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

Documento de Consulta Pública

Realizado con la Asesoría de Estudios Energéticos Consultores

Febrero 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 14

CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN 14

CAPÍTULO II BASE DE CAPITAL 14

CAPÍTULO III ANÁLISIS DE LOS COSTOS OPERATIVOS REALES DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN 17

CAPÍTULO IV PROYECCIÓN DE DEMANDA 21

PARTE III CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO 22

CAPÍTULO I INGRESO MÁXIMO PERMITIDO DE EDEMET 23

I.1. INFORMACIÓN DE BASE DE EDEMET 23

I.2. BASE DE CAPITAL 27

I.3. PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN 34

I.4. COSTOS EFICIENTES 35

I.5. DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS 36

I.6. DETERMINACIÓN DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO 38

CAPÍTULO II INGRESO MÁXIMO PERMITIDO DE ENSA 39

II. 1. INFORMACIÓN DE BASE DE ENSA 39

II. 2. BASE DE CAPITAL 43

II. 3. PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN 49

II. 4. COSTOS EFICIENTES 50

II. 5. DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS 51

II. 6. DETERMINACIÓN DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO 53

CAPÍTULO III INGRESO MÁXIMO PERMITIDO DE EDECHI 54

III.1. INFORMACIÓN DE BASE DE EDECHI 54

III.2. BASE DE CAPITAL 58

III.3. PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN 65

III.4. COSTOS EFICIENTES 65

III.5. DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS 66

III.6. DETERMINACIÓN DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO 68

ANEXO I INGRESO MÁXIMO PERMITIDO – EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA 70

ANEXO II MODELOS DE PROYECCIÓN DE LA DEMANDA 80

1. Metodología 81

1.1. DESCRIPCIÓN DEL MODELO UTILIZADO PARA EL ANÁLISIS DE CONSISTENCIA 82

1.2. INFORMACIÓN HISTÓRICA UTILIZADA 83

2. Análisis comparativo de las proyecciones 86
2.1. CLIENTES 86
2.2. ENERGÍA FACTURADA 87
3. Pérdidas y Factor de Carga utilizados en la proyección 89
3.1. PÉRDIDAS DE ENERGÍA 89
3.2. INFORMACIÓN PROYECTADA DE FACTOR DE CARGA 89
4. Proyección de la Energía Inyectada 90
5. Proyección Demanda Máxima 90

II.2 RESULTADOS MODELOS ECONOMÉTRICOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA 92

ANEXO III CRITERIOS CONSIDERADOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA BASE DE CAPITAL 98

ANEXO IV ANÁLISIS DE LAS PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN 100

ANEXO V PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL 106

ANEXO VI EJEMPLOS DE INCONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN 116

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 11
Tabla 6 Coeficiente de ajustes por eficiencia EDECHI 11
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 12
Tabla 10 Valor presente neto a junio 2022 13
Tabla 11 Comparación precio promedio por componentes del periodo jul22-jun26 Vs ene-jun 22 13
Tabla 12 Costos Reconocidos no Ejecutados EDEMET [Balboas a junio 2022] 19
Tabla 13 Costos Reconocidos no Ejecutados ENSA [Balboas de junio de 2022] 20
Tabla 14 Costos Reconocidos no Ejecutados EDECHI [Balboas a junio de 2022] 21
Tabla 15 Energía Facturada - EDEMET 23
Tabla 16 Número De Clientes - EDEMET 24
Tabla 17 Energía inyectada - EDEMET 24
Tabla 18 Demanda Máxima - EDEMET 24
Tabla 19 Proyección Longitud de Líneas EDEMET 24
Tabla 20 Precios monómicos de generación Julio 2022 a junio 2026 - EDEMET 25
Tabla 21 EDEMET - Precio Monómico Promedio Ponderado B./MWh 26
Tabla 22 Depreciaciones De Inversiones Efectivamente Realizadas – EDEMET [BALBOAS] 26
Tabla 23 Tasa De Depreciación De Las Inversiones Estimadas – EDEMET [BALBOAS] 27
Tabla 24 Base de Capital inicial a Diciembre 2017 – EDEMET 28
Tabla 25 Base De Capital 2018 – Junio 2022 - EDEMET 29
Tabla 26 Activos Eficientes - EDEMET [BALBOAS] 30
Tabla 27 Inversiones Eficientes - EDEMET [BALBOAS] 30
Tabla 28 Inversiones Adicionales En AT - EDEMET [MILES DE BALBOAS] 31
Tabla 29 Inversiones Adicionales - EDEMET [MILES DE BALBOAS] 31
Tabla 30 Inversiones adicionales en Medición Inteligente y Electrificación Rural - EDEMET [Miles de Balboas] 32
Tabla 31 Inversiones en Alumbrado Público 32
Tabla 32 Inversiones No Contempladas En Las Ecuaciones de Eficiencia – EDEMET [Miles de Balboas] 33
Tabla 33 Inversiones Totales –EDEMET [Miles de Balboas] 33
Tabla 34 Factor de corrección por ingresos de actividades no reguladas – EDEMET [Balboas] 34
Tabla 35 Base de capital Jul-2022 a Jun-2026 – EDEMET [balboas] 34
Tabla 36 Pérdidas Eficientes En Distribución – EDEMET 35
Tabla 37 Costos De Explotación Eficientes - EDEMET [BALBOAS] 35
Tabla 38 Costos De Mantenimiento Por Luminaria - EDEMET 35
Tabla 39 Costos de Mantenimiento de Alumbrado Público - EDEMET 36
Tabla 40 Estimación Del Descuento Por Inversiones No Ejecutadas – EDEMET [Balboas] 37
Tabla 41 Ingreso Máximo Permitido - EDEMET [Miles de Balboas] 38
Tabla 42 Energía facturada - ENSA 39
Tabla 43 Número de clientes - ENSA 39
Tabla 44 Energía inyectada - ENSA 40
Tabla 45 Demanda Máxima - ENSA 40
Tabla 46 Proyección Longitud de líneas ENSA 40
Tabla 47 Precios monómicos de generación Jun-2022 a Dic-2026 - ENSA 41
Tabla 48 ENSA - Precio Monómico Promedio Ponderado B./MWH 41
Tabla 49 Depreciaciones De Inversiones Efectivamente Realizadas – ENSA [BALBOAS] 42
Tabla 50 Tasa De Depreciación De Las Inversiones Estimadas – ENSA (Balboas) 42
Tabla 51 Base de Capital inicial a Dic-2017 – ENSA 43
Tabla 52 Base de Capital 2018 – Jun-2022– ENSA 45

Tabla 53 Activos eficientes - ENSA [Balboas] 46
Tabla 54 Inversiones eficientes - ENSA [Balboas] 46
Tabla 55 Inversiones adicionales en AT- ENSA [Balboas] 46
Tabla 56 Inversiones adicionales – ENSA [Miles de Balboas] 47
Tabla 57 Inversiones adicionales en Electrificación Rural - ENSA [Balboas] 47
Tabla 58 Cantidad de Luminarias - ENSA 47
Tabla 59 Inversiones en Alumbrado Público - ENSA [Balboas] 47
Tabla 60 Inversiones No Contempladas En La Comparadoras - ENSA [Miles de Balboas] 48
Tabla 61Inversiones Totales - ENSA [Miles de Balboas] 48
Tabla 62 Factor de corrección por ingresos de actividades no reguladas – ENSA [Balboas] 48
Tabla 63 Base de capital Jul-2022 a Jun-2026 – ENSA (balboas) 49
Tabla 64 Pérdidas eficientes – ENSA 49
Tabla 65 Costos de explotación eficientes – ENSA [Balboas] 50
Tabla 66 Costos de Mantenimiento por luminaria - ENSA 50
Tabla 67 Costos de Mantenimiento de Alumbrado Público - ENSA 50
Tabla 68 Estimación del descuento por inversiones no ejecutadas – ENSA [Balboas] 53
Tabla 69 Ingreso Máximo Permitido - ENSA [Balboas] 53
Tabla 70 Energía facturada – EDECHI 55
Tabla 71 Número de Clientes – EDECHI 55
Tabla 72 Energía inyectada – EDECHI 55
Tabla 73 Demanda Máxima - EDECHI 55
Tabla 74 Proyección Longitud de líneas EDECHI 56
Tabla 75 Precios monómicos de generación Junio 2022 a Diciembre 2026 - EDECHI 56
Tabla 76 EDECHI - Precio Monómico Promedio Ponderado B./MWH 57
Tabla 77 Depreciaciones De Inversiones Efectivamente Realizadas - EDECHI [BALBOAS] 58
Tabla 78 Tasa De Depreciación De Las Inversiones Estimadas - EDECHI [BALBOAS] 58
Tabla 79 Base de Capital inicial a Diciembre 2017 – EDECHI 59
Tabla 80 Base de Capital 2018 – Junio 2022 – EDECHI 60
Tabla 81 Activos Eficientes– EDECHI [Balboas] 61
Tabla 82 Inversiones Eficientes – EDECHI [Balboas] 62
Tabla 83 Inversiones Adicionales En AT - EDECHI [Miles de Balboas] 62
Tabla 84 Inversiones Adicionales En MT - EDECHI [Miles de Balboas] 62
Tabla 85 Inversiones adicionales en Medición inteligente y Electrificación Rural – EDECHI [Miles de Balboas] 63
Tabla 86 Inversiones en Alumbrado Público - EDECHI [Miles de Balboas] 63
Tabla 87 Inversiones No Contempladas En Las Ecuaciones de Eficiencia- edechi [Miles de Balboas] 63
Tabla 88 Inversiones Totales –EDECHI [Miles de Balboas] 64
Tabla 89 Factor De Corrección Por Ingresos De Actividades No Reguladas – EDECHI [BALBOAS] 64
Tabla 90 Base de capital Jul-2022 a Jun-2026 – EDECHI (balboas) 64
Tabla 91 Pérdidas eficientes - EDECHI 65
Tabla 92 Costos De Explotación Eficientes – EDECHI [Balboas] 65
Tabla 93 Costos de Mantenimiento por luminaria - EDECHI 66
Tabla 94 Costos de Mantenimiento de Alumbrado Público - EDECHI 66
Tabla 95 Estimación del descuento por inversiones no ejecutadas - EDECHI [Balboas] 68
Tabla 96 Ingreso Máximo Permitido - EDECHI [Miles de Balboas] 69
Tabla 97 Datos históricos de energía facturada 84
Tabla 98 Datos históricos de número de clientes 84
Tabla 99 Datos históricos y proyectados de PIB y población 85
Tabla 100 Análisis comparativo clientes 86
Tabla 101 Proyección de Clientes 87
Tabla 102 Análisis comparativo de resultados de energía facturada 87
Tabla 103 Proyección Energía Facturada Total 88
Tabla 104 Proyección Energía Facturada para Alumbrado Público 88
Tabla 105 Pérdidas de energía eficientes 89
Tabla 106 Pérdidas Reconocidas Totales 89
Tabla 107 Datos proyectados de factor de carga 90
Tabla 108 Proyección Energía Inyectada al Sistema 90

Tabla 109 Proyección Demanda Máxima 91
Tabla 110 Porcentaje de pérdidas con respecto a la clasificación de Zonas Rojas de ENSA 103
Tabla 111 ENSA – Históricos de Pérdidas Totales (GWh) 104
Tabla 112 EDEMET – Energía Anual- Entradas/Salidas, Pérdidas (GWh) 104
Tabla 113 EDEMET – Energía Perdida en la ZR y Asentamientos Ilegales (GWh) 104
Tabla 114 EDEMET – Históricos de Pérdidas Totales (GWh) 105
Tabla 115 EDECHI – Históricos de Pérdidas Totales (GWh) 105
Tabla 116 EDEMET – Proyectos de Electrificación Rural 106
Tabla 117 ENSA – Proyectos de Electrificación Rural 113
Tabla 118 EDECHI – Proyectos de Electrificación Rural 114
Tabla 119 Análisis de Inversiones declaradas EDEMET 117
Tabla 120 Análisis de Inversiones declaradas EDECHI 118

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) 36
Gráfico 5 Inversiones reconocidas Vs ejecutadas - ENSA (Balboas) 51
Gráfico 6 Inversiones reconocidas Vs ejecutadas - EDECHI (Balboas) 67

Índice de Cuadros

Cuadro No. 1 Ingreso Máximo Permitido (IMP) - EDEMET 71
Cuadro No. 2 Ingreso Máximo Permitido por distribución – EDEMET = IMPD 72
Cuadro No. 3 Ingreso Máximo Permitido por Comercialización – EDEMET = IPCO 72
Cuadro No. 4 Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público – EDEMET = ALUMPU 72
Cuadro No. 5 Parámetros y Valores utilizados en el cálculo de los ingresos permitidos - EDEMET 73
Cuadro No. 6 Ingreso Máximo Permitido (IMP) - ENSA 74
Cuadro No. 7 Ingreso Máximo Permitido por Distribución – ENSA = IMPD 75
Cuadro No. 8 Ingreso Máximo Permitido por Comercialización – ENSA = IPCO 75
Cuadro No. 9 Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público = ALUMPU 75
Cuadro No. 10 Parámetros y valores utilizados en el cálculo de los ingresos permitidos - ENSA 76
Cuadro No. 11 Ingreso Máximo Permitido (IMP) - EDECHI 77
Cuadro No. 12 Ingreso Máximo Permitido por distribución – EDECHI = IMPD 78
Cuadro No. 13 Ingreso Máximo Permitido por Comercialización – EDECHI = IPCO 78
Cuadro No. 14 Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público – EDECHI = ALUMPU 78
Cuadro No. 15 Parámetros y valores utilizados en el cálculo de los ingresos permitidos - EDECHI 79

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.18054-Elec de 30 de noviembre de 2022, la ASEP aprobó la Consulta Pública No.010-22 para considerar la propuesta para la Determinación de las Áreas Representativas Empresas Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia a ser Utilizada en el Cálculo del Ingreso 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 Elektra Noreste, S.A. (ENSA), para el comprendido del 1° de julio de 2022 al 30 de junio de 2026. En esta Consulta pública se propone una sola área representativa por cada empresa distribuidora, equivalente a su zona de concesión.

