



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 ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA) PARA EL PERIODO COMPRENDIDO DEL 1 DE JULIO DE 2018 AL 30 DE JUNIO DE 2022”

METODOLOGÍA DE CÁLCULO

Documento de Consulta Pública

Realizado con la Asesoría de la
Fundación Universidad Nacional de San Juan
Instituto de Energía Eléctrica, UNSJ - CONICET

Octubre de 2018

Contenido

I.	INTRODUCCIÓN	7
A.	Empresas Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia.....	7
B.	Tasa de Rentabilidad	8
C.	Tasa de Descuento.....	8
II.	INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR ACTIVIDADES REGULADAS.....	8
III.	CÁLCULO DEL INGRESO MAXIMO PERMITIDO	9
A.	INGRESO MÁXIMO PERMITIDO EDEMET	9
1.	Información de base de EDEMET	9
2.	BASE DE CAPITAL	12
3.	Pérdidas de Energía en Distribución	23
4.	Costos eficientes.....	24
5.	Descuento por inversiones no ejecutadas.....	25
6.	Determinación del Ingreso Máximo Permitido.....	27
B.	INGRESO MÁXIMO PERMITIDO ENSA	28
1.	Información de base de ENSA	28
2.	Base de Capital.....	31
3.	Pérdidas de Energía en Distribución	42
4.	Costos eficientes.....	42
5.	Descuento por inversiones no ejecutadas.....	43
6.	Determinación del Ingreso Máximo Permitido.....	44
C.	INGRESO MÁXIMO PERMITIDO EDECHI.....	45
1.	Información de base de EDECHI.....	45
2.	Base de Capital.....	49
3.	Pérdidas de Energía en Distribución	59
4.	Costos eficientes.....	59
5.	Descuento por inversiones no ejecutadas.....	60
6.	Determinación del Ingreso Máximo Permitido.....	62
	ANEXO I: INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.....	64
A.	EDEMET.....	65
B.	ENSA	67
C.	EDECHI	69
	ANEXO II: ANÁLISIS DEL MERCADO	71
A.	EDEMET.....	71
1.	Análisis sintético del mercado en el periodo Julio 2014 – Junio 2018	71
2.	Proyecciones del mercado en el periodo Julio 2018 – Junio 2022.....	73
B.	ENSA	77

1.	Análisis sintético del mercado en el periodo Julio 2014 – Junio 2018	77
2.	Proyecciones del mercado en el periodo Julio 2018 – Junio 2022.....	79
C.	EDECHI	83
1.	Análisis sintético del mercado en el periodo Julio 2014 – Junio 2018	83
2.	Proyecciones del mercado en el periodo Julio 2018 – Junio 2022.....	85
ANEXO III: ANÁLISIS DE PERDIDAS NO TÉCNICAS, EN PARTICULAR LAS DENOMINADAS ZONAS ROJAS.....		
		90
A.	ENSA 2017 - Zonas Rojas e invasión.....	91
B.	EDEMET - Zonas Rojas e Invasión o Asentamientos informales	92
1.	EDEMET- Zona Panamá Metro- áreas Rojas	92
2.	EDEMET- Zona Panamá Oeste Asentamientos Informales	93
3.	EDEMET- Histórico de Pérdidas Totales 2014-2017	94
4.	EDEMET 2017.....	94
C.	EDECHI - Histórico de Pérdidas Totales 2014-2017	95
1.	EDECHI 2017	95
D.	Comparación de Pérdidas año 2016-2017. Discriminación de Pérdidas Zonas Rojas e Invasiones o Asentamientos Informales.....	96
ANEXO IV: COMPARACIÓN DE COSTOS CON ACTIVOS INTERNACIONALES		
		98
A.	Fuentes Estadísticas.....	100
B.	Resultados de activos internacionales	101
C.	Comparación de activos	112
D.	Conformación de costos internacionales - Información de base Perú – Año 2013....	120
ANEXO V: AUDITORÍA DE OBRAS SELECCIONADAS		
		125
ANEXO VI: INVERSIONES EN ELECTRIFICACIÓN RURAL		
		133
A.	Poblaciones a ser consideradas para inversiones en Electrificación Rural - EDEMET...	133
B.	Poblaciones a ser consideradas para inversiones en Electrificación Rural - ENSA ..	138
C.	Poblaciones a ser consideradas para inversiones en Electrificación Rural – EDECHI	139
ANEXO VII: ACTIVOS TOTALMENTE DEPRECIADOS DESCONTADOS DE LA BASE DE CAPITAL		
		140
A.	EDEMET.....	140
B.	ENSA	142
C.	EDECHI	144

TABLAS

Página No.

Tabla 1 Tasas de Descuento Anuales.....	8
Tabla 2 Estimación del Número de Usuarios – EDEMET.....	10
Tabla 3 Estimación de la Energía Facturada – EDEMET [MWh].....	10
Tabla 4 Estimación de la energía ingresada al sistema – EDEMET.....	10
Tabla 5 Estimación de la Demanda Máxima – EDEMET.....	10
Tabla 6 Precios monómicos proyectados para EDEMET por semestre del periodo tarifario.....	10
Tabla 7 Precios monómicos proyectados para EDEMET por año del periodo tarifario.....	11
Tabla 8 Tasas de depreciación de los activos - EDEMET.....	11
Tabla 9 Base de Capital Inicial a Diciembre de 2013 - EDEMET [Balboas].....	13
Tabla 10 Activos e Inversiones Declaradas 2014 – Jun 2018 - EDEMET [Balboas].....	16
Tabla 11 Base de Capital a Junio 2018 – EDEMET [Balboas].....	17
Tabla 12 Factor de corrección por ingresos de actividades no reguladas – EDEMET [Balboas].....	18
Tabla 13 Base de Capital Bruta y Neta, inicial y ajustada, a junio 2018 – EDEMET.....	18
Tabla 14 Activos Eficientes - EDEMET [Balboas].....	19
Tabla 15 Inversiones Eficientes - EDEMET [Balboas].....	19
Tabla 16 Inversiones adicionales en líneas y subestaciones de AT – EDEMET.....	19
Tabla 17 Inversiones Adicionales Especiales – EDEMET [Miles de Balboas].....	20
Tabla 18 Inversiones Adicionales en Electrificación Rural - EDEMET.....	20
Tabla 19 Inversiones Adicionales en Medidores Inteligentes - EDEMET.....	20
Tabla 20 Inversiones No Contempladas en las Ecuaciones de Eficiencia – EDEMET.....	21
Tabla 18 Inversiones totales en Distribución y Comercialización - EDEMET [Miles de Balboas]..	21
Tabla 19 Cantidad de Luminarias a Incorporar – EDEMET.....	22
Tabla 20 Proyectos Especiales – EDEMET.....	22
Tabla 24 Evolución de la cantidad total de luminarias durante el período – EDEMET.....	22
Tabla 22 Inversiones Totales en Alumbrado Público – EDEMET [Miles de Balboas].....	23
Tabla 26 Inversiones Totales – EDEMET.....	23
Tabla 27 Base de capital bruta y neta ajustada al final de cada periodo – EDEMET.....	23
Tabla 28 Pérdidas eficientes - EDEMET.....	23
Tabla 29 Pérdidas totales a reconocer por periodo - EDEMET.....	24
Tabla 30 Costos de Explotación Eficientes - EDEMET [Balboas].....	24
Tabla 31 Costos de operación y mantenimiento de alumbrado público - EDEMET.....	25
Tabla 32 Estimación del descuento por Inversiones no Ejecutadas– EDEMET [Balboas].....	26
Tabla 33 Ingreso Máximo Permitido por año tarifario – EDEMET.....	27
Tabla 34 Valor Presente Ingreso Máximo Permitido – EDEMET [Miles de Balboas].....	27
Tabla 33 Comparación del costo medio entre los periodos tarifarios 2014-2018 y 2018-2022 - EDEMET.....	28
Tabla 36 Estimación del Número de Usuarios – ENSA.....	28
Tabla 37 Estimación de la Energía Facturada – ENSA [MWh].....	29
Tabla 38 Estimación de la energía ingresada al sistema – ENSA.....	29
Tabla 39 Estimación de la Demanda Máxima – ENSA.....	29
Tabla 40 Precios monómicos proyectados para ENSA por semestre del periodo tarifario.....	29
Tabla 39 Precios monómicos previstos para ENSA por año del periodo tarifario.....	30
Tabla 40 Tasas de depreciación de los activos – ENSA.....	31
Tabla 43 Base de Capital Inicial a Diciembre de 2013 - ENSA [Balboas].....	32
Tabla 42 Activos e Inversiones Declaradas 2014 – Jun 2018 – ENSA [Balboas].....	35

Tabla 45 Base de Capital a Junio 2018 – ENSA [Balboas]	36
Tabla 46 Factor de corrección por ingresos de actividades no reguladas – ENSA [Balboas]	36
Tabla 47 Base de Capital Bruta y Neta, inicial y ajustada, a junio 2018 – ENSA.....	36
Tabla 48 Activos Eficientes – ENSA [Balboas]	37
Tabla 49 Inversiones Eficientes – ENSA [Balboas]	37
Tabla 50 Inversiones adicionales en líneas y subestaciones de AT - ENSA [miles de Balboas]	37
Tabla 51 Inversiones Adicionales Especiales - ENSA [miles de Balboas].....	38
Tabla 52 Inversiones Adicionales en Electrificación Rural – ENSA [miles de Balboas].....	39
Tabla 53 Inversiones No Contempladas en las Ecuaciones de Eficiencia –ENSA.....	39
Tabla 54 Inversiones totales en Distribución y Comercialización – ENSA [Miles de Balboas]	39
Tabla 55 Cantidad de Luminarias a Incorporar - ENSA.....	40
Tabla 52 Proyectos especiales - ENSA.....	40
Tabla 57 Evolución de la cantidad total de luminarias durante el período - ENSA	41
Tabla 58 Inversiones Totales en Alumbrado Público – ENSA [Miles de Balboas]	41
Tabla 59 Inversiones Totales – ENSA	41
Tabla 60 Base de capital bruta y neta ajustada al final de cada periodo – ENSA.....	42
Tabla 61 Pérdidas eficientes - ENSA.....	42
Tabla 62 Pérdidas totales a reconocer por periodo - ENSA.....	42
Tabla 63 Costos de Explotación Eficientes [Balboas]	42
Tabla 64 Costos de operación y mantenimiento de alumbrado público - ENSA.....	43
Tabla 65 Estimación del descuento por Inversiones no Ejecutadas – ENSA [Balboas].....	44
Tabla 66 Ingreso Máximo Permitido por año tarifario – ENSA.....	44
Tabla 67 Valor Presente Ingreso Máximo Permitido – ENSA [Miles de Balboas].....	45
Tabla 68 Comparación del costo medio entre los periodos tarifarios 2014-2018 y 2018-2022 - ENSA	45
Tabla 69 Estimación del Número de Usuarios - EDECHI.....	46
Tabla 70 Estimación de la Energía Facturada - EDECHI.....	46
Tabla 71 Estimación de la energía ingresada al sistema - EDECHI.....	46
Tabla 72 Estimación de la Demanda Máxima - EDECHI	47
Tabla 73 Precios monómicos previstos para EDECHI por semestre del periodo tarifario	47
Tabla 74 Precios monómicos previstos para EDECHI por año del periodo tarifario	47
Tabla 75 Tasas de depreciación informes regulatorios - EDECHI.....	48
Tabla 76 Base de Capital Inicial a Diciembre de 2013 - EDECHI [Balboas]	50
Tabla 73 Activos e Inversiones Declaradas 2014 – Jun 2018 – EDECHI [Balboas].....	53
Tabla 78 Base de Capital a Junio 2018 – EDECHI [Balboas].....	54
Tabla 79 Factor de corrección de actividades no reguladas - EDECHI.....	54
Tabla 80 Base de Capital Bruta y Neta, inicial y ajustada, a junio 2018 – EDECHI	54
Tabla 81 Activos Eficientes – EDECHI [Balboas]	55
Tabla 82 Inversiones Eficientes - EDECHI [Balboas].....	55
Tabla 83 Inversiones adicionales en líneas y subestaciones de AT – EDECHI [Miles de Balboas] .	55
Tabla 84 Inversiones Adicionales Especiales – EDECHI [miles de Balboas].....	56
Tabla 85 Inversiones Adicionales en Electrificación Rural – EDECHI [miles de Balboas]	56
Tabla 86 Inversiones No Contempladas en las Ecuaciones de Eficiencia – EDECHI	56
Tabla 87 Inversiones totales en Distribución y Comercialización – EDECHI [miles de Balboas] ...	57
Tabla 88 Cantidad de Luminarias a Incorporar - EDECHI.....	57
Tabla 89 Proyectos especiales - EDECHI.....	58
Tabla 90 Evolución de la cantidad total de luminarias durante el período - EDECHI	58
Tabla 91 Inversiones Totales en Alumbrado Público – EDECHI [Miles de Balboas]	58

Tabla 92 Inversiones Totales – EDECHI.....	59
Tabla 93 Base de capital bruta y neta al final de cada periodo – EDECHI	59
Tabla 94 Pérdidas eficientes - EDECHI.....	59
Tabla 95 Costos de Explotación Eficientes – EDECHI [Balboas].....	60
Tabla 96 Costos operación y mantenimiento de alumbrado público - EDECHI	60
Tabla 92 Estimación del descuento por Inversiones no Ejecutadas – EDECHI [Balboas].....	61
Tabla 98 Ingreso Máximo Permitido por año tarifario –EDECHI.....	62
Tabla 99 Valor Presente Ingreso Máximo Permitido – EDECHI [Miles de Balboas].....	62
Tabla 100 Comparación del costo medio entre los periodos tarifarios 2014-2018 y 2018-2022 - EDECHI	63

I. INTRODUCCIÓN

En esta sección se presentan los criterios generales aplicables para la determinación del Ingreso Máximo Permitido (IMP) de las empresas de distribución. Específicamente se describe el proceso de análisis para establecer los costos eficientes de Operación y Mantenimiento (OYM) y Administración (ADM), las pérdidas eficientes a reconocer, la proyección de las variables de mercado que se utilizan para el cálculo de IMP (energía inyectada a la red, cantidad de clientes y demanda máxima), y la metodología para determinar la base de capital.

A. Empresas Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia

Mediante la Resolución AN No.12688-Elec de 30 de agosto de 2018, modificada por la Resolución AN No.12745-Elec de 24 de septiembre de 2018, esta Autoridad aprobó las empresas comparadoras cuyas características técnicas y financieras se utilizaron para establecer las ecuaciones de eficiencia usadas para calcular los costos eficientes de Operación y Mantenimiento de Distribución, Comercialización, Administración, las inversiones eficientes y las pérdidas de energía para estimar el Ingreso Máximo Permitido a las empresas distribuidoras en la República de Panamá para el periodo del 1° de julio de 2018 al 30 de junio de 2022. Las ecuaciones aprobadas son las siguientes:

Activos de Distribución:

$$\ln(AD_i) = 9.311634 + 0.994336 * \ln(DM_i) - 0.837313 * \ln\left(\frac{DM_i}{C_i}\right)$$

$$AD_i = 11066.02 * DM_i^{0.994336} * \left(\frac{DM_i}{C_i}\right)^{-0.837313}$$

Activos de Comercialización:

$$\ln(AC_i) = 5.546842 + 0.980746 * \ln(C_i)$$

$$AC_i = 256.43 * C_i^{0.980746}$$

Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución:

$$\ln(OM_i) = 6.194047 + 0.901421 * \ln(DM_i) - 0.847476 * \ln\left(\frac{DM_i}{C_i}\right)$$

$$OM_i = 489.82 * DM_i^{0.901421} * \left(\frac{DM_i}{C_i}\right)^{-0.847476}$$

Costos de Comercialización:

$$\ln(COM_i) = 4.543242 + 1.004039 * \ln(C_i)$$

$$COM_i = 94.00 * C_i^{1.004039}$$

Costos de Administración:

$$\ln(ADM_i) = 5.906064 + 0.870969 * \ln(C_i)$$

$$ADM_i = 367.26 * C_i^{0.870969}$$

Donde,

C_i son los clientes de la empresa i .

DM_i es la Demanda Máxima de la empresa i .

Pérdidas estándar o eficientes:

$$\ln(EP_i) = -2.504777 + 0.995822 * \ln(MWhD_i)$$

$$EP_i = 0.08 * MWhD_i^{0.995822}$$

Donde,

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

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

B. Tasa de Rentabilidad

Mediante la Resolución AN No.12702-Elec de 3 de septiembre de 2018, esta Autoridad aprobó la Tasa de Rentabilidad de 8.89% para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido correspondiente al periodo de julio de 2018 a junio de 2022 a las empresas que prestan el servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica en Panamá.

C. Tasa de Descuento

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

Se calculan los factores de descuento para cada año tarifario

$$\text{Año 1 [1/7/18]: } Fd_1 = 1 / (1 + r)$$

$$\text{Año 2 [1/7/19]: } Fd_2 = 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r)$$

$$\text{Año 3 [1/7/20]: } Fd_3 = 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r)$$

$$\text{Año 4 [1/7/21]: } Fd_4 = 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r)$$

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

- para el IMP correspondiente al período tarifario 2018/19 se calcula $(1 + Fd_1) / 2$;
- para el siguiente año tarifario (2019/20) 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 1 Tasas de Descuento Anuales

JUL18 - JUN19	JUL19 - JUN20	JUL20 - JUN21	JUL21 - JUN22
0.95897	0.88027	0.80803	0.74172

II. INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR ACTIVIDADES REGULADAS

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

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

donde:

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

III. CÁLCULO DEL INGRESO MAXIMO PERMITIDO

En esta parte del informe se presentan los resultados obtenidos en la determinación del IMP de las empresas de distribución.

Los resultados se presentan de forma separada para cada empresa distribuidora, indicando para el período julio 2018 a junio 2022: (i) las proyecciones de las variables de mercado representativas de cada empresa (energía inyectada, cantidad de clientes y demanda máxima); (ii) la base de capital inicial y proyectada, incluyendo las inversiones eficientes y las adicionales, no incluidas en las ecuaciones de eficiencia; (iii) el descuento por inversiones reconocidas en el IMP del período julio 2014 a junio 2018 pero no ejecutadas por las empresas; (iv) las tasas de depreciación, (v) las pérdidas reconocidas; (vi) la proyección de los precios monómicos de energía que se utilizan para valorizar el IMP de pérdidas; (vii) los costos eficientes de explotación y finalmente los resultados del IMP promedio para el período julio 2018 a junio 2022.

A. INGRESO MÁXIMO PERMITIDO EDEMET

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.

a) Proyecciones del mercado en el periodo Julio 2018 - Junio 2022

Se realizaron las previsiones de evolución del mercado, esto es, de cantidad de clientes, energía eléctrica facturada, energía ingresada al sistema eléctrico de EDEMET y de demandas máximas de la empresa para cada año del periodo tarifario.

La información se agrupó por año tarifario y de ese modo se realizaron las proyecciones. En el Anexo II se muestra la información histórica recopilada y las previsiones realizadas.

La energía ingresada a la red se estimó a partir de las ventas proyectadas (incluyendo grandes clientes) y las pérdidas eficientes reconocidas, indicadas en la tabla 28.

En base a estos resultados y los factores de carga obtenidos de la información en el Plan Indicativo de Demandas 2018-2038, se estimó la demanda máxima.

Los valores de energía ingresada al sistema y de demanda máxima corresponden a valores eficientes, esto es, considerando pérdidas eficientes.

Los cuadros siguientes muestran la información de mercado considerada en el cálculo del IMP para EDEMET:

Tabla 2 Estimación del Número de Usuarios – EDEMET

Años	Usuarios
JUL17 - JUN18	473,191
JUL18 - JUN19	490,841
JUL19 - JUN20	509,149
JUL20 - JUN21	528,141
JUL21 - JUN22	547,840

Tabla 3 Estimación de la Energía Facturada – EDEMET [MWh]

Años	Energía Facturada sin AP	Energía Facturada AP	Energía Facturada Total
JUL17 - JUN18	4,133,989	106,707	4,240,696
JUL18 - JUN19	4,237,752	113,003	4,350,755
JUL19 - JUN20	4,344,120	119,670	4,463,790
JUL20 - JUN21	4,453,157	126,730	4,579,888
JUL21 - JUN22	4,564,931	134,207	4,699,139

Tabla 4 Estimación de la energía ingresada al sistema – EDEMET

Años	Energía Ingresada Total [MWh]
JUL17 - JUN18	4,622,516
JUL18 - JUN19	4,748,445
JUL19 - JUN20	4,871,768
JUL20 - JUN21	4,998,432
JUL21 - JUN22	5,128,536

Tabla 5 Estimación de la Demanda Máxima – EDEMET

Años	Demanda Máxima [MW]
JUL17 - JUN18	799.5
JUL18 - JUN19	821.3
JUL19 - JUN20	842.6
JUL20 - JUN21	864.5
JUL21 - JUN22	887.0

b) 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. Los valores se indican en la tabla 6 y el promedio para cada año tarifario en la tabla 7.

Tabla 6 Precios monómicos proyectados para EDEMET por semestre del periodo tarifario

Concepto		2018	2019		2020		2021		2022
		2 do Semestre	1 er Semestre						
Demanda Máxima EDEMET	MW	881.12	913.74	913.74	944.64	944.64	976.00	976.00	1019.52
Energía Previsita EDEMET	MWh	2,454,108.00	2,483,944.00	2,516,723.00	2,576,387.00	2,586,237.00	2,667,244.00	2,678,627.00	2,769,601.00
PRECIOS PROMEDIOS									
Potencia Contratada	MW	936.63	1,060.83	1,071.54	931.59	914.33	842.81	843.88	825.81
Costo Total Potencia Contratos	miles B/.	112,562.76	112,594.26	113,148.03	132,988.93	134,761.86	122,417.88	122,610.34	121,665.28
Precio Promedio Potencia	B./kW-mes	20.08	20.12	20.11	23.77	24.55	24.21	24.22	24.55
Energía Contratada	MWh	2,521,132.65	2,526,992.75	2,510,641.38	2,796,643.70	2,778,848.93	2,652,695.97	2,583,203.33	2,598,338.44
Costo Total Energía Contratos	miles B/.	177,460	189,396	191,916	193,412	179,866	153,073	152,543	152,625
Precio Promedio Energía	B./MWh	70.39	74.95	76.44	69.16	64.73	57.70	59.05	58.74
MERCADO OCASIONAL									
Costo Maginal Proyectado	B./MWh	64.89	64.89	64.89	76.49	76.49	45.72	45.72	52.64
Costo Mercado Ocasional	miles B/.	-4,349	-465.57	65.77	-2807.91	-14,733	665	4,363	9,015
Energía en el Mercado Ocasional	MWh	-67,025	-43,049	6,082	-220,257	-192,612	14,548	95,424	171,263
Porcentaje sin Contratar	%	-3%	-2%	0%	-9%	-7%	1%	4%	6%
RESERVA									
Costo de Reserva	miles B/.	0	0	0	154	182	1,052	1,671	2,041
Potencia en Reserva	MW	0.00	0.00	0.00	8.28	9.77	56.39	89.53	109.40
Porcentaje sin Contratar	%	0%	0%	0%	1%	1%	6%	9%	11%
Costo Total compras	miles B/.	285,673	301,524	305,130	323,747	300,077	277,208	281,186	285,347
Monómico Compras	B./MWh	116.41	121.39	121.24	125.66	116.03	103.93	104.97	103.03
SERVICIOS AUXILIARES E IMPREVISTOS									
Imprevistos	miles B/.	8,492	8,512	8,533	8,871	8,878	8,119	8,125	8,358
AUTOABASTECIMIENTO									
Costo de Autoabastecimiento	miles B/.	0	0	0	0	0	0	0	0
Mónomico Total Generación	B./MWh	119.89	124.85	124.68	129.17	119.54	107.06	108.11	106.16
Monómico de Transmisión									
Costo Transmisión	miles B/.	18,822	23,328	23,328	25,217	25,217	25,593	25,593	25,593
Energía Previsita	MWh	2,454,108	2,483,944	2,516,723	2,576,387	2,586,237	2,667,244	2,678,627	2,769,601
(M\$*1000/MWh Transmisión) monómico de transmisión		7.67	9.39	9.27	9.79	9.75	9.60	9.55	9.24
Monómico Total (G + T)	B./MWh	127.56	134.25	133.95	138.95	129.29	116.66	117.66	115.40

Fuente: ASEP

Los precios medios ponderados por año tarifario resultan:

Tabla 7 Precios monómicos proyectados para EDEMET por año del periodo tarifario

Monómico TOTAL más cargos de transmisión	Prom 2018-2019	Prom 2019-2020	Prom 2020-2021	Prom 2021-2022
EDEMET (Balboas/MWh)	130.90	136.45	122.97	116.53

c) Tasa de depreciación

De acuerdo al Régimen Tarifario aprobado la tasa de depreciación a utilizar en el cálculo del Ingreso corresponde al promedio ponderado de la depreciación de los activos de la empresa, calculado a partir de la vida útil de cada uno. En este caso se ha extraído la información de los Informes regulatorios, tanto general como por ítem de activo. En la tabla siguiente se muestran los datos y valores resultantes.

Tabla 8 Tasas de depreciación de los activos - EDEMET

Tipo de Activo	Depreciación [Balboas]	Activo Bruto[Balboas]	Depreciación
DISTRIBUCIÓN			
Año 2014	30,125,905.55	678,553,195.45	4.44%
Año 2015	16,233,128.72	741,226,584.77	2.19%
Año 2016	17,353,051.88	806,569,505.52	2.15%
Año 2017	21,131,803.87	910,165,889.19	2.32%
Promedio Años 2014-2017	21,237,362.05	742,116,428.58	2.78%
COMERCIALIZACIÓN			
Año 2014	2,801,767.45	54,475,446.20	5.14%
Año 2015	3,153,953.28	59,765,168.87	5.28%
Año 2016	3,275,887.12	64,334,640.12	5.09%
Año 2017	3,595,697.13	69,129,062.45	5.20%
Promedio Años 2014-2017	3,077,202.62	59,525,085.06	5.18%
ALUMBRADO PÚBLICO			
Año 2014	517,537.00	26,129,878.07	1.98%
Año 2015	984,773.00	30,837,836.07	3.19%
Año 2016	1,118,480.00	34,089,863.07	3.28%
Año 2017	1,320,039.00	38,867,861.07	3.40%
Promedio Años 2014-2017	873,596.67	30,352,525.74	2.96%

El Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas (SRUC) establece los siguientes rangos para la depreciación de los activos:

- Distribución = 3.0% a 3.5%,
- Comercialización = 3.3% a 7.0%,
- Alumbrado Público = 3.3% a 7.0%.

Finalmente, para la definición de la tasa de depreciación se tomaron los valores reales correspondientes al promedio de los años 2014-2017 ajustados a los límites definidos en el SRUC resultando:

- Distribución = 3.0%,
- Comercialización = 5.18%
- Alumbrado Público = 3.3%.

2. BASE DE CAPITAL

Se presentan los resultados obtenidos del cálculo de la base de capital inicial y la base de capital proyectada para el periodo Julio 2018 a Junio 2022.

a) Base de Capital a junio de 2018

(1) Documentación aportada por EDEMET

Las inversiones realizadas en los años 2014, 2015, 2016, 2017 se han obtenido de las planillas CC generadas por ASEP previstas en la Contabilidad Regulatoria. Estas son generadas a partir de información enviada por la empresa en el formato requerido por el sistema regulatorio de cuentas (SRUC), pero sin la información georeferenciada. Los montos de inversión total por cuenta y total anual detallados en las planillas CC se compararon con los declarados en la contabilidad regulatoria en la planilla BS-01 para cada uno de los años detectándose algunas diferencias. El detalle de las inversiones por cuenta y por año se toma de las planillas CC generadas por ASEP. La proyección de inversiones para el primer semestre de 2018 se obtiene del archivo Excel “EDEMET 1erSem2018 BS-01 y Proyectos” con el cual se pudo completar los datos requeridos

por la planilla CC 2018. Esta información, así como algunas de las obras realizadas durante el año 2017 y anteriores fueron inspeccionadas por ASEP.

Los retiros realizados en los años 2014, 2015, 2016 y 2017 se han obtenido de los Balances Regulatorios, específicamente de las planillas BS-01 para cada uno de los años (existe un detalle enviado por las empresas pero se declara un monto menor de retiro al declarado en BS-01). Para el primer semestre del 2018 la empresa no presenta ninguna estimación de retiros.

Detalles adicionales sobre las inversiones anuales se obtuvieron de los archivos de “Proyectos y cuentas EDEMET 20xx” para los años 2014, 2015, 2016 y 2017.

También se dispone de los balances regulatorios y estados financieros para los años 2014, 2015, 2016 y 2017, a partir de los cuales se han verificado aspectos puntuales de los mismos relacionados con la información detallada en las planillas CC.

(2) *Valores de partida*

Como datos de partida se adopta la base de capital aprobada por ASEP hasta diciembre del año 2013 mediante la Resolución AN N° 7655-Elec de 25 de julio de 2014. Dado que el último semestre del año 2014 fue estimado en la revisión tarifaria anterior, para el cálculo del nuevo IMP, se analiza el año 2014 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 31/12/2013 se toman con la eficiencia determinada en el estudio tarifario anterior, a fin de que la base de partida sea la misma de la Resolución AN N° 7655-Elec. Los valores originales a Diciembre de 2013 se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 9 Base de Capital Inicial a Diciembre de 2013 - EDEMET [Balboas]

EDEMET 2013	BCBruto	BCNeta
Propiedades y planta	59,408,550	11,241,664
Sistema de distribución	501,089,668	221,980,495
Alumbrado Público	22,666,587	12,836,688
Comercialización	48,485,499	16,123,505
Total 2013	631,650,305	262,182,351

Es importante destacar que en la presente revisión se ha mantenido la información aportada en la revisión anterior en cuanto a adiciones y retiros de activos desde el 31 de diciembre del 2001 hasta diciembre del año 2013. Con esta información anterior y la aportada por la empresa para el periodo 2014-2018 es posible contar con un mayor detalle de la evolución de las inversiones en las diferentes cuentas. En particular permite imputar correctamente la depreciación de los activos incorporados en el periodo 2002-2013, para los cuales se tiene una vida útil definida y no se necesita calcular una vida útil promedio.

(3) *Criterios para el análisis de eficiencia de las inversiones*

Las inversiones presentadas por la empresa han sido revisadas y se aplica sobre las mismas, cuando corresponde, criterios de eficiencia. El detalle y la información de las inversiones presentada por EDEMET han sido insuficientes en la mayoría de las cuentas de cada línea de negocios.

La presentación de las obras a través de los códigos descriptores, y no con la nueva normativa de georreferenciación, hace que no se puedan auditar debidamente las obras declaradas. Situación similar se presenta en el caso de los centros de transformación, acometidas y en la mayoría de las cuentas presentadas. Sumado a esto se han realizado múltiples pedidos de información sobre obras concretas realizadas y los costos correspondientes habiendo respondido en la mayoría de los casos con información insuficiente. En virtud de ello, se han adoptado criterios generales de eficiencia que contemplan en algunos casos costos internacionales, criterios de asimetría de información y de costos considerados de operación y mantenimiento.

Los criterios utilizados para evaluar los activos han sido los siguientes:

- Coeficiente de Asimetría

- a) 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.

El regulado (la empresa distribuidora) posee 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. Esto sumado a la gran cantidad de requerimientos realizados para obtener información fundamentalmente relacionada con los costos de las obras, con respuesta totalmente insuficiente por parte de la distribuidora (en algunas obras se presenta el pliego de llamado de licitación, valores referenciales y diferencias entre lo adjudicado y lo declarado en la información final).

