANAMÁ | PANAMÁ CAP | PACORA | NUEVO SITIO PACORA | 3.54 | 18 |
| PANAMÁ | CHEPO | TORTI | SAN JOSE | 4.6 | 32 |
| COMARCA EMBERÁ WOUNAAN | CÉMACO | LAJAS BLANCAS | BAJA - PURU | 3.2 | 20 |
| TOTAL | | | 18 | 76.87 | 315 |

TABLA 118 EDECHI – PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

| PROVINCIA COMARCA | DISTRITO | CORREGIMIENTO | POBLADO | KM | VIVIENDAS |
|----------------------|--------------------|-----------------|---|------|-----------|
| BOCAS DEL TORO | ALMIRANTE | CAUCHERO | QUEBRADA PINZÓN | 5.53 | 61 |
| BOCAS DEL TORO | CHANGUINOLA | LAS TABLAS | BOIMBOTO | 0.89 | 80 |
| BOCAS DEL TORO | CHIRIQUÍ GRANDE | CHIRIQUÍ GRANDE | LAS PIÑAS | 1.03 | 30 |
| BOCAS DEL TORO | CHIRIQUÍ GRANDE | PUNTA PEÑA | LA MILAGROSA | 0.45 | 16 |
| BOCAS DEL TORO | CHIRIQUÍ GRANDE | PUNTA PEÑA | QUEBRADA CAMARÓN | 0.8 | 7 |
| CHIRIQUÍ | ALANJE | CANTA GALLO | LOS CEDEÑOS | 0.73 | 6 |
| CHIRIQUÍ | ALANJE | CANTA GALLO | QUEBRADA LAZO LOS ANDRADES | 0.96 | 9 |
| CHIRIQUÍ | ALANJE | DIVALÁ | COMUNIDAD CHANGUINA | 1.7 | 10 |
| CHIRIQUÍ | ALANJE | NUEVO MÉXICO | VÍA CHIRIQUÍ VIEJO | 3.27 | 14 |
| CHIRIQUÍ | ALANJE | NUEVO MÉXICO | LAS MERCEDES ABAJO | 0.83 | 5 |
| CHIRIQUÍ | ALANJE | NUEVO MÉXICO | LAS MERCEDES CENTRO | 1.11 | 14 |
| CHIRIQUÍ | BUGABA | EL BONGO | SECTOR LOS MEDIANEROS | 0.94 | 7 |
| CHIRIQUÍ | BUGABA | EL BONGO | LAS TUMBAS 2 | 2.18 | 25 |
| CHIRIQUÍ | BUGABA | SAN ANDRÉS | QUEBRADA LLANA | 6.52 | 30 |
| CHIRIQUÍ | BUGABA | SANTA MARTA | OJO DE AGUA | 0.88 | 9 |
| CHIRIQUÍ | RENACIMIENTO | MONTE LIRIO | SAN ANTONIO CENTRO | 3.7 | 37 |
| CHIRIQUÍ | RENACIMIENTO | PLAZA CAISÁN | VALLE DE LA MINA | 0.6 | 10 |
| CHIRIQUÍ | RENACIMIENTO | SANTA CRUZ | SECTOR DE LOS VARGAS COMUNIDAD DE BAITÚN ABAJO | 1.37 | 11 |
| CHIRIQUÍ | RENACIMIENTO | SANTA CRUZ | SECTOR DE SALITRAL HACIA PAVÓN | 1.63 | 3 |
| CHIRIQUÍ | RENACIMIENTO | SANTA CRUZ | SECTOR DE SALITRAL HACIA SAN FRANCISCO | 1.48 | 3 |
| CHIRIQUÍ | TOLÉ | EL CRISTO | LLANO CULEBRA ETAPA 2 | 0.41 | 46 |
| COMARCA NGÄBE BUGLÉ | MÛNA | CHICHICA | LA LOMA | 0.1 | 31 |
| COMARCA NGÄBE BUGLÉ | MÛNA | CHICHICA | BARRIADA LA JUJUCA | 0.16 | 23 |
| COMARCA NGÄBE BUGLÉ | NOLE DUIMA | HATO CHAMÍ | BARRIADA SANDOYA | 0.2 | 13 |
| COMARCA NGÄBE BUGLÉ | NOLE DUIMA | LAJERO | RÍO SANTIAGO | 2.57 | 124 |
| COMARCA NGÄBE BUGLÉ | NOLE DUIMA | SUSAMA | KUERIMA, QUEBRADA SALAO | 1.38 | 18 |

| PROVINCIA COMARCA | DISTRITO | CORREGIMIENTO | POBLADO | KM | VIVIENDAS |
|------------------------------|-----------------|----------------------|----------------|--------------|------------------|
| COMARCA NGÄBE BUGLÉ | ÑÜRÜM | AGUA DE SALUD | AGUA SALUD 2 | 1.73 | 44 |
| COMARCA NGÄBE BUGLÉ | ÑÜRÜM | EL PEÑON | PEÑÓN NORTE | 2.92 | 43 |
| COMARCA NGÄBE BUGLÉ | ÑÜRÜM | EL PEÑON | SAN ANTONIO | 2.92 | 43 |
| TOTAL | | | 29 | 48.99 | 772 |