Las empresas comparadoras cuya información se utiliza para la determinación de las ecuaciones de eficiencia corresponden a las elegidas y propuestas en la Consulta Pública No.010-22 aprobada mediante la Resolución AN No.18054-Elec de 30 de noviembre de 2022.

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:

$$AD_i = exp\ (10.38151 + 0.1647572 \times Ln\ (Momento\ eléctrico_i) + 0.6364783 \times Ln\ (Clientes\ totales_i))$$

Activos de Comercialización:

$$AC_i = exp\ (6.373251 + 0.9339533 \times Ln(Clientes_i))$$

Costos de Administración:

$$ADM_i = exp(2.851723 + 0.3289423 * Ln\ (OM_i) + 0.4948351 * Ln\ (COM_i))$$

Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución:

$$OM_i = exp\ (11.57365 + 0.3955253 \times Ln\ (Momento\ eléctrico_i))$$

Costos de Comercialización:

$$COM_i = \exp\ (4.572837 + 0.9980485 \times Ln\ (Clientes\ totales_i))$$

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:

$$EP_i = exp\ (-2.465353 + 0.9879705 * ln\ (MWhD_i))$$

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:

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

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 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	7.06%	7.06%	7.06%	7.05%
ENSA	7.07%	7.07%	7.06%	7.06%
EDECHI	7.19%	7.19%	7.19%	7.18%

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 porcentaje adicional por pérdidas no gestionables. Estás 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 restos de los clientes. 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 econométricamente 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 en Balboas de junio 2020. Bajo el mismo concepto para expresar los costos de distribución, de comercialización y administrativos en Balboas de junio 2020 se ha utilizado el factor de ajuste inverso que se utilizó para llevar los costos de las empresas panameñas a dólares 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 entre junio 2022 y junio 2020. Esta variación se aplica únicamente sobre los componentes de costo mano de obra y materiales de origen nacional. La siguiente tabla muestra los elementos y el resultado del cálculo del factor de Ajuste:

TABLA 2 FACTOR DE AJUSTE JUN 2022/JUN 2020

Costo	% Total costos locales	IPC 22/20	FA
AD	52.66%	1.06879845	1.036227
AC	19.33%	1.06879845	1.013298
OMD	49.00%	1.06879845	1.033712
COM	37.01%	1.06879845	1.025460
ADM	63.58%	1.06879845	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

Año 1 [1/7/22]: $Fd_1 = 1 / (1 + r)$

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

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

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

	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26
Factor de descuento aplicado	0.95956	0.88195	0.81061	0.74505

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	87.58%	82.08%	87.01%	87.39%	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%

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%	58.75%
Sistema de distribución	88.62%	89.28%	86.79%	88.55%	82.14%
Alumbrado Público	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	79.67%
Comercialización	89.91%	90.00%	89.48%	89.82%	89.86%

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	88.11%	85.36%	85.05%	85.47%	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%

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 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	0.951
EDECHI	0.945
ENSA	0.961

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	1,104,114	764,580	230,915
Activos de Distribución Netos	589,773	389,561	115,149
Activos de Comercialización Brutos	93,611	127,491	18,015
Activos de Comercialización Netos	40,490	71,167	8,204
Activos de Alumbrado Público Brutos	50,767	55,239	13,272
Activos de Alumbrado Público Netos	26,239	30,063	5,867
Total Activos Brutos	**1,248,491**	**947,310**	**262,203**
Total Activos Netos	**656,502**	**490,791**	**129,221**

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 de alta y media 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.

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 (rentabilidad) 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	11,185
EDECHI	2,264
ENSA	4,389

CAPÍTULO IV CÁLCULO DEL IMP

TABLA 10 VALOR PRESENTE NETO A JUNIO 2022

VALOR PRESENTE NETO A JUNIO 2022	Unidades	EDEMET JUL/22-JUN/26	ENSA JUL/22-JUN/26	EDECHI JUL/22-JUN/26
DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	520,495	377,813	153,409
COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	110,605	119,626	32,738
ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	20,605	19,978	4,609
Sub-Total	Miles de B/.	651,705	517,417	190,756
Pérdidas Estándar en Distribución	Miles de B/.	191,556	164,958	33,154
TOTAL	Miles de B/.	**843,261**	**682,375**	**223,910**
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**	**56.03**	**49.51**	**67.94**

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	Unidades	EDEMET ENE-JUN/22	ENSA ENE-JUN/22	EDECHI ENE-JUN/22
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 a Junio de 2022	Unidades	JUL/22-JUN/26	JUL/22-JUN/26	JUL/22-JUN/26
Costo medio total sobre energía prevista a Fac. sin AP	**B/./MWh**	**56.03**	**49.51**	**67.94**
Costo medio sin Pérdidas sobre energía Fac. prevista a facturar sin AP	**B/./MWh**	**43.30**	**37.54**	**57.88**
Variación	**%**	**2.48%**	**1.69%**	**5.21%**
Variación	**%**	**-0.98%**	**-5.00%**	**0.89%**

Debido a la fecha en que se aprobará el IMP y que la aplicación de las nuevas tarifas será a partir de julio de 2023, 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 de julio de 2023 a junio de 2026.

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:

$$IMP = IMPD + IMPCO + ALUMPU$$

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 tarifarías. 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 cuanta 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 deben aplicar los siguientes criterios 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 concurrencia 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 concurrencia. 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 concurrencia llevados a cabo y sus resultados.

   Para las inversiones que no se realicen dentro de los procesos de libre concurrencia 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 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 disminuye 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 resultan de aplicar los criterios de la etapa 2 son las inversiones eficientes.

En el Anexo III Criterios 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 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 inversiones en alta y media tensión, soterramiento, medidores prepago y alumbrado público se realizó un análisis de las inversiones presentadas por la empresa, y los antecedentes regulatorios se describen 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

De acuerdo con las modificaciones realizadas recientemente al RDC aprobadas mediante la **Resolución AN No.18165-Elec de 17 de enero de 2023**, en la próxima revisión tarifaria se evaluarán los costos operativos reales de las empresas de distribución para compararlos con los resultados de las ecuaciones de eficiencia para tomar en cuenta lo establecido en el artículo 95 de la Ley 6 de 1997 y compartir las ganancias de eficiencia con los clientes.

Para analizar el comportamiento de las empresas de distribución en el periodo tarifario 2018-2022 se presentan a continuación 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 observar 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 aplicaron los datos de demanda real ajustados considerando las pérdidas y el factor de carga utilizados en el cálculo de IMP 2018 a 2022. Adicionalmente, se aplicó la misma metodología considerada en ese cálculo para expresar los costos en Balboas del período base.

Para obtener la demanda máxima se consideraron las ventas de energía reales, se agregaron las pérdidas de energía reconocidas en el IMP 2018 – 2022 y finalmente se aplicó el factor de carga utilizado en ese periodo.

La metodología descrita permite recalcular los costos reconocidos considerando los datos reales de ventas de energía y clientes, y aplicando las pérdidas reconocidas y el factor de carga utilizado en la 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, se establece 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 cálculo del 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.

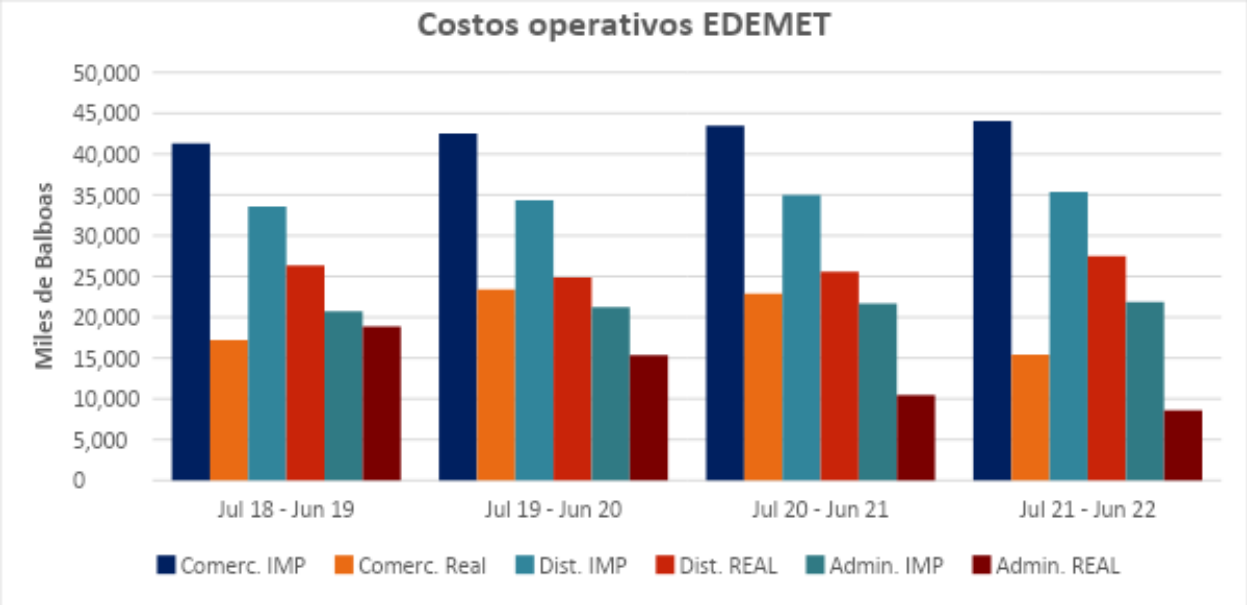
Finalmente, cabe mencionar que el cálculo de IMP es proyectado anualmente tomando como mes de partida Julio, mientras que los balances contables y estudios regulatorios responden a la actividad registrada por la empresa de Enero a Diciembre. Esto genera un desfase semestral entre ambas bases de datos, 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 queda 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 debido a que aún no se cuenta con información del primer semestre de 2022.

Las diferencias determinadas por empresa se muestran a continuación.

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 de la contabilidad regulatoria de la empresa distribuidora.

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 [BALBOAS A JUNIO 2022]

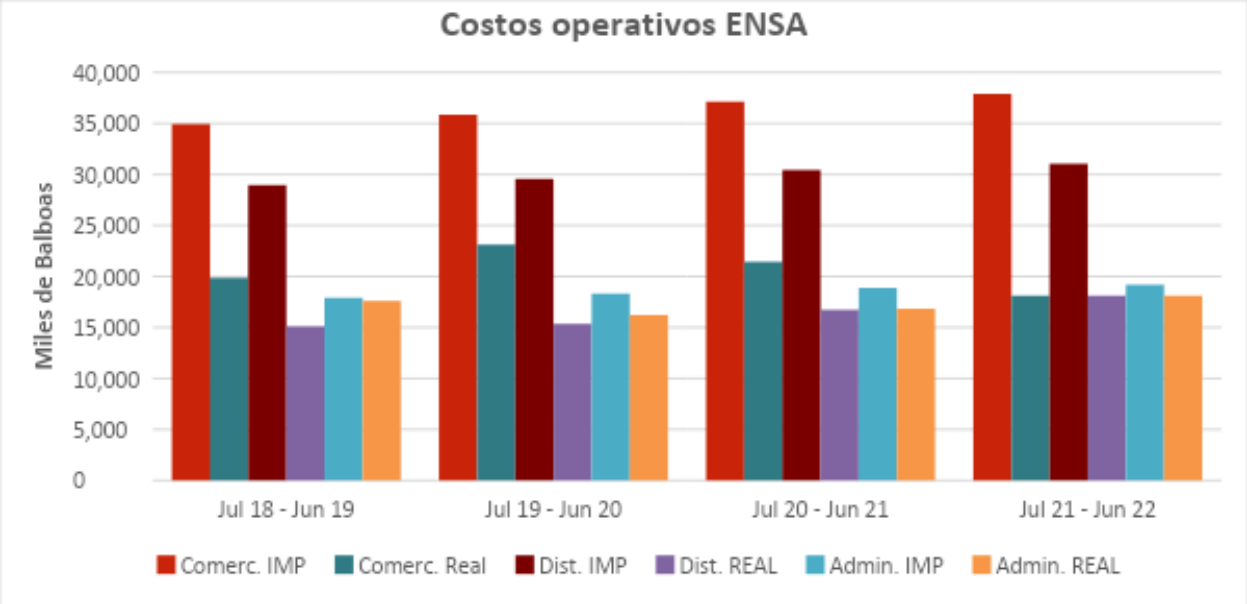
Diferencia Costos reales - reconocidos a precios IMP actual	Jul 18 - Jun 19	Jul 19 - Jun 20	Jul 20 - Jun 21	Jul 21 - Jun 22
OM	-9,341,228	-11,191,506	-10,188,275	-7,902,633
COM	-30,864,966	-22,530,753	-22,346,003	-28,592,295
ADM	-2,317,304	-6,936,937	-12,185,648	-13,293,041
TOTAL	**-42,523,498**	**-40,659,197**	**-44,719,926**	**-49,787,969**
Costos Reconocidos pero no ejecutados				**-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 la empresa distribuidora.