Debe agregarse a esto que oportunamente la ASEP diseñó un sistema de contabilidad regulatoria que podría reducir esta asimetría, mediante el cual se podían volcar las obras a través de proyectos en un sistema georeferenciado, partiendo de un estado inicial. Nada de esto realizó EDEMET, dificultando de este modo la posibilidad de evaluar.

- b) En relación con la cuenta edificios y mejoras, de la línea de negocios propiedad y planta, se observa un precio del m² construido muy variable, no resultando clara la información. Contemplando estos valores se le aplica el coeficiente de asimetría.
- c) En el caso de las líneas de alta tensión y subestaciones se observa una notable diferencia entre costos declarados y los proyectados inicialmente, no existiendo un buen grado de detalle de las mismas. En estos casos se aplicó el coeficiente de asimetría.
- d) Para las acometidas se utiliza el coeficiente de asimetría.
- e) En relación con los centros de transformación se ha observado una dispersión entre los valores de la empresa y los costos internacionales, no pudiendo definirse una tendencia determinada. En este caso se adopta el coeficiente de asimetría.
- f) En el caso del alumbrado público, se detallan el número de luminarias y tipo, pero no la potencia. Teniendo en cuenta tanto la disparidad de precios como en algunos casos costos excesivos respecto de los internacionales e inclusive en los distintos años en la misma empresa se aplica el coeficiente de asimetría.
- g) En cuanto a los equipos de protección y despachos de maniobras y SCADA, tomando en cuenta los costos operativos se adopta el coeficiente de asimetría.

- Comparación con Costos Internacionales

- h) En relación con las líneas aéreas y subterráneas de media tensión y de baja tensión se han aplicado los siguientes criterios para calcular el coeficiente de eficiencia:
- Si la información es completa y se dispone de costos internacionales para líneas similares se adoptan los costos internacionales. Si el coeficiente de eficiencia resultante de la comparación con costos internacionales es menor a 0.9 se adopta 0.9 como límite mínimo.
 - En el caso de no disponer de información suficiente se adopta el criterio de asimetría.

- Coeficiente de Operación y Mantenimiento (OYM)

- i) En algunas obras de distribución la información presentada no permite determinar claramente si corresponde a obras capitalizables o acciones de mantenimiento del sistema (construyéndose parte de obras con cables o postes existentes, obras de pequeñas longitudes u obras que no contiene todos los componentes, etc.).

En todos estos casos se utiliza como índice de eficiencia el coeficiente de operación y mantenimiento que considera que en realidad esas obras no son inversiones. Este coeficiente tiene un valor igual a 0).

Esto está además sustentado en el hecho de que la calidad de servicio no ha sido la adecuada en el periodo. Se ha aplicado el coeficiente de operación y mantenimiento cuando la obra presenta al menos una de las siguientes características:

- Tiene menos de dos postes y/o menos de 50 m de longitud en el caso de líneas aéreas; o
- La longitud de la línea es menor de 20 metros en el caso de línea subterránea; o
- Si la mano de obra y/o materiales representan un valor menor al 1% o mayor al 99% del costo de la obra.

- Inversiones del I Semestre de 2018

- j) Para el 1° semestre de 2018, teniendo en cuenta los coeficientes de eficiencia aplicados en años anteriores y teniendo en cuenta que la totalidad de inversiones previstas son muy superiores a la media de los años anteriores, se aplica un coeficiente general de 0.80.
- k) Por otro lado se han excluido las obras detectadas por el informe de Auditoría de ASEP, que no iban a entrar en funcionamiento antes de 1 de julio de 2018.

- Con respecto al desarrollo de software, en particular licencias de software, se observan costos excesivos en estos rubros, particularmente el desarrollo de software para contabilidad regulatoria que no se verifica haya sido aplicado para un adecuado seguimiento de las inversiones. Sumado a esto, hay software utilizado en forma conjunta por EDEMET y EDECHI y discriminado en ambas empresas. En general, se aplica el coeficiente de asimetría de la información a las inversiones declaradas, pero para el desarrollo de software de contabilidad regulatoria y algunos otros, se aplica un coeficiente de 0.5 por lo arriba expresado. A título de ejemplo, el software de contabilidad regulatoria

desarrollado oportunamente por ASEP tiene costos mucho menores que cualquier software declarados por EDEMET a tal efecto.

- En cuanto a los medidores se ha efectuado un análisis de los medidores incorporados y la cantidad de usuarios nuevos en el periodo más los retiros de medidores declarados y resulta una diferencia notable en esta relación (la cantidad de medidores incorporados según las planillas CC son superiores a estas relaciones), lo cual no tiene una explicación adecuada. Por lo que se adopta un coeficiente de 0.8.

Con los criterios definidos y con los costos de referencia se aplicaron los factores resultantes a cada uno de los ítems detallados en las planillas correspondientes obteniéndose finalmente los valores de inversiones a reconocer para cada uno de los años.

Los coeficientes de eficiencia aplicados pueden observarse en las planillas *CC-EDEMET-2014*, *CC-EDEMET-2015*, *CC-EDEMET-2016*, *CC-EDEMET-2017* y *CC-EDEMET-2018*. En ellas se encuentran los montos totales de adición, discriminados por línea de negocio y cuenta en forma detallada, para cada uno de los años que conforman el presente periodo de revisión tarifaria.

(4) *Base de Capital a Junio de 2018*

Como se mencionó anteriormente para cada año (aaaa) del periodo de revisión tarifaria se genera una planilla denominada originalmente como “*CC-EDEMET-aaaa*” donde se aplican los coeficientes de eficiencias sobre las adiciones correspondientes a ese año en particular.

A partir de los datos volcados en las planillas, se genera una nueva que permite calcular la base de capital bruta y neta al inicio del periodo tarifario, denominada “*AA- EDEMET*”. Estas planillas tienen en cuenta las adiciones hasta el año correspondiente con los respectivos coeficientes de eficiencia aplicados, los retiros producidos hasta ese año en función de sus respectivas fechas de alta y la base de capital de partida a diciembre del 2001.

Cabe destacar que se toma la Base Bruta descontando todos los activos que han cumplido su vida útil, por lo que han sido depreciados en su totalidad, el detalle se incluye en el Anexo VII. Esto implica que no se considera depreciación y rentabilidad en activos que ya fueron amortizados totalmente.

Con respecto a los retiros presentados por la empresa, sobre la base de una hipótesis de que son componentes retirados antes de cumplir su vida útil, los mismos no han sido restados ni de la base de capital bruta ni de la base de capital neta, lo que implica que seguirán percibiendo depreciación y rentabilidad hasta que cumplan su vida útil, restándose de la base de capital solamente los activos totalmente depreciados. Es importante destacar que estos activos retirados no deberán ser reutilizados como activo nuevo.

Los resultados del análisis anterior, que incluyen los activos brutos y netos a junio de 2018, quedan reflejados en la siguiente tabla:

Tabla 10 Activos e Inversiones Declaradas 2014 – Jun 2018 - EDEMET [Balboas]

EDEMET 2014	Inversiones	Eficiencia	Inversiones Eficientes	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	1,627,680.90	0.82	1,326,929.49	27,806,316.82	12,214,042.65
Sistema de distribución	55,833,722.80	0.84	47,108,522.59	551,214,674.00	267,600,550.41
Alumbrado Público	3,404,296.68	0.90	3,063,867.01	20,321,477.99	15,759,897.07
Comercialización	3,715,586.13	0.80	2,982,103.51	25,670,320.29	18,922,987.67
Total	64,581,286.51		54,481,422.59	625,012,789.09	314,497,477.81

EDEMET 2015	Inversiones	Eficiencia	Inversiones Eficientes	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	10,786,027.93	0.94	10,092,623.57	36,997,917.04	20,767,464.83
Sistema de distribución	56,989,143.14	0.78	44,711,327.28	595,578,903.37	294,115,715.63
Alumbrado Público	4,772,008.97	0.90	4,294,808.07	24,616,286.06	19,169,415.95
Comercialización	4,704,426.76	0.80	3,765,690.19	29,436,010.48	21,562,399.09
Total	77,251,606.80		62,864,449.11	686,629,116.95	355,614,995.50
EDEMET 2016	Inversiones	Eficiencia	Inversiones Eficientes	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	6,982,533.23	0.89	6,240,879.17	42,881,400.34	24,697,424.20
Sistema de distribución	59,914,795.56	0.83	49,798,095.78	645,108,962.97	324,250,834.62
Alumbrado Público	3,252,026.82	0.90	2,926,824.14	27,543,110.20	21,015,732.33
Comercialización	4,008,701.25	0.80	3,206,961.00	32,642,971.48	23,471,683.64
Total	74,158,056.86		62,172,760.08	748,176,444.98	393,435,674.79
EDEMET 2017	Inversiones	Eficiencia	Inversiones Eficientes	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	6,846,070.74	0.90	6,161,463.67	48,094,616.79	27,392,658.98
Sistema de distribución	97,849,672.14	0.83	81,041,720.40	725,820,085.38	383,984,637.82
Alumbrado Público	4,886,811.27	0.90	4,398,130.14	31,941,240.34	24,200,317.26
Comercialización	4,686,893.08	0.80	3,749,514.46	36,392,485.94	25,777,750.70
Total	114,269,447.23		95,350,828.68	842,248,428.45	461,355,364.76
EDEMET 2018/junio	Inversiones	Eficiencia	Inversiones Eficientes	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	9,999,670.30	0.80	7,999,736.24	56,094,353.03	33,412,954.23
Sistema de distribución	44,311,784.15	0.80	35,449,427.32	761,269,512.70	406,414,355.95
Alumbrado Público	1,851,000.00	0.80	1,480,800.00	33,304,006.81	24,972,595.11
Comercialización	3,788,510.22	0.80	3,030,808.18	39,423,294.12	27,992,012.90
Total	59,950,964.66		47,960,771.73	890,091,166.65	492,791,918.20

Se destaca que el coeficiente de eficiencia del sistema de distribución para el año 2018 aparenta ser muy bajo pues se han restado obras importantes detalladas por la distribuidora y que no están operativas.

En la tabla 11 se sintetiza la Base de Capital a junio de 2018 estimada para la empresa a través del análisis realizado.

Tabla 11 Base de Capital a Junio 2018 – EDEMET [Balboas]

Tipo de Activo	BCBruta	BCNeta
Sistema de distribución	814,601,977.32	437,674,266.60
Comercialización	33,304,006.81	24,972,595.11
Alumbrado Público	42,185,182.52	30,145,056.49
Total	890,091,166.65	492,791,918.20

b) Ajuste por actividades no reguladas

De acuerdo a lo establecido por 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. La expresión utilizada es:

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

Donde:

IPT_0 : Ingreso percibido por la distribuidora por las actividades de distribución y comercialización en el último periodo anual auditado

INR₀: Ingreso percibido por la distribuidora por las actividades no reguladas en el último periodo anual auditado

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

Para tal fin se obtuvieron del balance regulatorio para el año 2017 y de la información de ingresos no regulados brindada por la empresa los siguientes valores:

Tabla 12 Factor de corrección por ingresos de actividades no reguladas – EDEMET [Balboas]

Detalle	Valor
(D) Ingresos no regulados	1,117,150
(A) Ingresos por venta de energía	685,932,179
(B) Compras de energía	- 604,187,073
(E) Ingreso neto (A) + (B)	81,745,106
FCBC (E) / [(E) + (D)]	0.986

Los ingresos no regulados estimados a partir de información brindada por la empresa es un valor muy bajo en relación con las características de este tipo de actividades. Por otro lado, la situación en este aspecto debería ser similar a la de ENSA, por lo cual se adopta el mismo valor de ENSA para estas actividades, esto es 0.97 (tabla 46).

c) Base de Capital Inicial del Periodo 2018-2022

El coeficiente de ajuste anterior, aplicados a los activos brutos y netos totales, permiten obtener los valores de Activos Brutos y Netos para el año inicial, correspondientes solo a actividades reguladas, tal como se aprecia en siguiente tabla.

Tabla 13 Base de Capital Bruta y Neta, inicial y ajustada, a junio 2018 – EDEMET [Miles de Balboas]

Base de Capital	Activos al Año Base	FCBC	Activos al Año Base Ajustados
Valor Bruto Base de Capital Distribución	814,602	0.97	790,164
Valor Bruto Base de Capital Comercialización	42,185	0.97	40,920
Valor Bruto Activos Fijos Alumbrado Público	33,304	0.97	32,305
Total Activos Brutos	890,091		863,388
Valor Neto Base Capital Distribución	437,674	0.97	424,544
Valor Neto Base Capital Comercialización	30,145	0.97	29,241
Valor Neto Activos Fijos Alumbrado Público	24,973	0.97	24,223
Total Activos Netos	492,792		478,008

d) Inversiones eficientes en distribución y comercialización

(1) *Inversiones eficientes determinadas a partir de las ecuaciones de eficiencia*

La aplicación de las ecuaciones de eficiencia aprobadas mediante la Resolución AN No.12688-Elec de 30 de agosto de 2018, realizando el ajuste de adaptación de los costos de EE.UU. a Panamá, da lugar a los activos eficientes en Distribución y Comercialización para EDEMET por periodo, que se muestran en la tabla que sigue.

Tabla 14 Activos Eficientes - EDEMET [Balboas]

Activo	JUL17 - JUN18	JUL18 - JUN19	JUL19 - JUN20	JUL20 - JUN21	JUL21 - JUN22
Distribución AD	1,049,735,353	1,087,000,370	1,125,369,443	1,165,097,924	1,206,234,317
Comercialización AC	68,545,336	71,051,960	73,650,249	76,343,554	79,135,350
Activos Totales	1,118,280,689	1,158,052,330	1,199,019,692	1,241,441,478	1,285,369,667

A partir de dichos activos, mediante las diferencias de valores entre un año y el inmediato anterior, surgen las inversiones eficientes en distribución (ID) y comercialización (IC), que se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 15 Inversiones Eficientes - EDEMET [Balboas]

Inversiones	JUL18 - JUN19	JUL19 - JUN20	JUL20 - JUN21	JUL21 - JUN22
Distribución ID	37,265,017	38,369,073	39,728,481	41,136,393
Comercialización IC	2,506,624	2,598,289	2,693,305	2,791,796
Inversiones Totales	39,771,642	40,967,362	42,421,786	43,928,189

(2) *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 estas se agregan a partir de lo previsto en los planes de expansión presentados por EDEMET mediante notas CM-101-18 y CM-317-18, fechadas 30 de enero de 2018 y 14 de marzo de 2018, y a ajustes incorporados por la ASEP para considerar aquellas que quedaron rezagadas del periodo anterior.

En la siguiente tabla se presentan las inversiones en alta tensión:

Tabla 16 Inversiones adicionales en líneas y subestaciones de AT – EDEMET [Miles de Balboas]

Concepto	2018 2do Sem	2019	2020	2021	2022 1er Sem	Total
Nueva subestación Bella Vista		14,155	0	0	0	14,155
Arquitectura de red MT de subestación Bella Vista		0	0	3,950	0	3,950
Nueva subestación seccionadora Cocolí		0	500	1,000	500	2,000
Nueva Subestación Santiago 2.		0	0	1,000	4,500	5,500
Arquitectura de red de subestación Santiago 2		0	0	1,860	0	1,860
Nueva SE La Floresta 115/13,8 KV		500	4,000	2,000	0	6,500
Arquitectura de red de la subestación La Floresta		420	1,260	1,680	840	4,200
Ampliación de subestación Pocrí		500	1,500	0	0	2,000
Nueva subestación Las Tablas y línea La Arena Las Tablas en 115kV		1,000	7,000	0	0	8,000
Nueva línea y subestación Coronado en 115/13.8kV		700	3,000	0	0	3,700
Arquitectura de red entre las subestaciones El Higo, Farallón y Coronado		0	1,500	3,250	1,750	6,500
Nuevo Transformador T4 en subestación El Higo		0	0	1,750	1,750	3,500
Nuevo Transformador para la subestación Santiago en 4.16kV		0	0	353	0	353
Nuevo Transformador para la subestación Ocú		0	0	432	0	432
Transformador para subestación Arraiján		0	0	550	0	550
LAT Bella Vista – Segunda Línea		0	0	1,925	1,925	3,850

Concepto	2018 2do Sem	2019	2020	2021	2022 1er Sem	Total
Nueva línea de 44kV Cocolí - Howard		750	750	0	0	1,500
Nueva línea AT Divisa – La Arena en 115kV		7,000	7,500	0	0	14,500
Bella Vista en 230kV		0	855	2,850	1,995	5,700
Nueva línea AT Llano Sánchez – Pocrí en 115kV		2,000	3,400	0	0	5,400
Arquitectura de red entre las subestaciones Juan Demóstenes Arosemena, El Torno 115kV y Capira		0	1,240	3,100	1,860	6,200
Nueva SE Burunga 115		0	0	3,750	750	4,500
Línea AT 115 Burunga - Howard		5,000	9,000	0	0	14,000
Nueva Subestación Howard 115 kV		8,000	3,700	0	0	11,700
Doble Circuito Combinado Miraflores Howard (115 kV)		1,750	2,850	2,600	0	7,200
TOTAL		41,775	48,055	32,050	15,870	137,750

Adicionalmente se prevé la incorporación de otras inversiones especiales en Circuitos MT y Refuerzos para Plantas Potabilizadoras (ID) que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 17 Inversiones Adicionales Especiales – EDEMET [Miles de Balboas]

Concepto	2018 2do Sem	2019	2020	2021	2022 1er Sem	Total
Planta Potabilizadora de Laguna Alta (línea trifásica aérea forrada (7.5 km - 34.5 kV))	0	710	0	0	0	710
Planta potabilizadora Mendoza (Línea Trifásica aérea forrada (25 km - 34.5 kV))	0	1,662	0	0	0	1,662
Línea La Arena - Pesé	0	8,720	8,720	3,808	0	21,248
Línea Las Tablas- Pedasí y Pedasí - Tonosí	0	5,340	4,750	2,081	0	12,171
TOTAL	0	16,432	13,470	5,889	0	35,791

Asimismo se consideran fondos para inversiones en electrificación rural y para la colocación de 1,353 medidores inteligentes (IC) para los clientes con demanda entre 50 y 100 kW. Esta última inversión es adicional a la ya aportada para el periodo de 2018 a 2022 que correspondía a los clientes con demanda igual o mayor a 100 kW, que la empresa debe culminar.

La inversión adicional se detalla en las siguientes tablas. Las poblaciones a ser consideradas para utilizar los fondos incluidos como inversiones adicionales en electrificación rural se encuentran en el Anexo VI de este documento. La empresa deberá determinar, junto con la Oficina de Electrificación Rural, las poblaciones más urgentes y los presupuestos para que se realicen dentro del periodo.

Tabla 18 Inversiones Adicionales en Electrificación Rural - EDEMET [Miles de Balboas]

Concepto	2018 2do Sem	2019	2020	2021	2022 1er Sem	Total
Electrificación Rural		1,150	1,140	1,140	570	4,000

Tabla 19 Inversiones Adicionales en Medidores Inteligentes - EDEMET [Miles de Balboas]

Concepto	2018 2do Sem	2019	2020	2021	2022 1er Sem	Total
Implantación de Medidores Inteligentes (Smart metering) – 1,353 medidores (de 50 a 100 kW)		388	388	387	190	1,353

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

Tabla 20 Inversiones No Contempladas en las Ecuaciones de Eficiencia – EDEMET
[Miles de Balboas]

Concepto	JUL18 - JUN19	JUL19 - JUN20	JUL20 - JUN21	JUL21 - JUN22
Inversiones Alta Tensión	24,303	44,918	37,700	30,830
Inversiones Especiales	7,030	16,137	10,720	1,904
Inversiones Electrificación Rural	575	1,145	1,140	1,140
Medición Inteligente	194	388	388	383
Total Inversiones adicionales en Distribución	31,908	62,200	49,560	33,874
Total Inversiones adicionales en Comercialización	194	388	388	383

Considerando las inversiones resultantes de las ecuaciones de eficiencia y las adicionales, resulta el total de inversiones para el periodo julio 2018 a junio 2022 de distribución y comercialización:

Tabla 21 Inversiones totales en Distribución y Comercialización - EDEMET [Miles de Balboas]

INVERSIONES TOTALES		JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22	TOTALES
Distribución	ID	69,173	100,569	89,289	75,010	334,040
Comercialización	IC	2,701	2,986	3,081	3,175	11,943
TOTAL INVERSIONES		71,873	103,555	92,370	78,185	345,983

Los costos agregados a las Inversiones Eficientes 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 eficientes los costos estimados en este IMP.

e) Inversiones eficientes en Alumbrado Público

Para la determinación de ACT_{ALUMt} y $ACTN_{ALUMt}$ se tomó en consideración el valor del activo fijo a junio del año 2018 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 los proyectos específicos a ejecutar, considerando el crecimiento vegetativo en sodio y LED, y el reemplazo de iluminación actual de sodio por LED.

La cantidad de luminarias que se reportaron existentes en EDEMET al 31 de marzo de 2018 fue de 168,595, de acuerdo con la nota CM-471-18 del 20 de abril de 2018. Para aproximar este valor, a la cantidad de luminarias al 30 de junio de 2018 (es decir al final el periodo tarifario 2014-2018) se asume que durante el trimestre abril-junio de 2018, EDEMET instalará la mitad de las 4,860 luminarias que proyecta como crecimiento vegetativo para el segundo semestre del 2018. Luego el valor base de cantidad de luminarias al 30 de junio de 2018 es de 171,025 luminarias.

Además, de la nota CM-019-18 del 8 de enero del 2018 se obtuvieron los valores del crecimiento vegetativo de luminarias, en las dos tecnologías: sodio y LED (5% del crecimiento vegetativo). Igualmente, se incorporan proyectos especiales que quedaron pendientes del periodo tarifario

anterior a los que se contempla instalar luminarias LED y, finalmente, se incorporan una cantidad de luminarias LED para reemplazar luminarias de tecnología sodio a LED.

Tomando en cuenta estos datos, se detalla a continuación la cantidad de luminarias a incorporar anualmente, por año tarifario:

Tabla 22 Cantidad de Luminarias a Incorporar – EDEMET

Concepto	Jul18 / Jun19	Jul19 / Jun20	Jul20 / Jun21	Jul21 / Jun22	Totales
Crecimiento Vegetativo - Sodio	5,800	11,630	11,670	11,668	40,768
Crecimiento Vegetativo - LED	300	611	618	617	2,146
Proyectos especiales - LED	250	656	880	580	2,366
Total de Luminarias a Incorporar	6,350	12,897	13,168	12,865	45,280

El detalle de los proyectos especiales se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 23 Proyectos Especiales – EDEMET

Proyectos Especiales	Periodo a de Revisión Tarifaria al que corresponden	Cantidad Prevista	Inversión Prevista en Balboas
Corredor Sur – LED	IMP 2014-2018	266	1,083,318
Camino de Plantación (Plantation Rd.) desde el Parque Municipal Summit hasta Puente de Gamboa - LED	IMP 2014-2018	160	288,000
Interamericana Sajalices a Nueva Gorgona - LED	IMP 2014-2018	580	853,000
Interamericana Capira - Sajalices - LED	IMP 2018-2022	250	600,000
Interamericana Antón - Penonomé - LED	IMP 2018-2022	390	620,000
Interamericana desde San Antonio, Santiago, hasta entrada Vía hacia Ocú - LED	IMP 2014-2018	720	1,296,000
Proyectos Especiales Luminarias LED - para reemplazo de luminarias de sodio	IMP 2018-2022	12,776	5,937,000

Se observa, que la cantidad de luminarias correspondientes a Proyectos Especiales de Luminarias LED para reemplazo de luminarias de sodio, no se consideran en las cantidades de luminarias incorporadas ya que se trata justamente de reemplazos.

Integrando el número de luminarias incorporadas al total a final de junio de 2018, resultan los valores por periodo que se detallan en la tabla siguiente:

Tabla 24 Evolución de la cantidad total de luminarias durante el período – EDEMET

Jun18	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
171,025	177,325	190,272	203,440	216,305

Las inversiones previstas para el periodo tarifario en Alumbrado Público resultan de información presentada por la empresa y revisada con la de las otras dos empresas distribuidoras. Las luminarias por crecimiento vegetativo tienen un costo de B/.256 para sodio y de B/.552.08 para LED, en función del costo de la lámpara, la estructura y el costo de la instalación. Los proyectos especiales LED que son para reemplazos de luminarias de sodio, tienen un costo de B/.384 que sólo incorpora el costo de la lámpara y el reemplazo de la de sodio.

Tabla 25 Inversiones Totales en Alumbrado Público – EDEMET [Miles de Balboas]

Concepto	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22	Total
Luminarias Crecimiento Vegetativo -Sodio	1,485	2,977	2,988	2,987	10,437
Luminarias Crecimiento Vegetativo - LED	166	337	341	341	1,185
Proyectos especiales	1,445	3,416	3,274	2,543	10,677
Total Inversiones en Alumbrado Público	3,095.22	6,730.56	6,602.31	5,870.24	22,298

f) Base de Capital proyectada del periodo 2018-2022

La inversión total que se incorpora para la expansión y desarrollo del sistema de distribución, comercialización y alumbrado público para el periodo es la siguiente:

Tabla 26 Inversiones Totales – EDEMET
[Miles de Balboas]

INVERSIONES		Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22	TOTALES
Inversiones en Distribución	ID	69,172.52	100,568.59	89,288.84	75,010.41	334,040.36
Inversiones en Comercialización	IC	2,700.62	2,986.29	3,081.31	3,174.80	11,943.01
Inversiones en AP	IAP	3,095.22	6,730.56	6,602.31	5,870.24	22,298.33
Total de Inversiones		74,968.37	110,285.43	98,972.45	84,055.45	368,281.70

Con la proyección de las inversiones totales de Distribución, Comercialización y Alumbrado Público y la base de capital ajustada a junio de 2018, resultan los activos (brutos y netos) de distribución y comercialización, para la empresa distribuidora que se muestra en la tabla a continuación:

Tabla 27 Base de capital bruta y neta ajustada al final de cada periodo – EDEMET
[Miles de Balboas]

EDEMET	BASE Jun 18	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
Valores Brutos					
Base de Capital de Distribución	790,164	859,336	959,905	1,049,194	1,124,204
Base de Capital de Comercialización	40,920	43,620	46,607	49,688	52,863
Base de Capital AP	32,305	35,400	42,131	48,733	54,603
Valores Netos					
Base Capital Distribución	424,544	468,974	542,254	601,406	643,816
Base Capital Comercialización	29,241	29,752	30,401	30,988	31,507
Activos Fijos AP	24,223	26,202	31,653	36,756	40,921

3. Pérdidas de Energía en Distribución

Los porcentajes de pérdidas correspondientes a EDEMET se calculan aplicando el valor proyectado de energía ingresada (Tabla 4) en la ecuación de eficiencia de pérdidas aprobada mediante la Resolución AN No.12688-Elec de 30 de agosto de 2018.

Tabla 28 Pérdidas eficientes - EDEMET

JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
7.66%	7.66%	7.66%	7.66%

En base a un análisis de la información presentada por la empresa en relación a las pérdidas no técnicas (Anexo III), en particular las ocurridas en áreas denominadas “Zonas Rojas e Invasiones”, se estimaron las mismas en 1.18% de la energía ingresada a la distribuidora. De este valor se estima razonable reconocer para este periodo, en función de las características particulares de la situación económica-social, un 60% de las mismas (0.71%), manteniendo un incentivo a su mejoramiento.

Tabla 29 Pérdidas totales a reconocer por periodo - EDEMET

JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
8.37%	8.37%	8.37%	8.37%

4. Costos eficientes

a) Costos de administración, operación y mantenimiento y comercialización

Mediante la aplicación de las ecuaciones de eficiencia aprobadas por la Resolución AN No.12688-Elec de 30 de agosto de 2018, modificada por la Resolución AN No.12745-Elec de 24 de septiembre de 2018, a los datos de clientes y de demanda máxima proyectados de EDEMET (punto 1. a) y realizado el ajuste de adaptación de los costos de EEUU a Panamá, con los valores de CLR y PPP a junio de 2018, se obtienen los siguientes costos eficientes:

Tabla 30 Costos de Explotación Eficientes - EDEMET [Balboas]

COSTO	JUL18 - JUN19	JUL19 - JUN20	JUL20 - JUN21	JUL21 - JUN22
OM	30,823,822	31,839,465	32,888,621	33,972,402
ADM	18,945,859	19,559,895	20,193,832	20,848,315
COM	37,287,540	38,684,086	40,132,938	41,636,055
TOTAL	87,057,221	90,083,446	93,215,392	96,456,772

b) Costos de operación y mantenimiento de Alumbrado Público

Para la obtención del costo unitario promedio de operación y mantenimiento a reconocer para alumbrado público se analizaron los valores de estos gastos en los Balances Regulatorios de los años 2016 y 2017, siendo estos valores de B/. 845,495 y B/.1,147,639 respectivamente. Luego estos valores se dividieron entre la cantidad de luminarias al mes de junio de dichos años, los cuales fueron de 136,531 y 150,555 luminarias, respectivamente. Con estos datos se obtienen los valores de 6.19 B/./luminaria para el 2016 y 7.62 B/./luminaria para el 2017 (ajustados a junio de 2018 por el índice tarifario). Por otro lado, el costo reconocido en la revisión anterior por luminaria actualizado (con factor de ajuste tarifario 2014-2018, igual a 1.0006 obtenido a partir de los factores de actualización de cargos VAD de alumbrado público) resulta de 6.32 B/./luminaria.

En función de lo anterior, los resultados de operación y mantenimiento en alumbrado público por luminaria obtenidos para el 2017 son superiores, tanto de los aceptados en la revisión anterior 2014-2018 como de los observados para el año 2016. Por lo tanto, se adopta como criterio reconocer un valor medio entre el valor estimado para el 2016 y el aceptado en la revisión anterior,

quedando así un valor de 6.30 B././luminaria, actualizado a junio de 2018, a reconocer de concepto operación y mantenimiento en alumbrado público para el nuevo periodo tarifario.

En base a ello los valores resultantes para cada año del nuevo periodo tarifario, son los que muestran en la tabla siguiente, resultante del costo eficiente adoptado y del valor medio de la cantidad de luminarias para cada periodo.