ANEXO VI EJEMPLOS DE INCONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN

EDEMET Y EDECHI

Se ha realizado la revisión entre las inversiones reportadas en los formularios CC 01 y los formularios BS 01. Los importes correspondientes a inversiones igualan. Sin embargo, si se revisa la evolución de las cuentas de Activo, determinando las inversiones aplicando la siguiente fórmula:

$$\text{Inversiones calculadas BS 01} = \text{Saldo Final} - \text{Saldo Inicial} + \text{ATRYAE} + \text{Retiros} + / - \text{Trans y Ajustes}$$

Se obtienen los siguientes resultados para EDEMET y EDECHI:

TABLA 119 ANÁLISIS DE INVERSIONES DECLARADAS EDEMET

| Concepto | 31 de diciembre | | | |
|----------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Propiedades, Planta y Equipo | 1,093,811,260.39 | 1,193,988,095.55 | 1,281,804,713.86 | 1,424,141,247.21 |
| Retiros | 855,369.34 | 1,242,095.05 | 608,357.96 | 1,199,079.81 |
| Transferencias y Ajustes | | 0.01 | - | 51,589,241.29 |
| ATR y AE | 5,286,189.34 | 3,785,224.84 | 3,226,373.86 | 1,419,215.22 |
| (1) Inversiones calculadas BS 01 | | 105,204,155.04 | 91,651,350.13 | 93,365,587.09 |
| (2) Inversiones Reportadas BS 01 | 87,176,683.24 | 120,814,326.18 | 80,738,889.66 | 82,826,806.85 |
| (3) Inversiones CC 01 | 87,176,683.74 | 120,814,327.19 | 80,738,889.31 | 82,826,806.68 |
| DIFERENCIA (1) -(2) | | - 15,610,171.14 | 10,912,460.47 | 10,538,780.25 |
| DIFERENCIA (2) -(3) | - 0.50 | - 1.01 | 0.35 | 0.17 |

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 120 ANÁLISIS DE INVERSIONES DECLARADAS EDECHI

| Concepto | 31 de diciembre | | | |
|----------------------------------|-----------------|----------------|----------------|----------------|
| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Propiedades, Planta y Equipo | 237,446,985.79 | 256,747,797.62 | 274,678,341.40 | 305,703,583.49 |
| Retiros | 441,235.66 | 161,695.98 | | 20,140.00 |
| Transferencias y Ajustes | 16,683,652.98 | - | - | 7,254,799.46 |
| ATR y AE | 2,126,529.26 | 2,498,068.21 | 519,973.67 | 143,425.13 |
| (1) Inversiones calculadas BS 01 | | 21,960,576.02 | 18,450,517.45 | 23,934,007.76 |
| (2) Inversiones Reportadas BS 01 | 20,404,493.54 | 22,105,252.72 | 18,210,897.19 | 17,257,122.01 |
| (3) Inversiones CC 01 | 20,404,493.80 | 22,105,252.66 | 18,210,896.86 | 17,257,121.71 |
| DIFERENCIA (1) -(2) | | - 144,676.70 | 239,620.25 | 6,676,885.74 |
| DIFERENCIA (2) -(3) | - 0.26 | 0.06 | 0.33 | 0.30 |

Fuente: Elaboración Propia

Las inversiones reportadas en los formularios CC 01 y BS 01 igualan a nivel de totales, sin embargo, el cálculo de las inversiones que se realiza a partir de la evolución las cuentas que se presenta en el formulario BS 01 no permiten reproducir las cifras reportadas como inversiones.

Al respecto es importante mencionar que, en los siguientes ejemplos concretos, la evolución de las cuentas de activo, muestran que en ciertos casos las inversiones reportadas no se encuentran registradas en los Estados Financieros, aspecto que denota un serio problema de inconsistencia en la información. A continuación, se muestran algunos ejemplos de estos problemas identificados.