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 [BALBOAS DE JUNIO DE 2022]

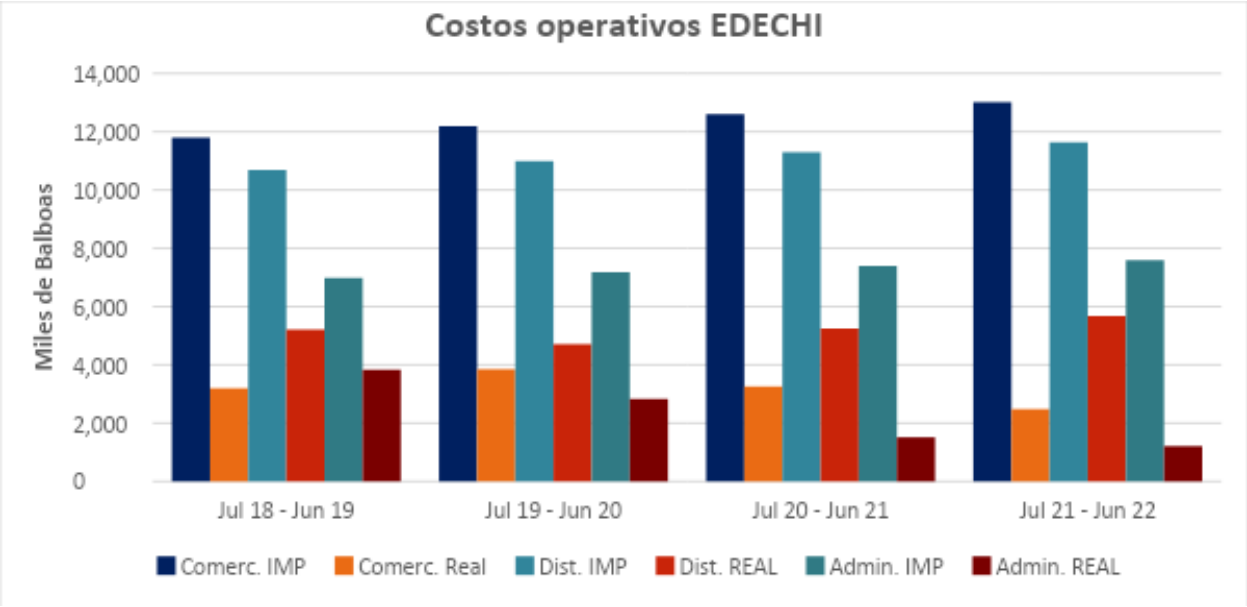
Diferencia Costos reales - reconocidos a precios IMP actual	Jul 18 - Jun 19	Jul 19 - Jun 20	Jul 20 - Jun 21	Jul 21 - Jun 22
OM	-17,808,895	-16,775,572	-14,917,387	-12,926,609
COM	-19,301,719	-14,988,604	-17,023,770	-19,761,666
ADM	-394,674	-2,438,290	-2,231,352	-1,085,781
TOTAL	**-37,505,288**	**-34,202,466**	**-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 la empresa distribuidora.

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 [BALBOAS A JUNIO DE 2022]

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

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 Despacho[1].

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 no reguladas;

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

- 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. Se desarrolla cada punto a continuación:

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	Clientes
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	4,577,994
Jul 2022 – Jun 2023	4,741,749
Jul 2023 – Jun 2024	4,911,361
Jul 2024 – Jun 2025	5,087,040
Jul 2025 – Jun 2026	5,269,003

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	845
Jul 2022 – Jun 2023	876
Jul 2023 – Jun 2024	913
Jul 2024 – Jun 2025	953
Jul 2025 – Jun 2026	994

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	817.43	830.82	830.10	846.79	818.44	860.86
Energía Prevista EDEMET	MWh	2,162,621.06	2,172,496.49	2,181,930.90	2,197,672.12	2,215,553.93	2,215,456.48	2,259,351.42	2,238,524.39
PRECIOS PROMEDIOS									
Potencia Contratada	MW	835.67	761.25	722.02	713.95	806.34	894.70	896.72	877.65
Costo Total Potencia Contratos	miles B/.	85,112.65	94,628.34	106,593.00	106,258.23	117,089.09	123,969.62	124,332.72	123,999.14
Precio Promedio Potencia	B./kW-mes	16.98	20.79	24.61	24.81	24.26	23.09	23.11	23.55
Energía Contratada	MWh	1,938,598.30	1,957,519.24	2,123,526.47	2,167,909.77	2,386,686.98	2,680,136.90	2,739,085.33	2,580,421.91
Costo Total Energía Contratos	miles B/.	154,181	128,751	135,253	136,542	164,932	192,894	200,129	189,756
Precio Promedio Energía	B./MWh	79.53	65.77	63.69	62.98	69.10	71.97	73.06	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	21,497.72	4,088.31	2,083.36	-11,979	-32,528	-33,581	-23,933
Energía en el Mercado Ocasional	MWh	99,073	214,977	58,404	29,762	-171,133	-464,680	-479,734	-341,898
Porcentaje sin Contratar	%	5%	10%	3%	1%	-8%	-21%	-21%	-15%
RESERVA									
Costo de Reserva	miles B/.	193	5,085	7,867	7,898	4,224	69	0	770
Potencia en Reserva	MW	3.60	94.58	146.34	146.92	78.57	1.29	0.00	14.33
Porcentaje sin Contratar	%	0%	12%	18%	18%	9%	0%	0%	2%
Costo Total compras	miles B/.	246,422	249,962	253,801	252,782	274,265	284,405	290,880	290,593
Monómico Compras	B./MWh	120.93	115.06	116.32	115.02	123.79	128.37	128.74	129.81
SERVICIOS AUXILIARES E IMPREVISTOS									
Costo Servicios Auxiliares e Imprevistos	miles B/.	8,414	9,072	8,427	8,438	8,451	8,451	8,482	8,467
AUTOABASTECIMIENTO									
Costo de Autoabastecimiento	miles B/.	345	381	417	453	489	525	561	597
Mónomico Total Generación	B./MWh	118.00	119.41	120.37	119.07	127.83	132.42	132.75	133.86
Monómico de Transmisión									
Costo Transmisión	miles B/.	24,431	24,431	23,235	23,235	22,374	22,374	21,939	21,939
Energía Prevista	MWh	2,162,621	2,172,496	2,181,931	2,197,672	2,215,554	2,215,456	2,259,351	2,238,524
(M$*1000/MWh Transmisión) monómico de transmisión		11.30	11.25	10.65	10.57	10.10	10.10	9.71	9.80
Monómico Total (G + T)	**B./MWh**	129.29	130.65	131.02	129.64	137.92	142.52	142.46	143.66

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	129.98	130.33	140.22	143.06

Fuente: Elaboración Propia

I.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 2022 - Jun 2023	Jul 2023 - Jun 2024	Jul 2024 - Jun 2025	Jul 2025 - Jun 2026
BCD	1,160,951,065	1,160,951,065	1,160,951,065	1,160,951,065
BCAP	53,380,137	53,380,137	53,380,137	53,380,137
BCC	98,429,925	98,429,925	98,429,925	98,429,925
Total BC	**1,312,761,127**	**1,312,761,127**	**1,312,761,127**	**1,312,761,127**
Depreciación D	31,042,430	28,642,390	28,031,749	27,124,787
Depreciación AP	2,133,510	1,969,383	1,890,824	1,774,026
Depreciación C	3,185,107	2,940,082	2,816,290	2,604,990
Total Depreciación	**36,361,048**	**33,551,854**	**32,738,863**	**31,503,803**
% Depreciación s/BC D	2.67%	2.47%	2.41%	2.34%
% Depreciación s/BC AP	4.00%	3.69%	3.54%	3.32%
% Depreciación s/BC C	3.24%	2.99%	2.86%	2.65%
% Total Depreciación	**2.77%**	**2.56%**	**2.49%**	**2.40%**

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, 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	1,160,951,065
BCAP	53,380,137
BCC	98,429,925
Total BC	**1,312,761,127**
Depreciación D	31,952,820
Depreciación AP	2,192,951
Depreciación C	3,273,847
Total Depreciación	**37,419,618**
% Depreciación s/BC D	2.75%
% Depreciación s/BC AP	4.11%
% Depreciación s/BC C	3.33%
% Total Depreciación	**2.85%**

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 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 – JUNIO 2022 - EDEMET

EDEMET 2018	Eficiencia	BCBruto	BCNeta
Propiedades y planta	0.90	B/. 97,080,915	B/. 27,890,342
Sistema de distribución	0.88	B/. 812,345,807	B/. 432,845,819
Alumbrado Público	0.90	B/. 42,094,396	B/. 25,851,156
Comercialización	0.90	B/. 71,964,683	B/. 30,991,552
Total		**B/. 1,023,485,802**	**B/. 517,578,870**
EDEMET 2019	**Eficiencia**	**BCBruto**	**BCNeta**
Propiedades y planta	0.90	B/. 107,052,297	B/. 33,263,655
Sistema de distribución	0.82	B/. 895,964,037	B/. 493,819,920
Alumbrado Público	0.90	B/. 43,882,556	B/. 25,968,454
Comercialización	0.90	B/. 77,361,802	B/. 34,452,028
Total		**B/. 1,124,260,694**	**B/. 587,504,057**
EDEMET 2020	**Eficiencia**	**BCBruto**	**BCNeta**
Propiedades y planta	0.90	B/. 110,834,307	B/. 31,758,266
Sistema de distribución	0.87	B/. 955,005,654	B/. 529,131,107
Alumbrado Público	0.90	B/. 46,185,906	B/. 26,820,196
Comercialización	0.90	B/. 82,872,829	B/. 37,776,961
Total		**B/. 1,194,898,696**	**B/. 625,486,530**
EDEMET 2021	**Eficiencia**	**BCBruto**	**BCNeta**
Propiedades y planta	0.90	B/. 113,916,042	B/. 28,610,887
Sistema de distribución	0.87	B/. 1,018,326,303	B/. 568,100,399
Alumbrado Público	0.90	B/. 47,661,819	B/. 26,385,534
Comercialización	0.90	B/. 87,645,428	B/. 40,112,544
Total		**B/. 1,267,549,593**	**B/. 663,209,364**
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/. 1,058,651,962	B/. 595,644,686
Alumbrado Público	0.90	B/. 48,676,459	B/. 26,499,910
Comercialización	0.90	B/. 89,756,611	B/. 40,893,282
Total		**B/. 1,312,761,127**	**B/. 690,296,890**

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, a los datos de momento eléctrico calculado con los datos de demanda máxima, longitud de red y clientes de las Tabla 16 Número de clientes - EDEMET, 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	1,161,428,764	1,190,973,012	1,222,374,847	1,254,400,812	1,286,885,101
AC	112,227,311	114,464,855	116,747,009	119,074,665	121,448,728
Activos Totales	**1,273,656,075**	**1,305,437,866**	**1,339,121,856**	**1,373,475,477**	**1,408,333,829**

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	29,544,248	31,401,835	32,025,965	32,484,289
IC	2,237,543	2,282,155	2,327,655	2,374,063
Inversiones Totales	**31,781,791**	**33,683,990**	**34,353,620**	**34,858,352**

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]

Detalle	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26	Total
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
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	**28,052**	**77,663**	**53,077**	**1,100**	**159,892**

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 Obarrio/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	1,100	2,000	0	0	3,100
Plan de Calidad					
Circuito 34-6B La Arenosa	4,146	1,148	0	0	5,294
Circuito 16-16	350	0	0	0	350

Concepto	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26	Total
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]

Concepto	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26	Total
Plan de Implantación de medición inteligente 28,300 puntos de telegestión 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
Inversiones adicionales Distribución	ID	45,108.97	101,168.34	69,297.67	10,869.54	**226,444.52**
Inversiones 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	74,653.22	132,570.17	101,323.63	43,353.83	351,900.86
Comercialización	IC	3,537.54	3,582.15	3,627.66	3,674.06	14,421.42
Alumbrado Público	IAP	2,117.14	4,234.29	4,234.29	4,234.29	14,820.00
TOTAL INVERSIONES		**80,307.91**	**140,386.61**	**109,185.57**	**51,262.18**	**381,142.28**

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.

I.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 (FCBC), 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.