Tabla 31 Costos de operación y mantenimiento de alumbrado público - EDEMET

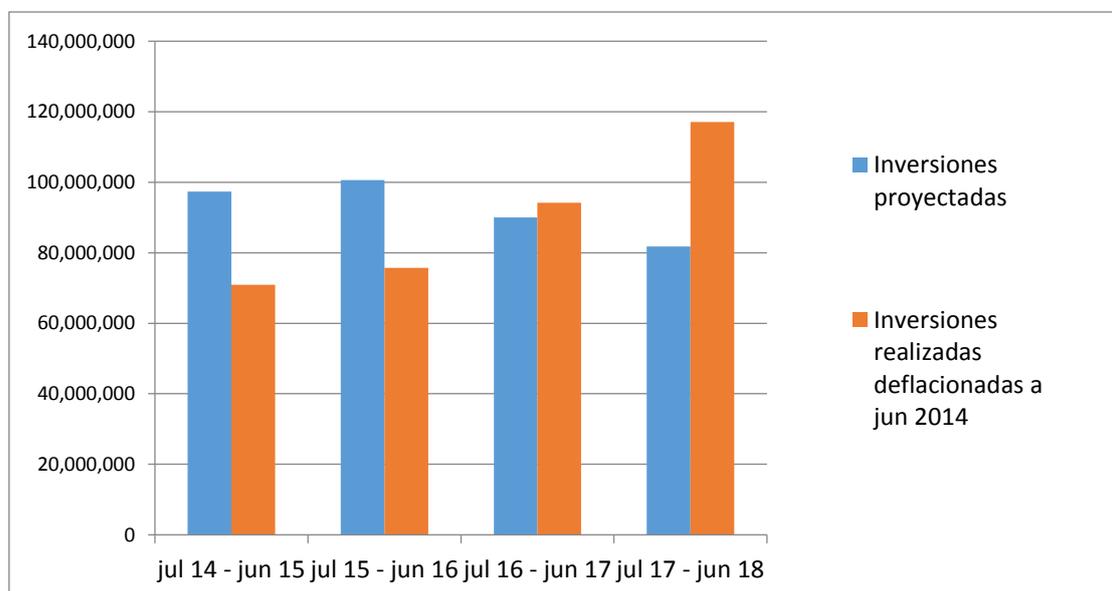
Detalle	JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
Cantidad promedio de luminarias	174,200	183,824	196,856	209,873
Costo de OyM por luminaria [B././luminaria]	6.30	6.30	6.30	6.30
Costo de OyM de Alumbrado Público [Miles de Balboas]	1,097.46	1,158.09	1,240.19	1,322.20

5. Descuento por inversiones no ejecutadas

Las inversiones declaradas por la empresa, realizadas en el período julio 2014 a junio 2018 han sido comparadas con aquellas reconocidas por la ASEP en ocasión del cálculo del IMP de dicho período.

En la gráfica siguiente se muestran las diferencias encontradas:

Gráfica 1 Inversiones reconocidas vs. Ejecutadas – EDEMET [Balboas]



Cabe indicar que las inversiones ejecutadas declaradas por la empresa están a precios corrientes de cada año, las cuales deben ser deflacionadas a valor a Junio 2014, fecha a la que están referenciadas las inversiones reconocidas en el cálculo del IMP del periodo Julio 2014 a Junio 2018.

A efectos de referir las inversiones a precios corrientes a la fecha de referencia del periodo tarifario vigente se calcularon los ingresos de VAD percibidos por la empresa en cada año tarifario del periodo, los cuales fueron divididos ente la energía vendida en ese periodo, obteniendo el precio

promedio real de cada año tarifario. Haciendo los cocientes entre cada uno de esos valores y el inicial se obtuvieron los índices que se aplicaron para referir las inversiones realizadas en cada año al año base.

Se observa que en dos de los cuatro años del período tarifario que finaliza en Junio de 2018, las inversiones ejecutadas han estado por debajo de las inversiones reconocidas en el cálculo del IMP vigente. También se observa que la empresa ha acumulado inversiones el último año del período tarifario que está finalizando, resultando que las inversiones ejecutadas son bajas los primeros años y están por encima de las reconocidas en los últimos años del período tarifario bajo análisis.

Este hecho, sin embargo, no compensa la falta de inversiones en los primeros años, en comparación con los montos reconocidos en las tarifas vigentes. Corresponde, entonces, descontar el costo de capital y de depreciación de aquellas inversiones que no han sido ejecutadas, pero si pagadas por los usuarios a través de las tarifas.

Para esto, se procedió de la siguiente forma:

1. Se estimó la diferencia entre el monto anual de inversiones en activos brutos fijos pagadas vía IMP y el monto anual de inversiones efectivamente ejecutadas, en cada periodo Julio a Junio de los años 2014 a 2018.
2. Se calcularon las depreciaciones anuales y las acumuladas asociadas al diferencial de inversiones resultante de lo comentado en el punto 1., considerando una vida útil de 30 años.
3. 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. Se determinó 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, igual a 9.66%.
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, esto es, junio de 2018 y actualizados considerando la tasa regulada de 9.66% real antes de impuestos.

En la tabla siguiente se muestran los resultados obtenidos:

Tabla 32 Estimación del descuento por Inversiones no Ejecutadas– EDEMET [Balboas]

Periodo	jul 14 - jun 15	jul 15 - jun 16	jul 16 - jun 17	jul 17 - jun 18
Inversiones proyectadas	97,340,451	100,583,291	90,029,097	81,746,867
Inversiones realizadas a precios corrientes	70,916,447	75,704,832	94,213,752	117,085,688
Inversiones realizadas deflacionadas a jun 2014	70,916,447	76,698,537	94,960,755	117,020,145
Inversión Bruta no ejecutada	26,424,005	23,884,754	-4,931,658	-35,273,278
Depreciación acumulada de la Inversión no ejecutada	880,800	1,676,959	1,512,570	336,794
Inversión Neta no ejecutada	25,543,205	47,751,000	41,306,772	5,696,699
Costo de capital anual asociado a la inversión no ejecutada	2,467,474	4,612,747	3,990,234	550,301

Periodo	jul 14 - jun 15	jul 15 - jun 16	jul 16 - jun 17	jul 17 - jun 18
Renta + amortización de inversiones no ejecutadas	3,348,274	6,289,705	5,502,804	887,095
Valor indexado a Junio 2018	3,350,149	6,375,833	5,549,541	887,095
Valor total a descontar	16,162,619			

Este valor resultante es descontado del cálculo del IMP del período Julio 2018 a Junio 2022.

6. Determinación del Ingreso Máximo Permitido

A partir de la base de información anterior es posible determinar los distintos componentes del IMP (Ver Anexo I) presentándose a continuación el valor presente neto de cada uno y el IMP medio obtenido para el periodo Julio 2018 a Junio 2022.

De este modo, el IMP resultante de EDEMET para el próximo periodo se muestra en la tabla 33; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** para cada ítem. El valor presente neto se muestra en la tabla 34.

Tabla 33 Ingreso Máximo Permitido por año tarifario – EDEMET
[Miles de Balboas]

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
IPSD - Ingreso Máximo Permitido por Distribución	117,476.05	128,674.02	138,324.00	146,103.98
IMPCO - Ingreso Máximo Permitido por Comercialización	42,206.87	43,816.17	45,477.14	47,191.08
ALUMPU - Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público	4,608.08	5,378.16	6,134.36	6,782.45
IPPD - Ingreso Máximo Permitido por Pérdidas en Distribución	52,058.52	55,669.92	51,470.17	50,037.97
INVNE - Descuento por Inversiones no Ejecutadas en periodo anterior	-16,162.62			
IMP - Ingreso Máximo Permitido	200,186.91	233,538.27	241,405.66	250,115.48

Tabla 34 Valor Presente Ingreso Máximo Permitido – EDEMET [Miles de Balboas]

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	
DETALLE	JULIO/18-JUNIO/22
DISTRIBUCIÓN	437,647.09
COMERCIALIZACIÓN	147,771.26
ALUMBRADO PÚBLICO	18,810.59
SUB-TOTAL	604,228.94
PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN	173,901.60
IMP TOTAL	778,130.54
ENERGIA FACTURADA (sin AP) [MWh]	14,872,094.82
IMP [B./MWh]	52.32

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	
DETALLE	JULIO/18-JUNIO/22
IMP S/Pérdidas [B./MWh]	40.63

Por su parte, se han comparado los precios medios en B./kWh (venta) resultantes para el período 2018-2022, con los vigentes en el período 2014-2018, obteniéndose los niveles de variación porcentual que se presentan a continuación:

Tabla 35 Comparación del costo medio entre los periodos tarifarios 2014-2018 y 2018-2022 - EDEMET

Detalle	Periodo 14-18 a Jun 14	Periodo 14-18 a Jun 18*	Periodo 18-22 a Jun 18
IMP [B./MWh]	50.75	50.98	52.32
IMP sin pérdidas [B./MWh]	37.73	37.90	40.63
Diferencia IMP [%]			2.63
Diferencia IMP sin pérdidas [%]			7.20

* Ajuste por inflación según reconocimiento en el régimen vigente

B. INGRESO MÁXIMO PERMITIDO ENSA

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.

a) Proyecciones del mercado en el periodo Julio 2018 - Junio 2022

Se realizaron las previsiones de evolución del mercado, esto es, de cantidad de clientes, energía eléctrica facturada, energía ingresada al sistema eléctrico de ENSA y de demandas máximas de la empresa para cada año del periodo tarifario.

La información de base se agrupó por año tarifario y de ese modo se realizaron las proyecciones. En el Anexo II se muestra la información histórica recopilada y las previsiones realizadas.

La energía ingresada a la red se estimó a partir de las ventas proyectadas (incluyendo grandes clientes) y las pérdidas eficientes reconocidas, indicadas en la tabla 62.

En base a estos resultados y los factores de carga obtenidos de la información obrante en el Plan Indicativo de Demandas 2018-2038, se estimó la demanda máxima.

Los valores de energía ingresada al sistema y de demanda máxima corresponden a valores eficientes, esto es, considerando pérdidas eficientes.

Los cuadros siguientes muestran la información de mercado considerada en el cálculo del IMP para ENSA:

Tabla 36 Estimación del Número de Usuarios – ENSA

Años	Usuarios
JUL17 - JUN18	449,481
JUL18 - JUN19	463,864
JUL19 - JUN20	478,708
JUL20 - JUN21	494,027
JUL21 - JUN22	509,836

Tabla 37 Estimación de la Energía Facturada – ENSA [MWh]

Años	Energía Facturada sin AP	Energía Facturada AP	Energía Facturada EDEMET [MWh]	Energía Facturada Total
JUL17 - JUN18	3,548,530	66,293	265,082	3,879,905
JUL18 - JUN19	3,672,729	69,997	236,433	3,979,159
JUL19 - JUN20	3,801,274	73,226	256,768	4,131,268
JUL20 - JUN21	3,934,319	75,780	236,726	4,246,825
JUL21 - JUN22	4,072,020	78,811	236,844	4,387,675

Tabla 38 Estimación de la energía ingresada al sistema – ENSA

Años	Energía Ingresada Total [MWh]
JUL17 - JUN18	4,240,579
JUL18 - JUN19	4,368,508
JUL19 - JUN20	4,534,453
JUL20 - JUN21	4,663,634
JUL21 - JUN22	4,818,934

Tabla 39 Estimación de la Demanda Máxima – ENSA

Años	Demanda Máxima [MW]
JUL17 - JUN18	691.5
JUL18 - JUN19	712.4
JUL19 - JUN20	739.5
JUL20 - JUN21	760.5
JUL21 - JUN22	785.9

b) 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, que se indican en la tabla 40 y el promedio para cada año tarifario en la tabla 41.

Tabla 40 Precios monómicos proyectados para ENSA por semestre del periodo tarifario

Concepto		2018		2019		2020		2021		2022
		2 do	1 er	2 do	1 er	2 do	1 er	2 do	1 er	
		Semestre	Semestre	Semestre	Semestre	Semestre	Semestre	Semestre	Semestre	Semestre
Demanda Máxima	MW	690.03	694.83	728.69	728.84	764.37	755.96	792.80	787.04	
Energía Prevista	MWh	2,001,074.00	2,002,937.00	2,095,863.00	2,094,667.00	2,191,833.00	2,173,891.00	2,274,719.00	2,261,892.00	
PRECIOS PROMEDIOS										
Potencia Contratada	MW	710.51	889.04	896.50	723.89	581.67	425.03	425.83	435.03	
Costo Total Potencia Contratos	miles B/.	82,154.80	77,318.10	77,558.24	87,439.63	73,920.52	67,514.32	67,582.59	68,125.19	
Precio Promedio Potencia	B./kW-mes	19.74	18.01	17.80	20.71	22.17	26.47	26.45	26.10	
Energía Contratada	MWh	1,994,585.77	1,968,267.52	2,048,191.19	1,933,628.38	1,774,140.09	1,395,967.87	1,377,872.95	1,425,918.46	
Costo Total Energía Contratos	miles B/.	156,231.84	164,426.33	175,454.21	138,273.61	104,148.70	70,557.92	70,725.53	74,533.34	
Precio Promedio Energía	B./MWh	78.33	83.54	85.66	71.51	58.70	50.54	51.33	52.27	
MERCADO OCASIONAL										
Costo Maginal Proyectado	B./MWh	64.89	64.89	64.89	76.49	76.49	45.72	45.72	52.64	
Costo Mercado Ocasional	miles B/.	2,173	4,002	4,845	14,383	34,015	36,801	42,238	45,427	
Energía en el Mercado Ocasional	MWh	33,488	61,669	74,672	188,039	444,693	804,923	923,846	862,974	
Porcentaje sin Contratar	%	2%	3%	4%	9%	20%	37%	41%	38%	
RESERVA										
Costo de Reserva	miles B/.	56	0	0	250	3,140	5,242	6,059	5,566	
Potencia en Reserva	MW	2.98	0.00	0.00	13.40	168.25	280.94	324.71	298.30	
Porcentaje sin Contratar	%	0%	0%	0%	2%	22%	37%	41%	38%	
Energía Servicio B										
Costo Total compras	miles B/.	240,615	245,746	257,858	240,346	215,223	180,116	186,605	193,652	
Monómico Compras	B./MWh	118.64	121.06	121.47	113.28	97.00	81.84	81.07	84.61	
SERVICIOS AUXILIARES										
Costo Servicios Auxiliares	miles B/.	3,650	3,652	3,712	3,954	4,029	3,346	3,392	3,543	
Autoabastecimiento										
Costo de Autoabastecimiento	miles B/.	0	0	0	0	0	0	0	0	
Mónomico Total	B./MWh	120.07	122.51	122.90	114.84	98.54	83.10	82.31	85.94	
Monómico de Transmisión										
Costo Transmisión	miles B/.	13,336	15,845	15,845	17,245	17,245	14,722	14,722	14,722	
Energía Prevista	MWh	2,001,074	2,002,937	2,095,863	2,094,667	2,191,833	2,173,891	2,274,719	2,261,892	
(M\$*1000/MWh Transmisión) monómico de transmisión		6.66	7.91	7.56	8.23	7.87	6.77	6.47	6.51	
Monómico Total (G + T)	B./MWh	126.74	130.42	130.46	123.08	106.41	89.87	88.79	92.44	

Fuente: ASEP

Los precios medios ponderados por año tarifario resultan:

Tabla 41 Precios monómicos previstos para ENSA por año del periodo tarifario

Monómico TOTAL más cargos de transmisión	Prom 2018-2019	Prom 2019-2020	Prom 2020-2021	Prom 2021-2022
ENSA (Balboas/./MWh)	128.58	126.77	98.14	90.62

c) Tasa de depreciación

De acuerdo al Régimen Tarifario aprobado la tasa de depreciación a utilizar en el cálculo del Ingreso corresponde al promedio ponderado de la depreciación de los activos de la empresa, calculado a partir de la vida útil de cada uno. En este caso se ha extraído la información de los Informes regulatorios, tanto general como por ítem de activo. En la tabla siguiente se muestran los datos y valores resultantes.

Tabla 42 Tasas de depreciación de los activos – ENSA

Tipo de Activo	Depreciación [Balboas]	Activo Bruto[Balboas]	Depreciación
DISTRIBUCIÓN			
Año 2014	16,638,653.23	463,410,755.93	3.59%
Año 2015	19,138,657.84	526,434,360.95	3.64%
Año 2016	20,585,563.26	587,504,872.16	3.50%
Año 2017	21,991,053.66	631,989,677.04	3.48%
Promedio Años 2014-2017	18,787,624.78	525,783,329.68	3.55%
COMERCIALIZACIÓN			
Año 2014	3,570,300.92	47,238,976.98	7.56%
Año 2015	4,281,598.16	54,948,818.58	7.79%
Año 2016	4,721,680.45	65,347,250.36	7.23%
Año 2017	5,385,795.34	69,883,687.79	7.71%
Promedio Años 2014-2017	4,191,193.18	55,845,015.31	7.57%
ALUMBRADO PÚBLICO			
Año 2014	625,631.00	21,283,467.23	2.94%
Año 2015	649,380.00	22,077,891.88	2.94%
Año 2016	739,783.05	23,591,709.51	3.14%
Año 2017	815,333.00	25,045,810.51	3.26%
Promedio Años 2014-2017	671,598.02	22,317,689.54	3.07%

El Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas (SRUC) establece los siguientes rangos para la depreciación de los activos:

- Distribución = 3.0% a 3.5%,
- Comercialización = 3.3% a 7.0%,
- Alumbrado Público = 3.3% a 7.0%.

Finalmente, para la definición de la tasa de depreciación se tomaron valores de referencia ajustados a los límites definidos en el SRUC resultando:

- Distribución = 3.5%,
- Comercialización = 7.0%,
- Alumbrado Público = 3.3%.

2. Base de Capital

Se presentan los resultados obtenidos del cálculo de la base de capital inicial y la base de capital proyectada para el periodo Julio 2018 a Junio 2022.

a) Base de Capital a junio de 2018

(1) Documentación aportada por ENSA

Las inversiones realizadas en los años 2014, 2015, 2016, 2017 se han obtenido de las planillas CC generadas por ASEP previstas en la Contabilidad Regulatoria. Estas son generadas a partir de información enviada por la empresa en el formato requerido por el sistema regulatorio de cuentas (SRUC), con información georeferenciada. Los montos de inversión total por cuenta y total anual detallados en las planillas CC se compararon con los declarados en la contabilidad regulatoria en la planilla BS-01 para cada uno de los años. Cabe destacar que en algunos años los montos por línea de negocios son diferentes, posiblemente esta diferencia se debe a una imputación distinta en las planillas CC respecto de la BS-01. El detalle de las inversiones por cuenta y por año se toma

de las planillas CC generadas por ASEP. La proyección de inversiones para el primer semestre de 2018 se obtiene de la nota de ENSAVPPM-076-18 que detalla las inversiones a realizarse en el primer semestre de 2018, esta información se tuvo que ajustar al formato requerido por el sistema regulatorio de cuentas por lo que se distribuyeron las inversiones de manera aproximada en una planilla CC. Esta información, así como algunas de las obras realizadas durante el año 2017 y anteriores, fueron inspeccionadas por ASEP.

Los retiros realizados en los años 2014, 2015, 2016 y 2017 se han obtenido de los Balances Regulatorios, específicamente de las planillas BS-01 para cada uno de los años. Para el primer semestre del 2018 la empresa no presenta ninguna estimación de retiros.

Detalles sobre la descripción de las adiciones se obtuvieron de los archivos de “*Proyectos ENSA 20xx*” para los años 2014, 2015, 2016 y 2017.

También se dispone de los balances regulatorios y financieros para los años 2014, 2015, 2016 y 2017. Se han verificado aspectos puntuales de los mismos relacionados con la información detallada en planillas CC.

(2) *Valores de partida*

Como datos de partida se adopta la base de capital aprobada por ASEP hasta diciembre del año 2013 mediante la Resolución AN N° 7656-Elec de 25 de julio de 2014.

Dado que el último semestre del año 2014 fue estimado en la revisión anterior a los efectos del cálculo del IMP se analiza el año 2014 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 31/12/2013 se toman con la eficiencia determinada en el estudio tarifario anterior, a fin de que la base de partida sea la misma de la Resolución AN N° 7656-Elec.

Los valores originales a Diciembre de 2013 se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 43 Base de Capital Inicial a Diciembre de 2013 - ENSA [Balboas]

ENSA 2013	BCBruto	BCNeta
Propiedades y planta	27,547,777	11,792,370
Sistema de distribución	370,808,630	189,972,664
Alumbrado Público	18,812,408	10,085,450
Comercialización	42,350,472	26,713,490
Total 2013	459,519,288	238,563,974

Es importante destacar que en la presente revisión se ha mantenido la información aportada en la revisión anterior en cuanto a adiciones y retiros de activos desde el 31 de diciembre del 2001 hasta diciembre del año 2013. Con esta información anterior y la aportada por la empresa para el periodo 2014-2018 es posible contar con un mayor detalle de la evolución de las inversiones en las diferentes cuentas. En particular permite imputar correctamente la depreciación de los activos incorporados en el periodo 2002-2013, para los cuales se tiene una vida útil definida y no se necesita calcular una vida útil promedio.

(3) *Criterios para el Análisis de eficiencia de las inversiones*

Las inversiones presentadas por la empresa han sido revisadas y se aplica sobre las mismas, cuando corresponde, criterios de eficiencia. El detalle y la información de las inversiones presentada por ENSA han sido insuficientes en la mayoría de las cuentas de cada línea de negocios.

La empresa realizó la presentación de las inversiones teniendo en cuenta la nueva normativa de contabilidad regulatoria (que requiere la georreferenciación de los elementos incorporados) pero en forma incompleta, lo que dificultó la comparación de las obras con costos internacionales en gran cantidad de casos. Se presentan obras donde no se sabe a ciencia cierta si los elementos que la conforman fueron cargados en su totalidad y existen otras obras donde no sale ningún elemento cargado. Se han realizado múltiples pedidos de información haciendo notar esta problemática, pero si bien han aportado información adicional, ha sido insuficiente. En virtud de ello se han adoptado criterios generales de eficiencia que contemplan en algunos casos costos internacionales, criterios de asimetría de información y de costos considerados de operación y mantenimiento.

Los criterios utilizados para evaluar los activos han sido los siguientes:

- Coeficiente de Asimetría
 - a) Se adopta 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.

El regulado (la empresa distribuidora) posee 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. Esto sumado a la gran cantidad de requerimientos realizados para obtener información fundamentalmente relacionada con los costos de las obras, con respuesta totalmente insuficiente por parte de la distribuidora (en algunas obras se presenta el pliego de llamado de licitación, valores referenciales y diferencias entre lo adjudicado y lo declarado en la información final).

Debe agregarse a esto que oportunamente la ASEP diseñó un sistema de contabilidad regulatoria que podría reducir esta asimetría, mediante el cual se podían volcar las obras a través de proyectos en un sistema georeferenciado, partiendo de un estado inicial. Si bien ENSA adoptó este sistema no ha logrado cumplimentar en todas sus partes este procedimiento, dificultando de este modo la posibilidad de verificar. Por estas causas se define que se aplicará este coeficiente con valor general de 0.9.
 - b) En relación con la cuenta edificios y mejoras, de la línea de negocios propiedad y planta, se observa un precio del m² construido muy variable, no resultando clara la información. Contemplando estos valores, se le aplica el coeficiente de asimetría.
 - c) En el caso de las líneas de alta tensión y subestaciones se observa una notable diferencia entre costos declarados y los proyectados inicialmente, no existiendo un buen grado de detalle de las mismas. Por otro lado no se han ejecutado todas las obras proyectadas inicialmente en el periodo vigente (las que no se han ejecutado han sido descontadas). Al resto se le aplica el coeficiente de asimetría.
 - d) Para las acometidas se utiliza el coeficiente de asimetría.
 - e) En relación con los centros de transformación se ha observado una dispersión entre los valores de la empresa y los costos internacionales, no pudiendo definirse una tendencia determinada. En este caso se adopta el coeficiente de asimetría.

- f) En el caso del alumbrado público, se detallan el número de luminarias y su tipo y potencia. Teniendo en cuenta tanto la disparidad de precios como en algunos casos costos excesivos respecto de los internacionales e inclusive en los distintos años en la misma empresa se aplica el coeficiente de asimetría.
- g) En cuanto a los equipos de protección y despachos de maniobras y SCADA, tomando en cuenta los costos operativos se adopta el coeficiente de asimetría.

- Comparación con Costos Internacionales

- h) En relación con las líneas aéreas y subterráneas de media tensión y de baja tensión se han aplicado los siguientes criterios para calcular el coeficiente de eficiencia:
 - Si la información es completa y se dispone de costos internacionales para líneas similares, se adoptan los costos internacionales. Si el coeficiente de eficiencia resultante de la comparación con costos internacionales es menor a 0.9, se adopta 0.9 como límite mínimo.
 - En el caso de no disponer de información suficiente se adopta el criterio de asimetría.

- Coeficiente de Operación y Mantenimiento (OYM)

- i) En algunas obras de distribución la información presentada no permite determinar claramente si corresponde a obras capitalizables o acciones de mantenimiento del sistema (construyéndose parte de obras con cables o postes existentes, obras de pequeñas longitudes u obras que no contiene todos los componentes, etc.).

En todos estos casos se utiliza como índice de eficiencia el coeficiente de operación y mantenimiento que considera que en realidad esas obras no son inversiones (coeficiente igual a 0).

Esto está sustentado adicionalmente en los resultados observados en relación con los costos de explotación proyectados en la revisión anterior y los realmente ejecutados, los cuales son sustancialmente menores. Se ha aplicado el coeficiente de operación y mantenimiento cuando la obra presenta al menos una de las siguientes características:

- Tiene menos de dos postes y/o menos de 50 m de longitud en el caso de líneas aéreas; o
 - La longitud de la línea es menor de 20 metros en el caso de línea subterránea; o
 - Si la mano de obra y/o materiales representan un valor menor al 1% o mayor al 99% del costo de la obra.
- En cuanto a los medidores se ha efectuado un análisis de los medidores incorporados y la cantidad de usuarios nuevos en el periodo más los retiros de medidores declarados y resulta una diferencia notable en esta relación (la cantidad de medidores incorporados según las planillas CC son superiores a estas relaciones), lo cual no tiene una explicación adecuada. Por lo que se adopta un coeficiente de 0.8.

Con los criterios definidos y con los costos de referencia se aplicaron los factores resultantes a cada uno de los ítems detallados en las planillas correspondientes obteniéndose finalmente los valores de inversiones a reconocer para cada uno de los años.

Los coeficientes de eficiencia aplicados pueden observarse en las planillas *CC-ENSA-2014*, *CC-ENSA-2015*, *CC-ENSA-2016*, *CC-ENSA-2017* y *CC-ENSA-2018*. En ellas se encuentra los montos totales de adición, discriminados por líneas de negocios y cuentas en forma detallada, para cada uno de los años que conforman el presente periodo de revisión tarifaria.

(4) *Base de Capital a junio de 2018*

Como se mencionó anteriormente para cada año (aaaa) del periodo de revisión tarifaria se genera una planilla denominada originalmente como “*CC-01-AD-aaaa-ENSA*” donde se aplican los coeficientes de eficiencias sobre las adiciones correspondientes a ese año en particular.

A partir de los datos volcados en las planillas, se genera una nueva que permite calcular la base de capital bruta y neta al inicio del periodo tarifario, denominada “*AA-ENSA*”. Estas planillas tienen en cuenta las adiciones hasta el año correspondiente con los respectivos coeficientes de eficiencia aplicados, los retiros producidos hasta ese año en función de sus respectivas fechas de alta y la base de capital de partida a diciembre del 2001.

Cabe destacar que se toma la Base Bruta descontando todos los activos que han cumplido su vida útil, por lo que han sido depreciados en su totalidad (Ver Anexo VII). Esto implica que no se considera depreciación y rentabilidad en activos que ya fueron amortizados totalmente.

Con respecto a los retiros presentados por la empresa, sobre la base de una hipótesis de que son componentes retirados antes de cumplir su vida útil, los mismos no han sido restados ni de la base de capital bruta ni de la base de capital neta, lo que implica que seguirán percibiendo depreciación y rentabilidad hasta que cumplan su vida útil, restándose de la base de capital solamente los activos totalmente depreciados. Es importante destacar que estos activos retirados no deberán ser reutilizados como activo nuevo.

Los resultados del análisis anterior, que incluyen los activos brutos y netos a junio de 2018, quedan reflejados en la siguiente tabla:

Tabla 44 Activos e Inversiones Declaradas 2014 – Jun 2018 – ENSA [Balboas]

ENSA 2014	Inversiones	Eficiencia	Inversiones Eficientes	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	14,976,425.35	0.90	13,545,091.91	31,996,140.36	25,632,610.41
Sistema de distribución	38,240,684.70	0.83	31,732,586.68	417,295,847.92	222,160,126.41
Alumbrado Público	1,318,804.74	0.90	1,186,924.27	24,979,519.45	11,654,854.45
Comercialización	4,220,614.65	0.80	3,381,673.14	53,284,485.78	31,452,038.01
Total	58,756,529.44		49,846,276.00	527,555,993.52	290,899,629.27
ENSA 2015	Inversiones	Eficiencia	Inversiones Eficientes	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	17,658,206.85	0.90	15,892,386.17	44,072,938.53	37,108,458.77
Sistema de distribución	52,908,452.63	0.86	45,730,517.01	456,783,844.73	250,925,572.82
Alumbrado Público	1,630,216.29	0.90	1,467,194.66	26,446,714.11	11,988,521.36
Comercialización	7,611,629.54	0.82	6,228,651.22	59,381,776.75	35,203,798.67
Total	79,808,505.31		69,318,749.05	586,685,274.12	335,226,351.61
ENSA 2016	Inversiones	Eficiencia	Inversiones Eficientes	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	26,713,084.93	0.90	24,041,776.44	66,612,306.76	55,046,312.85
Sistema de distribución	51,217,096.27	0.85	43,284,883.04	501,260,075.60	279,560,708.75
Alumbrado Público	4,112,953.57	0.90	3,701,658.21	20,647,351.45	14,588,393.24
Comercialización	9,644,589.97	0.81	7,793,548.54	67,282,841.47	40,486,714.03
Total	91,687,724.74		78,821,866.23	655,802,575.28	389,682,128.87

ENSA 2017	Inversiones	Eficiencia	Inversiones Eficientes	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	15,652,369.52	0.90	14,087,132.57	64,120,943.00	51,244,029.24
Sistema de distribución	36,874,476.07	0.72	26,571,967.42	473,614,265.71	276,852,203.02
Alumbrado Público	2,316,725.18	0.90	2,085,052.66	18,256,361.82	13,074,532.76
Comercialización	7,947,264.17	0.81	6,440,839.64	61,494,511.02	37,308,278.98
Total	62,790,834.94		49,184,992.29	617,486,081.55	378,479,044.00
ENSA 2018/junio	Inversiones	Eficiencia	Inversiones Eficientes	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	1,157,200.00	0.90	1,041,480.00	79,575,695.33	58,792,118.00
Sistema de distribución	28,172,459.52	0.90	25,355,213.57	529,432,774.60	306,327,797.92
Alumbrado Público	1,392,179.00	0.90	1,252,961.10	23,985,365.21	16,472,308.51
Comercialización	1,576,802.00	0.90	1,419,121.80	63,003,742.03	43,800,824.96
Total	32,298,640.52		29,068,776.47	695,997,577.18	425,393,049.39

En la tabla 45 se sintetiza la Base de Capital a junio de 2018 estimada para la empresa a través del análisis realizado.

Tabla 45 Base de Capital a Junio 2018 – ENSA [Balboas]

Tipo de Activo	BCBruta	BCNeta
Sistema de distribución	600,545,847.46	357,765,066.58
Alumbrado Público	23,985,365.21	16,472,308.51
Comercialización	71,466,364.51	51,155,674.30
Total	695,997,577.18	425,393,049.39

b) Ajuste por actividades no reguladas

De acuerdo a lo establecido por 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.

Para tal fin se obtuvo del balance regulatorio para el año 2017 los siguientes valores:

Tabla 46 Factor de corrección por ingresos de actividades no reguladas – ENSA [Balboas]

Detalle	Valor
(D) Ingresos no regulados	4,166,488
(A) Ingresos por venta de energía	626,795,596
(B) Compras de energía	- 492,090,222
(E) Ingreso neto (A) + (B)	134,705,374
FCBC (E) / [(E) + (D)]	0.970

c) Base de Capital Inicial del Período 2018-2022

El coeficiente de ajuste anterior, aplicados a los activos brutos y netos totales, permiten obtener los valores de Activos Brutos y Netos para el año inicial, correspondientes solo a actividades reguladas, tal como se aprecia en la tabla que sigue.