EDEMET

| BS-01 Cuenta | 31 Dic 2017 | Movimiento del Año | | | | | 31 Dic 2018 | CC 01 | Observaciones |
|----------------------------------|----------------|--------------------|--------|---------|---------|-----------|----------------|--|---------------|
| | | Adiciones | | | Retiros | Transf | | | |
| | | Total | ATR* | AE* | Total | | | | |
| Centros de reflexión MT | - | 3,440,244 | 95,860 | 106,321 | 39,000 | - | No reporta | Saldos inicial y final iguales a cero, sin embargo se reportan inversiones en BS 01 y no en CC01 | |
| Despachos de maniobra y SCADA | 6,755,455 | 137,551 | - | - | | 6,755,455 | 3,577,795 | Saldos inicial y final iguales, sin embargo se reportan inversiones que no igualan con CC01 | |

| BS-01 Cuenta | 31 Dic 2020 | Movimiento del Año | | | | | 31 Dic 2021 | CC 01 | Observaciones |
|--|----------------|--------------------|------|-----|---------|------------|----------------|--|---------------|
| | | Adiciones | | | Retiros | Transf | | | |
| | | Total | ATR* | AE* | Total | | | | |
| Acometidas BT | 34,844,213 | 949,135 | | | | 34,844,213 | 949,136 | Saldos inicial y final iguales, sin embargo, se reportan inversiones. | |
| Despachos de maniobra y SCADA | 6,755,455 | 175,351 | | | | 6,755,455 | 6,545,516 | Saldos inicial y final iguales, sin embargo, se reportan inversiones que no igualan con CC01 | |
| Equipos de medición y control de la calidad del suministro | 12,132,349 | 945,628 | | | | 12,132,349 | 945,628 | Saldos inicial y final iguales, sin embargo, se reportan inversiones. | |

EDECHI

| BS-01 Cuenta | 31 Dic 2018 | Movimiento del Año | | | | | 31 Dic 2019 | CC 01 | Observaciones |
|--|----------------|--------------------|------|-----|---------|-----------|----------------|--|---------------|
| | | Adiciones | | | Retiros | Transf | | | |
| | | Total | ATR* | AE* | Total | | | | |
| Acometidas BT | 8,919 | 246,814 | | | | 8,919 | 246,814 | Saldos inicial y final iguales, sin embargo, se reportan inversiones. | |
| Despachos de maniobra y SCADA | 282,992 | 207,654 | | | | 282,992 | 751,857 | Saldos inicial y final iguales, sin embargo, se reportan inversiones que no igualan con CC01 | |
| Equipos de medición y control de la calidad del suministro | 1,624,237 | 10,851 | | | | 1,624,237 | 10,851 | Saldos inicial y final iguales, sin embargo, se reportan inversiones. | |

| BS-01 Cuentas | 31 Dic 2019 | Movimiento del Año | | | | | 31 Dic 2020 | CC 01 | Observaciones |
|-------------------------------|----------------|--------------------|------|-----|---------|------------|----------------|--|---------------|
| | | Adiciones | | | Retiros | Transf | | | |
| | | Total | ATR* | AE* | Total | | | | |
| Líneas aéreas de 115 kV | 8,136,364 | | | | | 8,155,634 | No reporta | Saldos inicial y final diferentes, sin embargo, no se reportan inversiones ni otros movimientos. | |
| Subestaciones 34,5 kV / MT | 19,414,500 | 30,491 | | | | 19,414,500 | 30,491 | Saldos inicial y final iguales, sin embargo, se reportan inversiones que no igualan con CC01 | |
| Despachos de maniobra y SCADA | 282,992 | 208,090 | | | | 282,992 | 935,192 | Saldos inicial y final iguales, sin embargo, se reportan inversiones, que no igualan con CC 01. | |

ENSA

En el caso de ENSA se han encontrado inconsistencias entre la información entregada por la empresa a la ASEP como parte de la información regulatoria que periódicamente está obligada a entregar y la información entregada para la realización del estudio de determinación del IMP 2022 – 2026, las diferencias fueron detectadas en las Bases de Datos de Elementos.

Como ejemplos de estas inconsistencias se pueden mencionar los proyectos:

- Proyecto C-10-2017-413242-11-17-CO, en la base de datos presentada para el IMP se tienen datos de medidores que no se encuentran en base de datos presentada con anterioridad a la ASEP como parte del SRUC. Adicionalmente, la cantidad de registros es igual.
- Proyecto C-10-2017-004242-11-01-CO, la cantidad de registros de las Bases de Datos presentadas para el IMP difiere significativamente de la cantidad de registros de la Base de Datos presentada a la ASEP anteriormente como parte del SRUC.
- Proyecto C-10-2016-A02241-11-03-PA, la cantidad de registros de las Bases de Datos presentadas para el IMP difiere de la cantidad de registros de la Base de Datos presentada a la ASEP anteriormente como parte del SRUC.