En el caso de EDEMET se utilizó información 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	7,917,249	8,290,693	6,491,584	2,362,513	**6,265,510**
Ingresos por venta de energía	700,625,418	807,915,560	676,415,391	698,161,284	**720,779,413**
Compras de energía	- 638,375,299	- 647,800,982	- 560,497,951	- 549,592,346	**- 599,066,644**
Ingreso Neto por actividades reguladas	62,250,119	160,114,578	115,917,441	148,568,938	**121,712,769**
Factor de ajuste	0.8872	0.9508	0.9470	0.9843	**0.9510**

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

I.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	1,178,767	1,311,337	1,412,661	1,456,015
Valor Bruto Base de Capital Comercialización	BCC	97,149	100,731	104,358	108,032
Valor Bruto Activos Fijos Alumbrado Público	ACTalum	52,884	57,118	61,352	65,587
		1,328,799	**1,469,186**	**1,578,372**	**1,629,634**
Valor Neto Base Capital Distribución	BCND	632,356	732,405	798,599	805,739
Valor Neto Base Capital Comercialización	BCNC	40,784	41,249	41,763	42,413
Valor Neto Activos Fijos Alumbrado Público	ACTN alum	26,179	28,270	30,265	32,204
		699,319	**801,923**	**870,627**	**880,356**

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 Ecuación de eficiencia	7.06%	7.06%	7.06%	7.05%
Pérdidas No gestionables ZR	1.39%	1.39%	1.39%	1.39%
Pérdidas Totales	**8.45%**	**8.45%**	**8.45%**	**8.44%**

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 I, Capítulo I a los datos de clientes totales de la Tabla 16 Número de clientes - EDEMET y momento eléctrico calculado con los datos de demanda máxima que se muestran en la Tabla 18 Demanda Máxima - EDEMET y las longitudes de redes aéreas de la Tabla 19 Proyección Longitud de líneas EDEMET y subterráneas 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	33,068,103	34,081,295	35,111,831	36,147,849
COM	25,446,534	25,989,063	26,543,159	27,109,069
ADM	21,437,806	21,878,895	22,326,195	22,777,318
Costos Totales	**79,952,443**	**81,949,253**	**83,981,186**	**86,034,236**

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 2018-2021) resulta de 6.88 Balboas/luminaria, el valor contable del costo incurrido promedio del período 2018 a 2021 (ajustado a Diciembre 2017) es de 7.05 Balboas/luminaria. En función de lo anterior se fija un valor de 6.88 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	Unidad	2018	2019	2020	2021	PROMEDIO
Costo AP	B/.	1,211,801	1,132,094	1,025,842	1,502,567	1,218,076
Luminarias	Cant.	162,676	170,129	177,426	180,582	172,703
Costo Mant./lum Cont.	**B/./luminaria**	**7.45**	**6.65**	**5.78**	**8.32**	**7.05**

Costo Mant./lum RT-1	**B/./luminaria**	**6.88**
Costo Mant./lum	**B/./luminaria**	**6.88**

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.]	6.88	6.88	6.88	6.88
Costo de O&M de Alumbrado Público [Miles de Balboas]	**1,272.75**	**1,339.45**	**1,428.39**	**1,517.31**

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.

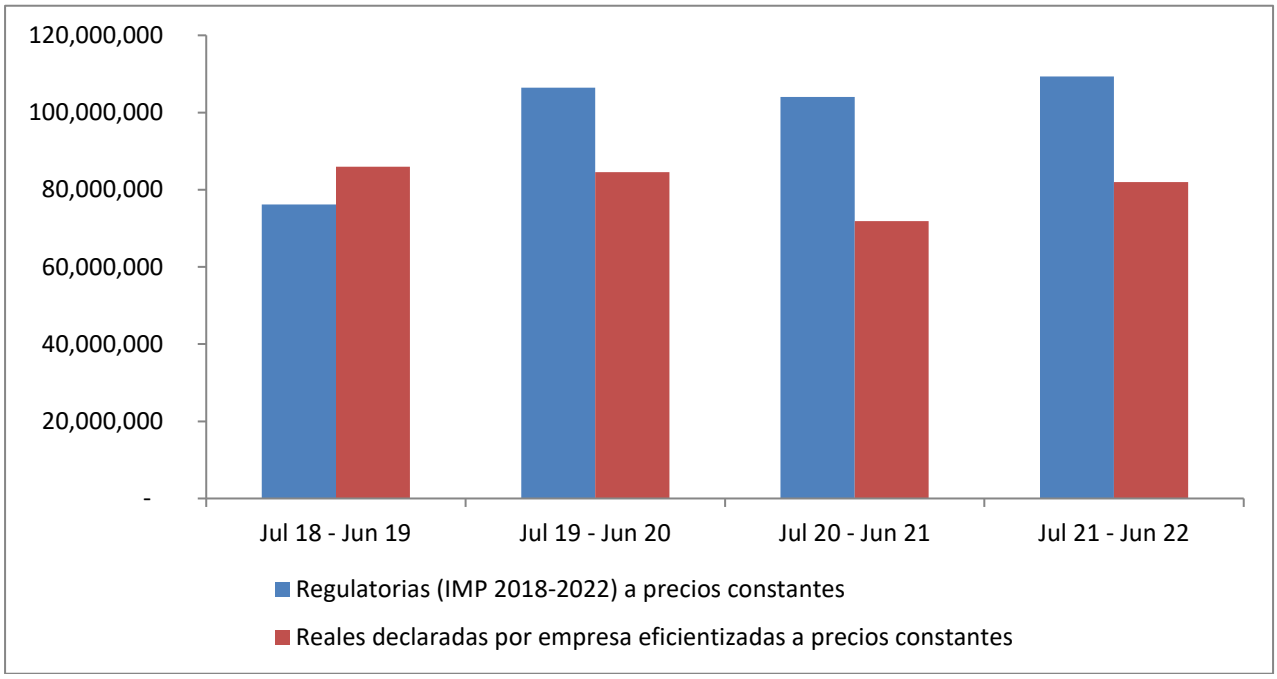
En esta ocasión se han tomado en consideración las inversiones ajustadas, porque no se ha realizado un ajuste por eficiencia, sino más bien por asimetría de información.

Esta Autoridad consideró la información presentada por las distribuidoras para el análisis de las inversiones, y tomará 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 variación promedio de los ajustes tarifarios realizados durante el período tarifario, igual a 0.2% por año.

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 18% 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 variación promedio observada en el índice de ajuste tarifario realizado 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 34 años, determinada como la relación de 1 dividido entre la tasa de depreciación promedio de los activos al 30 de junio de 2022 que alcanza a 2.91%.
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 vigente, 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 nuevo IMP y actualizados considerando la tasa regulada de 8.94% real antes de impuestos.

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 ejecutadas a precios corrientes	88,676,647	85,647,430	71,644,450	81,536,983
Inversiones realizadas a precios de Junio 2018	88,676,647	85,801,699	71,902,775	81,978,372
Inversión Bruta no ejecutada	-12,529,136	20,644,922	32,138,989	27,374,577

Periodo	Jul 18 - Jun 19	Jul 19 - Jun 20	Jul 20 - Jun 21	Jul 21 - Jun 22
Depreciación acumulada de la Inversión no ejecutada	-178,568	-62,900	689,390	1,537,592
Inversión Neta no ejecutada	-12,350,567	8,357,255	39,806,854	65,643,839
Costo de capital anual asociado a la inversión no ejecutada	-1,104,141	747,139	3,558,733	5,868,559
Rentabilidad + depreciación de inversiones no ejecutadas	-1,282,709	684,238	4,248,122	7,406,152
Valor indexado a Junio 2022	-1,649,459	809,126	4,619,569	7,406,152
Valor total a descontar	**11,185,388**			

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

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

I.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	142,223	152,933	162,844	166,044
IMPCO - Ingreso Máximo Permitido por Comercialización	32,279	32,736	33,332	33,865
ALUMPU - Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público	5,753	5,971	6,330	6,647
IPPD - Ingreso Máximo Permitido por Pérdidas en Distribución	52,098	54,089	60,256	63,651
INVNE - Descuento por Inversiones no Ejecutadas en periodo anterior	-11,185			
IMP - Ingreso Máximo Permitido	**221,169**	**245,729**	**262,763**	**270,206**

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
Detalle	UNIDADES	JULIO/22-JUNIO/26
VP-IPSD - DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	520,495.32
VP-IMPCO - COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	110,604.83
VP-ALUMPU - ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	20,604.72
SUB-TOTAL	Miles de B/.	651,704.87
VP-IPPD - PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	191,555.73
IMP TOTAL	Miles de B/.	843,260.60
ENERGIA FACTURADA (sin AP)	MWh	15,049,753.12
IMP	**B/./MWh**	**56.03**
IMP S/Pérdidas	**B/./MWh**	**43.30**

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 presentadas por la empresa 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	4,181,818	309,450	**4,491,269**
Jul 2022 – Jun 2023	4,326,670	320,179	**4,646,849**
Jul 2023 – Jun 2024	4,481,216	331,627	**4,812,843**
Jul 2024 – Jun 2025	4,643,716	343,664	**4,987,380**
Jul 2025 – Jun 2026	4,813,579	356,246	**5,169,825**

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	877
Jul 2022 – Jun 2023	901
Jul 2023 – Jun 2024	932
Jul 2024 – Jun 2025	966
Jul 2025 – Jun 2026	1,000

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 Semestre	1 er Semestre	2 do Semestre	1 er Semestre	2 do Semestre	1 er Semestre	2 do Semestre	1 er Semestre
Demanda Máxima	MW	642	690	690	711	695	729	698	745
Energía Prevista	MWh	1,739,718	1,770,273	1,705,165	1,806,039	1,766,474	1,859,041	1,818,360	1,911,742
PRECIOS PROMEDIOS									
Potencia Contratada	MW	691	647	522	429	507	584	585	585
Costo Total Potencia Contratos	miles B/.	51,194	69,857	67,003	63,727	72,681	81,350	81,495	81,362
Precio Promedio Potencia	B./kW-mes	12.36	17.95	21.83	24.74	24.00	23.21	23.22	23.19
Energía Contratada	MWh	1,663,323	1,143,976	1,176,712	1,244,800	1,397,940	1,667,479	1,641,306	1,675,679
Costo Total Energía Contratos	miles B/.	115,388	70,063	68,166	72,468	92,233	119,224	118,021	120,215
Precio Promedio Energía	B./MWh	69.37	61.25	57.93	58.22	65.98	71.50	71.91	71.74
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/.	5,348	62,630	36,992	39,287	25,797	13,409	12,394	16,524
Energía en el Mercado Ocasional	MWh	76,395	626,297	528,453	561,239	368,534	191,562	177,054	236,064
Porcentaje sin Contratar	%	4%	35%	31%	31%	21%	10%	10%	12%
RESERVA									
Costo de Reserva	miles B/.	154	4,279	10,715	16,570	12,692	9,342	8,667	10,279
Potencia en Reserva	MW	2.86	79.59	199.30	308.22	236.09	173.78	161.22	191.19
Porcentaje sin Contratar	%	0%	12%	29%	43%	34%	24%	23%	26%
Energía Servicio B									
Costo Total compras	miles B/.	172,083	206,828	182,875	192,052	203,403	223,325	220,577	228,380
Monómico Compras	B./MWh	98.91	116.83	107.25	106.34	115.15	120.13	121.31	119.46
SERVICIOS AUXILIARES									
Costo Servicios Auxiliares	miles B/.	3,570	4,122	3,546	3,616	3,589	3,653	3,625	3,690
Autoabastecimiento									
Costo de Autoabastecimiento	miles B/.	345	381	417	453	489	525	561	597
Mónomico Total Generación	B./MWh	100.70	118.92	109.10	108.15	117.00	121.94	123.16	121.28
Monómico de Transmisión									
Costo Transmisión	miles B/.	15,058	15,058	14,468	14,468	13,920	13,920	13,807	13,807
Energía Prevista	MWh	1,739,718	1,770,273	1,705,165	1,806,039	1,766,474	1,859,041	1,818,360	1,911,742
(M$*1000/MWh Transmisión) monómico de transmisión		8.66	8.51	8.49	8.01	7.88	7.49	7.59	7.22
Monómico Total (G + T)	**B./MWh**	**109.36**	**127.43**	**117.58**	**116.16**	**124.88**	**129.43**	**130.76**	**128.51**

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	118.47	116.85	127.21	129.60

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]

Base de Capital	Jul 2022 - Jun 2023	Jul 2023 - Jun 2024	Jul 2024 - Jun 2025	Jul 2025 - Jun 2026
BCD	795,406,926	795,406,926	795,406,926	795,406,926
BCAP	57,466,034	57,466,034	57,466,034	57,466,034
BCC	132,631,704	132,631,704	132,631,704	132,631,704
Total BC	**985,504,664**	**985,504,664**	**985,504,664**	**985,504,664**
Depreciación D	25,333,828	24,234,651	22,916,111	18,067,388
Depreciación AP	2,346,486	2,252,054	2,026,662	1,720,424
Depreciación C	5,669,471	5,439,229	5,056,492	4,431,102
Total Depreciación	**33,349,785**	**31,925,934**	**29,999,264**	**24,218,914**
% Depreciación s/BC D	3.19%	3.05%	2.88%	2.27%
% Depreciación s/BC AP	4.08%	3.92%	3.53%	2.99%
% Depreciación s/BC C	4.27%	4.10%	3.81%	3.34%
% Total Depreciación	**3.38%**	**3.24%**	**3.04%**	**2.46%**

Fuente: Elaboración Propia

Para las inversiones estimadas para el período 2022 a 2026 se ha considerado la siguiente tasa de depreciación:

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

Base de Capital	Jul 2021 - Jun 2022
BCD	795,406,926
BCAP	57,466,034
BCC	132,631,704
Total BC	**985,504,664**
Depreciación D	26,054,791
Depreciación AP	2,405,348

Base de Capital	Jul 2021 - Jun 2022
Depreciación C	5,823,743
Total Depreciación	**34,283,882**
% Depreciación s/BC D	3.28%
% Depreciación s/BC AP	4.19%
% Depreciación s/BC C	4.39%
% Total Depreciación	**3.48%**

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
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 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 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 anteriormente 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.