Tabla 47 Base de Capital Bruta y Neta, inicial y ajustada, a junio 2018 – ENSA [Miles de Balboas]

Base de Capital	Activos al Año Base	FCBC	Activos al Año Base Ajustados
Valor Bruto Base de Capital Distribución	600,546	0.970	582,529
Valor Bruto Base de Capital Comercialización	71,466	0.970	69,322
Valor Bruto Activos Fijos Alumbrado Público	23,985	0.970	23,266
Total Activos Brutos	695,998		675,118
Valor Neto Base Capital Distribución	357,765	0.970	347,032
Valor Neto Base Capital Comercialización	51,156	0.970	49,621
Valor Neto Activos Fijos Alumbrado Público	16,472	0.970	15,978
Total Activos Netos	425,393		412,631

d) Inversiones eficientes en distribución y comercialización

(1) Inversiones eficientes determinadas a partir de las ecuaciones de eficiencia

La aplicación de las ecuaciones de eficiencia aprobadas mediante la Resolución AN No.12688-Elec de 30 de agosto de 2018, modificada por la Resolución AN No.12745-Elec de 24 de septiembre de 2018, realizando el ajuste de adaptación de los costos de EE.UU. a Panamá, da lugar a los activos eficientes en Distribución y Comercialización para ENSA por periodo, que se muestran en la siguiente la tabla.

Tabla 48 Activos Eficientes – ENSA [Balboas]

Activo	JUL17 - JUN18	JUL18 - JUN19	JUL19 - JUN20	JUL20 - JUN21	JUL21 - JUN22
Distribución AD	982,502,568	1,013,478,967	1,046,673,914	1,079,396,987	1,113,959,196
Comercialización AC	65,163,073	67,207,520	69,316,109	71,490,854	73,733,830
Activos Totales	1,047,665,641	1,080,686,487	1,115,990,023	1,150,887,841	1,187,693,025

A partir de dichos activos, mediante las diferencias de valores entre un año y el inmediato anterior, surgen las inversiones eficientes en distribución y comercialización, que se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 49 Inversiones Eficientes – ENSA [Balboas]

Inversiones	JUL18 - JUN19	JUL19 - JUN20	JUL20 - JUN21	JUL21 - JUN22
Distribución ID	30,976,400	33,194,946	32,723,074	34,562,208
Comercialización IC	2,044,446	2,108,589	2,174,745	2,242,976
Inversiones Totales	33,020,846	35,303,536	34,897,819	36,805,184

(2) 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 estas se agregan a partir de lo previsto en los planes de expansión presentados por ENSA mediante nota VPPM-111-18 de 12 de abril de 2018.

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

Tabla 50 Inversiones adicionales en líneas y subestaciones de AT - ENSA [miles de Balboas]

Concepto	2018 2do Sem	2019 1er Sem	2019 2do Sem	2020 1er Sem	2020 2do Sem	2021 1er Sem	2021 2do Sem	2022 1er Sem	TOTAL
EXPANSIÓN EN S/E AT Y LINEAS AT	4,022	1,948	10,335	2,489	1,623	0	0	0	20,416
Expansión S/E Geehan	-	-	2,164	-	-	-	-	-	2,164
Expansión S/E Calzada Larga	-	1,948	-	-	-	-	-	-	1,948
Nuevo Transformador y EMB S/E Argos	-	-	-	1,082	-	-	-	-	1,082
Expansión S/E Cerro Viento (Etapa 1)	424	-	-	-	-	-	-	-	424
Expansión S/E Cerro Viento (Etapa 2)	1,521	-	-	-	-	-	-	-	1,521
Expansión S/E Tocumen	1,969	-	-	-	-	-	-	-	1,969
Reemplazo TX3 S/E Santa María	108	-	-	-	-	-	-	-	108
Expansión S/E Santa María (Etapa 2)	-	-	6,060	1,407	-	-	-	-	7,467
S/E Nuevo Tonosí	-	-	-	-	1,623	-	-	-	1,623
Nuevo Transformador en S/E Santa Rita y líneas	-	-	1,840	-	-	-	-	-	1,840
Expansión S/E María Chiquita	-	-	271	-	-	-	-	-	271

Adicionalmente se prevé la incorporación de otras inversiones especiales en Circuitos MT (ID), se incorpora la inversión en equipos para la Subestación 24 de Diciembre (pendiente de reembolso por parte de ETESA, que será traspasada a ETESA una vez sea reembolsada de acuerdo a las Notas VPPM-219-18 y DSAN-3123-17) y la colocación de 862 medidores inteligentes (IC) para los clientes con demanda entre 50 y 100 kW. Esta última inversión es adicional a la ya aportada para el periodo de 2018 a 2022 que correspondía a los clientes con demanda igual o mayor a 100 kW, que la empresa debe culminar.

Tabla 51 Inversiones Adicionales Especiales - ENSA [miles de Balboas]

Concepto	2018 2do Sem	2019 1er Sem	2019 2do Sem	2020 1er Sem	2020 2do Sem	2021 1er Sem	2021 2do Sem	2022 1er Sem	TOTAL
Proyectos Especiales Distribución MT	0	1,779	3,509	3,248	969	2,008	390	0	11,904
• Extensión en cable protegido trifásico e instalación de interruptores telecontrolados y recerrador en los circuitos de la Subestación 24 de Diciembre.		828	-	-	-	-	-	-	828
• Reemplazo de 5 km de trocha por cable protegido trifásico en el circuito HE-1.		-	-	-	-	591	-	-	591
• Centro de reflexión, interruptores telecontrolados y extensión en cable protegido trifásico para la confiabilidad del Aeropuerto, Hospital y proyecto habitacional Los Lagos en Colón.		508	-	-	-	-	-	-	508
• Habilitación del patio de 34.5 kV de S/E Santa Rita, extensiones en cable protegido trifásico, instalación de recerradores e interruptores telecontrolados para confiabilidad de los circuitos de la Subestación Chillibre, Costa Arriba de Colón y Planta Potabilizadora de Sabanitas.		-	2,466	626	-	-	-	-	3,092
• Nuevo circuito en cable protegido desde S/E Calzada Larga.		443	-	-	-	-	-	-	443
• Mejora a la confiabilidad de Metetí.		-	1,043	1,072	-	-	-	-	2,116
• Extensión de 3 km en cable protegido trifásico e instalación de recerrador en Chepo.		-	-	-	264	-	-	-	264
• Extensión de 10 km en cable protegido monofásico para Salamanca.		-	-	339	-	-	-	-	339
• Extensión de 10 km en cable protegido monofásico entre Boca de Cupe y Yapé.		-	-	-	-	-	390	-	390

Concepto	2018 2do Sem	2019 1er Sem	2019 2do Sem	2020 1er Sem	2020 2do Sem	2021 1er Sem	2021 2do Sem	2022 1er Sem	TOTAL
• Reemplazo y/o extensión trifásica de 12 km de red en cable protegido entre la "Y" de Escobal y Cuipo.		-	-	-	705	724	-	-	1,429
• Extensión de 10 km de cable protegido trifásico desde Portobelo a Nombre de Dios y extensión de 6 km en cable protegido trifásico de Miramar a Cuango.		-	-	1,211	-	693	-	-	1,904
Equipos para ETESA S/E24 dic pendiente de reembolso Notas VPPM-219-18 y DSAN-3123-17	4,297								4,297
Medidores Inteligentes - 50 kW a 100 kW (862 medidores)	0.00	122.00	122.00	122.00	124.00	124.00	124.00	124.00	862

Asimismo se consideran fondos para inversiones en electrificación rural estimadas por la empresa, las cuales se muestran en la siguiente tabla. Las poblaciones a ser consideradas para utilizar los fondos incluidos como inversiones adicionales en electrificación rural se encuentran en el Anexo VI de este documento. La empresa deberá determinar, junto con la Oficina de Electrificación Rural, las poblaciones más urgentes y los presupuestos para que se realicen dentro del periodo.

Tabla 52 Inversiones Adicionales en Electrificación Rural – ENSA [miles de Balboas]

Concepto	2018 2do Sem	2019 1er Sem	2019 2do Sem	2020 1er Sem	2020 2do Sem	2021 1er Sem	2021 2do Sem	2022 1er Sem	TOTAL
ELECTRIFICACIÓN RURAL		309	310	309	309	309	309	309	2,164

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

Tabla 53 Inversiones No Contempladas en las Ecuaciones de Eficiencia – ENSA [Miles de Balboas]

Concepto	JUL18 - JUN19	JUL19 - JUN20	JUL20 - JUN21	JUL21 - JUN22
Inversiones Alta Tensión	5,969	12,824	1,623	0
Inversiones Especiales	6,076	6,757	2,977	390
Inversiones Electrificación Rural	309	619	618	618
Medición Inteligente	122	244	248	248
Total Inversiones adicionales Distribución	12,355	20,199	5,218	1,008
Total Inversiones adicionales Comercialización	122	244	248	248

Considerando las inversiones resultantes de las ecuaciones de eficiencia y las adicionales, resulta el total de inversiones para el periodo julio 2018 a junio 2022 de distribución y comercialización:

Tabla 54 Inversiones totales en Distribución y Comercialización – ENSA [Miles de Balboas]

INVERSIONES TOTALES		JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22	TOTALES
Distribución	ID	43,331	53,394	37,941	35,571	170,238
Comercialización	IC	2,166	2,353	2,423	2,491	9,433
TOTAL INVERSIONES		45,497	55,747	40,364	38,062	179,670

Los costos agregados a las Inversiones Eficientes 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 eficientes los costos estimados en este IMP.

e) Inversiones eficientes en Alumbrado Público

Para la determinación de ACT_{ALUM_t} y $ACTN_{ALUM_t}$ se tomó en consideración el valor del activo fijo al mes de junio del año 2018 y las incorporaciones de activos basados en el plan de inversiones presentado por la distribuidora en la nota VPPM-111-18 del 12 de abril de 2018 y la nota VPPM-379-17 mediante la cual presentan la cantidad de luminarias a reemplazar para lograr 10% de ahorro del consumo de energía el sistema de alumbrado público. El plan de inversiones toma en cuenta el crecimiento vegetativo y los proyectos específicos a ejecutar, considerando el crecimiento vegetativo en sodio y LED y el reemplazo de iluminación actual de sodio por LED.

La cantidad de luminarias que se reportaron existentes en ENSA al 31 de marzo de 2018 fue de 114,589, de acuerdo con la nota VI-114-2018 de 10 de abril de 2018. Para aproximar este valor, a la cantidad de luminarias al 30 de junio de 2018 (es decir al final el periodo tarifario 2014-2018) se asume que durante el trimestre abril-junio de 2018, ENSA está instalando la mitad de las 1,604 luminarias que proyecta como crecimiento vegetativo para el segundo semestre del 2018. Luego el valor base de cantidad de luminarias al 30 de junio de 2018 es de 115,391 luminarias.

Además, de los planes de inversión presentados por la empresa se obtuvieron los valores del crecimiento vegetativo de luminarias, en las dos tecnologías: sodio y LED. Igualmente, se incorporan proyectos especiales y, finalmente, se incorporan una cantidad de luminarias LED para reemplazar luminarias de sodio y lograr 10% de ahorro del consumo de energía el sistema de alumbrado público.

Tomando en cuenta estos datos, se detalla a continuación la cantidad de luminarias a incorporar anualmente, por año tarifario:

Tabla 55 Cantidad de Luminarias a Incorporar - ENSA

Concepto	Jul18 / Jun19	Jul19 / Jun20	Jul20 / Jun21	Jul21 / Jun22	Totales
Crecimiento Vegetativo - Sodio	1,547	3,094	3,094	3,098	10,833
Crecimiento Vegetativo - LED	285	572	572	571	2,000
Proyectos especiales - LED	1,005	768	200	-	1,973
Total Luminarias adicionales	2,837	4,434	3,866	3,669	14,806

El detalle de los proyectos especiales es el siguiente:

Tabla 56 Proyectos especiales - ENSA

Proyectos especiales	Cantidad de Luminarias	Inversión prevista [Balboas]
Alumbrado Corredores LED	1,169	1,983,415
Iluminación para pasos peatonales: 101 pasos elevados, alcance típico de 4 postes con su luminaria - LED	404	524,630
Iluminación Carretera Panamericana en los sitios poblados del tramo Tortí-Metetí, aproximadamente 400 luminarias LED equivalente a 250 W APS	400	315,988
Proyectos Especiales Luminarias LED – Reemplazo de luminarias de sodio	11,443	3,246,465

Del cuadro anterior se observa, que la cantidad de luminarias correspondientes a Proyectos Especiales de Luminarias LED para reemplazo de luminarias de sodio, no se considera en las cantidades de luminarias incorporadas, ya que se trata justamente de reemplazos.

Integrando el total de luminarias incorporadas al total de junio de 2018, resultan los totales por periodo que se detallan en la tabla siguiente.

Tabla 57 Evolución de la cantidad total de luminarias durante el período - ENSA

Jun18	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
115,391	118,228	122,662	126,528	130,197

Las inversiones previstas para el periodo tarifario en Alumbrado Público resultan de información provista por la empresa y revisada con la de las otras dos empresas distribuidoras. Las luminarias por crecimiento vegetativo tienen un costo de B/.256 para sodio y de B/.513.28 para LED, en función del costo de la lámpara, la estructura y el costo de la instalación. Los proyectos especiales LED incorporados que son para reemplazos, tienen un costo de B/.310 que sólo incorpora el costo de la lámpara y el reemplazo de la de sodio.

Tabla 58 Inversiones Totales en Alumbrado Público – ENSA [Miles de Balboas]

Concepto	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22	Total
Luminarias Crecimiento vegetativo - Sodio	396	792	792	792	2,772
Luminarias Crecimiento vegetativo - LED	145	294	294	294	1,027
Reposición y mejoras de AP	580	1,158	1,156	1,156	4,050
Proyectos especiales - LED	2,120	1,358	970	1,623	6,070
Total Inversiones en Alumbrado Público	3,241	3,602	3,212	3,865	13,919

f) Base de Capital proyectada del período 2018-2022

La inversión total que se incorpora para la expansión y desarrollo del sistema de distribución, comercialización y alumbrado público para el periodo es la siguiente:

Tabla 59 Inversiones Totales – ENSA
[Miles de Balboas]

INVERSIONES		Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22	TOTALES
Inversiones en Distribución	ID	43,331	53,394	37,941	35,571	170,238
Inversiones en Comercialización	IC	2,166	2,353	2,423	2,491	9,433
Inversiones en AP	IAP	3,241	3,602	3,212	3,865	13,919
Total de Inversiones		48,738	59,349	43,576	41,927	193,590

Con la proyección de las inversiones totales de Distribución y Comercialización de la tabla 50, las de Alumbrado Público y la base de capital ajustada a junio de 2018, resultan los activos (brutos y netos) de distribución y comercialización, para la empresa distribuidora que se muestra a continuación:

Tabla 60 Base de capital bruta y neta ajustada al final de cada periodo – ENSA
[Miles de Balboas]

ENSA	BASE Jun 18	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
Valores Brutos					
Base de Capital de Distribución	582,529	625,860.75	679,255.20	717,196.70	752,767.38
Base de Capital de Comercialización	69,322	71,488.82	73,841.41	76,264.15	78,755.13
Activos Fijos AP	23,266	26,506.55	30,108.46	33,320.07	37,185.30
Valores Netos					
Base Capital Distribución	347,032	369,216.56	399,771.48	413,275.08	423,121.38
Base Capital Comercialización	49,621	46,859.06	44,125.09	41,294.14	38,359.44
Activos Fijos AP	15,978	18,397.64	21,065.40	23,230.44	25,932.34

3. Pérdidas de Energía en Distribución

Los porcentajes de pérdidas correspondientes a ENSA se calculan aplicando los valores proyectados de energía ingresada (tabla 38) en la ecuación de eficiencia de pérdidas aprobada mediante la Resolución AN No.12688-Elec de 30 de agosto de 2018.

Tabla 61 Pérdidas eficientes - ENSA

Jul18- Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
7.66%	7.66%	7.66%	7.66%

En base a un análisis de la información presentada por ENSA en relación a las pérdidas no técnicas (Anexo III), en particular las ocurridas en áreas denominadas “Zonas Rojas e Invasiones”, se estimaron las mismas en 2.8% de la energía ingresada a la distribuidora. De este valor se estima razonable reconocer para este periodo, en función de las características particulares de la situación económica-social, un 60% de las mismas (1.68%), manteniendo un incentivo a su mejoramiento.

Tabla 62 Pérdidas totales a reconocer por periodo - ENSA

Jul18- Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
9.34%	9.34%	9.34%	9.34%

4. Costos eficientes

a) Costos de administración, operación y mantenimiento y comercialización

Por medio de la aplicación de las ecuaciones de eficiencia aprobadas por la Resolución AN No.12688-Elec de 30 de agosto de 2018, a los datos de clientes y de demanda máxima proyectados de ENSA (punto 2. a) y realizado el ajuste de adaptación de los costos de EEUU a Panamá, valores de CLR y PPP a junio de 2018, se obtienen los siguientes costos eficientes:

Tabla 63 Costos de Explotación Eficientes [Balboas]

COSTO	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
OM	29,149,657	29,998,541	30,856,840	31,747,689
ADM	18,028,972	18,530,432	19,045,840	19,575,584
COM	35,225,387	36,357,224	37,525,429	38,731,170
TOTAL	82,404,015	84,886,197	87,428,110	90,054,443

b) Costos de operación y mantenimiento de Alumbrado Público

Respecto del costo unitario promedio de operación y mantenimiento (OyM) de Alumbrado Público se analizó el valor de B/.510,788 del Balance Regulatorio del año 2017, estado de resultado y anexos. Este valor de OyM de AP se dividió entre la cantidad de luminarias al mes de junio de dicho año (112,909), obteniéndose un valor de 4.52 B./luminaria (ajustado a junio de 2018 por el índice tarifario). Por otro lado, el costo reconocido en la revisión anterior por luminaria, actualizado (con factor de ajuste tarifario 2014-2018, igual 0.992 obtenido a partir de los factores de actualización de cargos VAD de alumbrado público) resulta de 6.27 B./luminaria. En función de lo anterior se adopta un valor promedio entre el aceptado en la revisión anterior y el determinado a partir de los balances regulatorios del 2017, quedando así un valor de 5.39 B./luminaria en concepto de valor a reconocer de OyM de AP.

En base a ello los valores resultantes son, para cada año del periodo tarifario, los que muestra la siguiente tabla, resultante del costo eficiente adoptado y del valor medio de la cantidad de luminarias para cada periodo:

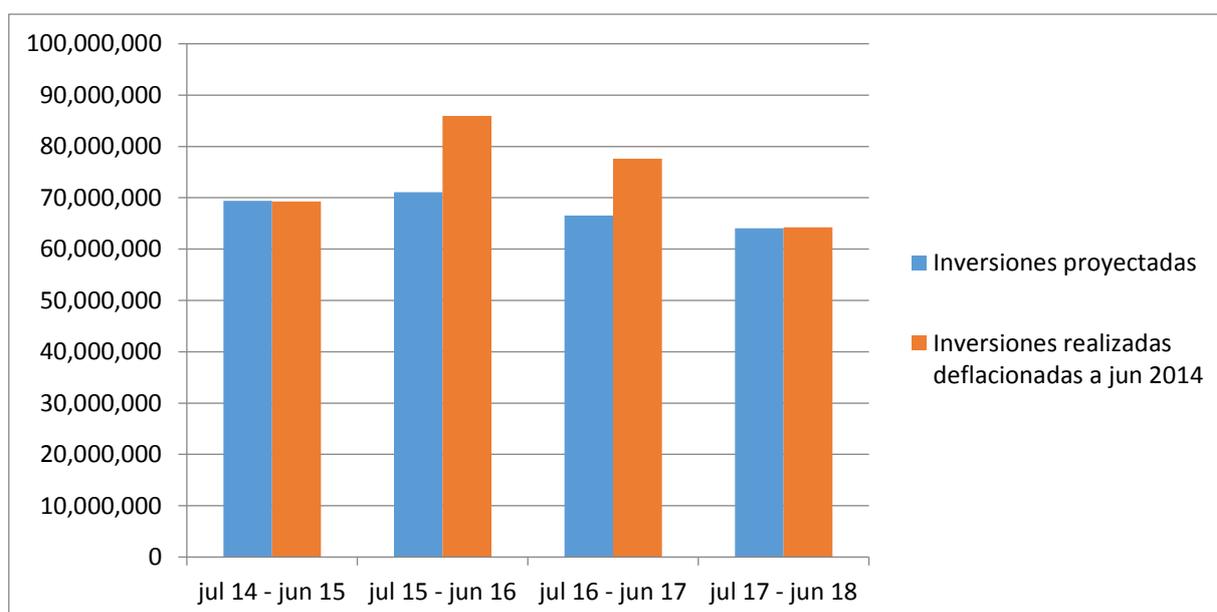
Tabla 64 Costos de operación y mantenimiento de alumbrado público - ENSA

Detalle	JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
Cantidad Promedio de luminarias	116,810	120,445	124,595	128,363
Valor OyM por luminaria [B./luminaria]	5.39	5.39	5.39	5.39
Costo de OyM de Alumbrado Público [Miles de Balboas]	629.60	649.20	671.57	691.87

5. Descuento por inversiones no ejecutadas

Las inversiones declaradas por la empresa, realizadas en el período julio 2014 a junio 2018 han sido comparadas con aquellas reconocidas por la ASEP en ocasión del cálculo del IMP de dicho período. En la gráfica siguiente se muestran las diferencias encontradas:

Gráfica 2 Inversiones reconocidas vs. Ejecutadas – ENSA



Cabe indicar que las inversiones ejecutadas declaradas por la empresa están a precios corrientes de cada año, las cuales deben ser deflacionadas a valor a Junio 2014, fecha a la que están referenciadas las inversiones reconocidas en el cálculo del IMP del periodo Julio 2014 a Junio 2018.

A efectos de referir las inversiones a precios corrientes a la fecha de referencia del periodo tarifario vigente se calcularon los ingresos de VAD percibidos por la empresa en cada año tarifario del periodo, los cuales fueron divididos ente la energía vendida en ese periodo, obteniendo el precio promedio real de cada año tarifario. Haciendo los cocientes entre cada uno de esos valores y el inicial se obtuvieron los índices que se aplicaron para referir las inversiones realizadas en cada año al año base.

Tabla 65 Estimación del descuento por Inversiones no Ejecutadas – ENSA [Balboas]

Periodo	jul 14 - jun 15	jul 15 - jun 16	jul 16 - jun 17	jul 17 - jun 18
Inversiones proyectadas	69,382,900	71,097,163	66,535,626	64,047,049
Inversiones realizadas a precios corrientes	69,282,517	85,748,115	77,239,280	63,694,058
Inversiones realizadas deflacionadas a jun 2014	69,282,517	85,951,455	77,629,969	64,217,257
Inversión Bruta no ejecutada	100,383	-14,854,291	-11,094,343	-170,208
Depreciación acumulada de la Inversión no ejecutada	3,346	-491,797	-861,608	-867,282
Inversión Neta no ejecutada	97,037	-14,265,458	-24,498,192	-23,801,118
Costo de capital anual asociado a la inversión no ejecutada	9,374	-1,378,043	-2,366,525	-2,299,188
Renta + amortización de inversiones no ejecutadas	12,720	-1,869,840	-3,228,134	-3,166,470
Valor indexado a Junio 2018	12,616	-1,859,004	-3,218,028	-3,166,470
Valor total a descontar	-8,230,886			

Se observa del resultado que el valor a descontar es negativo, esto es, que la empresa ha realizado inversiones mayores a las aprobadas en el IMP del período tarifario que está finalizando. Por lo que en esta ocasión no corresponde descuento por Inversiones No Realizadas, sino un reconocimiento adicional. No obstante, a este reconocimiento adicional se le pondrá un tope correspondiente al 1% del IMP sin pérdidas. Este tope se utiliza para desincentivar las inversiones en exceso.

6. Determinación del Ingreso Máximo Permitido

A partir de la base de información anterior es posible determinar los distintos componentes del IMP (Ver Anexo I) presentándose a continuación el valor presente neto de cada uno y el IMP medio obtenido para el periodo Julio 2018 a Junio 2022.

De este modo, el IMP resultante de ENSA para el próximo periodo se muestra en la tabla 66 para cada ítem. El valor presente neto se muestra a continuación.

Tabla 66 Ingreso Máximo Permitido por año tarifario – ENSA [Miles de Balboas]

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
IPSD - Ingreso Máximo Permitido por Distribución	102,091.72	108,042.48	111,951.36	115,497.19

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
IMPCO - Ingreso Máximo Permitido por Comercialización	44,418.80	45,470.91	46,555.62	47,673.36
ALUMPU - Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público	3,149.07	3,526.02	3,847.93	4,237.34
IPPD - Ingreso Máximo Permitido por Pérdidas en Distribución	45,421.80	46,375.40	37,113.28	35,455.12
INVNE - Descuento por Inversiones no Ejecutadas en periodo anterior	5,371.15			
IMP - Ingreso Máximo Permitido	200,452.54	203,414.81	199,468.19	202,863.01

Tabla 67 Valor Presente Ingreso Máximo Permitido – ENSA [Miles de Balboas]

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	
DETALLE	JULIO/18-JUNIO/22
DISTRIBUCIÓN	371,832.48
COMERCIALIZACIÓN	156,774.75
ALUMBRADO PÚBLICO	12,459.06
SUB-TOTAL	541,066.29
PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN	141,866.99
IMP TOTAL	682,933.27
ENERGIA FACTURADA (sin AP) [MWh]	13,067,560.25
IMP [B./MWh]	52.26
IMP S/Pérdidas [B./MWh]	41.41

Por su parte, se han comparado los precios medios en B./kWh resultantes para el período 2018-2022, con los vigentes en el período 2014-2018, derivándose los niveles de variación porcentual que se presentan a continuación:

Tabla 68 Comparación del costo medio entre los periodos tarifarios 2014-2018 y 2018-2022 - ENSA

Detalle	Periodo 14-18 a Jun 14	Periodo 14-18 a Jun 18*	Periodo 18-22 a Jun 18
IMP [B./MWh]	50.90	50.75	52.26
IMP sin pérdidas [B./MWh]	36.41	36.30	41.41
Diferencia [%]			2.98
Diferencia IMP sin pérdidas [%]			14.06

* Ajuste por inflación según reconocimiento en el régimen vigente

C. INGRESO MÁXIMO PERMITIDO EDECHI

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 una de ellas a continuación.

a) Proyecciones del mercado en el periodo Julio 2018 - Junio 2022

Se realizaron las previsiones de evolución del mercado, esto es, de cantidad de clientes, energía eléctrica facturada, energía ingresada al sistema eléctrico de EDECHI y de demandas máximas de la empresa para cada año del periodo tarifario. Se consideró el ingreso del sistema eléctrico de Changuinola a partir de julio de 2015.

La información se agrupó por año tarifario y de ese modo se realizaron las proyecciones. En el Anexo II se muestra la información histórica recopilada y las previsiones realizadas.

La energía ingresada a la red se estimó a partir de las ventas proyectadas (incluyendo grandes clientes) y las pérdidas eficientes proyectadas resultantes de las ecuaciones de eficiencia.

En base a estos resultados y los factores de carga obtenidos de la información en el Plan Indicativo de Demandas 2018-2038, se estimó la demanda máxima.

Los valores de energía ingresada al sistema y de demanda máxima corresponden a valores eficientes, esto es, considerando pérdidas eficientes.

Los cuadros siguientes muestran la información de mercado considerada en el cálculo del IMP para EDECHI:

Tabla 69 Estimación del Número de Usuarios - EDECHI

Años	Usuarios
JUL17 - JUN18	151,142
JUL18 - JUN19	156,130
JUL19 - JUN20	161,282
JUL20 - JUN21	166,604
JUL21 - JUN22	172,102

Tabla 70 Estimación de la Energía Facturada - EDECHI

Años	Energía Facturada sin AP	Energía Facturada AP	Energía Facturada Total
JUL17 - JUN18	796,439	38,826	835,265
JUL18 - JUN19	816,350	40,767	857,117
JUL19 - JUN20	836,759	42,806	879,564
JUL20 - JUN21	857,678	44,946	902,624
JUL21 - JUN22	879,120	47,193	926,313

Tabla 71 Estimación de la energía ingresada al sistema - EDECHI

Años	Energía Ingresada Total [MWh]
JUL17 - JUN18	909,577
JUL18 - JUN19	928,758
JUL19 - JUN20	953,072

Años	Energía Ingresada Total [MWh]
JUL20 - JUN21	978,050
JUL21 - JUN22	1,003,710

Tabla 72 Estimación de la Demanda Máxima - EDECHI

Años	Demanda Máxima [MW]
JUL17 - JUN18	152.7
JUL18 - JUN19	155.9
JUL19 - JUN20	160.0
JUL20 - JUN21	164.2
JUL21 - JUN22	168.5

b) 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, que se indican en la tabla 73 y el promedio para cada año tarifario en la tabla 74.

Tabla 73 Precios monómicos previstos para EDECHI por semestre del periodo tarifario

Concepto		2018	2019		2020		2021		2022
		2 do Semestre	1 er Semestre						
Demanda Máxima EDECHI	MW	159.45	158.36	164.02	161.65	167.79	165.16	173.1	167.69
Energía Prevista EDECHI	MWh	452,516	467,706	460,532	479,392	467,810	489,616	477,129	498,887
Sistemas Aislados	MWh	17,400	17,400	17,400	17,400	17,400	17,400	17,400	17,400
PRECIOS PROMEDIOS									
Potencia Contratada	MW	143.68	166.68	164.46	111.80	82.80	27.96	28.16	35.46
Costo Total Potencia Contratos	miles B/.	10,159.50	8,154.01	8,219.49	6,906.40	4,577.53	2,216.97	2,253.24	2,708.22
Precio Promedio Potencia	B./kW-mes	15.45	14.53	14.56	18.07	20.07	28.05	28.06	26.65
Energía Contratada	MWh	402,074.25	378,940.45	385,792.37	325,799.71	310,882.07	145,441.33	151,118.40	168,141.20
Costo Total Energía Contratos	miles B/.	37,028.43	38,629.09	41,010.46	33,056.40	32,364.17	16,543.98	18,133.65	18,608.98
Precio Promedio Energía	B./MWh	92.09	101.94	106.30	101.46	104.10	113.75	120.00	110.67
MERCADO OCASIONAL									
Costo Marginal Proyectado	B./MWh	64.89	64.89	64.89	76.49	76.49	45.72	45.72	52.64
Costo Mercado Ocasional	miles B/.	712	1,176	380	1,749	250	8,449	7,921	8,982
Energía en el Mercado Ocasional	MWh	10,969	18,127	5,850	22,860	3,271	184,795	173,254	170,627
Porcentaje sin Contratar	%	2%	4%	1%	5%	1%	38%	36%	34%
RESERVA									
Costo de Reserva	miles B/.	29	0	0	97	395	1,417	1,454	1,321
Potencia en Reserva	MW	1.53	0.00	0.00	5.19	21.16	75.94	77.93	70.79
Porcentaje sin Contratar	%	1%	0%	0%	3%	13%	46%	45%	42%
Costo Total compras	miles B/.	53,801	56,984	58,584	56,043	54,062	45,610	46,556	48,625
Monómico Compras	B./MWh	114.49	117.47	122.58	112.81	111.42	89.96	94.14	94.18
SERVICIOS AUXILIARES									
Costo Servicios Auxiliares	miles B/.	2,460	2,460	2,460	2,460	2,460	2,460	2,460	2,460
Autoabastecimiento									
Costo de Autoabastecimiento	miles B/.	0	0	0	0	0	0	0	0
Mónomico Total	B./MWh	124.33	131.37	132.55	126.21	120.82	102.26	102.73	106.41
Monómico de Transmisión									
Costo Transmisión	miles B/.	2,636	4,126	4,126	4,176	4,176	3,154	3,154	3,154
Energía Prevista	MWh	452,516	467,706	460,532	479,392	467,810	489,616	477,129	498,887
(M\$*1000/MWh Transmisión) monómico de transmisión	B./MWh	5.82	8.82	8.96	8.71	8.93	6.44	6.61	6.32
Monómico Total (G + T)	B./MWh	130.15	140.20	141.51	134.92	129.75	108.71	109.34	112.73

Fuente: ASEP

Los precios medios ponderados por año tarifario resultan:

Tabla 74 Precios monómicos previstos para EDECHI por año del periodo tarifario

Monómico TOTAL más cargos de transmisión	Prom 2018-2019	Prom 2019-2020	Prom 2020-2021	Prom 2021-2022
EDECHI (\$/MWh)	135.18	138.22	119.23	111.03

c) Tasa de depreciación

Para el cálculo del ingreso máximo permitido se requiere disponer de la tasa de depreciación de los activos, la cual de acuerdo al Régimen Tarifario vigente se calcula como el promedio ponderado de la depreciación de los activos de la empresa a partir de la vida útil de cada uno. La información necesaria es extraída de los Informes Regulatorios de los años 2014 a 2017, tanto general como por ítem de activo.