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/. 584,639,293	B/. 319,155,590
Alumbrado Público	0.90	B/. 34,045,442	B/. 16,517,829
Comercialización	0.90	B/. 85,993,501	B/. 48,425,313
Total		**B/. 811,753,920**	**B/. 443,345,255**
ENSA 2019	**Eficiencia**	**BCBruto**	**BCNeta**
Propiedades y planta	0.90	B/. 113,867,677	B/. 60,278,738
Sistema de distribución	0.89	B/. 603,280,435	B/. 320,662,926
Alumbrado Público	0.90	B/. 35,487,791	B/. 16,994,125
Comercialización	0.90	B/. 91,422,421	B/. 51,353,350
Total		**B/. 844,058,324**	**B/. 449,289,140**
ENSA 2020	**Eficiencia**	**BCBruto**	**BCNeta**
Propiedades y planta	0.90	B/. 121,936,354	B/. 63,193,508
Sistema de distribución	0.87	B/. 631,400,585	B/. 333,405,136
Alumbrado Público	0.90	B/. 44,029,779	B/. 25,286,208
Comercialización	0.89	B/. 99,418,777	B/. 56,905,454
Total		**B/. 896,785,494**	**B/. 478,790,306**
ENSA 2021	**Eficiencia**	**BCBruto**	**BCNeta**
Propiedades y planta	0.86	B/. 134,475,908	B/. 71,239,018
Sistema de distribución	0.89	B/. 665,048,161	B/. 352,984,538
Alumbrado Público	0.90	B/. 47,383,843	B/. 27,389,410
Comercialización	0.90	B/. 109,035,213	B/. 63,821,200
Total		**B/. 955,943,124**	**B/. 515,434,165**
ENSA 2022 1er Sem	**Eficiencia**	**BCBruto**	**BCNeta**
Propiedades y planta	0.59	B/. 137,462,498	B/. 67,107,284
Sistema de distribución	0.82	B/. 684,460,092	B/. 352,002,241
Alumbrado Público	0.80	B/. 49,450,420	B/. 27,164,967
Comercialización	0.90	B/. 114,131,654	B/. 64,305,249
Total		**B/. 985,504,664**	**B/. 510,579,741**

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 variables momento eléctrico calculado con los datos de demanda máxima, longitud de red y clientes de la Tabla 43 Número de clientes - ENSA, Tabla 45 Demanda Máxima - ENSA y Tabla 46 Proyección Longitud de líneas ENSA para los activos de distribución y número de clientes de la Tabla 43 para los activos de comercialización 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	985,587,176	1,021,361,998	1,052,168,801	1,084,035,630	1,116,918,920
AC	98,636,624	102,921,254	106,279,837	109,748,097	113,329,612
Activos Totales	**1,084,223,800**	**1,124,283,252**	**1,158,448,638**	**1,193,783,727**	**1,230,248,532**

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	35,774,822	30,806,803	31,866,829	32,883,290
IC	4,284,630	3,358,583	3,468,261	3,581,514
Inversiones Totales	**40,059,451**	**34,165,386**	**35,335,090**	**36,464,805**

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 [BALBOAS]

Concepto	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26	TOTAL
EXPANSIÓN EN S/E AT Y LINEAS AT	**0**	**6,200,617**	**1,100,000**	**14,000,000**	**21,300,617**
Expansión S/E Calzada Larga	0	2,585,000	0	0	2,585,000
Nueva SE Pacora	0	1,650,000	0	0	1,650,000
TX 24 de Diciembre (Pacora)	0	1,349,617	0	0	1,349,617
Confiabilidad Subestaciones Zona Colón (LAT 115-30/31)	0	616,000	0	0	616,000
TX8 Subestación Bahía Las Minas	0	0	1,100,000	0	1,100,000
Nueva SE Gonzalillo	0	0	0	14,000,000	14,000,000
Total	**0**	**6,200,617**	**1,100,000**	**14,000,000**	**21,300,617**

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
Proyectos Especiales Distribución	**0**	**0**	**2,500**	**0**	**2,500**
EMB para la subestación Chilibre	0	0	1,000	0	1,000
Reposición de 2 EMB en Subestaciones de la provincia de Colón	0	0	1,500	0	1,500
Medidores Inteligentes 140 medidores (100 kW) 296 medidores (50 a 100 kW) 1,648 medidores (menores 50 kW)	378	440	162.5	162.5	1,143.2
TOTAL	**378**	**440**	**2,662.5**	**162.5**	**3,643.2**

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 [BALBOAS]

Concepto	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26	TOTAL
Electrificación Rural	328,572	657,144	657,142	657,142	2,300,000

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 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	5,020	10,039	10,038	10,038	35,135
Iluminación para pasos peatonales tipo LED	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 [BALBOAS]

DETALLE	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26	TOTAL
ALUMBRADO PÚBLICO	**676,351**	**1,036,646**	**1,036,646**	**1,036,644**	**3,786,287**
Reposición y Mejoras de AP	289,286	578,572	578,572	578,570	2,025,000
Crecimiento Vegetativo LED	387,065	458,074	458,074	458,074	1,761,287
Proyectos Especiales de Alumbrado Público	**1,000,000**	**2,000,000**	**2,000,000**	**2,000,000**	**7,000,000**
Sustitución de luminarias de Sodio por LED	971,429	1,942,858	1,942,857	1,942,856	6,800,000
Iluminación para pasos peatonales tipo LED	28,571	57,142	57,143	57,144	200,000
TOTAL	**1,676,351**	**3,036,646**	**3,036,646**	**3,036,644**	**10,786,287**

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	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26	TOTALES
Inversiones adicionales distribución	ID	328.57	6,857.76	4,257.14	14,657.14	**26,100.62**
Inversiones adicionales Comercialización	IC	378.20	440.00	162.50	162.50	**1,143.20**
Inversiones adicionales en alumbrado	IAP	1,676.35	3,036.65	3,036.65	3,036.64	**10,786.29**

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 61INVERSIONES TOTALES - ENSA [MILES DE BALBOAS]

INVERSIONES TOTALES		JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26	TOTALES
Distribución	ID	36,103.39	37,664.56	36,123.97	47,540.43	157,432.36
Comercialización	IC	4,662.83	3,798.58	3,630.76	3,744.01	15,836.19
Alumbrado Público	IAP	1,676.35	3,036.65	3,036.65	3,036.64	10,786.29
TOTAL INVERSIONES		**42,442.57**	**44,499.79**	**42,791.38**	**54,321.09**	**184,054.84**

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, 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	4,319,502	3,271,677	5,587,771	8,734,886	**5,478,459**
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**

Detalle	2018	2019	2020	2021	Promedio
Factor de ajuste	0.9686	0.9775	0.9584	0.9411	**0.9612**

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 (BALBOAS)

BASE DE CAPITAL		JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26
Valor Bruto Base de Capital Distribución	BCD	800,683	838,347	874,471	922,012
Valor Bruto Base de Capital Comercialización	BCC	132,154	135,953	139,584	143,328
Valor Bruto Activos Fijos Alumbrado Público	ACTalum	56,915	59,952	62,988	66,025
		989,752	**1,034,252**	**1,077,043**	**1,131,365**
Valor Neto Base Capital Distribución	BCND	399,739	411,370	421,570	446,664
Valor Neto Base Capital Comercialización	BCNC	70,058	68,129	66,252	64,952
Valor Neto Activos Fijos Alumbrado Público	ACTN alum	29,358	30,009	30,758	31,687
		499,155	**509,508**	**518,580**	**543,303**

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 porcentaje 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	7.07%	7.07%	7.06%	7.06%
Pérdidas no gestionables ZR	1.76%	1.76%	1.76%	1.76%
Pérdidas eficientes Totales	**8.83%**	**8.83%**	**8.82%**	**8.82%**
Pérdidas carga EDEMET	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%

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 y momento eléctrico calculado con 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	30,104,538	30,675,989	31,267,307	31,873,505
COM	22,820,846	23,617,538	24,442,062	25,295,389
ADM	18,394,095	18,825,184	19,268,212	19,722,382
Costos Totales	**71,319,480**	**73,118,711**	**74,977,581**	**76,891,276**

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 2018-2021) resulta de 6.35 Balboas/luminaria, el valor contable del costo incurrido promedio en el período 2018 a 2021 de 6.10 Balboas/luminaria. En función de lo anterior se fija un valor de 6.10 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/.	706,078	475,483	900,131	834,618	729,077
Luminarias	Cant.	115,873	117,900	120,895	123,626	119,573
Costo Mant./lum Cont.	**B/./luminaria**	**6.09**	**4.03**	**7.45**	**6.75**	**6.10**
Costo Mant./lum RT-1	**B/./luminaria**	**6.35**				
Costo Mant./lum	**B/./luminaria**	**6.10**				

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 67 COSTOS DE MANTENIMIENTO DE ALUMBRADO PÚBLICO - ENSA

Destalle	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26
Cantidad de Luminarias	128,973	145,014	166,398	187,779
Costos de O&M por Luminaria [Balboas/lum.]	6.10	6.10	6.10	6.10
Costo de O&M de Alumbrado Público [Miles de Balboas]	**786.39**	**884.20**	**1,014.58**	**1,144.95**

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.

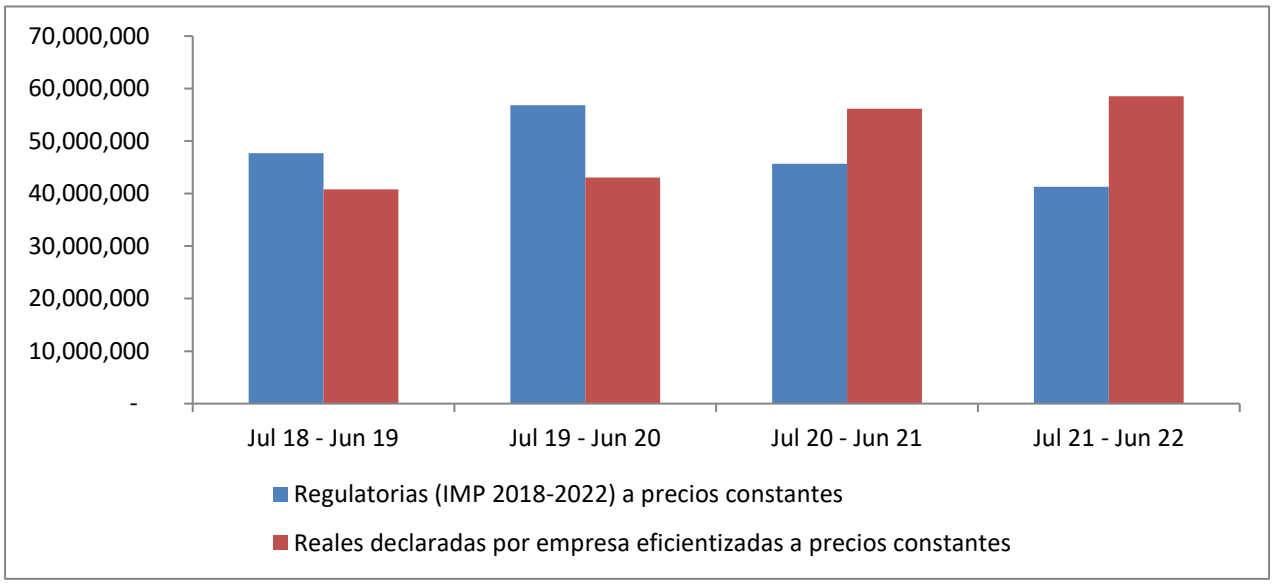
En esta ocasión se han tomado en consideración las inversiones ajustadas, porque no se ha realizado un ajuste por eficiencia, sino más bien por asimetría de información.

Esta Autoridad consideró la información presentada por las distribuidoras para el análisis de las inversiones, y tomará 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 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 variación promedio de los ajustes tarifarios realizados por ASEP durante el período, igual a -0.2% por año.

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 del período tarifario que finaliza en Junio de 2022, y están por encima de las reconocidas en los dos últimos año 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 3% 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 eses año. Por lo que el efecto de las inversiones realizadas a principios del periodo 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 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 variación promedio observada en el índice de ajuste tarifario realizado 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 29 años, determinada como la relación de 1 dividido entre la tasa de depreciación promedio de los activos al 30 de junio de 2022 que alcanza a 3.48%.
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 vigente, 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 2018-22, igual a 8.94%.
5. Finalmente, la suma del valor obtenido en 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 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 nuevo IMP 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 ejecutadas a precios corrientes	40,786,213	42,988,974	55,922,317	58,165,513
Inversiones realizadas a precios de Junio 2018	40,786,213	43,085,464	56,173,637	58,558,055
Inversión Bruta no ejecutada	6,909,991	13,755,020	-10,507,314	-17,282,315
Depreciación acumulada de la Inversión no ejecutada	120,193	479,642	536,132	52,758
Inversión Neta no ejecutada	6,789,798	20,065,177	9,021,731	-8,313,342
Costo de capital anual asociado a la inversión no ejecutada	607,008	1,793,827	806,543	-743,213
Rentabilidad + depreciación de inversiones no ejecutadas	727,201	2,273,468	1,342,675	-690,455
Valor indexado a Junio 2022	933,875	2,686,036	1,459,427	-690,455
Valor total a descontar	**4,388,884**			

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 [BALBOAS]

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26
IPSD - Ingreso Máximo Permitido por Distribución	109,600.84	111,735.87	113,557.79	113,348.05
IMPCO - Ingreso Máximo Permitido por Comercialización	34,757.76	35,340.25	35,779.97	36,055.39
ALUMPU - Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público	5,751.49	5,910.77	6,008.80	6,041.72
IPPD - Ingreso Máximo Permitido por Pérdidas en Distribución	42,084.43	49,073.53	50,010.57	55,940.03
INVNE - Descuento por Inversiones no Ejecutadas en periodo anterior	-4,388.88	-		
IMP - Ingreso Máximo Permitido	**187,805.64**	**202,060.42**	**205,357.13**	**211,385.20**

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
Expresado a junio 2022	UNIDADES	JULIO/22-JUNIO/26
VP-IPSD - DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	377,813.37
VP-IMPCO - COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	119,625.50
VP-ALUMPU - ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	19,978.05
SUB-TOTAL	Miles de B/.	517,416.93
VP-IPPD - PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	164,957.92
IMP TOTAL	Miles de B/.	682,374.84
ENERGIA FACTURADA (sin AP)	MWh	13,781,726.69
IMP	**B/./MWh**	**49.51**
IMP S/Pérdidas	**B/./MWh**	**37.54**

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 presentadas por la empresa 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 91 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 par a 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	997,775
Jul 2022 – Jun 2023	1,026,045
Jul 2023 – Jun 2024	1,071,594
Jul 2024 – Jun 2025	1,123,158
Jul 2025 – Jun 2026	1,179,986

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	175
Jul 2022 – Jun 2023	175
Jul 2023 – Jun 2024	182
Jul 2024 – Jun 2025	190
Jul 2025 – Jun 2026	199

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
		2do Sem	1er Sem	2do Sem	1er Sem	2do Sem	1er Sem	2do Sem	1er Sem
Demanda Máxima EDECHI	MW	166	170	172	176	174	179	173	177
Energía Prevista EDECHI	MWh	464,125	456,794	504,062	501,148	516,322	510,658	527,766	522,030
Sistemas Aislados	MWh	17,400	17,400	17,400	17,400	17,400	17,400	17,400	17,400
PRECIOS PROMEDIOS									
Potencia Contratada	MW	147	153	140	112	87	107	127	127
Costo Total Potencia Contratos	miles B/.	19,017	15,300	27,111	23,208	28,447	32,171	48,108	41,973
Precio Promedio Potencia	B./kW-mes	13.47	10.17	18.07	22.93	26.50	25.30	24.10	24.11
Energía Contratada	MWh	288,057	372,345	358,674	374,642	410,585	429,592	546,613	510,401
Costo Total Energía Contratos	miles B/.	20,789	24,428	28,909	25,500	27,646	32,095	42,387	40,563
Precio Promedio Energía	B./MWh	72.17	65.61	80.60	68.07	67.33	74.71	77.55	79.47
MERCADO OCASIONAL									
Costo Marginal Proyectado	B./MWh	70	70	100	70	70	70	70	70
Costo Mercado Ocasional	miles B/.	12,390	5,982	14,637	8,928	7,471	5,749	(1,250)	887
Energía en el Mercado Ocasional	MWh	176,996	85,455	146,366	127,547	106,723	82,122	(17,853)	12,672
Porcentaje sin Contratar	%	38%	19%	29%	25%	21%	16%	-3%	2%
RESERVA									
Costo de Reserva	miles B/.	816	1,188	1,625	3,757	4,166	3,710	2,099	2,517
Potencia en Reserva	MW	15.18	22.10	30.23	69.89	77.49	69.02	39.04	46.82
Porcentaje sin Contratar	%	9%	13%	18%	40%	45%	39%	23%	26%
Costo Total compras	miles B/.	45,874	40,943	60,351	53,182	53,055	57,630	61,545	62,312

Concepto		2022	2023		2024		2025		2026
		2do Sem	1er Sem	2do Sem	1er Sem	2do Sem	1er Sem	2do Sem	1er Sem
Monómico Compras	B./MWh	98.64	89.44	119.50	105.90	102.56	112.62	116.40	119.13
SERVICIOS AUXILIARES									
Costo Servicios Auxiliares	miles B/.	1,800	2,460	2,460	2,460	2,460	2,460	2,460	2,460
Autoabastecimiento									
Costo de Autoabastecimiento	miles B/.	2,000	0	2,000	0	2,000	0	2,000	0
Mónomico Total	B./MWh	107.03	95.02	128.58	111.03	111.39	117.67	125.07	124.08
Monómico de Transmisión									
Costo Transmisión	miles B/.	4,133	3,986	3,986	4,289	4,289	4,088	4,088	4,006
Energía Prevista	MWh	464,125	456,794	504,062	501,148	516,322	510,658	527,766	522,030
(M$*1000/MWh Transmisión) monómico de transmisión	B./MWh	8.91	8.73	7.91	8.56	8.31	8.01	7.75	7.67
Monómico Total (G + T)	**B./MWh**	**115.93**	**103.74**	**136.49**	**119.59**	**119.70**	**125.68**	**132.81**	**131.75**

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	120.92	119.64	129.30	131.76

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 2022 - Jun 2023	Jul 2023 - Jun 2024	Jul 2024 - Jun 2025	Jul 2025 - Jun 2026
BCD	244,433,055	244,433,055	244,433,055	244,433,055
BCAP	14,049,433	14,049,433	14,049,433	14,049,433
BCC	19,069,894	19,069,894	19,069,894	19,069,894
Total BC	**277,552,382**	**277,552,382**	**277,552,382**	**277,552,382**
Depreciación D	6,700,485	6,029,146	5,883,099	5,584,909
Depreciación AP	544,533	490,041	462,184	411,161
Depreciación C	683,191	614,824	584,962	542,801
Total Depreciación	**7,928,208**	**7,134,011**	**6,930,246**	**6,538,871**
% Depreciación s/BC D	2.74%	2.47%	2.41%	2.28%
% Depreciación s/BC AP	3.88%	3.49%	3.29%	2.93%
% Depreciación s/BC C	3.58%	3.22%	3.07%	2.85%
% Total Depreciación	**2.86%**	**2.57%**	**2.50%**	**2.36%**

Fuente: Elaboración Propia

Para calcular la depreciación de las inversiones estimadas para el período 2022 a 2026 se aplicó la siguiente tasa:

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

Base de Capital	Jul 2021 - Jun 2022
BCD	244,433,055
BCAP	14,049,433
BCC	19,069,894
Total BC	**277,552,382**
Depreciación D	7,267,567
Depreciación AP	557,212
Depreciación C	699,099
Total Depreciación	**8,523,878**
% Depreciación s/BC D	2.97%
% Depreciación s/BC AP	3.97%
% Depreciación s/BC C	3.67%
% Total Depreciación	**3.07%**

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 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 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 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.

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 2018 – JUNIO 2022 – EDECHI

EDECHI 2018	Eficiencia	BCBruto	BCNeta
Propiedades y planta	0.90	B/. 14,939,125	B/. 4,269,251
Sistema de distribución	0.88	B/. 180,568,522	B/. 91,408,693
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/. 220,663,083**	**B/. 107,440,624**
EDECHI 2019	**Eficiencia**	**BCBruto**	**BCNeta**
Propiedades y planta	0.90	B/. 18,167,032	B/. 6,624,556
Sistema de distribución	0.85	B/. 195,254,204	B/. 99,416,564
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/. 239,759,896**	**B/. 118,220,868**

EDECHI 2020	Eficiencia	BCBruto	BCNeta
Propiedades y planta	0.90	B/. 18,787,931	B/. 5,701,531
Sistema de distribución	0.85	B/. 208,802,409	B/. 107,662,143
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/. 255,361,165**	**B/. 126,155,645**
EDECHI 2021	**Eficiencia**	**BCBruto**	**BCNeta**
Propiedades y planta	0.89	B/. 19,573,518	B/. 5,025,521
Sistema de distribución	0.85	B/. 220,832,530	B/. 114,461,798
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/. 270,247,303**	**B/. 133,464,681**
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/. 226,787,713	B/. 117,624,918
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/. 277,552,382**	**B/. 136,785,408**

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 momento eléctrico calculado con los datos de demanda máxima y longitud de red y clientes de la Tabla 71 Número de Clientes – EDECHI, Tabla 73 Demanda Máxima - EDECHI y Tabla 74 Proyección Longitud de líneas EDECHI para los activos de distribución y número de clientes de la Tabla 71 Número de Clientes – EDECHI de los costos 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	430,973,025	443,075,174	459,878,029	476,974,142	495,837,919
AC	36,974,514	38,188,991	39,663,711	41,169,356	42,706,741
Activos Totales	**467,947,539**	**481,264,164**	**499,541,740**	**518,143,498**	**538,544,660**

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	12,102,148	16,802,855	17,096,114	18,863,777
IC	1,214,477	1,474,721	1,505,645	1,537,385
Inversiones Totales	**13,316,625**	**18,277,576**	**18,601,759**	**20,401,162**

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 Vedero	-	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	TOTALES
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
Inversiones adicionales Distribución	ID	17,073	18,087	15,902	21,046	**72,109**
Inversiones adicionales Comercialización	IC	43	86	86	86	**300**
Inversiones adicionales en alumbrado	IAP	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	29,175.61	34,890.13	32,998.25	39,909.78	136,974
Comercialización	IC	1,257.33	1,560.43	1,591.36	1,623.10	6,032
Alumbrado Público	IAP	460	460	460	460	1,840
TOTAL INVERSIONES		**30,893**	**36,911**	**35,050**	**41,993**	**144,846**

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 del período 2018-2021, 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	2,683,607	3,358,331	,330,650	3,174,546	**2,636,784**
Ingresos por venta de energía	53,769,677	179,583,524	157,853,026	151,385,746	**160,647,993**
Compras de energía	- 118,297,086	- 128,494,796	-105,243,263	-110,388,423	**-115,605,892**
otros ingresos					
Ingreso Neto por actividades reguladas	35,472,591	51,088,727	52,609,763	40,997,323	**45,042,101**
Factor de ajuste	0.930	0.938	0.975	0.928	**0.945**

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

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	260,091	294,981	327,979	367,889
Valor Bruto Base de Capital Comercialización	BCC	19,273	20,833	22,424	24,047
Valor Bruto Activos Fijos Alumbrado Público	ACTalum	13,732	14,192	14,652	15,112
		293,096	**330,006**	**365,056**	**407,049**

BASE DE CAPITAL		JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26
Valor Neto Base Capital Distribución	BCND	137,190	164,665	189,385	220,231
Valor Neto Base Capital Comercialización	BCNC	8,755	9,626	10,500	11,389
Valor Neto Activos Fijos Alumbrado Público	ACTN alum	5,774	5,716	5,669	5,654
		151,720	**180,008**	**205,554**	**237,273**

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	7.19%	7.19%	7.19%	7.18%

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 **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** 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 **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**; 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	12,253,552	12,593,551	12,933,970	13,369,691
COM	7,695,605	8,013,592	8,339,085	8,672,283
ADM	9,154,768	9,424,506	9,696,729	9,994,895
Costos Totales	29,103,925	30,031,649	30,969,784	32,036,869

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 4.91 Balboas/luminaria, el valor contable del costo incurrido promedio de periodo 2018-2021 es 5.06 Balboas /luminaria. En función de lo anterior se fija un valor de 4.91 Balboas /luminaria**.**

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

TABLA 93 COSTOS DE MANTENIMIENTO POR LUMINARIA - EDECHI

Detalle	Unidad	2018	2019	2020	2021	Promedio
Costo AP	B/.	291,868	219,326	223,382	570,465	326,260
Luminarias	Cant.	62,344	63,927	65,628	66,104	64,501
Costo Mant./lum Cont.	B/./luminaria	**4.68**	**3.43**	**3.40**	**8.63**	**5.06**
Costo Mant./lum RT-1 (Act)	B/./luminaria	**4.91**				
Costo Mant./lum	B/./luminaria	**4.91**				

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.]	4.91	4.91	4.91	4.91
Costo de O&M de Alumbrado Público [Miles de Balboas]	**341.83**	**349.00**	**358.56**	**368.12**

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.

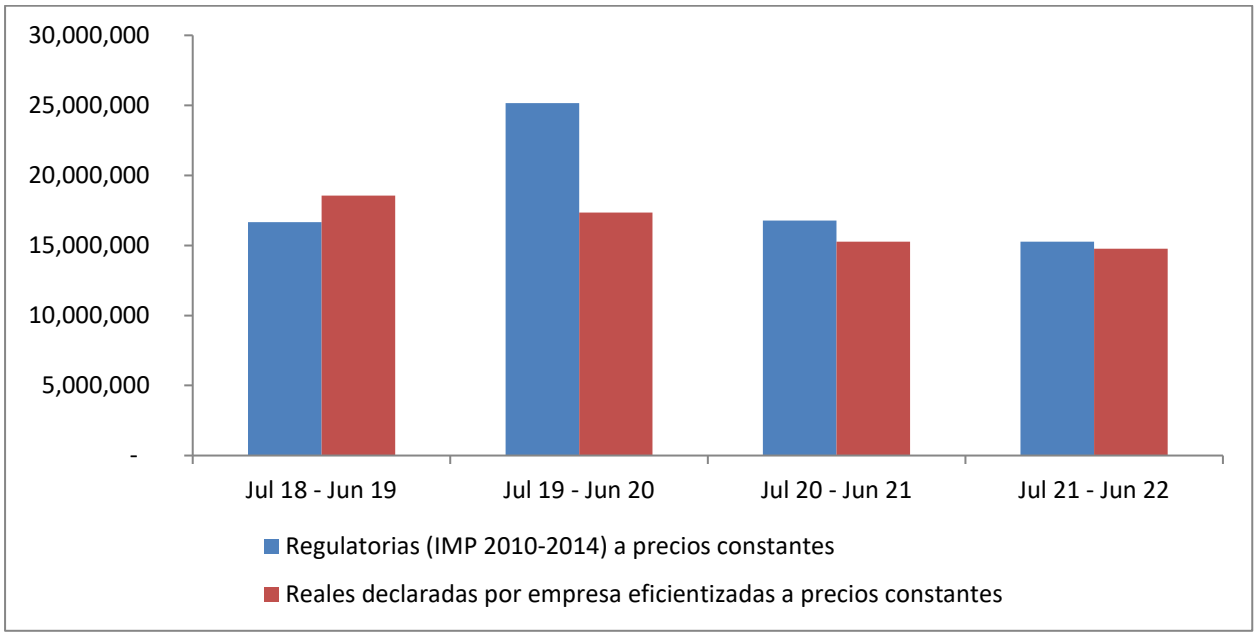
En esta ocasión se han tomado en consideración las inversiones ajustadas, porque no se ha realizado un ajuste por eficiencia, sino más bien por asimetría de información.