La tabla siguiente muestra los datos y valores resultantes por ítem y el total de activos agrupados.

Tabla 75 Tasas de depreciación informes regulatorios - EDECHI

Tipo de Activo	Depreciación [Balboas]	Activo Bruto[Balboas]	Depreciación
DISTRIBUCIÓN			
Año 2014	3,212,093.88	139,784,454.42	2.30%
Año 2015	3,759,670.57	154,452,371.41	2.43%
Año 2016	3,920,683.76	178,686,044.86	2.19%
Año 2017	4,572,447.37	196,754,407.14	2.32%
Promedio Años 2014-2017	3,630,816.07	157,640,956.90	2.31%
COMERCIALIZACIÓN			
Año 2014	462,843.12	9,205,715.77	5.03%
Año 2015	303,376.43	10,054,430.78	3.02%
Año 2016	393,555.24	10,898,945.45	3.61%
Año 2017	447,609.63	11,780,883.17	3.80%
Promedio Años 2014-2017	386,591.60	10,053,030.66	3.86%
ALUMBRADO PÚBLICO			
Año 2014	234,042.00	7,853,912.67	2.98%
Año 2015	251,645.00	8,522,737.67	2.95%
Año 2016	269,309.00	9,301,573.00	2.90%
Año 2017	317,001.00	10,469,930.00	3.03%
Promedio Años 2014-2017	251,665.33	8,559,407.78	2.96%

El Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas (SRUC) establece los siguientes rangos para la depreciación de los activos:

- Distribución = 3.0% a 3.5%,
- Comercialización = 3.3% a 7.0%,
- Alumbrado Público = 3.3% a 7.0%.

Finalmente, para la definición de la tasa de depreciación se tomaron valores de referencia ajustados a los límites definidos en el SRUC resultando:

- Distribución = 3.0%,
- Comercialización = 3.86%,

- Alumbrado Público = 3.3%.

2. Base de Capital

Se presentan los resultados obtenidos del cálculo de la base de capital inicial y la base de capital proyectada para el periodo Julio 2018 a Junio 2022.

a) Base de Capital a junio de 2018

(1) Documentación aportada por EDECHI

Las inversiones realizadas en los años 2014, 2015, 2016, 2017 se han obtenido de las planillas CC generadas por ASEP previstas en la Contabilidad Regulatoria. Estas son generadas a partir de información enviada por la empresa en el formato requerido por el sistema regulatorio de cuentas (SRUC), pero sin la información georeferenciada. Los montos de inversión total por cuenta y total anual detallados en las planillas CC se compararon con los declarados en la contabilidad regulatoria en la planilla BS-01 para cada uno de los años. Cabe destacar que para el año 2015 se observa que el monto total de adiciones es 35 % mayor en la planilla BS-01 respecto de la planilla CC, el cual según la empresa distribuidora se debe a la incorporación de Changuinola. En lo que respecta a los otros años los montos por línea de negocios son diferentes, posiblemente esta diferencia se debe a una imputación distinta en las planillas CC respecto de la BS-01. El detalle de las inversiones por cuenta y por año se toma de las planillas CC generadas por ASEP. La proyección de inversiones para el primer semestre de 2018 se obtiene del archivo Excel “EDECHI 1erSem2018 BS-01 y Proyectos” con el cual se pudo completar los datos requeridos por la planilla CC 2018. Esta información, así como algunas de las obras realizadas durante el año 2017 y anteriores, fueron inspeccionadas por ASEP.

Los retiros realizados en los años 2014, 2015, 2016 y 2017 se han obtenido de los Balances Regulatorios, específicamente de las planillas BS-01 para cada uno de los años (existe un detalle enviado por la empresa pero se declara un monto menor de retiro al declarado en BS-01). Para el primer semestre del 2018 la empresa no presenta ninguna estimación de retiros.

Detalles sobre las adiciones se obtuvieron de los archivos de “Proyectos y cuentas EDECHI 20xx” para los años 2014, 2015, 2016 y 2017.

También se dispone de los balances regulatorios y financieros para los años 2014, 2015, 2016 y 2017. Se han verificado aspectos puntuales de los mismos relacionados con la información detallada en las planillas CC.

(2) Valores de partida

Como datos de partida se adopta la base de capital aprobada por ASEP hasta diciembre del año 2013 mediante la Resolución AN N° 7655-Elec de 25 de julio de 2014. Dado que el último semestre del año 2014 fue estimado en la revisión anterior a los efectos del cálculo del IMP se analiza el año 2014 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 31/12/2013 se toman con la eficiencia determinada en el estudio tarifario anterior, a fin de que la base de partida sea la misma de la mencionada Resolución AN N° 7655-Elec. Los valores originales a Diciembre de 2013 se muestran en el cuadro siguiente:

Tabla 76 Base de Capital Inicial a Diciembre de 2013 - EDECHI [Balboas]

EDECHI 2013	BCBruto	BCNeta
Propiedades y planta	7,382,386	789,196
Sistema de distribución	106,492,588	44,058,057
Alumbrado Público	7,440,117	3,841,775
Comercialización	9,199,146	3,934,078
Total 2013	130,514,237	52,623,107

Es importante destacar que en la presente revisión se ha mantenido la información aportada en la revisión anterior en cuanto a adiciones y retiros de activos desde el 31 de diciembre del 2001 hasta diciembre del año 2013. Con esta información anterior y la aportada por la empresa para el periodo 2014-2018 es posible contar con un mayor detalle de la evolución de las inversiones en las diferentes cuentas. En particular permite imputar correctamente la depreciación de los activos incorporados en el periodo 2002-2013, para los cuales se tiene una vida útil definida y no se necesita calcular una vida útil promedio. Es importante destacar que se adiciona la base bruta y neta de los activos de Changuinola en junio 2015.

(3) *Criterios para el análisis de eficiencia de las inversiones*

Las inversiones presentadas por la empresa han sido revisadas y se aplica sobre las mismas, cuando corresponde, criterios de eficiencia. El detalle y la información de las inversiones presentada por EDECHI han sido insuficientes en la mayoría de las cuentas de cada línea de negocios.

La presentación de las obras a través de los códigos descriptores, y no con la nueva normativa de georreferenciación hace que no se puedan auditar debidamente las obras declaradas. Situación similar se presenta en el caso de los centros de transformación, acometidas y en la mayoría de las cuentas presentadas. Sumado a esto se han realizado múltiples pedidos de información sobre obras concretas realizadas y los costos correspondientes habiendo respondido en la mayoría de los casos con información insuficiente. En virtud de ello se han adoptado criterios generales de eficiencia que contemplan en algunos casos costos internacionales, criterios de asimetría de información y de costos considerados de operación y mantenimiento.

Los criterios utilizados para evaluar los activos han sido las siguientes:

- Coeficiente de Asimetría
 - a) 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.

El regulado (la empresa distribuidora) posee 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. Esto sumado a la gran cantidad de requerimientos realizados para obtener información fundamentalmente relacionada con los costos de las obras, con respuesta totalmente insuficiente por parte de la distribuidora (en algunas obras se presenta el pliego de llamado de licitación, valores referenciales y diferencias entre lo adjudicado y lo declarado en la información final).

Debe agregarse a esto que oportunamente la ASEP diseñó un sistema de contabilidad regulatoria que podría reducir esta asimetría, mediante el cual se podían volcar las obras a

través de proyectos en un sistema georeferenciado, partiendo de un estado inicial. Nada de esto realizó EDECHI, dificultando de este modo la posibilidad de verificar.

- b) En relación con la cuenta edificios y mejoras, de la línea de negocios propiedad y planta, se observa un precio del m² construido muy variable, no resultando clara la información. Contemplando estos valores, se le aplica el coeficiente de asimetría.
- c) En el caso de las líneas de alta tensión y subestaciones se observa una notable diferencia entre costos declarados y los proyectados inicialmente, no existiendo un buen grado de detalle de las mismas. En estos casos se aplicó el coeficiente de asimetría.
- d) Para las acometidas se utiliza el coeficiente de asimetría.
- e) En relación con los centros de transformación se ha observado una dispersión entre los valores de la empresa y los costos internacionales, no pudiendo definirse una tendencia determinada. En este caso se adopta el coeficiente de asimetría.
- f) En el caso del alumbrado público, se detallan el número de luminarias y tipo, pero no la potencia. Teniendo en cuenta tanto la disparidad de precios como en algunos casos costos excesivos respecto de los internacionales e inclusive en los distintos años en la misma empresa se aplica el coeficiente de asimetría.
- g) En cuanto a los equipos de protección y despachos de maniobras y SCADA, tomando en cuenta los costos operativos se adopta el coeficiente de asimetría.

- Comparación con Costos Internacionales

- h) En relación con las líneas aéreas y subterráneas de media tensión y de baja tensión se han aplicado los siguientes criterios para calcular el coeficiente de eficiencia:
 - Si la información es completa y se dispone de costos internacionales para líneas similares se adoptan los costos internacionales. Si el coeficiente de eficiencia resultante de la comparación con costos internacionales es menor a 0.9 se adopta 0.9 como límite mínimo.
 - En el caso de no disponer de información suficiente se adopta el criterio de asimetría.

- Coeficiente de Operación y Mantenimiento (OYM)

- i) En algunas obras de distribución la información presentada no permite determinar claramente si corresponde a obras capitalizables o acciones de mantenimiento del sistema (construyéndose parte de obras con cables o postes existentes, obras de pequeñas longitudes u obras que no contiene todos los componentes, etc.).

En todos estos casos se utiliza como índice de eficiencia el coeficiente de operación y mantenimiento que considera que en realidad esas obras no son inversiones (coeficiente igual a 0).

Esto está además sustentado en el hecho de que la calidad de servicio no ha sido la adecuada en el periodo. Se ha aplicado el coeficiente de operación y mantenimiento cuando la obra presenta al menos una de las siguientes características:

- Tiene menos de dos postes y/o menos de 50 m de longitud en el caso de líneas aéreas; o
- La longitud de la línea es menor de 20 metros en el caso de línea subterránea; o

- Si la mano de obra y/o materiales representan un valor menor al 1% o mayor al 99% del costo de la obra
- Inversiones del I Semestre de 2018
- j) Para el 1º semestre de 2018, teniendo en cuenta los coeficientes de eficiencia aplicados en años anteriores y teniendo en cuenta que la totalidad de inversiones previstas son muy superiores a la media de los años anteriores, se aplica un coeficiente general de 0.80.
- k) Por otro lado se han excluido las obras detectadas por el informe de Auditoría de ASEP, que no iban a entrar en funcionamiento antes de 1 de julio de 2018.
- Con respecto al desarrollo de software, en particular licencias de software, se observan costos excesivos en estos rubros, particularmente el desarrollo de software para contabilidad regulatoria que no se verifica haya sido aplicado para un adecuado seguimiento de las inversiones. Sumado a esto, hay software utilizado en forma conjunta por EDEMET y EDECHI y discriminado en ambas empresas. En general se aplica el coeficiente de asimetría de la información a las inversiones declaradas, pero para el desarrollo de software de contabilidad regulatoria y algunos otros, se aplica un coeficiente de 0.5 por lo arriba expresado. A título de ejemplo, el software de contabilidad regulatoria desarrollado oportunamente por ASEP tiene costos mucho menores que cualquier software declarados por EDECHI a tal efecto.
- En cuanto a los medidores se ha efectuado un análisis de los medidores incorporados y la cantidad de usuarios nuevos en el periodo más los retiros de medidores declarados y resulta una diferencia notable en esta relación (la cantidad de medidores incorporados según las planillas CC son superiores a estas relaciones), lo cual no tiene una explicación adecuada. Por lo que se adopta un coeficiente de 0.8.

Con los criterios definidos y con los costos de referencia se aplicaron los factores resultantes a cada uno de los ítems detallados en las planillas correspondientes obteniéndose finalmente los valores de inversiones a reconocer para cada uno de los años.

Los coeficientes de eficiencia aplicados pueden observarse en las planillas *CC-EDECHI-2014*, *CC-EDECHI-2015*, *CC-EDECHI-2016*, *CC-EDECHI-2017* y *CC-EDECHI-2018*. En ellas se encuentran los montos totales de adición, discriminados por líneas de negocios y cuentas en forma detallada, para cada uno de los años que conforman el presente periodo de revisión tarifaria.

(4) Base de Capital a Junio de 2018

Como se mencionó anteriormente para cada año (aaaa) del periodo de revisión tarifaria se genera una planilla denominada originalmente como “*CC-01-AD-aaaa-EDECHI*” donde se aplican los coeficientes de eficiencias sobre las adiciones correspondientes a ese año en particular.

A partir de los datos volcados en tales planillas, se genera una planilla que permite calcular la base de capital bruta y neta al inicio del periodo tarifario, denominada “*AA-EDECHI*”. Estas planillas tienen en cuenta las adiciones hasta el año correspondiente con los respectivos coeficientes de eficiencia aplicados, los retiros producidos hasta ese año en función de sus respectivas fechas de alta y la base de capital de partida a diciembre del 2001.

Cabe destacar que se toma la Base Bruta descontando todos los activos que han cumplido su vida útil, por lo que han sido depreciados en su totalidad (Ver Anexo VII). Esto implica que no se considera depreciación y rentabilidad en activos que ya fueron amortizados totalmente.

En el mes de Julio de 2015 se incorporan los activos de Changuinola a la Base Bruta y Neta de EDECHI.

Con respecto a los retiros presentados por la empresa, sobre la base de una hipótesis de que son componentes retirados antes de cumplir su vida útil, los mismos no han sido restados ni de la base de capital bruta ni de la base de capital neta, lo que implica que seguirán percibiendo depreciación y rentabilidad hasta que cumplan su vida útil, restándose de la base de capital solamente los activos totalmente depreciados. Es importante destacar que estos activos retirados no deberán ser reutilizados como activo nuevo.

Los resultados del análisis anterior, que incluyen los activos brutos y netos a junio de 2018, quedan reflejados en la siguiente tabla:

Tabla 77 Activos e Inversiones Declaradas 2014 – Jun 2018 – EDECHI [Balboas]

EDECHI 2014	Inversiones	Eficiencia	Inversiones Eficientes	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	1,275,811.54	0.90	1,149,174.94	2,977,520.95	1,908,266.33
Sistema de distribución	8,595,478.49	0.77	6,593,945.11	108,439,483.89	50,436,599.10
Alumbrado Público	611,593.03	0.90	550,433.73	8,652,664.10	4,449,585.78
Comercialización	660,890.25	0.80	528,712.20	10,242,708.89	4,423,847.39
Total	11,143,773.31		8,822,265.98	130,312,377.83	61,218,298.59
EDECHI 2015	Inversiones	Eficiencia	Inversiones Eficientes	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	917,175.86	0.82	753,356.78	4,619,808.74	3,332,795.29
Sistema de distribución	10,289,030.28	0.63	6,435,897.78	123,204,507.52	55,427,920.00
Alumbrado Público	717,101.01	0.90	645,390.91	9,298,055.01	4,701,673.77
Comercialización	682,413.00	0.80	545,930.40	11,054,194.29	4,526,580.69
Total	12,605,720.15		8,380,575.87	148,176,565.55	67,988,969.75
EDECHI 2016	Inversiones	Eficiencia	Inversiones Eficientes	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	1,105,575.67	0.90	989,743.47	5,517,820.25	3,845,978.92
Sistema de distribución	23,273,467.40	0.83	19,220,715.51	141,038,124.95	69,317,338.88
Alumbrado Público	778,834.53	0.90	700,951.08	7,041,779.58	5,080,999.62
Comercialización	805,417.90	0.80	644,334.32	11,698,528.61	4,702,220.80
Total	25,963,295.50		21,555,744.38	165,296,253.39	82,946,538.21
EDECHI 2017	Inversiones	Eficiencia	Inversiones Eficientes	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	1,102,455.87	0.93	1,027,010.28	6,436,586.92	4,122,432.45
Sistema de distribución	16,573,617.79	0.79	13,155,562.02	154,103,127.74	77,762,136.35
Alumbrado Público	1,066,066.35	0.90	959,459.72	8,001,239.30	5,720,296.90
Comercialización	811,234.00	0.80	648,987.20	7,777,100.88	4,927,706.78
Total	19,553,374.01		15,791,019.22	176,318,054.85	92,532,572.48
EDECHI 2018/junio	Inversiones	Eficiencia	Inversiones Eficientes	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	2,264,763.68	0.80	1,811,810.95	8,248,397.87	5,499,831.66
Sistema de distribución	6,598,284.66	0.80	5,278,627.72	159,381,755.47	80,475,087.86
Alumbrado Público	600,000.00	0.80	480,000.00	8,481,239.30	6,016,901.26
Comercialización	889,524.30	0.80	711,619.44	8,488,720.32	5,476,032.79
Total	10,352,572.63		8,282,058.11	184,600,112.96	97,467,853.57

Se destaca que el coeficiente de eficiencia del sistema de distribución para el año 2018 aparenta ser muy bajo pues se han restado obras importantes detalladas por la distribuidora y que no están operativas.

En la tabla 78 se sintetiza la Base de Capital a junio de 2018 estimada para la empresa a través del análisis realizado.

Tabla 78 Base de Capital a Junio 2018 – EDECHI [Balboas]

Tipo de Activo	BCBruta	BCNeta
Sistema de distribución	167,213,055.92	85,624,519.68
Alumbrado Público	8,481,239.30	6,016,901.26
Comercialización	8,905,817.74	5,826,432.63
Total	184,600,112.96	97,467,853.57

b) Ajuste por actividades no reguladas

De acuerdo a lo establecido por 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.

Para tal fin se obtuvieron del balance regulatorio para el año 2017 los siguientes valores:

Tabla 79 Factor de corrección de actividades no reguladas - EDECHI

Detalle	Valor [Balboas]
(D) Ingresos no regulados	235,170
(A) Ingresos por venta de energía	153,457,135
(B) Compras de energía	- 110,053,410
(E) Ingreso neto (A) + (B)	43,403,725
FCBC (E) / [(E) + (D)]	0.995

Los ingresos no regulados estimados a partir de información brindada por la empresa es un valor muy bajo en relación con las características de este tipo de actividades. Por otro lado, la situación en este aspecto debería ser similar a la de ENSA, por lo cual se adopta el mismo valor de ENSA para estas actividades, esto es 0.97 (tabla 46).

c) Base de Capital Inicial del Periodo 2018-2022

El coeficiente de ajuste anterior, aplicados a los activos brutos y netos totales, permiten obtener los valores de Activos Brutos y Netos para el año inicial, correspondientes solo a actividades reguladas, tal como se aprecia en la tabla a continuación.

Tabla 80 Base de Capital Bruta y Neta, inicial y ajustada, a junio 2018 – EDECHI [Miles de Balboas]

Base de Capital	Activos al Año Base	FCBC	Activos al Año Base Ajustados
Valor Bruto Base de Capital Distribución	167,213	0.97	162,197
Valor Bruto Base de Capital Comercialización	8,906	0.97	8,639
Valor Bruto Activos Fijos Alumbrado Público	8,481	0.97	8,227
Total Activos Brutos	184,600		179,062

Base de Capital	Activos al Año Base	FCBC	Activos al Año Base Ajustados
Valor Neto Base Capital Distribución	85,625	0.97	83,056
Valor Neto Base Capital Comercialización	5,826	0.97	5,652
Valor Neto Activos Fijos Alumbrado Público	6,017	0.97	5,836
Total Activos Netos	97,468		94,544

d) **Inversiones eficientes en distribución y comercialización**

(1) ***Inversiones eficientes determinadas a partir de las ecuaciones de eficiencia***

La aplicación de las ecuaciones de eficiencia aprobadas mediante la Resolución AN No.12688-Elec de 30 de agosto de 2018, realizando el ajuste de adaptación de los costos de EE.UU. a Panamá, da lugar a los activos eficientes en Distribución y Comercialización para EDECHI por periodo, que se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 81 Activos Eficientes – EDECHI [Balboas]

Activo	JUL17 - JUN18	JUL18 - JUN19	JUL19 - JUN20	JUL20 - JUN21	JUL21 - JUN22
Distribución AD	311,096,618	320,719,025	330,897,471	341,400,385	352,238,188
Comercialización AC	22,366,810	23,090,476	23,837,555	24,608,806	25,405,011
Activos Totales	333,463,428	343,809,501	354,735,027	366,009,192	377,643,199

A partir de dichos activos, mediante las diferencias de valores entre un año y el inmediato anterior, surgen las inversiones eficientes en distribución y comercialización, que se muestran en la tabla que sigue.

Tabla 82 Inversiones Eficientes - EDECHI [Balboas]

Inversiones	JUL18 - JUN19	JUL19 - JUN20	JUL20 - JUN21	JUL21 - JUN22
Distribución ID	9,622,407	10,178,446	10,502,914	10,837,803
Comercialización IC	723,666	747,080	771,251	796,204
Inversiones Totales	10,346,073	10,925,526	11,274,165	11,634,007

(2) ***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 estas se agregan a partir de lo previsto en los planes de expansión presentados por EDECHI mediante notas CM-101-18 y CM-317-18, fechadas 30 de enero y 14 de marzo de 2018, y a ajustes incorporados por la ASEP para considerar aquellas que quedaron rezagadas del periodo anterior.

En la siguiente tabla se presentan las inversiones en alta tensión:

Tabla 83 Inversiones adicionales en líneas y subestaciones de AT – EDECHI [Miles de Balboas]

Concepto	2018 2do Sem	2019	2020	2021	2022 1er Sem	Total
Nuevo Transformador para la subestación Tijeras	-	431.87	-	-	-	431.87
Nueva subestación Changuinola II	-	3,000.00	1,500.00	-	-	4,500.00

Concepto	2018 2do Sem	2019	2020	2021	2022 1er Sem	Total
Arquitectura de red de la subestación Changuinola II	-	-	750.00	1,360.00	610.00	2,720.00
Arquitectura de red de las subestaciones Changuinola – Almirante	-	1,630.00	1,450.00	-	-	3,080.00
Nueva SE Veladero	-	-	2,000.00	4,950.00	-	6,950.00
Arquitectura de red de la subestación Veladero	-	320.00	320.00	-	-	640.00
TOTAL	0.00	5,381.87	6,020.00	6,310.00	610.00	18,321.87

Adicionalmente se prevé la incorporación de otras inversiones especiales en Circuitos MT, Refuerzos para Plantas Potabilizadoras (ID) y colocación de 186 medidores inteligentes (IC) para los clientes con demanda entre 50 y 100 kW. Esta última inversión es adicional a la ya aportada para el periodo de 2018 a 2022 que correspondía a los clientes con demanda igual o mayor a 100 kW, que la empresa debe culminar.

Tabla 84 Inversiones Adicionales Especiales – EDECHI [miles de Balboas]

Concepto	2018 2do Sem	2019	2020	2021	2022 1er Sem	Total
Planta Potabilizadora Changuinola (Línea MT e ITC)	0	750	0	0	0	750
Planta Potabilizadora Almirante (Línea MT,ITC, Interruptor dentro de S/E)	0	585	0	0	0	585
Conversión a 13.2 y a 34.5 kV - Santo Domingo	0	350	350	0	0	700
Conversión 4.16 kV a 13.2 kV - La Concepción	0	250	250	0	0	500
Nuevo Circuito en 34.5 kV SE Changuinola II a SE Almirante	0	250	250	0	0	500
TOTAL MT y Refuerzos Plantas Potabilizadoras	0	2,185	850	0	0	3,035
Implantación de Medidores Inteligentes (Smart Metering) - 186 Medidores*	0	52	53	54	27	186

Asimismo se consideran fondos para inversiones en electrificación rural, las cuales se muestran en la siguiente tabla. Las poblaciones a ser consideradas para utilizar los fondos incluidos como inversiones adicionales en electrificación rural se encuentran en el Anexo VI de este documento. La empresa deberá determinar, junto con la Oficina de Electrificación Rural, las poblaciones más urgentes y los presupuestos para que se realicen dentro del periodo.

Tabla 85 Inversiones Adicionales en Electrificación Rural – EDECHI [miles de Balboas]

Concepto	2018 2do Sem	2019	2020	2021	2022 1er Sem	Total
Electrificación Rural	0	350	350	340	160	1,200

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

Tabla 86 Inversiones No Contempladas en las Ecuaciones de Eficiencia – EDECHI [Miles de Balboas]

Concepto	JUL18 - JUN19	JUL19 - JUN20	JUL20 - JUN21	JUL21 - JUN22
Inversiones Alta Tensión	2,111.87	6,540.00	5,500.00	4,170.00
Inversiones Especiales	1,175.00	1,435.00	425.00	-
Inversiones Electrificación Rural	175.00	350.00	350.00	325.00
Medición Inteligente	26.00	52.00	54.00	54.00
Total Inversiones adicionales Distribución	3,461.87	8,325.00	6,275.00	4,495.00
Total Inversiones adicionales Comercialización	26.00	52.00	54.00	54.00

Considerando las inversiones resultantes de las ecuaciones de eficiencia y las adicionales, resulta el total de inversiones para el periodo julio 2018 a junio 2022 de distribución y comercialización:

Tabla 87 Inversiones totales en Distribución y Comercialización – EDECHI [miles de Balboas]

INVERSIONES TOTALES		JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22	TOTALES
Distribución	ID	13,084.28	18,503.45	16,777.91	15,332.80	63,698.44
Comercialización	IC	749.67	799.08	825.25	850.20	3,224.20
TOTAL INVERSIONES		13,833.95	19,302.53	17,603.16	16,183.01	66,922.65

Los costos agregados a las Inversiones Eficientes 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 eficientes los costos estimados en este IMP.

e) Inversiones eficientes en Alumbrado Público

Para la determinación de ACT_{ALUMt} y $ACTN_{ALUMt}$ se tomó en consideración el valor del activo fijo a junio del año 2018 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 los proyectos específicos a ejecutar, considerando el crecimiento vegetativo en sodio y LED y el reemplazo de iluminación actual de sodio por LED.

La cantidad de luminarias que se reportaron existentes en EDECHI al 31 de marzo de 2018 fue de 58,804, de acuerdo con la nota CM-471-18 del 20 de abril de 2018. Para aproximar este valor, a la cantidad de luminarias al 30 de junio de 2018 (es decir al final el periodo tarifario 2014-2018) se asume que durante el trimestre abril-junio de 2018, EDECHI está instalando la mitad de las 733 luminarias que proyecta como crecimiento vegetativo para el segundo semestre del 2018. Luego el valor base de cantidad de luminarias al 30 de junio de 2018 es de 59,170 luminarias.

Además, de la nota CM-019-18 del 8 de enero del 2018 se obtuvieron los valores del crecimiento vegetativo de luminarias, en las dos tecnologías: sodio y LED. Igualmente, se incorporan proyectos especiales que quedaron pendientes del periodo tarifario anterior a los que se contempla instalar luminarias LED y, finalmente, se incorporan una cantidad de luminarias LED para reemplazar luminarias de tecnología sodio a LED.

Tomando en cuenta estos datos, se detalla a continuación la cantidad de luminarias a incorporar anualmente, por año tarifario:

Tabla 88 Cantidad de Luminarias a Incorporar - EDECHI

Concepto	JUL18 / JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21 / JUN22	Totales
Crecimiento vegetativo - sodio	655	1,314	1,314	1,314	4,597
Crecimiento vegetativo - LED	116	232	232	232	812
Proyectos especiales - LED	754	700	-	-	1,454
Total de Luminarias a Incorporar	1,525	2,246	1,546	1,546	6,863

El detalle de los proyectos especiales es el siguiente:

Tabla 89 Proyectos especiales - EDECHI

Proyectos especiales	Período de la revisión tarifaria al que corresponden	Cantidad prevista	Inversión prevista [Balboas]
Carretera David-Boquete - LED	IMP 2014-2018	800	1,017,600
Carretera Concepción-Cerro Punta - LED	IMP 2014-2018	600	763,200
Centro Penitenciario - LED	IMP 2018-2022	54	67,830
Proyectos Especiales Luminarias LED para reemplazo de luminarias de sodio	IMP 2018-2022	6,385	2,452,000

Se observa, que la cantidad de luminarias correspondientes a Proyectos Especiales de Luminarias LED para reemplazo de luminarias de sodio, no se consideran en las cantidades de luminarias incorporadas ya que se trata justamente de reemplazos.

Integrando el total de luminarias incorporadas al total de junio de 2018, resultan los totales por periodo que se detallan a continuación:

Tabla 90 Evolución de la cantidad total de luminarias durante el período - EDECHI

Jun18	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
59,170	60,695	62,941	64,487	66,033

Las inversiones previstas para el periodo tarifario en Alumbrado Público resultan de información provista por la empresa y revisada con la de las otras dos empresas distribuidoras. Las luminarias por crecimiento vegetativo tienen un costo de B/.256 para sodio y de B/.552 para LED, en función del costo de la lámpara, la estructura y el costo de la instalación. Los proyectos especiales LED incorporados que son para reemplazos, tienen un costo de B/.384 que sólo incorpora el costo de la lámpara y el reemplazo de la de sodio.

Tabla 91 Inversiones Totales en Alumbrado Público – EDECHI [Miles de Balboas]

Concepto	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22	Total
Luminarias crecimiento Vegetativo - Sodio	167.68	336.38	336.38	336.38	1,176.83
Luminarias crecimiento Vegetativo - LED	64.04	128.08	128.08	128.08	448.29
Proyectos especiales	1,308.44	1,590.82	700.42	700.80	4,300.61
Total Inversiones en Alumbrado Público	1,540.16	2,055.28	1,164.88	1,165.27	5,925.59

f) Base de Capital proyectada del periodo 2018-2022

La inversión total que se incorpora para la expansión y desarrollo del sistema de distribución, comercialización y alumbrado público para el periodo es la siguiente:

Tabla 92 Inversiones Totales – EDECHI
[Miles de Balboas]

INVERSIONES		Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22	TOTALES
Inversiones en Distribución	ID	13,084.28	18,503.45	16,777.91	15,332.80	63,698.44
Inversiones en Comercialización	IC	749.67	799.08	825.25	850.20	3,224.20
Inversiones en AP	IAP	1,540.16	2,055.28	1,164.88	1,165.27	5,925.59
Total de Inversiones		15,374.11	21,357.81	18,768.05	17,348.27	72,848.24

Con la proyección de las inversiones totales de Distribución y Comercialización, las de Alumbrado Público y la base de capital ajustada a junio de 2018, resultan los activos (brutos y netos) de distribución y comercialización, para la empresa distribuidora que se muestra en la tabla siguiente.