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 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 2022 a Junio 2026. Para esto se utilizó la variación promedio de los ajustes tarifarios realizados durante el período, igual a -0.05% por año.

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.

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 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 variación promedio observada en el índice de ajuste tarifario realizado 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 34 años, determinada como la relación de 1 dividido entre la tasa de depreciación promedio de los activos al 30 de junio de 2022 que alcanza a 3.14%.

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 vigente, 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 2018-22, igual a 8.30%.
5. Finalmente, la suma del valor obtenido en 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 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 nuevo IMP y actualizados considerando la tasa regulada de 8.30% 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 ejecutadas a precios corrientes	18,564,218	17,349,041	15,247,037	14,751,481
Inversiones realizadas a precios de Junio 2018	18,564,218	17,357,477	15,261,868	14,773,010
Inversión Bruta no ejecutada	-1,896,139	7,799,379	1,517,569	484,623
Depreciación acumulada de la Inversión no ejecutada	-29,116	61,531	204,597	235,341
Inversión Neta no ejecutada	-1,867,023	5,870,826	7,183,799	7,433,080
Costo de capital anual asociado a la inversión no ejecutada	-166,912	524,852	642,232	664,517
Rentabilidad + depreciación de inversiones no ejecutadas	-196,028	586,383	846,828	899,859
Valor indexado a Junio 2022	-253,073	695,238	922,086	899,859
Valor total a descontar	**2,264,109**			

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	40,615	43,924	47,575	51,809
IMPCO - Ingreso Máximo Permitido por Comercialización	9,172	9,550	9,981	10,409
ALUMPU - Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público	1,404	1,369	1,365	1,341
IPPD - Ingreso Máximo Permitido por Pérdidas en Distribución	8,926	9,219	10,437	11,167
INVNE - Descuento por Inversiones no Ejecutadas en periodo anterior	-2,264			
IMP - Ingreso Máximo Permitido	**57,853**	**64,063**	**69,358**	**74,726**

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
Expresado a junio 2022	UNIDADES	JULIO/22-JUNIO/26
VP-IPSD - DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	153,408.80
VP-IMPCO - COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	32,738.07
VP-ALUMPU - ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	4,609.38
SUB-TOTAL	Miles de B/.	190,756.25
VP-IPPD - PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	33,154.02
IMP TOTAL	Miles de B/.	223,910.27
ENERGIA FACTURADA (sin AP)	MWh	3,295,682.16
IMP	**B/./MWh**	**67.94**
IMP S/Pérdidas	**B/./MWh**	**57.88**

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	**142,223.03**	**152,933.26**	**162,844.26**	**166,043.76**
IMPCO	**32,279.44**	**32,736.26**	**33,331.71**	**33,865.00**
ALUMPU	**5,753.49**	**5,970.53**	**6,330.46**	**6,647.12**
IPPD	**52,098.05**	**54,089.20**	**60,256.26**	**63,650.52**
INVNE	**-11,185.39**	**0.00**	**0.00**	**0.00**
IMP	**221,168.62**	**245,729.24**	**262,762.70**	**270,206.40**

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
VALORES REFERENCIADOS A JUNIO DE 2022	UNIDADES	JULIO/22-JUNIO/26
DISTRIBUCIÓN	En miles de B/.	520,495.32
COMERCIALIZACIÓN	En miles de B/.	110,604.83
ALUMBRADO PÚBLICO	En miles de B/.	20,604.72
SUB-TOTAL	En miles de B/.	651,704.87
PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	En miles de B/.	191,555.73
TOTAL	**En miles de B/.**	**843,260.60**

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	55,647.35	64,451.64	70,276.72	70,905.07
Depreciación	DEP BCD + (ID * DEP%)	32,069.77	32,521.43	35,129.52	36,213.53
Operación y Mantenimiento	OM	33,068.10	34,081.29	35,111.83	36,147.85
Administración	ADM	21,437.81	21,878.89	22,326.20	22,777.32
	IPSD	142,223.03	152,933.26	162,844.26	166,043.76
Pérdidas	PD% * MWhD * CMM	43,531.34	45,191.93	50,341.06	53,173.09
Pérdidas no técnicas (ZR)	PD% * MWhD * CMM	8,566.71	8,897.27	9,915.21	10,477.43
	IPPD	**52,098.05**	**54,089.20**	**60,256.26**	**63,650.52**
	IMPD	**194,321.08**	**207,022.45**	**223,100.52**	**229,694.29**

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	3,588.97	3,629.88	3,675.13	3,732.37
Depreciación	DEP BCC + (IC * DEP%)	3,243.94	3,117.32	3,113.42	3,023.56
Comercialización	COM	25,446.53	25,989.06	26,543.16	27,109.07
	IPCO	**32,279.44**	**32,736.26**	**33,331.71**	**33,865.00**

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	2,303.74	2,487.74	2,663.35	2,833.93
Depreciación	DEP ACT_{ALUM} + (IALUMPUB * DEP%)	2,177.00	2,143.33	2,238.73	2,295.88
Operación y Mantenimiento	$O\&M_{ALUM}$	1,272.75	1,339.45	1,428.39	1,517.31
	ALUMPU	**5,753.49**	**5,970.53**	**6,330.46**	**6,647.12**

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%	%	2.75%	2.75%	2.75%	2.75%
Depreciación Activos Comercialización	DEP%	%	3.33%	3.33%	3.33%	3.33%
Depreciación Activos de AP	DEP%	%	4.11%	4.11%	4.11%	4.11%
Operación y Mantenimiento de AP	OM alum	B/./Luminaria	6.88	6.88	6.88	6.88
IMPULSORES DE COSTOS	**UNIDADES**	**BASE**	**JUL22 / JUN23**	**JUL23 / JUN24**	**JUL24 / JUN25**	**JUL25 / JUN26**
Demanda Máxima	MW	845	876	913	953	994
Energía Facturada	MWh	4,190,870	4,340,918	4,496,339	4,657,325	4,824,074
Energía Ingresada al Sistema	MWh	4,577,994	4,741,749	4,911,361	5,087,040	5,269,003
Clientes	Nº 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		129.98	130.33	140.22	143.06
Cantidad de Luminarias			184,959	194,652	207,576	220,498
COSTOS EFICIENTES		**UNIDADES**	**JUL22 / JUN23**	**JUL23 / JUN24**	**JUL24 / JUN25**	**JUL25 / JUN26**
Administración	ADM	Balboas	21,437,806	21,878,895	22,326,195	22,777,318
Operación y Mantenimiento	OM	Balboas	33,068,103	34,081,295	35,111,831	36,147,849
Comercialización	COM	Balboas	25,446,534	25,989,063	26,543,159	27,109,069
Pérdidas	PD%	%	7.06%	7.06%	7.06%	7.05%
Pérdidas no técnicas reconocidas	PNT%	%	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/.	**1,104,114**	1,178,767	1,311,337	1,412,661	1,456,015
Comercialización	BCC	Miles de B/.	**93,611**	97,149	100,731	104,358	108,032
Alumbrado Público	ACT alum	Miles de B/.	**50,767**	52,884	57,118	61,352	65,587
Activos Netos							
Distribución	BCND	Miles de B/.	**589,773**	632,356	732,405	798,599	805,739
Comercialización	BCNC	Miles de B/.	**40,490**	40,784	41,249	41,763	42,413
Alumbrado Público	ACTN alum	Miles de B/.	**26,239**	26,179	28,270	30,265	32,204

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

	JUL22 / JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25 / JUN26
ISPD	109,600.84	111,735.87	113,557.79	113,348.05
IMPCO	34,757.76	35,340.25	35,779.97	36,055.39
ALUMPU	5,751.49	5,910.77	6,008.80	6,041.72
IPPD	42,084.43	49,073.53	50,010.57	55,940.03
INVNE	- 4,388.88	-	-	-
IMP	**187,805.64**	**202,060.42**	**205,357.13**	**211,385.20**

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
VALORES REFERENCIADOS A JUNIO DE 2022	UNIDADES	JULIO/22-JUNIO/26
DISTRIBUCIÓN	En miles de B/.	377,813.37
COMERCIALIZACIÓN	En miles de B/.	119,625.50
ALUMBRADO PÚBLICO	En miles de B/.	19,978.05
SUB-TOTAL	En miles de B/.	517,416.93
PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	En miles de B/.	164,957.92
TOTAL	En miles de B/.	**682,374.84**

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	35,177.07	36,200.54	37,098.13	39,306.47
Depreciación	DEP BCD + (ID * DEP%)	25,925.14	26,034.15	25,924.14	22,445.70
Operación y Mantenimiento	OM	30,104.54	30,675.99	31,267.31	31,873.51
Administración	ADM	18,394.09	18,825.18	19,268.21	19,722.38
	IPSD	**109,600.84**	**111,735.87**	**113,557.79**	**113,348.05**
Pérdidas	PD% * MWhD * CMM	33,278.80	38,802.07	39,539.42	44,223.35
Pérdidas no técnicas (ZR)	PD% * MWhD * CMM	8,283.22	9,662.06	9,849.89	11,021.49
Pérdidas carga EDEMET	PD% * MWhD * CMM	522.42	609.40	621.27	695.19
	IPPD	**42,084.43**	**49,073.53**	**50,010.57**	**55,940.03**
	IMPD	**151,685.27**	**160,809.40**	**163,568.36**	**169,288.08**

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	6,165.07	5,995.34	5,830.17	5,715.75
Depreciación	DEP BCC + (IC * DEP%)	5,771.84	5,727.37	5,507.74	5,044.26
Comercialización	COM	22,820.85	23,617.54	24,442.06	25,295.39
	IPCO	**34,757.76**	**35,340.25**	**35,779.97**	**36,055.39**

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	2,583.53	2,640.80	2,706.73	2,788.42
Depreciación	$DEP\ ACT_{ALUM}$ + (IALUMPUB * DEP%)	2,381.57	2,385.77	2,287.49	2,108.35
Operación y Mantenimiento	$O\&M_{ALUM}$	786.39	884.20	1,014.58	1,144.95
	ALUMPU	**5,751.49**	**5,910.77**	**6,008.80**	**6,041.72**

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%	%	3.28%	3.28%	3.28%	3.28%	
Depreciación Activos Comercialización	DEP%	%	4.39%	4.39%	4.39%	4.39%	
Depreciación Activos de AP	DEP%	%	4.19%	4.19%	4.19%	4.19%	
Operación y Mantenimiento de AP	OM alum	B/./Luminaria	6.10	6.10	6.10	6.10	
IMPULSORES DE COSTOS	**UNIDADES**	**BASE**	**JUL22 / JUN23**	**JUL23 / JUN24**	**JUL24 / JUN25**	**JUL25 / JUN26**	
Demanda Máxima	MW	877.20	901.27	932.48	965.50	1,000.00	
Energía Facturada con EDEMET	MWh	4,117,209	4,259,958	4,412,266	4,572,417	4,739,830	
Energía Ingresada al Sistema con EDEMET	MWh	4,491,269	4,646,849	4,812,843	4,987,380	5,169,825	
Clientes	Nº 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		108.78	122.51	120.52	130.09	
Cantidad de Luminarias			128,973	145,014	166,398	187,779	
COSTOS EFICIENTES		**UNIDADES**	**JUL22 / JUN23**	**JUL23 / JUN24**	**JUL24 / JUN25**	**JUL25 / JUN26**	
Administración	ADM	Balboas	18,394,095	18,825,184	19,268,212	19,722,382	
Operación y Mantenimiento	OM	Balboas	30,104,538	30,675,989	31,267,307	31,873,505	
Comercialización	COM	Balboas	22,820,846	23,617,538	24,442,062	25,295,389	
Pérdidas	PD%	%	7.07%	7.07%	7.06%	7.06%	
Pérdidas de terceros	PD-NP%	%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	
Pérdidas no técnicas reconocidas	PNT%	%	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/.	**764,580**	800,683	838,347	874,471	922,012
Comercialización	BCC	Miles de B/.	**127,491**	132,154	135,953	139,584	143,328
Alumbrado Público	ACT alum	Miles de B/.	**55,239**	56,915	59,952	62,988	66,025
Activos Netos							
Distribución	BCND	Miles de B/.	**389,561**	399,739	411,370	421,570	446,664
Comercialización	BCNC	Miles de B/.	**71,167**	70,058	68,129	66,252	64,952
Alumbrado Público	ACTN alum	Miles de B/.	**30,063**	29,358	30,009	30,758	31,687