Tabla 93 Base de capital bruta y neta al final de cada periodo – EDECHI
[Miles de Balboas]

EDECHI	BASE Jun 18	Jun-19	Jun-20	Jun-21	Jun-22
Valores Brutos					
Base de Capital de Distribución	162,197	175,281	193,784	210,562	225,895
Base de Capital de Comercialización	8,639	9,388	10,187	11,013	11,863
Activos Fijos AP	8,227	9,767	11,822	12,987	14,152
Valores Netos					
Base Capital Distribución	83,056	91,078	104,045	114,758	123,544
Base Capital Comercialización	5,652	6,053	6,475	6,891	7,299
Activos Fijos AP	5,836	7,080	8,779	9,534	10,252

3. Pérdidas de Energía en Distribución

Los porcentajes de pérdidas correspondientes a EDECHI se calculan aplicando los valores proyectados de energía ingresada (tabla 71) en la ecuación de eficiencia de pérdidas aprobada mediante la Resolución AN No.12688-Elec de 30 de agosto de 2018.

Tabla 94 Pérdidas eficientes - EDECHI

JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
7.71%	7.71%	7.71%	7.71%

4. Costos eficientes

a) Costos de administración, operación y mantenimiento y comercialización

Por medio de la aplicación de las ecuaciones de eficiencia aprobadas por la Resolución AN No.12688-Elec de 30 de agosto de 2018, modificada por la Resolución AN No.12745-Elec de 24 de septiembre de 2018, a los datos de clientes y de demanda máxima proyectados de EDEMET (punto 1. a) y realizado el ajuste de adaptación de los costos de EEUU a Panamá, valores de CLR y PPP a junio de 2018, se obtienen los siguientes costos eficientes:

Tabla 95 Costos de Explotación Eficientes – EDECHI [Balboas]

COSTO	JUL18 - JUN19	JUL19 - JUN20	JUL20 - JUN21	JUL21 - JUN22
OM	10,670,780	10,983,767	11,305,950	11,637,601
ADM	6,981,927	7,182,179	7,388,175	7,600,079
COM	11,806,900	12,198,128	12,602,318	13,019,902
TOTAL	29,459,607	30,364,073	31,296,443	32,257,582

b) Costos de operación y mantenimiento de Alumbrado Público

Para la obtención del costo unitario promedio de operación y mantenimiento a reconocer para alumbrado público se analizaron los valores de estos gastos en los Balances Regulatorios de los años 2016 y 2017, siendo estos valores de B/. 269,031 y B/.460,279, respectivamente. Luego, estos valores se dividieron entre la cantidad de luminarias al mes de junio de dichos años, los cuales fueron de 50,712 y 54,720 luminarias, respectivamente. Con estos datos se obtienen los valores de 5.30 B/./luminaria para el 2016 y 8.41 B/./luminaria para el 2017 (ajustados a junio de 2018 por el índice tarifario). Por otro lado, el costo por luminaria reconocido en la revisión anterior para EDECHI actualizado (con factor de ajuste tarifario 2014-2018, igual 1.0334 obtenido a partir de los factores de actualización de cargos VAD de alumbrado público) resulta de 4.28 B/./luminaria.

Sin embargo, dada la incorporación de CHANGUINOLA a EDECHI en 2015, zona que presenta costos de operación y mantenimiento mayores al ser de carácter rural, se ha adoptado como criterio para definir el valor a reconocer por OyM, el promedio de los valores estimados a partir de los balances regulatorios del 2016 y del 2017, resultando así en un valor de 6.95 B/./luminaria.

En base a lo anterior, los valores resultantes para cada año del período tarifario son los que se muestran en la siguiente tabla, resultante del costo eficiente adoptado y del valor medio de la cantidad de luminarias para cada periodo.

Tabla 96 Costos operación y mantenimiento de alumbrado público - EDECHI

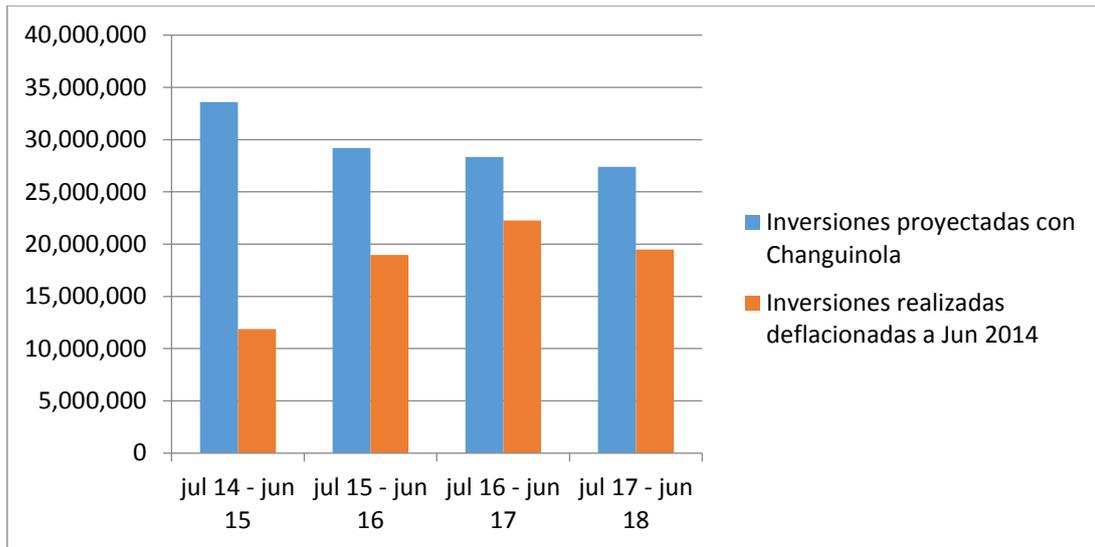
Detalle	JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
Cantidad Promedio de luminarias	59,933	61,818	63,714	65,260
Valor OyM de AP [B/./luminaria]	6.95	6.95	6.95	6.95
Costo de OyM de AP [Miles de Balboas]	416.53	429.64	442.81	453.56

5. Descuento por inversiones no ejecutadas

Las inversiones declaradas por la empresa, realizadas en el período julio 2014 a junio 2018 han sido comparadas con aquellas efectivamente reconocidas por la ASEP en ocasión del cálculo del IMP de dicho período.

En la gráfica siguiente se muestran las diferencias encontradas:

Gráfica 3 Inversiones reconocidas vs. Ejecutadas – EDECHI



Cabe indicar que las inversiones ejecutadas declaradas por la empresa están a precios corrientes de cada año, las cuales deben ser deflacionadas a valor a Junio 2014, fecha a la que están referenciadas las inversiones reconocidas en el cálculo del IMP del periodo Julio 2014 a Junio 2018.

A efectos de referir las inversiones a precios corrientes a la fecha de referencia del periodo tarifario vigente se calcularon los ingresos de VAD percibidos por la empresa en cada año tarifario del periodo, los cuales fueron divididos entre la energía vendida en ese periodo, obteniendo el precio promedio real de cada año tarifario. Haciendo los cocientes entre cada uno de esos valores y el inicial se obtuvieron los índices que se aplicaron para referir las inversiones realizadas en cada año al año base.

Se observa que los cuatro años del período tarifario que finaliza en Junio de 2018, las inversiones ejecutadas han estado por debajo de las inversiones reconocidas en el cálculo del IMP vigente. Las inversiones acumuladas ejecutadas deflacionadas en el período Julio 2014 a Junio 2018 son un 37.5% menor a las inversiones acumuladas reconocidas en el cálculo del IMP de dicho período.

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

Para esto, se procedió utilizando el procedimiento explicado en el numeral 5 del Cálculo del IMP de EDEMET. En la tabla siguiente se muestran los resultados obtenidos:

Tabla 97 Estimación del descuento por Inversiones no Ejecutadas – EDECHI [Balboas]

Periodo	Jul 14 - Jun 15	Jul 15 - Jun 16	Jul 16 - Jun 17	Jul 17 - Jun 18
Inversiones proyectadas con Changuinola	33,608,824	29,206,616	28,347,834	27,400,940
Inversiones realizadas a precios corrientes	11,874,747	19,284,508	22,758,335	20,129,260
Inversiones realizadas deflacionadas a Jun 2014	11,874,747	18,978,834	22,252,603	19,478,097
Inversión Bruta no ejecutada	21,734,077	10,227,782	6,095,231	7,922,843

Periodo	jul 14 - jun 15	jul 15 - jun 16	jul 16 - jun 17	jul 17 - jun 18
Depreciación acumulada de la Inversión no ejecutada	724,469	1,065,395	1,268,570	1,532,664
Inversión Neta no ejecutada	21,009,608	30,171,994	34,998,655	41,388,834
Costo de capital anual asociado a la inversión no ejecutada	2,029,528	2,914,615	3,380,870	3,998,161
Renta + amortización de inversiones no ejecutadas	2,753,997	3,980,010	4,649,440	5,530,826
Valor indexado a Junio 2018	2,846,065	4,047,869	4,698,100	5,530,826
Valor total a descontar	17,122,859			

Este valor resultante es descontado del cálculo del IMP del período Julio 2018 a Junio 2022.

6. Determinación del Ingreso Máximo Permitido

A partir de la base de información anterior es posible determinar los distintos componentes del IMP (Ver Anexo I) presentándose a continuación el valor presente neto de cada uno y el IMP medio obtenido para el periodo Julio 2018 a Junio 2022.

De este modo, el IMP resultante de EDECHI para el próximo periodo se muestra en la tabla 98 para cada ítem. El valor presente neto se muestra en la tabla 99.

Tabla 98 Ingreso Máximo Permitido por año tarifario –EDECHI
[Miles de Balboas]

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
IPSD - Ingreso Máximo Permitido por Distribución	31,053.50	33,281.13	35,270.37	37,059.37
IMPCO - Ingreso Máximo Permitido por Comercialización	12,710.46	13,170.19	13,643.44	14,130.38
ALUMPU - Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público	1,371.76	1,604.59	1,723.75	1,837.09
IPPD - Ingreso Máximo Permitido por Pérdidas en Distribución	9,683.98	10,159.96	8,992.93	8,593.67
INVNE - Descuento por Inversiones no Ejecutadas en periodo anterior	-17,122.86			
IMP- Ingreso Máximo Permitido	37,696.85	58,215.87	59,630.49	61,620.51

Tabla 99 Valor Presente Ingreso Máximo Permitido – EDECHI [Miles de Balboas]

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	
VALORES REFERENCIADOS A JUNIO 2018	JULIO/18-JUNIO/22
DISTRIBUCIÓN	105,761.69
COMERCIALIZACIÓN	41,480.28
ALUMBRADO PÚBLICO	5,072.52

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	
VALORES REFERENCIADOS A JUNIO 2018	JULIO/18-JUNIO/22
SUB-TOTAL	152,314.49
PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN	28,970.213
TOTAL	181,284.71
ENERGÍA FACTURADA (sin AP) [MWh]	2,864,525.21
IMP [B./MWh]	63.29
IMP S/Pérdidas [B./MWh]	53.17

Por su parte, se han comparado los precios medios en B./kWh resultantes para el período 2018-2022, con los vigentes en el período 2014-2018, derivándose los niveles de variación porcentual que se presentan a continuación:

Tabla 100 Comparación del costo medio entre los periodos tarifarios 2014-2018 y 2018-2022 - EDECHI

Detalle	Periodo 14–18 a Jun 14	Periodo 14–18 a Jun 18*	Periodo 18–22 a Jun 18
IMP [B./MWh]	77.76	80.36	63.29
IMP sin pérdidas [B./MWh]	64.53	66.68	53.17
Diferencia IMP [%]			-21.24
Diferencia IMP sin pérdidas [%]			-20.26

* Ajuste por inflación según reconocimiento en el régimen vigente

**ANEXO I: INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA LAS EMPRESAS DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

A. EDEMET

Cuadro N° I.1
Ingreso Máximo Permitido – IMP

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
	Miles de Balboas	Miles de Balboas	Miles de Balboas	Miles de Balboas
IPSD - Ingreso Máximo Permitido por Distribución	117,476.05	128,674.02	138,324.00	146,103.98
IMPCO - Ingreso Máximo Permitido por Comercialización	42,206.87	43,816.17	45,477.14	47,191.08
ALUMPU - Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público	4,608.08	5,378.16	6,134.36	6,782.45
IPPD - Ingreso Máximo Permitido por Pérdidas en Distribución	52,058.52	55,669.92	51,470.17	50,037.97
INVNE - Descuento por Inversiones no Ejecutadas en periodo anterior	-16,162.62			
IMP - Ingreso Máximo Permitido	200,186.91	233,538.27	241,405.66	250,115.48

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
DETALLE	UNIDADES	JULIO/18-JUNIO/22
DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	437,647.09
COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	147,771.26
ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	18,810.59
SUB-TOTAL	Miles de B/.	604,228.94
PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	173,901.60
TOTAL	Miles de B/.	778,130.54

Cuadro N° I.2
Ingreso Máximo Permitido por Distribución – IMPD
[Miles de Balboas]

DISTRIBUCIÓN		JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
Rentabilidad sobre Activos	BCDN * RR	41,926.28	48,477.51	53,765.73	57,557.13
Depreciación	BCD * DEP%	25,780.09	28,797.15	31,475.82	33,726.13
Operación y Mantenimiento	OM	30,823.82	31,839.46	32,888.62	33,972.40
Administración	ADM	18,945.86	19,559.90	20,193.83	20,848.32
IPSD		117,476.05	128,674.02	138,324.00	146,103.98
Pérdidas (incluye NT)	PD% * MWHD * CMM	52,058.52	55,669.93	51,470.17	50,037.97
IPPD		52,058.52	55,669.93	51,470.17	50,037.97
IMPD		169,534.57	184,343.94	189,794.17	196,141.95

Cuadro N° I.3
Ingreso Máximo Permitido por Comercialización – IMPCO
[Miles de Balboas]

COMERCIALIZACION		JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
Rentabilidad sobre Activos	BCNC * RR	2,659.81	2,717.86	2,770.37	2,816.74
Depreciación	BCC * DEP%	2,259.53	2,414.22	2,573.83	2,738.28
Comercialización	COM	37,287.54	38,684.09	40,132.94	41,636.06
IMPCO		42,206.87	43,816.17	45,477.14	47,191.08

Cuadro N° I.4
Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público – ALUMPU
[Miles de Balboas]

ALUMBRADO PÚBLICO		JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
Rentabilidad sobre Activos	ACTN alum * RR	2,342.41	2,829.76	3,285.97	3,658.34
Depreciación	ACT alum * DEP%	1,168.20	1,390.31	1,608.19	1,801.91
Operación y Mantenimiento	OM alum	1,097.46	1,158.09	1,240.19	1,322.20
ALUMPU		4,608.08	5,378.16	6,134.36	6,782.45

Cuadro N° I.5
Parámetros y Valores utilizados en el cálculo de los Ingresos Permitidos

PARÁMETROS		Unidades	Jul18- Jun19	Jul19- Jun20	Jul20- Jun21	Jul21- Jun22	
Tasa rentabilidad	RR%	%	8.94	8.94	8.94	8.94	
Depreciación A. Distribución	DEP%	%	3.00	3.00	3.00	3.00	
Depreciación A. Comercialización	DEP%	%	5.18	5.18	5.18	5.18	
Depreciación A. AP	DEP%	%	3.30	3.30	3.30	3.30	
Operación y Mantenimiento AP	OM alum	B././Luminaria	6.30	6.30	6.30	6.30	
Costo de la Energía en Mercado Mayorista	CMM	B././MWh	130.90	136.45	122.97	116.53	
Pérdidas	PD%	%	7.66	7.66	7.66	7.66	
Pérdidas No Técnicas en Zonas Rojas (PNT)	PD%	%	0.71	0.71	0.71	0.71	
IMPULSORES DE COSTO		Unidades	Base	Jul18- Jun19	Jul19- Jun20	Jul20- Jun21	Jul21- Jun22
Demanda Máxima	MW		800	821	843	865	887
Energía Facturada	MWh		4,133,989	4,237,752	4,344,120	4,453,157	4,564,931
Energía Ingresada al Sistema	MWh		4,622,516	4,748,445	4,871,768	4,998,432	5,128,536
Clientes	No.		473,191	490,841	509,149	528,141	547,840
Cantidad de Luminarias (30/6)	No.		171,025	177,375	190,272	203,440	216,305

B. ENSA

Cuadro N° I.6
Ingreso Máximo Permitido – IMP

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
	Miles de Balboas	Miles de Balboas	Miles de Balboas	Miles de Balboas
IPSD - Ingreso Máximo Permitido por Distribución	102,091.72	108,042.48	111,951.36	115,497.19
IMPCO - Ingreso Máximo Permitido por Comercialización	44,418.80	45,470.91	46,555.62	47,673.36
ALUMPU - Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público	3,149.07	3,526.02	3,847.93	4,237.34
IPPD - Ingreso Máximo Permitido por Pérdidas en Distribución	45,421.80	46,375.40	37,113.28	35,455.12
INVNE - Descuento por Inversiones no Ejecutadas en periodo anterior	5,371.15			
IMP - Ingreso Máximo Permitido	200,452.54	203,414.81	199,468.19	202,863.01

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
DETALLE	UNIDADES	JULIO/18-JUNIO/22
DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	371,832.48
COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	156,774.75
ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	12,459.06
SUB-TOTAL	Miles de B/.	541,066.29
PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	141,866.99
TOTAL	Miles de B/.	682,933.27

Cuadro N° I.7
Ingreso Máximo Permitido por Distribución – IMPD

DISTRIBUCIÓN		JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
Rentabilidad sobre Activos	BCDN * RR	33,007.96	35,739.57	36,946.79	37,827.05
Depreciación	BCD * DEP%	21,905.13	23,773.93	25,101.88	26,346.86
Operación y Mantenimiento	OM	29,149.66	29,998.54	30,856.84	31,747.69
Administración	ADM	18,028.97	18,530.43	19,045.84	19,575.58
IPSD		102,091.72	108,042.48	111,951.36	115,497.19
Pérdidas (incluye NT)	PD% * MWhD * CMM	44,965.80	45,887.16	36,764.80	35,133.19
Pérdidas carga EDEMET	PD% * MWhD * CMM	456.00	488.25	348.49	321.93
IPPD		45,421.80	46,375.40	37,113.28	35,455.12
IMPD		147,513.52	154,417.88	149,064.64	150,952.30

Cuadro N° I.8
Ingreso Máximo Permitido por Comercialización – IMPCO

COMERCIALIZACION		JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
Rentabilidad sobre Activos	BCNC * RR	4,189.20	3,944.78	3,691.70	3,429.33
Depreciación	BCC * DEP%	5,004.22	5,168.90	5,338.49	5,512.86
Comercialización	COM	35,225.39	36,357.22	37,525.43	38,731.17
IMPCO		44,418.80	45,470.91	46,555.62	47,673.36

Cuadro N° I.9
Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público – ALUMPU

ALUMBRADO PÚBLICO		JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
Rentabilidad sobre Activos	ACTN alum * RR	1,644.75	1,883.25	2,076.80	2,318.35
Depreciación	ACT alum * DEP%	874.72	993.58	1,099.56	1,227.11
Operación y Mantenimiento	OM alum	629.60	649.20	671.57	691.87
ALUMPU		3,149.07	3,526.02	3,847.93	4,237.34

Cuadro N° I.10
Parámetros y Valores utilizados en el cálculo de los Ingresos Permitidos

PARÁMETROS		Unidades	Jul18- Jun19	Jul19- Jun20	Jul20- Jun21	Jul21- Jun22	
Tasa de Rentabilidad	RR%	%	8.94	8.94	8.94	8.94	
Depreciación A. Distribución	DEP%	%	3.5	3.5	3.5	3.5	
Depreciación A. Comercialización	DEP%	%	7.0	7.0	7.0	7.0	
Depreciación A. AP	DEP%	%	3.3	3.3	3.3	3.3	
Operación y Mantenimiento AP	OM alum	B./Luminaria	5.39	5.39	5.39	5.39	
Costo de la Energía en Mercado Mayorista	CMM	B./MWh	128.58	126.77	98.14	90.62	
Pérdidas	PD%	%	7.66	7.66	7.66	7.66	
Pérdidas carga EDEMET	PD%	%	1.50	1.50	1.50	1.50	
Pérdidas No Técnicas en Zonas Rojas (PNT)	PD%	%	1.68	1.68	1.68	1.68	
IMPULSORES DE COSTO		Unidades	Base	Jul18- Jun19	Jul19- Jun20	Jul20- Jun21	Jul21- Jun22
Demanda Máxima	MW		692	712	739	761	786
Energía Facturada	MWh		3,548,530	3,672,729	3,801,274	3,934,319	4,072,020
Energía Ingresada al Sistema	MWh		4,240,579	4,368,508	4,534,453	4,663,634	4,818,934
Clientes	No.		449,481	463,864	478,708	494,027	509,836
Cantidad de Luminarias (30/6)	No.		115,391	118,228	122,662	126,528	130,197

C. EDECHI

Cuadro N° I.11
Ingreso Máximo Permitido – IMP
[Miles de Balboas]

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
IPSD - Ingreso Máximo Permitido por Distribución	31,053.50	33,281.13	35,270.37	37,059.37
IMPCO - Ingreso Máximo Permitido por Comercialización	12,710.46	13,170.19	13,643.44	14,130.38
ALUMPU - Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público	1,371.76	1,604.59	1,723.75	1,837.09
IPPD - Ingreso Máximo Permitido por Pérdidas en Distribución	9,683.98	10,159.96	8,992.93	8,593.67
INVNE - Descuento por Inversiones no Ejecutadas en periodo anterior	-17,122.86			
IMP- Ingreso Máximo Permitido	37,696.85	58,215.87	59,630.49	61,620.51

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
DETALLE	UNIDADES	JULIO/18-JUNIO/22
VP-IMPD - DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	105,761.69
VP-IMPCO - COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	41,480.28
VP-ALUMPU - ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	5,072.52
SUB-TOTAL	Miles de B/.	152,314.49
VP-IMPPD - PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	28,970.213
IMP TOTAL	Miles de B/.	181,284.71

Cuadro N° I.12
Ingreso Máximo Permitido por Distribución – IMPD
[Miles de Balboas]

DISTRIBUCIÓN		JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
Rentabilidad sobre Activos	BCDN * RR	8,142.36	9,301.66	10,259.37	11,044.84
Depreciación	BCD * DEP%	5,258.43	5,813.53	6,316.87	6,776.85
Operación y Mantenimiento	OM	10,670.78	10,983.77	11,305.95	11,637.60
Administración	ADM	6,981.93	7,182.18	7,388.17	7,600.08
IMPSPD		31,053.50	33,281.13	35,270.37	37,059.37
Pérdidas (incluye NT)	PD% * MWhD * CMM	9,683.98	10,159.96	8,992.93	8,593.67
IMPPD		9,683.98	10,159.96	8,992.93	8,593.67
IMPD		40,737.48	43,441.09	44,263.30	45,653.04

Cuadro N° I.13
Ingreso Máximo Permitido por Comercialización – IMPCO
[Miles de Balboas]

COMERCIALIZACION		JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
Rentabilidad sobre Activos	BCNC * RR	541.17	578.83	616.03	652.57
Depreciación	BCC * DEP%	362.39	393.23	425.09	457.91
Comercialización	COM	11,806.90	12,198.13	12,602.32	13,019.90
IPCO		12,710.46	13,170.19	13,643.44	14,130.38

Cuadro N° I.14
Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público – ALUMPU
[Miles de Balboas]

ALUMBRADO PÚBLICO		JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
Rentabilidad sobre Activos	ACTNalum * RR	632.92	784.82	852.36	916.50
Depreciación	ACTalum * DEP%	322.31	390.13	428.58	467.03
Operación y Mantenimiento	OMalum	416.53	429.64	442.81	453.56
ALUMPU		1,371.76	1,604.59	1,723.75	1,837.09

Cuadro N° I.15
Parámetros y Valores utilizados en el cálculo de los Ingresos Permitidos

PARÁMETROS		Unidades	Jul18- Jun19	Jul19- Jun20	Jul20- Jun21	Jul21- Jun22	
Tasa rentabilidad	RR%	%	8.94	8.94	8.94	8.94	
Depreciación A. Distribución	DEP%	%	3.00	3.00	3.00	3.00	
Depreciación A. Comercialización	DEP%	%	3.86	3.86	3.86	3.86	
Depreciación A. AP	DEP%	%	3.30	3.30	3.30	3.30	
Operación y Mantenimiento AP	OM alum	B./Luminaria	6.95	6.95	6.95	6.95	
Costo de la Energía en Mercado Mayorista	CMM	B./MWh	135.18	138.22	119.23	111.03	
Pérdidas	PD%	%	7.71%	7.71%	7.71%	7.71%	
IMPULSORES DE COSTO		Unidades	Base	Jul18- Jun19	Jul19- Jun20	Jul20- Jun21	Jul21- Jun22
Demanda Máxima	MW	153	156	160	164	168	
Energía Facturada	MWh	796,439	816,350	836,759	857,678	879,120	
Energía Ingresada al Sistema	MWh	909,577	928,758	953,072	978,050	1,003,710	
Clientes	No.	151,142	156,130	161,282	166,604	172,102	
Cantidad de Luminarias (30/6)	No.	59,170	60,695	62,941	64,487	66,033	

ANEXO II: ANÁLISIS DEL MERCADO

En este anexo se realiza un análisis de la evolución del mercado en el periodo 2014-2018, su comparación con las proyecciones realizadas y las consideraciones efectuadas a fin de prever su evolución en el periodo 2018-2022.

La información base ha sido suministrada por las empresas distribuidoras, de manera detallada la facturación de energía y cantidad de usuarios por tarifa y en forma mensual desde julio de 2013 hasta junio de 2018.

Asimismo se utilizó información del Indicativo de Demanda 2018-2038 elaborado por el CND en cuanto a tasas previstas de crecimiento de la energía y valores adoptados del factor de carga para el periodo 2018-2022.

A. EDEMET

1. Análisis sintético del mercado en el periodo Julio 2014 – Junio 2018

En este punto se muestra en forma sintética la evolución histórica de los principales parámetros del mercado: clientes, energía facturada, ingresada al sistema, demanda y pérdidas.

Cuadro N° II.1.1
Evolución Usuarios previstos y Usuarios reales facturados - EDEMET

Periodo	Usuarios facturados	Usuarios previstos
Jul13-Jun14	408,172	409,772
Jul14-Jun15	423,831	428,987
Jul15-Jun16	440,008	448,775
Jul16-Jun17	453,808	468,839
Jul17-Jun-18	473,191	489,190

Se observa que el crecimiento de la cantidad de usuarios es menor al previsto, con una tasa de crecimiento real del 3.7% respecto de la prevista del 4.5%.

Cuadro N° II.1.2
Evolución de energía consumida prevista y real facturada - EDEMET

Periodo	Energía facturada sin AP [MWh]	Energía prevista sin AP [MWh]	Energía facturada AP [MWh]	Energía prevista AP [MWh]	Energía facturada sin Grandes Clientes [MWh]	Energía facturada Total [MWh]	Energía prevista Total [MWh]
Jul13-Jun14	3,597,658	3,618,833	85,125	88,492	3,621,446	3,682,783	3,707,325
Jul14-Jun15	3,839,925	3,771,462	86,923	98,896	3,853,240	3,926,848	3,870,358
Jul15-Jun16	4,103,552	3,923,565	92,023	106,616	4,125,114	4,195,576	4,030,181
Jul16-Jun17	4,096,456	4,077,531	99,058	114,321	4,108,833	4,195,514	4,191,852
Jul17-Jun-18	4,133,989	4,234,181	106,707	122,026	4,075,234	4,240,696	4,356,207

De los datos se observa que la energía facturada total por EDEMET en el periodo tarifario (16,558,634 kWh) es levemente superior (0.7%) a la prevista (16,448,598 kWh). Del análisis por clase de consumo se observa que la energía consumida por los clientes regulados y no regulados (sin AP) es también

levemente superior a la prevista (1.0%), en cambio la energía consumida por AP es inferior a la prevista (-12.9%).

Si bien la energía total facturada en el periodo es mayor a la prevista los valores anuales presentan algunas oscilaciones resultando un valor real menor al previsto en el último año. La tasa de crecimiento real en el periodo es del 3.6% y la tasa prevista fue del 4.1%

Cuadro N° II.1.3
Energía consumida por usuario - EDEMET

Periodo	Energía consumida por usuario real [kWh-usu]	Energía consumida por usuario prevista [kWh-usu]
Jul13-Jun14	751.89	753.94
Jul14-Jun15	772.09	751.84
Jul15-Jun16	794.60	748.37
Jul16-Jun17	770.43	745.08
Jul17-Jun-18	746.83	742.08

La energía consumida real por usuario es superior a la prevista en prácticamente todos los años del periodo.

Cuadro N° II.1.4
Evolución de la energía inyectada prevista, real y prevista con consumo real - EDEMET

Periodo	Energía inyectada Total real [MWh] (**)	Energía inyectada Total prevista [MWh](*)	Energía inyectada prevista con consumo real [MWh](*)
Jul13-Jun14	4,098,687	4,032,858	4,006,161
Jul14-Jun15	4,389,020	4,202,025	4,263,356
Jul15-Jun16	4,707,179	4,371,204	4,550,594
Jul16-Jun17	4,700,599	4,546,145	4,550,116
Jul17-Jun-18	4,713,104	4,724,084	4,598,819

(*) con pérdidas eficientes

La energía prevista inyectada surge, de acuerdo al informe IMP anterior, de la energía prevista a facturar a usuarios más las pérdidas eficientes establecidas a reconocer. Se adiciona una columna con el cálculo de la energía que debiera haberse inyectado a partir de los consumos a usuarios realmente ocurridos con las pérdidas eficientes previstas a reconocer en el estudio anterior.

La energía total inyectada al sistema de EDEMET para los años del periodo es superior (aproximadamente 3.7%) a la prevista, en concordancia con lo ocurrido con la energía consumida, pero en una proporción mayor dado que las pérdidas han sido mayores a las eficientes.

De forma similar se presenta la demanda máxima prevista, la real ocurrida y la máxima que debiera haber ocurrido a partir de los consumos reales y las pérdidas eficientes y factores de carga previstos en el estudio del IMP anterior.

Cuadro N° II.1.5
Evolución de la demanda máxima prevista, real y prevista con consumo real - EDEMET

Periodo	Demanda Máxima real [MW]	Demanda Máxima prevista [MW](*)	Demanda Máxima prevista con consumo real [MW](*)
Jul13-Jun14	702.65	696.93	692.32
Jul14-Jun15	778.55	727.80	738.42
Jul15-Jun16	798.31	758.36	789.48
Jul16-Jun17	809.83	785.36	786.05
Jul17-Jun-18	797.84	814.59	792.99
(*) con pérdidas eficientes			

En este caso se observa que la demanda máxima de EDEMET real fue superior a la prevista en el estudio tarifario anterior. El factor de carga real promedio (0.66) y el previsto (0.66) son coincidentes.

En el cuadro siguiente se muestran las pérdidas en distribución previstas en el estudio del IMP anterior y las reales ocurridas, de la empresa EDEMET para el periodo 2014 – 2018, siendo los datos de mercado del periodo ene18-jun18 proyectados por la empresa. Los datos previstos en el estudio anterior son valores eficientes (de acuerdo a las pérdidas establecidas a reconocer), mientras que los valores reales son los efectivamente ocurridos, incluyendo pérdidas técnicas y no técnicas. Los porcentajes de pérdidas están calculados respecto de la energía total recibida por la empresa distribuidora.

Cuadro N° II.1.6
Pérdidas de energía real y prevista - EDEMET

Periodo	Pérdidas reales ocurridas [MWh]	Pérdidas reales ocurridas [%]	Pérdidas previstas [MWh]	Pérdidas previstas [%] (*)
Jul13-Jun14	415,904	10.15%	325,533	8.54%
Jul14-Jun15	462,172	10.53%	331,667	8.36%
Jul15-Jun16	511,603	10.87%	341,023	8.27%
Jul16-Jun17	505,085	10.75%	354,293	8.26%
Jul17-Jun-18	472,407	10.02%	367,877	8.26%
(*) Incluye 0,47% de pérdidas no gestionables reconocidas en el periodo				

Se observa que las pérdidas de energía reales en % son superiores a las previstas, con un promedio en el periodo del 2.25%, con un descenso en el último año.

En resumen puede concluirse que el crecimiento de la cantidad de clientes ha sido inferior a lo previsto, en cambio la energía consumida total en el periodo ha sido similar a la prevista.

2. Proyecciones del mercado en el periodo Julio 2018 – Junio 2022

a) Proyección de Clientes de EDEMET

La evolución prevista del número de clientes resulta del análisis de la información histórica y de la proyección proporcionada por la distribuidora.

La distribuidora presentó la siguiente información relacionada con el crecimiento de los clientes para el nuevo periodo tarifario:

Cuadro N° II.1.7
Proyección de clientes realizada por EDEMET

Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
490,785	509,684	529,134	549,120	569,682

A partir del análisis de los clientes existentes en el periodo 2014-2018 resulta la siguiente serie histórica de evolución de los clientes (ver Cuadro N° II.1.1):

Cuadro N° II.1.8
Serie histórica de clientes - EDEMET

Jul14-Jun15	Jul15-Jun16	Jul16-Jun17	Jul17-Jun18
423,831	440,008	453,808	473,191

Del análisis de la estimación de la distribuidora y la información procesada de facturación del periodo jul17-jun18 se observa que la información indicada para el año base (jul17-jun18) en sus previsiones de proyección y la de la facturación no es consistente, siendo la cantidad de clientes del año base que la empresa utiliza para la proyección mayor al ocurrido.

La distribuidora propone una tasa de crecimiento de clientes para el periodo 2018-2022 del 3.78%. La misma es levemente superior a la real ocurrida en el periodo 2014-2018 (3.76%) y la de los dos últimos años (3.7%). A partir de esto se adopta una tasa de crecimiento promedio entre las dos últimas mencionadas (3.73%) aplicándola a partir de la cantidad de usuarios obtenida para el periodo jul17-jun18 de los datos recopilados como históricos, esto es 473,191 clientes (Cuadro II.1.8). Así resulta la siguiente serie de crecimiento de los clientes para el periodo 2018-2022:

Cuadro N° II.1.9
Proyección de clientes - EDEMET

Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
473,191	490,841	509,149	528,141	547,840

Nota: Para el caso de los clientes la empresa envió proyecciones en planilla Excel “Copia de 11 EDEMET Previsión del mercado 2018-2022 (Base)”, punto 11 de nota CM-1320-17 del 15/12/17, donde para el periodo jul18-jun19 la cantidad de clientes sería de 509,684. Esto implicaba un fuerte salto en la cantidad de clientes respecto del año base con la información disponible a la fecha, por lo que se ha usado como valor base el valor actualizado con datos reales, de 473,191 clientes.

La propuesta de la distribuidora implicaría un salto del año base al primer año del periodo tarifario de 36,493 clientes, lo cual no es razonable ya que los saltos históricos son, en promedio, del orden de 16,000 clientes/año y los propuestos por la empresa en su proyección del orden de los 20,000 clientes. Para la proyección se utilizó la tasa de crecimiento antes mencionada de 3.73%.

b) Proyección de Energía Facturada e Ingresada al Sistema de EDEMET

La evolución prevista del consumo resulta del análisis de la evolución histórica, las proyecciones realizadas por la empresa y la información de proyección obtenida del Informe Indicativo de Demandas 2018-2038 del CND. A partir de la misma y considerando la pérdida eficiente (incluidas no técnicas) a reconocer se obtiene la energía ingresada al sistema.

Para el caso de la proyección de energía facturada, incluyendo los grandes clientes no regulados, la distribuidora presenta los siguientes valores:

Cuadro N° II.1.10
Proyección de energía facturada realizada por EDEMET [MWh]

	Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
EnerFac sin AP	4,150,973	4,231,388	4,312,773	4,393,406	4,474,911
Ener Fac AP	106,670	113,070	119,854	127,045	134,668
Total	4,257,643	4,344,458	4,432,627	4,520,451	4,609,579

A partir del análisis de la energía facturada real en el periodo 2014-2018 resulta la siguiente serie histórica (ver Cuadro N° II.1.2):

Cuadro N° II.1.11
Serie histórica de energía total facturada incluyendo AP - EDEMET [MWh]

Jul13-Jun14	Jul14-Jun15	Jul15-Jun16	Jul16-Jun17	Jul17-Jun18
3,682,783	3,926,848	4,195,576	4,195,514	4,240,696

Se observa que la energía total facturada en el año base (4,240,696 MWh) es levemente inferior a la supuesta por la distribuidora en el cálculo de sus proyecciones (4,257,643 MWh). A partir de esta información se realizan nuevas proyecciones de la energía total prevista en el periodo tarifario 2018-2022 considerando dos alternativas partiendo de la energía real facturada para el periodo jul17-jun18:

- Alternativa a) Considerando el crecimiento de energía propuesto por la distribuidora (tasa anual media 2.0%). Este se observa bajo respecto a lo ocurrido en el periodo 2014-2018 (ver Cuadro N° II.1.2) y lo previsto por el CND. Nota CM-1320-17 del 15 de diciembre de 2017.
- Alternativa b). En este caso se analizó la tasa de crecimiento prevista en el Indicativo de Demanda 2018-2038 del CND (3.1%), la tasa de crecimiento histórica del último periodo tarifario (3.6%) y la del último año (1.1%), considerando como tasa de crecimiento el promedio de las mismas (2.595%). Esta alternativa se considera más probable dado que la supuesta por la empresa se observa muy baja en relación a lo previsto por el CND y lo ocurrido en el periodo anterior.

Los valores resultantes se presentan a continuación, utilizándose para este estudio la Alternativa b).

Cuadro N° II.1.12
Proyección de energía facturada - EDEMET [MWh]

Alternativa	Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
-------------	------	-------------	-------------	-------------	-------------

Alternativa a)	4,257,643	4,344,458	4,432,627	4,520,452	4,609,579
Alternativa b)	4,240,696	4,350,755	4,463,790	4,579,888	4,699,139

Para la proyección de energía facturada se adoptó la información brindada por EDEMET en planilla Excel “Copia de 11 EDEMET Previsión del mercado 2018-2022 (Base)”, punto 11 de nota CM-1320-17 del 15/12/17.

Para la estimación de la energía ingresada al sistema se consideran las pérdidas eficientes a reconocer. En este caso, de las ecuaciones de eficiencia, resulta un valor de pérdidas eficientes de 7.66%. A este valor se le adiciona un 60% de las pérdidas en zonas rojas e invasiones, que se ha estimado en 0.71%, por lo que el porcentaje total de pérdidas a reconocer (técnicas más no técnicas) es de 8.37% (ver Anexo III).

De esta forma la energía eficiente a ingresar al sistema, para la alternativa seleccionada, se estima en:

Cuadro N° II.1.13
Proyección de la energía ingresada al sistema - EDEMET [MWh]

Alternativa	Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
Alternativa b)	4,622,516	4,748,445	4,871,768	4,998,432	5,128,536

c) Demanda máxima de EDEMET

A partir de los resultados anteriores y de la previsión del factor de carga (0.66) obtenido del Informe Indicativo de Demanda 2018-2038 del CND se estima la proyección de la demanda máxima para cada año del periodo jul18-jun22.

Debe tenerse en cuenta que el valor de la demanda máxima a utilizar es la propia de la empresa y no la coincidente con la máxima del sistema, a cuyos efectos hay que utilizar la máxima coincidente y los respectivos factores de coincidencia. Esto vale tanto para la demanda propia de la distribuidora como para la de los Grandes Clientes no regulados conectados a sus redes. Dado que la información está dada sobre una base mensual, es necesario integrar primero sobre esa base la demanda de todos los clientes relacionados con las instalaciones de la distribuidora (demanda máxima propia, demanda máxima grandes clientes no regulados) y a partir de tales totales determinar la máxima de EDEMET para el periodo tarifario.

La evolución prevista de la demanda máxima de EDEMET se sintetiza a continuación para la alternativa seleccionada, según se detalló en los puntos anteriores.

Cuadro N° II.1.14
Estimación de la Demanda Máxima - EDEMET [MW]

Alternativa	Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
Alternativa b)	800	821	843	865	887

La demanda máxima se obtiene a partir del valor de la energía eficiente ingresada al sistema (Cuadro N° II.1.13) y el factor de carga. El factor de carga adoptado para EDEMET fue de 0.66, resultante de información del Indicativo de Demanda 2018-2038 del CND. Para el cálculo del FC se tomó, para

cada año del periodo tarifario, los valores de energía anual y la potencia máxima, calculándose el FC para los distintos años del periodo tarifario, resultando el valor antes indicado.

B. ENSA

1. Análisis sintético del mercado en el periodo Julio 2014 – Junio 2018

En este punto se muestra en forma sintética la evolución histórica de los principales parámetros del mercado de la distribuidora: clientes, energía facturada, ingresada al sistema, demanda y pérdidas.

Cuadro N° II.2.1

Evolución Usuarios previstos y Usuarios reales facturados por año tarifario - ENSA

Periodo	Usuarios facturados	Usuarios previstos
Jul13-Jun14	391.349	392.304
Jul14-Jun15	405.895	410.137
Jul15-Jun16	420.861	426.390
Jul16-Jun17	437.630	440.686
Jul17-Jun-18	449.481	454.661

Se observa que el crecimiento de la cantidad de usuarios es algo menor al previsto, con una tasa promedio anual de crecimiento real del 3.52% respecto de la prevista del 3.76%.

Cuadro N° II.2.2

Evolución de energía consumida prevista y real facturada - ENSA

Periodo	Energía facturada sin AP y sin EDEMET [MWh]	Energía prevista sin AP y sin EDEMET [MWh]	Energía facturada EDEMET [MWh] (*)	Energía prevista EDEMET [MWh]	Energía facturada AP [MWh]	Energía prevista AP [MWh]	Energía facturada sin EDEMET [MWh]	Energía facturada sin Grandes Clientes y EDEMET [MWh]	Energía facturada Total [MWh]	Energía prevista Total [MWh]
Jul13-Jun14	3,066,432	3,125,492	69,839	216,041	51,197	55,665	3,117,629	2,904,435	3,187,468	3,397,198
Jul14-Jun15	3,232,046	3,305,337	238,969	216,041	57,325	57,882	3,289,372	3,086,826	3,528,341	3,579,260
Jul15-Jun16	3,431,176	3,466,542	216,659	216,041	61,599	60,044	3,492,776	3,321,046	3,709,435	3,742,627
Jul16-Jun17	3,473,702	3,612,972	289,682	216,041	64,544	62,204	3,538,246	3,364,599	3,827,928	3,891,217
Jul17-Jun-18	3,548,530	3,765,897	261,384	216,041	66,293	64,381	3,614,823	3,367,765	3,876,207	4,046,319

De los datos se observa que la energía facturada total por ENSA para los años del periodo tarifario es algo inferior a la prevista. Del análisis por clase de consumo se observa que la tasa de crecimiento de la energía consumida por los clientes regulados y no regulados (sin AP) (3.72%) es inferior a la prevista (4.77%), en cambio la energía entregada a EDEMET y la consumida por AP son mayores a las previstas.

Cuadro N° II.2.3

Energía consumida por usuario (sin considerar ventas a EDEMET) - ENSA

Periodo	Energía consumida por usuario real [kWh-usu]	Energía consumida por usuario prevista [kWh-usu]
Jul13-Jun14	663,86	675,74
Jul14-Jun15	675,33	683,35
Jul15-Jun16	691,59	689,23
Jul16-Jun17	673,75	694,97
Jul17-Jun-18	670,18	702,04

La energía consumida real por usuario es, en general, inferior a la prevista.

En el cuadro siguiente se muestra la evolución de la energía prevista inyectada al sistema de ENSA y la realmente inyectada.

La energía prevista inyectada surge de la energía prevista a usuarios más las pérdidas eficientes establecidas a reconocer. Se adiciona una columna con el cálculo de la energía que debiera haberse inyectado a partir de los consumos a usuarios realmente ocurridos con las pérdidas eficientes previstas a reconocer en el estudio anterior.

Cuadro N° II.2.4

Evolución de la energía inyectada prevista, real y prevista con consumo real - ENSA

Periodo	Energía inyectada Total real [MWh] (**)	Energía inyectada sin EDEMET prevista estudio anterior [MWh](*)	Energía inyectada EDEMET prevista [MWh](*)	Energía inyectada Total prevista [MWh](*)	Energía inyectada prevista con consumo real sin EDEMET [MWh](*)
Jul13-Jun14	3,597,741	3,461,529	219,331	3,680,860	3,392,402
Jul14-Jun15	3,967,410	3,652,558	219,331	3,871,889	3,572,357
Jul15-Jun16	4,191,144	3,826,162	219,331	4,045,493	3,789,479
Jul16-Jun17	4,298,408	3,986,986	219,331	4,206,317	3,838,439
Jul17-Jun-18	4,372,976	4,154,955	219,331	4,374,286	3,921,236
(*) con pérdidas eficientes					
(**) Compras SIN+SIGSA+Servicio B (Planilla "Demanda Max Compras") - Se adiciona facturación Grandes Clientes con pérdidas eficientes y EDEMET					

De forma similar, en el cuadro siguiente, se presenta la demanda máxima prevista, la real ocurrida y la máxima que debiera haber ocurrido a partir de los consumos reales y las pérdidas eficientes y factores de carga previstos en el estudio del IMP anterior.

Cuadro N° II.2.5

Evolución de la demanda máxima prevista y real - ENSA

Periodo	Demanda Máxima real [MW] (**)	Demanda Máxima prevista [MW](*)
Jul13-Jun14	550.93	617.37
Jul14-Jun15	611.53	649.42
Jul15-Jun16	619.60	683.59
Jul16-Jun17	652.30	715.78
Jul17-Jun-18	660.62	744.93

(*)con pérdidas eficientes y factores carga previstos estudio anterior. Sin EDEMET

(**) Obtenido a partir de Información de ENSA.

En el cuadro siguiente se muestran las pérdidas en distribución previstas en el estudio del IMP anterior y las reales ocurridas, de la empresa ENSA para el periodo 2014 – 2018. Los datos previstos en el estudio anterior son valores eficientes (de acuerdo a las pérdidas establecidas a reconocer), mientras que los valores reales son los efectivamente ocurridos, incluyendo pérdidas técnicas y no técnicas. Los porcentajes de pérdidas están calculados respecto de la energía total recibida por la empresa distribuidora, sin incluir Grandes Clientes ni intercambios con EDEMET.

Cuadro N° II.2.6
Pérdida de energía real y prevista - ENSA

Periodo	Pérdidas reales ocurridas [MWh]	Pérdidas reales ocurridas [%]	Pérdidas previstas [MWh]	Pérdidas previstas [%] (*)
Jul13-Jun14	410,273	11.40%	283,662	8.88%
Jul14-Jun15	439,069	11.07%	292,629	8.73%
Jul15-Jun16	481,709	11.49%	302,866	8.66%
Jul16-Jun17	470,480	10.95%	315,100	8.66%
Jul17-Jun-18	496,770	11.36%	327,967	8.67%

(*) Incluye 1,17% de pérdidas no gestionables reconocidas en el periodo

Se observa que las pérdidas de energía reales en % son superiores a las previstas, manteniéndose en valores similares (diferencias inferiores al 0.54%). Las diferencias entre las pérdidas reales y previstas son en promedio del 2.5%.

En resumen puede concluirse que el crecimiento de la cantidad de clientes y de la energía consumida ha sido levemente inferior a lo previsto, con una disminución del crecimiento en los dos últimos años.

2. Proyecciones del mercado en el periodo Julio 2018 – Junio 2022

a) Proyección de Clientes de ENSA

La evolución prevista del número de clientes resulta del análisis de la información histórica y de proyección proporcionada por la distribuidora.

La distribuidora presentó la siguiente información relacionada con el crecimiento de los clientes para el nuevo periodo tarifario:

Cuadro N° II.2.7
Proyección de clientes realizada por ENSA

Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
453,684	470,041	485,840	501,724	518,593

A partir del análisis de los clientes existentes en el periodo 2014-2018 resulta la siguiente serie histórica de evolución de los clientes (ver Cuadro N° II.2.1):

Cuadro N° II.2.8
Serie histórica de clientes - ENSA

Jul14-Jun15	Jul15-Jun16	Jul16-Jun17	Jul17-Jun18
405,895	420,861	437,630	449,481

Dado que existe una diferencia en la cantidad de clientes del año base tomado como inicio del periodo por la distribuidora (453,684) y la cantidad de clientes resultante de la información suministrada para el año tarifario jul17-jun18 (449,481), se adopta este último valor como dato inicial o base para la proyección en el periodo jul18-jun22.

En el caso de la tasa de crecimiento se analizó la utilizada por la empresa en su proyección y la promedio real ocurrida en el periodo 2014-2018 y el último año de dicho periodo. La del periodo 2014-2018 (3.5%) es levemente superior a la utilizada por la empresa (3.4%) en cambio la del último año es inferior (2.7%), adoptándose un valor del 3.2% promedio para el próximo periodo.

Los valores resultantes de la proyección de clientes se presentan a continuación.

Cuadro N° II.2.9
Proyección de clientes - ENSA

Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
449,481	463,864	478,708	494,027	509,836

Fuente: Proyección realizada por ENSA según planilla “5.1,5.2,5.3 y 6.1,6.2, 6.3 Energía Facturada, Demanda Máxima y Clientes Desagregados”. La cantidad de clientes del año base se obtuvo de la información disponible (información suministrada por ASEP en planillas Excel: de la energía real facturada para el periodo jul17-jun18).

b) Proyección de Energía Facturada e Ingresada al Sistema de ENSA

La evolución prevista del consumo resulta de las proyecciones realizadas por la empresa, del análisis de los consumos en el periodo 2014-2018 y de las proyecciones publicadas por el CND en su Informe Indicativo de Demandas 2018-2038. A partir de dicha información (incluyendo la energía entregada

a EDEMET) y considerando las pérdidas eficientes (incluidas no técnicas) a reconocer se obtiene la energía ingresada al sistema. En el caso de la energía facturada, esta incluye los grandes clientes no regulados.

Para el caso de la proyección de energía facturada, incluyendo los grandes clientes no regulados, la distribuidora presenta los siguientes valores:

Cuadro N° II.2.10
Proyección de energía facturada realizada por ENSA [MWh]

Detalle	Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
EnerFac sin AP	3,561,551	3,756,881	3,925,835	4,078,174	4,231,714
Ener Fac AP	67,127	69,997	73,226	75,780	78,811
Energía EDEMET	242,719	236,433	256,768	236,726	236,844

A partir del análisis de la energía facturada real en el periodo 2014-2018 resulta la siguiente serie histórica (ver Cuadro N° II.2.2):

Cuadro N° II.2.11
Serie histórica de energía facturada - ENSA [MWh]

Detalle	Jul14-Jun15	Jul15-Jun16	Jul16-Jun17	Jul17-Jun18
EnerFac sin AP	3,232,046	3,431,176	3,473,702	3,548,530
Ener Fac AP	57,325	61,599	64,544	66,293
Energía EDEMET	238,969	216,659	289,682	265,082

Se observa que la energía facturada en el año base (3,879,905 MWh-año) es levemente mayor a la supuesta por la distribuidora en el cálculo de sus proyecciones (3,871,397 MWh-año). A partir de esta información se realizan nuevas proyecciones considerando la energía real facturada en el año base, los valores proyectados por la empresa para el periodo 2018-2022 y las proyecciones del CND.

En este caso las tasas utilizadas por la empresa para su proyección y las obtenidas del CND resultan superiores a la resultante del promedio del periodo 2014-2018 y el último año, por lo que para los casos de la Energía facturada de AP y a EDEMET se adoptan los valores proyectados de la empresa y la correspondiente a la Energía facturada sin AP se corrige levemente con una tasa adoptada del 3.5% a partir del valor del año base corregido. Esto resulta en una tasa de crecimiento del 3.52% para la energía total sin incluir las ventas a EDEMET.

Cuadro N° II.2.12
Proyección de energía facturada – ENSA [MWh]

Detalle	Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
EnerFac sin AP	3,548,530	3,672,729	3,801,274	3,934,319	4,072,020
Ener Fac AP	66,293	69,997	73,226	75,780	78,811
Energía EDEMET	265,082	236,433	256,768	236,726	236,844

Fuente: Proyección realizada por ENSA según planilla “5.1, 5.2, 5.3 y 6.1, 6.2, 6.3 Energía Facturada, Demanda Máxima y Clientes Desagregados”. La energía facturada del año base se obtuvo de la

información disponible (información suministrada por ASEP en planillas Excel: de la evolución de energía facturada real para el periodo jul17-jun18) y el Indicativo de Demanda 2018-2038 del CND.

Para la estimación de la energía ingresada al sistema se consideran las pérdidas eficientes a reconocer. En este caso, de las ecuaciones de eficiencia, resulta un valor de pérdidas eficientes a reconocer de 7.66%. A este valor se le adiciona un 60% de las pérdidas en zonas rojas e invasiones, que se ha estimado en un adicional de 1.68%, por lo que el porcentaje total de pérdidas a reconocer (técnicas mas no técnicas) es de 9.34%. Para el caso de las ventas a EDEMET se consideran pérdidas del 1.5%.

De esta forma la energía eficiente a ingresar al sistema se estima en:

Cuadro N° II.2.13
Proyección de la energía ingresada al sistema – ENSA [MWh]

Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
4,240,579	4,368,518	4,534,462	4,663,644	4,818,944

c) Demanda máxima de ENSA

A partir de los resultados anteriores y de la previsión del factor de carga (0.70) se estima la proyección de la demanda máxima para cada año del periodo jul18-jun22.

Debe tenerse en cuenta que el valor de la demanda máxima a utilizar es la propia de la empresa y no la coincidente con la máxima del sistema, a cuyos efectos hay que utilizar la máxima coincidente y los respectivos factores de coincidencia. Esto vale tanto para la demanda propia de la distribuidora como para la de los Grandes Clientes no regulados conectados a sus redes. Asimismo en el cálculo se tiene en cuenta la energía vendida a EDEMET. Dado que la información está dada sobre una base mensual, es necesario integrar primero sobre esa base la demanda de todos los clientes relacionados con las instalaciones de la distribuidora (demanda máxima propia, demanda máxima grandes clientes no regulados) y a partir de tales totales determinar la máxima de ENSA para el periodo tarifario.

La evolución prevista de la demanda máxima de ENSA se sintetiza a continuación

Cuadro N° II.2.14
Estimación de la Demanda Máxima – ENSA [MW]

Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
692	712	739	761	786

La demanda máxima se obtiene a partir del valor de la energía eficiente ingresada al sistema (Cuadro N° II.2.13) y el factor de carga. El factor de carga adoptado para ENSA fue de 0.70.

C. EDECHI

1. Análisis sintético del mercado en el periodo Julio 2014 – Junio 2018

En este punto se muestra en forma sintética la evolución histórica de los principales parámetros del mercado de la distribuidora: clientes, energía facturada, ingresada al sistema, demanda y pérdidas. En la información presentada se incluye la incorporación de Changuinola a partir de julio de 2015.

Cuadro N° II.3.1

Evolución Usuarios previstos y Usuarios reales facturados por año tarifario - EDECHI

Periodo	Usuarios facturados	Usuarios previstos
Jul13-Jun14	120,506	121,866
Jul14-Jun15	124,662	128,798
Jul15-Jun16	141,843	148,060
Jul16-Jun17	145,782	154,624
Jul17-Jun-18	151,142	161,208

Se observa que el crecimiento de los usuarios reales es menor al previsto en el estudio anterior con una tasa real del 5.8% respecto de una prevista del 7.2%. Es de considerar la incorporación en julio de 2015 del Sector Changuinola lo que introduce una discontinuidad en la serie. Si se analiza el periodo jul15-jun-18 la tasa real es del 3.2% respecto de una prevista del 4.3%.

Cuadro N° II.3.2

Evolución de energía consumida prevista y real facturada - EDECHI

Periodo	Energía facturada sin AP [MWh]	Energía prevista sin AP [MWh]	Energía facturada AP [MWh]	Energía prevista AP [MWh]	Energía facturada Total [MWh]	Energía prevista Total [MWh]
Jul13-Jun14	597,832	599,634	28,894	29,615	626,726	629,249
Jul14-Jun15	643,681	622,238	29,895	32,042	673,576	654,280
Jul15-Jun16	774,823	714,448	34,177	33,342	809,001	747,790
Jul16-Jun17	768,742	738,905	36,786	34,642	805,528	773,547
Jul17-Jun-18	796,439	763,577	38,826	36,592	835,266	800,169

Se observa que la energía facturada total para el periodo tarifario es superior a la prevista en un 4.96%. Del análisis por clase de consumo se observa que la energía consumida por los clientes regulados y no regulados (sin AP) es superior a la prevista en un 5.1%.

La tasa de crecimiento real de la energía total facturada en el periodo es del 7.4% respecto de una prevista del 6.2%. Como se mencionó anteriormente la incorporación del Sector Changuinola en julio de 2015 introduce una singularidad en la serie. Si se analiza la tasa de crecimiento en el periodo jul15-jun18 se obtiene una tasa real del 1.6% (presenta una caída del consumo en jul16-jun17 y luego una recuperación del mismo) respecto de una prevista del 3.4%.

Cuadro N° II.3.3

Energía consumida por usuario – EDECHI

Periodo	Energía consumida por usuario real [kWh-usu]	Energía consumida por usuario prevista [kWh-usu]
Jul13-Jun14	433.40	430.29
Jul14-Jun15	450.27	423.32
Jul15-Jun16	475.29	420.88
Jul16-Jun17	460.46	416.90
Jul17-Jun-18	460.53	413.63

La energía consumida real por usuario es superior a la prevista, con un leve decrecimiento en los últimos dos años.

En cuadro siguiente se muestra la evolución de la energía prevista inyectada al sistema de EDECHI y la realmente inyectada.

La energía prevista inyectada surge, de acuerdo al informe IMP anterior, de la energía prevista a usuarios más las pérdidas eficientes establecidas a reconocer. Se adiciona una columna con el cálculo de la energía que debiera haberse inyectado a partir de los consumos a usuarios realmente ocurridos con las pérdidas eficientes previstas a reconocer en el estudio anterior.

Cuadro N° II.3.4

Evolución de la energía inyectada prevista, real y prevista con consumo real - EDECHI

Periodo	Energía inyectada Total real [MWh]	Energía inyectada Total prevista [MWh](*)	Energía inyectada prevista energía consumida real [MWh](*)
Jul13-Jun14	693,422	688,953	686,191
Jul14-Jun15	751,734	713,841	734,894
Jul15-Jun16	909,882	826,889	894,574
Jul16-Jun17	905,805	853,653	888,946
Jul17-Jun-18	892,127	880,041	918,641

(*) con pérdidas eficientes

La energía total inyectada al sistema de EDECHI-CHANGUINOLA para los años del periodo se encuentra por encima de la prevista, en concordancia con lo ocurrido con la energía consumida.

En este caso se observa una disminución de la energía inyectada total real en el último año cuando la energía facturada ha crecido en el último año. Si bien llama la atención dicha situación podría explicarse por una disminución de las pérdidas en las redes, pero si se observa el Cuadro II.3.6 es notable la disminución de dicho valor de pérdidas, lo cual no parece razonable.

De forma similar se presenta la demanda máxima prevista, la real ocurrida y la máxima que debiera haber ocurrido a partir de los consumos reales y las pérdidas eficientes y factores de carga previstos en el estudio del IMP anterior.

Cuadro N° II.3.5

Evolución de la demanda máxima real, prevista y prevista con consumo real - EDECHI

Periodo	Demanda Máxima real [MW]	Demanda Máxima prevista [MW](*)	Demanda Máxima prevista energía real [MW](*)
Jul13-Jun14	120.87	116.59	116.12
Jul14-Jun15	133.22	120.87	124.43
Jul15-Jun16	150.81	139.92	151.37
Jul16-Jun17	140.40	144.64	150.62
Jul17-Jun-18	157.11	149.15	155.69

(*) con pérdidas eficientes

Se observa que la demanda máxima del sistema EDECHI-CHANGUINOLA real fue superior a la prevista en el estudio tarifario anterior. Es de mencionar que los valores de demanda máxima real para el periodo Jul16-Jun17 se aprecia bajo.

En el cuadro siguiente se muestran las pérdidas en distribución previstas en el estudio del IMP anterior y las reales ocurridas, de la empresa EDECHI para el periodo 2014 – 2016. Los datos previstos en el estudio anterior son valores eficientes (de acuerdo a las pérdidas establecidas a reconocer), mientras que los valores reales son los efectivamente ocurridos, incluyendo pérdidas técnicas y no técnicas. Los porcentajes de pérdidas están calculados respecto de la energía total recibida por la empresa distribuidora.

Cuadro N° II.3.6
Pérdidas de energía real y prevista - EDECHI

Periodo	Pérdidas reales ocurridas [MWh]	Pérdidas reales ocurridas [%]	Pérdidas previstas [MWh]	Pérdidas previstas [%]
Jul13-Jun14	66,696	9.62%	59,704	8.67%
Jul14-Jun15	78,158	10.40%	59,561	8.34%
Jul15-Jun16	100,881	11.09%	79,099	9.57%
Jul16-Jun17	100,277	11.07%	80,106	9.38%
Jul17-Jun-18	56,861	6.37%	79,872	9.08%

Se observa que las pérdidas de energía reales en % son, en promedio para el periodo 2014-2017, aproximadamente un 1.8 % superiores a las previstas, salvo en el último año donde son muy inferiores a los dos años anteriores, lo cual no parece razonable.

2. Proyecciones del mercado en el periodo Julio 2018 – Junio 2022

a) Proyección de Clientes de EDECHI

La evolución prevista del número de clientes resulta del análisis de la información histórica y de proyección proporcionada por la distribuidora.

La distribuidora presentó la siguiente información relacionada con el crecimiento de los clientes para el nuevo periodo tarifario:

Cuadro N° II.3.7
Proyección de clientes realizada por EDECHI

Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
155,003	161,664	168,488	175,474	182,627

A partir del análisis de los clientes existentes en el periodo 2014-2018 resulta la siguiente serie histórica de evolución de los clientes (ver Cuadro N° II.3.1):

Cuadro N° II.3.8
Serie histórica de clientes - EDECHI

Jul14-Jun15	Jul15-Jun16	Jul16-Jun17	Jul17-Jun18
124,662	141,843	145,782	151,142

Del análisis de la misma y la información procesada de facturación del periodo jul17-jun18 se observa que la información indicada para el año base (jul17-jun18) en sus previsiones de proyección y la de la facturación no es consistente, siendo la cantidad de clientes del año base que la empresa utiliza para la proyección mayor al ocurrido.