CUADRO NO. 11 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) - EDECHI
(En miles de Balboas)

	JUL22 / JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25 / JUN26
ISPD	40,615.29	43,923.88	47,575.06	51,809.03
IMPCO	9,172.32	9,550.23	9,980.54	10,408.72
ALUMPU	1,403.59	1,369.46	1,365.20	1,340.65
IPPD	8,926.18	9,219.26	10,437.09	11,167.12
INVNE	-2,264.11			
IMP	**57,853.27**	**64,062.82**	**69,357.88**	**74,725.53**

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
VALORES REFERENCIADOS A JUNIO DE 2022	UNIDADES	JULIO/22-JUNIO/26
DISTRIBUCIÓN	En miles de B/.	153,408.80
COMERCIALIZACIÓN	En miles de B/.	32,738.07
ALUMBRADO PÚBLICO	En miles de B/.	4,609.38
SUB-TOTAL	En miles de B/.	190,756.25
PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	En miles de B/.	33,154.02
TOTAL	**En miles de B/.**	**223,910.27**

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	12,072.75	14,490.54	16,665.88	19,380.29
Depreciación	DEP BCD + (ID * DEP%)	7,134.21	7,415.29	8,278.48	9,064.15
Operación y Mantenimiento	OM	12,253.55	12,593.55	12,933.97	13,369.69
Administración	ADM	9,154.77	9,424.51	9,696.73	9,994.89
	IPSD	**40,615.29**	**43,923.88**	**47,575.06**	**51,809.03**
Pérdidas	PD% * MWhD * CMM	8,926.18	9,219.26	10,437.09	11,167.12
	IPPD	**8,926.18**	**9,219.26**	**10,437.09**	**11,167.12**
	IMPD	**49,541.47**	**53,143.14**	**58,012.15**	**62,976.16**

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	770.48	847.12	924.02	1,002.25
Depreciación	DEP BCC + (IC * DEP%)	706.24	689.52	717.43	734.19
Comercialización	COM	7,695.60	8,013.59	8,339.08	8,672.28
	IPCO	**9,172.32**	**9,550.23**	**9,980.54**	**10,408.72**

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	508.10	503.05	498.84	497.52
Depreciación	DEP ACT_{ALUM} + (IALUMPUB * DEP%)	553.65	517.41	507.79	475.01
Operación y Mantenimiento	$O\&M_{ALUM}$	341.83	349.00	358.56	368.12
	ALUMPU	**1,403.59**	**1,369.46**	**1,365.20**	**1,340.65**

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%	%	2.97%	2.97%	2.97%	2.97%
Depreciación Activos Comercialización	DEP%	%	3.67%	3.67%	3.67%	3.67%
Depreciación Activos de AP	DEP%	%	3.97%	3.97%	3.97%	3.97%
Operación y Mantenimiento de AP	OM alum	B/./Luminaria	4.91	4.91	4.91	4.91
IMPULSORES DE COSTOS	**UNIDADES**	**BASE**	**JUL22 / JUN23**	**JUL23 / JUN24**	**JUL24 / JUN25**	**JUL25 / JUN26**
Demanda Máxima	MW	175.45	175.43	182.33	190.40	199.10
Energía Facturada	MWh	925,966	952,227	994,539	1,042,440	1,095,235
Energía Ingresada al Sistema	MWh	997,775	1,026,045	1,071,594	1,123,158	1,179,986
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		120.92	119.64	129.30	131.76
Cantidad de Luminarias			69,661	71,122	73,070	75,017
COSTOS EFICIENTES		**UNIDADES**	**JUL22 / JUN23**	**JUL23 / JUN24**	**JUL24 / JUN25**	**JUL25 / JUN26**
Administración	ADM	Balboas	9,154,768	9,424,506	9,696,729	9,994,895
Operación y Mantenimiento	OM	Balboas	12,253,552	12,593,551	12,933,970	13,369,691
Comercialización	COM	Balboas	7,695,605	8,013,592	8,339,085	8,672,283
Pérdidas	PD%	%	7.19%	7.19%	7.19%	7.18%

ACTIVOS PERMITIDOS – BASE DE CAPITAL		UNIDADES	BASE	JUL22 / JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25 / JUN26
Activos Brutos							
Distribución	BCD	Miles de B/.	**230,915**	260,091	294,981	327,979	367,889
Comercialización	BCC	Miles de B/.	**18,015**	19,273	20,833	22,424	24,047
Alumbrado Público	ACT alum	Miles de B/.	**13,272**	13,732	14,192	14,652	15,112
Activos Netos							
Distribución	BCND	Miles de B/.	**115,149**	137,190	164,665	189,385	220,231
Comercialización	BCNC	Miles de B/.	**8,204**	8,755	9,626	10,500	11,389
Alumbrado Público	ACTN alum	Miles de B/.	**5,867**	5,774	5,716	5,669	5,654

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 de estudios realizados anteriormente 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 Despacho[2].
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 Demanda[3].

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;
2. a partir de la energía facturada proyectada considerada y de las pérdidas de energía proyectadas, se calcula la energía inyectada a la red,

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

[3] Es importante 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.

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 exponen 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 esta sección 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. Con 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**:**

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

Donde:

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:

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

Donde:

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 los resultados 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, 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.

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 en la tabla 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 con 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 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:

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
2007	320,004	313,400	94,551
2008	334,918	328,092	99,144

AÑO	ENSA	EDEMET	EDECHI
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 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%
2013	48,691.90	6.90%	3,835,447.00	1.72%
2014	51,158.93	5.07%	3,901,311.00	1.72%

Año	PBI constante [Millones de Balboas]	Tasa crecimiento [%]	Población [habitantes]	Tasa de crecimiento [%]
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 Panamá[4]. 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	ENSA		EDEMET		EDECHI	
AÑO	**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 ENERGIA MWh	ENSA			EDEMET			EDECHI		
AÑO	MEC	EMPRESA	Plan Indicativo dda	MEC	EMPRESA	Plan Indicativo dda	MEC	EMPRESA	Plan Indicativo dda
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.

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 pre pandemia (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 pre pandemia (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 pre pandemia (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 pre pandemia (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%

	Energía Facturada AP (MWh)					
	ENSA	Var%	EDEMET	Var%	EDECHI	Var%
2022	84,906	3.39%	123,975	3.58%	42,196	1.44%
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 -carga de EDEMET	EDEMET	EDECHI
2022	7.08%	1.50%	7.07%	7.20%
2023	7.07%	1.50%	7.06%	7.19%
2024	7.07%	1.50%	7.06%	7.19%
2025	7.06%	1.50%	7.06%	7.19%
2026	7.06%	1.50%	7.05%	7.18%

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 de 1.39%. En el caso de ENSA, se reconoce 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	8.83%	1.50%	8.45%	7.20%
2023	8.83%	1.50%	8.45%	7.19%
2024	8.83%	1.50%	8.45%	7.19%
2025	8.82%	1.50%	8.44%	7.19%
2026	8.82%	1.50%	8.45%	7.18%

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

Año Calendario	Energía Inyectada al sistema (MWh)					
	ENSA	Var%	EDEMET	Var%	EDECHI	Var%
2020	*4,095,121*		*4,222,391*		*933,194*	
2021	*4,416,359*	*7.84%*	*4,497,481*	*6.52%*	*990,653*	*6.16%*
2022	*4,566,178*	*3.39%*	*4,658,508*	*3.58%*	*1,004,897*	*1.44%*
2023	*4,727,654*	*3.54%*	*4,825,142*	*3.58%*	*1,047,220*	*4.21%*
2024	*4,898,176*	*3.61%*	*4,997,737*	*3.58%*	*1,096,012*	*4.66%*
2025	*5,076,736*	*3.65%*	*5,176,505*	*3.58%*	*1,150,352*	*4.96%*
2026	*5,263,073*	*3.67%*	*5,361,668*	*3.58%*	*1,209,673*	*5.16%*
Año Tarifario	**Energía Inyectada al sistema (MWh)**					
	ENSA	**Var%**	**EDEMET**	**Var%**	**EDECHI**	**Var%**
2021 - 2022	*4,491,269*		*4,577,994*		*997,775*	
2022 - 2023	*4,646,849*	*3.46%*	*4,741,749*	*3.58%*	*1,026,045*	*2.83%*
2023 - 2024	*4,812,843*	*3.57%*	*4,911,361*	*3.58%*	*1,071,594*	*4.44%*
2024 - 2025	*4,987,380*	*3.63%*	*5,087,040*	*3.58%*	*1,123,158*	*4.81%*
2025 - 2026	*5,169,825*	*3.66%*	*5,269,003*	*3.58%*	*1,179,986*	*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

Año Calendario	Demanda Máxima (MW)					
	ENSA	Var%	EDEMET	Var%	EDECHI	Var%
2020	800		779		164	
2021	863	7.84%	830	6.52%	174	6.16%
2022	892	3.39%	860	3.58%	177	1.44%
2023	917	2.82%	891	3.68%	179	1.33%
2024	949	3.50%	929	4.26%	186	4.16%
2025	983	3.56%	970	4.37%	195	4.57%
2026	1,018	3.59%	1,012	4.31%	204	4.67%
Año Tarifario	Demanda Máxima (MW)					
	ENSA	Var%	EDEMET	Var%	EDECHI	Var%
2021 - 2022	877		845		175	
2022 - 2023	901	2.74%	876	3.68%	175	-0.01%
2023 - 2024	932	3.46%	913	4.26%	182	3.94%
2024 - 2025	966	3.54%	953	4.37%	190	4.42%
2025 - 2026	1,000	3.57%	994	4.31%	199	4.57%

Fuente: Elaboración Propia

II.2 RESULTADOS MODELOS ECONOMÉTRICOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA

A continuación, se presentan los resultados de los modelos de regresión estimados 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. Cuanto menor es el valor de probabilidad, más fuerte es la evidencia contraria a la irrelevancia. No hay un valor establecido 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. R^2 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, R^2 debe estar entre 0 y 1.
- "Adjusted R-squared" se puede interpretar igual que R^2; 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 R^2 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 CONSIDERADOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA BASE DE CAPITAL

ACTIVO	Variables empleadas para determinar inversiones (filtro) (Finv)						Factores 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
DTRAM 230 (SE 230 KV)	si	---	<100 es OyM	---	---	---	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia

ACTIVO	Variables empleadas para determinar inversiones (filtro) (Finv)						Factores a aplicar sobre inversiones	
	Fecha	Materiales Min	Costo total Min	Mano d Obra	Poste Min	conductor min	Factor Asimetría	Factor precio
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-reconectadores)	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	---	<100 es OyM	---	---	---	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
CMESM (EQUIPOS SMEC)	si	---	<100 es OyM	---	---	---		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 proporcionada por 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 la ASEP solicitando información relacionada a este tema y las respuestas por parte de las distribuidoras.

- La 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.

- La empresas 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.

- La 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 Transístmica 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 perdidas 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

Sobre la situación de las invasiones en su área de concesión, 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 Cuidad 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 tienen Calle 17 – Chorrillo, Santa Ana – Barraza, Curundú y Cabo Verde, mientras que 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. En el área 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 COPÉ	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

PROVINCIA	DISTRITO	CORREGIMIENTO	COMUNIDAD	KM	VIVIENDAS
HERRERA	LAS MINAS	LEONES	LEONES ABAJO	0.48	8
HERRERA	LAS MINAS	LEONES	COMUNIDAD RIO PARITA	2.4	9
HERRERA	LAS MINAS	LEONES	COMUNDAD 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

PROVINCIA	DISTRITO	CORREGIMIENTO	COMUNIDAD	KM	VIVIENDAS
LOS SANTOS	MACARACAS	COROZAL	LA SABANETA DEL PONTON	3.3	10
LOS SANTOS	MACARACAS	EL CEDRO	COMUNIDAD LA MECA	1.14	3
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

PROVINCIA	DISTRITO	CORREGIMIENTO	COMUNIDAD	KM	VIVIENDAS
PANAMÁ OESTE	LA CHORRERA	HURTADO	Llanito Verde	0.78	16
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	ASIENTO 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

PROVINCIA	DISTRITO	CORREGIMIENTO	COMUNIDAD	KM	VIVIENDAS
VERAGUAS	LA MESA	LOS MILAGROS	PALO ALTO - GUARUMAL	5.03	44
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

PROVINCIA	DISTRITO	CORREGIMIENTO	COMUNIDAD	KM	VIVIENDAS
VERAGUAS	SAN FRANCISCO	LOS HATILLOS	LA CRUZ	2.25	9
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	PINOGANA	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	MÜNA	CHICHICA	LA LOMA	0.1	31
COMARCA NGÄBE BUGLÉ	MÜNA	CHICHICA	BARRIADA LA JUJUCA	0.16	23
COMARCA NGÄBE BUGLÉ	NOLE DUIMA	HATO CHAMÍ	BARRIADA SANDOYA	0.2	13

PROVINCIA / COMARCA	DISTRITO	CORREGIMIENTO	POBLADO	KM	VIVIENDAS
COMARCA NGÄBE BUGLÉ	NOLE DUIMA	LAJERO	RÍO SANTIAGO	2.57	124
COMARCA NGÄBE BUGLÉ	NOLE DUIMA	SUSAMA	KUERIMA, QUEBRADA SALAO	1.38	18
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:

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

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.