A partir de esto se plantean dos alternativas para la proyección de clientes para el periodo 2018-2022, en ambos casos partiendo de la cantidad de usuarios obtenida para el periodo jul17-jun18 de los datos recopilados como históricos, esto es 151,142 clientes (Cuadro N° II.3.8):

- Alternativa a) Considerando la tasa de crecimiento propuesta por la distribuidora (4.09%). Esta tasa se observa muy alta considerando los datos reales de crecimiento del periodo 2014-2018 y que la tasa de crecimiento de clientes ha ido disminuyendo (ver Cuadro II.3.1)
- Alternativa b). Considerando la tasa de crecimiento histórica del último periodo tarifario (3.4%) para el caso de EDECHI sin Changuinola y del 3.2% promedio en los dos últimos años considerando Changuinola incluido. De este análisis se adopta una tasa de 3.3% para la proyección. Esta alternativa se considera más probable dado que el crecimiento de clientes ha sido más bajo que lo previsto en el periodo anterior, con tendencia decreciente aunque se estima una recuperación del mismo pero más lenta de lo supuesto por la distribuidora.

Los valores resultantes se presentan a continuación, adoptándose para este estudio la Alternativa b).

Cuadro N° II.3.9
Proyección de clientes - EDECHI

Alternativa	Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
Alternativa a)	151,142	157,324	163,758	170,456	177,428
Alternativa b)	151,142	156,130	161,282	166,604	172,102

Nota: Para el caso de los clientes la empresa envió proyecciones en planilla Excel “Copia de 11 EDECHI Previsión del mercado 2018-2022 (Base)”, punto 11 de nota CM-1320-17 del 15/12/17, donde para el periodo jul18-jun19 la cantidad de clientes sería de 161,664. Esto implicaba un fuerte salto en la cantidad de clientes respecto del año base con la información disponible.

De las planillas de la actualización tarifaria se obtiene una cantidad de clientes promedio para el periodo jul17-jun18 (base del próximo periodo tarifarios) de 151,142 clientes. Esto implicaría un salto

del año base al primer año del periodo tarifario de 10,522 clientes, lo cual no es razonable ya que los saltos históricos son del orden de 5,000 clientes/año y los propuestos por la empresa del orden de los 6,500 clientes. Por esto se tomó el año base con la información disponible y se supusieron las dos tasas de crecimiento antes mencionadas.

b) Proyección de Energía Facturada e Ingresada al Sistema de EDECHI

La evolución prevista del consumo resulta del análisis de la evolución histórica, las proyecciones realizadas por la empresa y la información de proyección obtenida del Informe Indicativo de Demandas 2018-2038 del CND. A partir de la misma y considerando la pérdida eficiente (incluidas no técnicas) a reconocer se obtiene la energía ingresada al sistema.

Para el caso de la proyección de energía facturada, incluyendo los grandes clientes no regulados, la distribuidora presenta los siguientes valores:

Cuadro N° II.3.10
Proyección de energía facturada realizada por EDECHI [MWh]

Detalle	Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
EnerFac sin AP	789,105	801,555	815,435	829,266	843,226
Ener Fac AP	38,713	39,487	40,277	41,083	41,904

A partir del análisis de la energía facturada real en el periodo 2014-2018 resulta la siguiente serie histórica (ver Cuadro N° II.3.2):

Cuadro N° II.3.11
Serie histórica de energía facturada - EDECHI [MWh]

Jul14-Jun15	Jul15-Jun16	Jul16-Jun17	Jul17-Jun18
673,576	809,001	805,528	835,266

Se observa que la energía facturada total en el año base (835,266 MWh) es superior a la supuesta por la distribuidora en el cálculo de sus proyecciones (827,818 MWh). A partir de esta información se realizan nuevas proyecciones de la energía a considerar en el periodo tarifario 2018-2022 considerando dos alternativas partiendo de la energía real facturada para el periodo jul17-jun18:

- Alternativa a) Considerando el crecimiento de energía propuesto por la distribuidora (tasa anual media 1.69%). Este se observa bajo respecto a lo ocurrido en el periodo 2014-2018 (ver Cuadro N° II.3.2) y lo previsto por el CND (2.0%).
- Alternativa b). En este caso se analizó la tasa de crecimiento prevista en el Indicativo de Demanda 2018-2038 del CND (2.0%) y las tasas de crecimiento histórica del último periodo tarifario para EDECHI (4.6%), la del periodo 2015-2018 que incluye Changuinola (1.6%) y la del último año considerando EDECHI-CHANGUINOLA (3.7%), adoptándose una tasa de crecimiento del 2.5% (promedio de las antes mencionadas). Esta alternativa se considera más probable dado que la supuesta por la empresa se observa muy baja en relación a lo previsto por el CND y lo ocurrido en el periodo anterior.

Los valores resultantes se presentan a continuación, adoptándose para este estudio la Alternativa b).

Cuadro N° II.3.12
Proyección de energía facturada Alternativa a) – EDECHI [MWh]

Detalle	Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
EnerFac sin AP	796,439	809,899	823,586	837,505	851,659
Ener Fac AP	38,826	39,487	40,277	41,083	41,904

Proyección de energía facturada Alternativa b) – EDECHI [MWh]

Detalle	Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
EnerFac sin AP	796,439	816,350	836,759	857,678	879,120
Ener Fac AP	38,826	40,767	42,806	44,946	47,193

La información del año base resulta de la información suministrada para los ajustes tarifarios. Para la proyección se adoptó la información brindada por EDECHI en planilla Excel “Copia de 11 EDECHI Previsión del mercado 2018-2022 (Base)”, punto 11 de nota CM-1320-17 del 15/12/17 y del Informe Indicativo de Demanda 2018-2038 del CND.

Para la estimación de la energía ingresada al sistema se consideran las pérdidas eficientes a reconocer. En este caso, de las ecuaciones de eficiencia, resulta un valor de pérdidas eficientes a reconocer de 7.71%.

De esta forma la energía eficiente a ingresar al sistema, para la alternativa seleccionada, se estima en:

Cuadro N° II.3.13
Proyección de la energía ingresada al sistema – EDECHI [MWh]

Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
909,577	928,758	953,072	978,050	1,003,710

c) Demanda máxima de EDECHI

A partir de los resultados anteriores y de la previsión del factor de carga (0.68) obtenido del Informe Indicativo de Demanda 2018-2038 del CND se estima la proyección de la demanda máxima para cada año del periodo jul18-jun22.

Debe tenerse en cuenta que el valor de la demanda máxima a utilizar es la propia de la empresa y no la coincidente con la máxima del sistema, a cuyos efectos hay que utilizar la máxima coincidente y los respectivos factores de coincidencia. Esto vale tanto para la demanda propia de la distribuidora como para la de los Grandes Clientes no regulados conectados a sus redes. Dado que la información está dada sobre una base mensual, es necesario integrar primero sobre esa base la demanda de todos los clientes relacionados con las instalaciones de la distribuidora (demanda máxima propia, demanda máxima grandes clientes no regulados) y a partir de tales totales determinar la máxima de EDECHI para el periodo tarifario.

La evolución prevista de la demanda máxima de EDECHI se sintetiza en el Cuadro N° siguiente para la alternativa adoptada, de acuerdo a lo indicado en los puntos anteriores.

Cuadro N° II.3.14
Estimación de la Demanda Máxima – EDECHI [MW]

Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
153	156	160	164	168

La demanda máxima se obtiene a partir del valor de la energía eficiente ingresada al sistema (Cuadro N° II.3.13) y el factor de carga. El factor de carga adoptado para EDECHI fue de 0.68, resultante de información del Indicativo de Demanda 2018-2038 del CND. Para el cálculo del FC se tomó, para cada año del periodo tarifario, los valores de energía anual y la potencia máxima, calculándose el FC para los distintos años del periodo tarifario, resultando el valor antes indicado.

ANEXO III: ANÁLISIS DE PERDIDAS NO TÉCNICAS, EN PARTICULAR LAS DENOMINADAS ZONAS ROJAS

En este apartado se realiza un análisis de la información presentada por las empresas distribuidoras de Panamá, ENSA, EDEMET y EDECHI en relación a las pérdidas de energía no técnicas, en particular las ocurridas en áreas llamadas “**Zonas Rojas**” y a las que las distribuidoras denominan como “no gestionables”.

Estas zonas, especialmente en los centros urbanos y suburbanos de las Ciudades de Panamá y Colón para la distribuidora ENSA y Panamá Metro y Oeste para la distribuidora EDEMET, están compuesta en una parte de barrios de alta delincuencia, lo cual usualmente va de la mano con zonas de altas pérdidas de energía.

Algunos de los indicadores que utilizan las distribuidoras para identificar estas zonas son:

- Rutas de lectura que se leen con policía
- Áreas donde se han instalado proyectos de bloqueo
- Información pública en general

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

- ASEP solicita a las empresas distribuidoras EDEMET y EDECHI según consta en nota DSAN No. 3530-2017 del 4 de diciembre del 2017, información relevante relacionada con las pérdidas NO técnicas de su área de concesión.
- EDEMET y EDECHI mediante notas CM-18-18 del 5 de enero del 2018 solicita prórroga para la presentación de la información. Dicha petición de prórroga fue aceptada por ASEP según nota DSAM-168-18 del 10 de enero del 2018. En respuesta a lo solicitado por ASEP, EDEMET con nota CM-90-18 de fecha 25 de enero del 2018 entrega la información. No existe información sobre la Distribuidora EDECHI.
- ASEP solicita a la empresa distribuidora ENSA según consta en nota DSAN No. 3529-2017 del 4 de diciembre del 2017, información relevante relacionada con las pérdidas No técnicas de su área de concesión.
- ENSA ha presentado información relevante mediante nota VPPM-010-18 con fecha del 10 de enero del 2018. La misma está concentrada en planillas Excel “Punto 2-Pérdidas No técnica”. Esta información está detallada para las zonas de Panamá, Colon y el resto agrupadas en zona Regionales. También presentó Presentación ADM ASEP - rv3 del 4 de marzo del 2018.
- EDEMET y EDECHI presentan información de Energía, Demanda y Clientes años 2014 al 2016 – Pérdidas, Punto 14, enviada con la Nota: RM-103-2017 del 27 de julio de 2017.

Las pérdidas no técnicas son clasificadas por las distribuidoras, en función de su origen, por dos causas principales según la denominación realizada por las empresas:

- Perdidas no técnicas Gestionables: Fraudes, hurtos, conexiones clandestinas

- Pérdidas no técnicas no gestionables: Imposibilidad de facturar y cobrar en zonas peligrosas (Zonas Rojas)

Cabe aclarar que todas las pérdidas mencionadas se clasifican en forma general como Pérdidas No Técnicas, y como tal deben ser consideradas desde el punto de vista regulatorio, siendo la denominación de “Gestionables” y “No Gestionables” una consideración interna de las distribuidoras.

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.

A. ENSA 2017 - Zonas Rojas e invasión

Según informa la distribuidora, en la zona de concesión de ENSA, la Provincia de Colón, que representa el 15% del mercado, tiene características socioeconómicas muy distintas a las de la provincia de Panamá. La mayor parte de Colón es una zona de alta peligrosidad y los resultados de pérdidas de energía de las áreas donde se mide, son sustancialmente superiores a otras áreas del país.

Así mismo existen áreas similarmente peligrosas a la planteada como son San Miguelito, Mañanitas, San Joaquín, entre otras.

En la Cuadro N° III.1 se muestran los resultados presentados por la distribuidora para el año 2017 como “Apertura ENSA 2017”. En el mismo se muestran las energías anuales de ingreso declaradas por la distribuidora y la discriminación de pérdidas anuales en valores absolutos y en porcentajes.

Cuadro N° III.1: Energía Ingresada, Distribuida y pérdidas distribuidora ENSA

Items	Energía Anual	Participación	Pérdidas ⁽¹⁾	Pérdidas ⁽²⁾	Pérdidas ⁽³⁾
	[GWh]	[%]	[%]	[%]	[%]
Ingresada ENSA	4,086				
Distribuidas en Zonas Rojas e invasión	380	9.3%			
Distribuida resto	3,706	90.7%			
Pérdidas Zona Roja e invasión	116		2.8%	30.6%	25.0%
Pérdidas Resto	350		8.6%	9.4%	75.0%
Pérdidas Totales ⁽⁴⁾	466		11.4%	11.4%	100.0%

(1) Pérdidas en porcentaje respecto a la energía ingresada a la distribuidora.

(2) Pérdidas en porcentaje respecto a la energía distribuida por zonas rojas e invasión.

(3) Pérdidas en porcentaje respecto a la energía total de pérdidas.

(4) Las Pérdidas Totales incluyen Pérdidas técnicas, No-Técnicas y Zonas Rojas e invasiones.

Fuente: ENSA. Presentación ADM ASEP - rv3 del 4 de marzo del 2018

Adicionalmente a las zonas rojas que son ya servidas se encuentran las áreas de “invasión” o de ocupación ilegal, en las cuales se tienen censados más de 6,275 usuarios que según la distribuidora manifiesta representan al menos 11.3 GWh–Año de pérdidas.

Al respecto, y en función de información de ASEP, fueron descartadas todas aquellas que tienen más del 20% de pérdidas entre la energía ingresada y la energía de pérdidas extrapolada por área

y no se ha incluido el área “Los Libertadores” que si bien tiene una pérdida del 22%, la misma no es considerada zona roja.

En resumen, la distribuidora indica que *dentro de las zonas rojas hay casi 117,000 usuarios de los cuales el 55 % de ellos ya se encuentran bajo la supervisión de medidores totalizadores (Medidores instalados en el transformador que alimenta estas zonas rojas a los efectos de hacer un balance entre la energía de entrada a la zona y la facturada para evaluar las pérdidas). El grupo de áreas con totalizadores representa una pérdida total de 5.897 GWh-mes que representa un 18.8% de la energía distribuida en este grupo. Con esta información y mediante una extrapolación conservadora en la que se asume que el comportamiento del resto de los transformadores sin este tipo de medidores se comportaría igual que el presentado, la energía total de pérdidas sería de 12.833 GWh-mes. Conservadora porque la experiencia demuestra que el comportamiento de los usuarios alimentados por transformadores sin totalizador es mucho peor que el supuesto.*

Considerando las zonas rojas y las invasiones ilegales la pérdida conjunta es estimada por la distribuidora en 9.67 GWh-mes o 116 GWh-año como se indica en el Cuadro N° III.1, representando alrededor del 2.8 % de la energía total ingresada a la red. Este porcentaje de pérdidas se reparte en un 2.6% correspondiente a Zonas Rojas y un 0.3 % en asentamientos ilegales (invasiones). De acuerdo a lo informado por la distribuidora las pérdidas en zonas Rojas e invasión representan el 25.0 % de la energía total de pérdidas de la distribuidora.

B. EDEMET - Zonas Rojas e Invasión o Asentamientos informales

La distribuidora manifiesta que en el área de la Ciudad de Panamá existen zonas en las cuales las pérdidas por el hurto o defraudación de la energía siempre han sido muy altas (superiores al 30%), conviviendo además con altas tasas de impago y morosidad de la energía que se logra facturar. El análisis de las pérdidas no técnicas se realiza fundamentalmente en dos áreas que son Panamá Metro y Panamá Oeste del área de concesión de EDEMET.

Por otro lado, se menciona que la proliferación de asentamientos informales en la provincia de Panamá Oeste, donde los pobladores a través de conexiones clandestinas a las redes consumen energía ilegalmente, ocasionan pérdidas del 100%, poniendo en riesgo la seguridad de las personas y la calidad del servicio de los clientes adyacentes a los mismos.

1. EDEMET- Zona Panamá Metro- áreas Rojas

La distribuidora informa que las áreas rojas de la Ciudad de Panamá están concentradas en los siguientes barrios: El Chorrillo, Santa Ana, Curundú y Barraza en los cuales se han colocado puntos de control que definen bolsas de energía que permiten realizar balances de energía (energía de entrada vs energía facturada de clientes).

En el Cuadro N° III.2 se muestra el balance de energía anual para el año 2017 presentado por la distribuidora de las principales localidades del área de Panamá Metro identificadas como zonas rojas. En el mismo se indican la energía anual ingresada, la participación de cada barrio en la energía total ingresada, la energía facturada y las pérdidas en valores globales y en porcentaje.

Las pérdidas anuales de energía han alcanzado los 37.72 GWh al cierre de 2017, representando un elevado porcentaje de pérdidas del orden del 39.16 % respecto a la energía total ingresada a estos barrios.

Cuadro N° III.2: Energía Ingresada y Distribuida más pérdidas en barrios de Panamá Metro

Zonas Rojas	Energía Anual Ingresada	Participación respecto total	Energía Anual Facturada	Pérdidas Anuales	Pérdidas Anuales
	[GWh]	[%]	[GWh]	[GWh]	[%]
Curundú	31.12	32.31%	14.12	17.00	54.63%
Santa Ana y Barraza	34.45	35.77%	21.85	12.60	40.49%
Calle17 y Chorrillo	30.75	31.92%	22.63	8.12	26.09%
Total año 2017	96.32	100.00%	58.60	37.72	39.16%

Fuente: Informe Zonas Roja presentado por EDEMET - Nota: CM-90-18 del 15/02/2018

2. EDEMET- Zona Panamá Oeste Asentamientos Informales

Al igual que en la Capital, en el sector de Panamá Oeste informan que se han detectado muchos sectores en los cuales está proliferando el consumo de energía de forma ilegal por parte de los usuarios que invaden terrenos y se conectan directamente a las redes de baja tensión de la empresa. Con el fin de reducir las pérdidas ocasionadas por estas conexiones ilegales (telarañas), la empresa manifiesta haber realizado distintas acciones desde hace 19 años, entre ellas:

- Instalación de redes especiales de Baja Tensión, con el propósito de contratar y normalizar a los usuarios.
- Instalación de medidas especiales para la gestión remota de corte y reconexión.
- Inspecciones dirigidas anuales, con el fin de verificar y cortar los usuarios ilegales.
- Operativos semanales, con el apoyo de policías, para detectar y retirar las telarañas.

Según indica la distribuidora para esta zona, al igual que ocurre en las áreas rojas de Panamá, los pobladores también responden agresivamente ante las distintas acciones que realiza con la finalidad de normalizar la situación, generando un alto riesgo de seguridad para los operarios al intentar eliminar las conexiones ilegales de la red eléctrica.

En el Cuadro N° III.3 se muestra el balance de energía anual para el año 2017, presentado por la distribuidora, de las principales localidades del área de Panamá Oeste identificadas como zonas rojas. En el mismo se indican la energía anual ingresada, la participación de cada barrio en la energía total ingresada, la energía facturada y las pérdidas en valores globales y en porcentaje.

Las pérdidas anuales de energía alcanzaron los 18.79 GWh en 2017, representando un elevado porcentaje de pérdidas del orden del 31.29 % respecto a la energía total ingresada a estos barrios.

Cuadro N° III.3: Energía Ingresada y Distribuida más pérdidas en barrios de Panamá Oeste

Zonas Rojas	Energía Anual Ingresada	Participación respecto total	Energía Anual Facturada	Pérdidas Anuales	Pérdidas Anuales
	[GWh]	[%]	[GWh]	[GWh]	[%]
Bique 19-2_Chumical	12.27	20.43%	7.11	5.16	42.05%
Veracruz-1y2	12.71	21.17%	7.94	4.77	37.53%
Loma Cova 2996	8.32	13.86%	5.32	3.00	36.06%
Loma Cova 2976	10.91	18.17%	8.16	2.75	25.21%
Nuevo Chorrillo	6.78	11.29%	5.65	1.13	16.67%

Zonas Rojas	Energía Anual Ingresada	Participación respecto total	Energía Anual Facturada	Pérdidas Anuales	Pérdidas Anuales
	[GWh]	[%]	[GWh]	[GWh]	[%]
San Bernardino	9.06	15.09%	7.08	1.98	21.85%
Total Año 2017	60.05	100.00%	41.26	18.79	31.29%

Fuente: Informe Zonas Roja presentado por EDEMET – Nota: CM-90-18 del 15/02/2018

Con la información presentada por EDEMET y de acuerdo a su evaluación, se estiman las pérdidas no técnicas relacionadas con las pérdidas en las Zonas Rojas e invasiones o Asentamientos Informales.

3. EDEMET- Histórico de Pérdidas Totales 2014-2017

A los efectos de presentar para EDEMET resultados con las pérdidas totales anuales discriminadas como el Cuadro N° III.1 “Apertura ENSA 2017”, es necesario contar con la energía ingresada a la distribuidora y las pérdidas totales para el año 2017.

Para tal fin en el Cuadro N° III.4 se muestran el balance de energía y pérdidas histórico presentado por la distribuidora EDEMET y elaboración propia para los años 2014 al 2017.

Cuadro N° III.4: Balance energético y Pérdidas totales anuales distribuidora EDEMET

Energía/Años	2014	2015	2016	2017	Crecimiento
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	2016/2017
Ventas de Energía	3,790	4,077	4,180	4,177	-0.09%
Pérdidas de Energía	427	490	522	587	11.19%
Energía Ingresada	4,218	4,567	4,702	4,764	1.30%
Porcentaje de Perdidas ⁽¹⁾	10.1%	10.7%	11.1%	12.3%	

(1) Porcentaje de pérdidas: (Ingresada-Ventas) / Ingresada.

Fuente: Información entregada por distribuidoras. Punto 14. De la información enviada “Energía, Demanda y clientes años 2014 al 2016. Nota RM-103-2017 sobre perdidas”. Año 2017 Elaboración propia.

4. EDEMET 2017

En el Cuadro N° III.5 se muestran los resultados presentados por la distribuidora y los elaborados para el año 2017. En el mismo se muestran las energías anuales de ingreso de la distribuidora y la discriminación de pérdidas anuales en valores absolutos y en porcentajes. El resto de la información mostrada de las zonas rojas es la informada por la empresa para el año 2017 y que se han mencionado en los cuadros N° III.2 y III.3 anteriores.

Cuadro N° III.5: Energía Ingresada, Distribuida y pérdidas anuales Distribuidora EDEMET – 2017

Items	Energía Anual	Participación	Pérdidas ⁽¹⁾	Pérdidas ⁽²⁾	Pérdidas ⁽³⁾
	[GWh]	[%]	[%]	[%]	[%]
Ingresada EDEMET	4,764				
Distribuidas en Zonas Rojas e Invasión	156.37	3.28%			
Distribuida resto	4,608	96.72%			
Pérdidas Zonas Rojas e Invasión	56.51		1.19%	36.14%	9.62%

Pérdidas Resto	531		11.14%	11.52%	90.38%
Pérdidas Totales ⁽⁴⁾	587.20		12.33%	12.33%	100.00%

(1) Pérdidas en porcentaje respecto a la energía ingresada a la distribuidora.

(2) Pérdidas en porcentaje respecto a la energía distribuida por zonas rojas e invasión.

(3) Pérdidas en porcentaje respecto a la energía total de pérdidas.

(4) Las Pérdidas Totales incluyen Pérdidas técnicas y No-Técnicas (incluidas Zonas Rojas e invasiones).

Fuente: Elaboración propia e información presentada por Distribuidora “Informe Zonas Roja” - Nota: CM-90-18 del 15/02/2018.

Considerando las zonas rojas y las invasiones ilegales, la pérdida conjunta se estima en 56.51 GWh-anales como se indica en el Cuadro N° III.5, representando alrededor del 1.19% de la energía total ingresada a la red. Estas pérdidas, según informa la distribuidora tiene dos componentes uno para la Zona de Panamá Metro que lo presenta como “Zonas Rojas” y representa el 0.79% de la energía ingresada a la red, y la otra, “Asentamientos Informales (Invasiones)” en la zona de Panamá Oeste, representando el 0.39% de la energía ingresada a la red. Las pérdidas en zonas Rojas e invasión o Asentamientos informales representan el 9.62 % de la energía total de pérdidas anuales de la distribuidora.

C. EDECHI - Histórico de Pérdidas Totales 2014-2017

A los efectos de analizar para EDECHI los resultados con las pérdidas totales anuales discriminadas como en el Cuadro N° III.1 “Apertura ENSA 2017”, es necesario contar con la energía ingresada a la distribuidora y las pérdidas totales para el año 2017.

Para tal fin en el Cuadro N° III.6 se muestran el balance de energía y pérdidas histórico presentado por EDECHI y elaboración propia para los años 2014 al 2017.

Suponiendo que el nivel de pérdidas del año 2016 se mantiene para el año 2017, se obtienen los resultados mostrados en el Cuadro N° III.6 para el año 2017.

Cuadro N° III.6: Balance energético y Pérdidas totales distribuidora EDECHI

Energía/Años	2014	2015	2016	2017	Crecimiento
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	2016/2017
Ventas de Energía	638	754	799	832	3.93%
Pérdidas de Energía	73	88	103	108	3.98%
Energía Ingresada	711	842	902	939	3.93%
Porcentaje de Perdidas	10.3%	10.5%	11.5%	11.5%	

Fuente: Información entregada por distribuidoras. Punto 14. De la información enviada “Energía, Demanda y clientes años 2014 al 2016. Nota RM-103-2017 sobre perdidas”. Nota: CM-364-2018 “Informe pérdidas técnicas año 2016”

1. EDECHI 2017

En el Cuadro N° III.7 se muestran los resultados presentados por la distribuidora y los elaborados para el año 2017. En el mismo se muestran las energías anuales de ingreso de la distribuidora y las pérdidas en valores absolutos y en porcentajes. No se dispone de información relacionada con zonas Rojas.

Cuadro N° III.7: Energía Ingresada, Distribuida y pérdidas distribuidora EDECHI

Items	Energía Anual	Participación	Pérdidas (1)	Pérdidas (2)	Pérdidas (3)
	[GWh]	[%]	[%]	[%]	[%]
Ingresada EDECHI	939				
Distribuidas en Zonas Rojas e invasión	-	0.00%			
Distribuida resto	939	100.00%			
Pérdidas Zona Roja e invasión	0.00		0.0%	0.0%	0.0%
Pérdidas Resto	108		11.5%	11.5%	100.0%
Pérdidas Totales	108		11.5%	11.5%	100.0%

(1) Pérdidas en porcentaje respecto a la energía ingresada a la distribuidora.

(2) Pérdidas en porcentaje respecto a la energía distribuida por zonas rojas e invasión.

(3) Pérdidas en porcentaje respecto a la energía total de pérdidas.

Fuente: Distribuidora y elaboración propia

D. Comparación de Pérdidas año 2016-2017. Discriminación de Pérdidas Zonas Rojas e Invasiones o Asentamientos Informales.

En el Cuadro N° III.8 se indican para el año 2016 la discriminación de pérdidas Técnicas y No-Técnicas para las tres distribuidoras.

Cuadro N° III.8: Resumen de pérdidas año 2016

Distribuidora	Pérdidas Año 2016		
	No-Técnicas	Técnicas	Total
EDEMET	3.21%	8.12%	11.3%
ENSA	5.89%	6.02%	11.9%
EDECHI	1.71%	9.79%	11.5%

(1): Energía ingresada a la distribuidora menos energía facturada respecto de la energía ingresada.

Fuente: Información enviada por las distribuidoras. EDEMET y EDECHI en nota: RM-103-2017 del 27 de julio de 2017 corregida por informe Nota: CM-364-2018 “informes de pérdidas técnicas EDEMET-EDECHI – 2016 de marzo del 2018. ENSA planilla Excel “5.4 y 6.4- Proyección de las Pérdidas 2017 al 2022”.

En el Cuadro N° III.9 se muestra para el año 2017 un resumen para cada distribuidora de las pérdidas No-Técnicas y Técnicas, según información de las propias distribuidoras y elaboración propia. Además, se muestra la discriminación estimada de las pérdidas ocurridas en las Zonas Rojas e invasiones o Asentamiento Informales.

Es de hacer notar que para el año 2017 se ha asumido que las pérdidas técnicas conservan el valor del informado para el año 2016, ya que normalmente de un año a otro no se presentan variaciones importantes en la red de distribución para que las pérdidas técnicas cambien. Se ha calculado el valor de las pérdidas No Técnicas para cerrar el balance con las pérdidas totales.

Cuadro N° III.9: Resumen de pérdidas año 2017

Distribuidora	Pérdidas Año 2017			Discriminación Pérdidas Zonas Roja e invasiones		
	No-Técnicas	Técnicas	Total	Zona Roja	Invasiones	Total
EDEMET	4.2%	8.1%	12.3%	0.8%	0.4%	1.2%
ENSA	5.4%	6.02	11.4%	2.6%	0.3%	2.80%
EDECHI	1.8%	10.6%	12.4%	0.00%	0.00%	0.00%

(¹): Energía ingresada a la distribuidora menos energía facturada obtenida de información presentada por las distribuidoras.

Fuente: Para (²); ENSA informa en planilla Excel “5.4 y 6.4- Proyección de las Pérdidas 2017 al 2022”. Energía. Demanda y Pérdidas y Presentación ADM ASEP - rv3 del 4 de marzo del 2018. Para EDEMET la información se recopiló del documento “Informes Áreas Rojas” Nota: CM-90-18 del 25 de enero del 2018. De EDECHI no se tiene información para el año 2017. Elaboración propia.

Observando los Cuadros N° III.8 y III.9 se advierte para las distribuidoras EDEMET y EDECHI un incremento del orden del 1% en las pérdidas totales no así para la distribuidora ENSA que se produce una leve disminución de la misma del 0.5%.

ANEXO IV: COMPARACIÓN DE COSTOS CON ACTIVOS INTERNACIONALES

Para la presente revisión tarifaria se realizó una extensa recopilación de costos de los activos de igual característica en los países de Perú, México y Argentina, cuyos diseños típicos de construcción de sus instalaciones de distribución eléctrica poseen características similares a los que se encuentran en Panamá. Para los países enunciados se dispuso de información base, esto es, costos de materiales asociados a la instalación, costo de mano de obra y costo de equipamiento utilizado para instalaciones representativas de distribución para la red de media tensión (115kV o similar, 34.5kV o similar, 13.8kV o similar), centros de transformación MT/BT, instalaciones de distribución en baja tensión, acometidas y alumbrado público.

Para realizar las comparaciones de costos internacionales de activos se propone la metodología de la Paridad del Poder Adquisitivo, la cual es reconocida internacionalmente para realizar este tipo de comparaciones.

Sobre la base de la información unitaria disponible de las instalaciones (costos de materiales y mano de obra), se realizó un cálculo preliminar y se comparó con los costos de instalaciones representativas tanto en media tensión, subestaciones de distribución MT/BT y baja tensión de cada uno de los países mencionados a los efectos de analizar la confiabilidad de los costos medios de instalaciones disponibles para el mismo país.

Los costos internacionales de las instalaciones típicas, están calculados en la moneda local del país de origen. Dado que, a los efectos de la comparación, son requeridos en Balboas, en primera instancia son referidos a dólares de EEUU y finalmente convertidos a Balboas. Para ello se tiene en cuenta su discriminación en Mano de Obra, Materiales y el porcentaje de materiales nacionales tanto del país de origen como en Panamá.

Para la comparación de costos de materiales de los países elegidos con Panamá, se utilizó como primera etapa valorizar los mismos a precios de EEUU (país base) y en una segunda etapa, valorizarlos a los precios de Panamá. Para la primera etapa, se realizó el siguiente cálculo:

$$Cmat_{A(EEUU)} = \frac{Cmat_A \cdot \%MatNac}{PPA^{A(EEUU)}} + \frac{Cmat_A \cdot (100\% - \%MatNac)}{TCA^{(EEUU)}} \quad (1)$$

Donde:

$Cmat_{A(EEUU)}$: Costo de materiales del país A referido a EEUU.

$Cmat_A$: Costo de materiales del país A.

$\%MatNac$: Porcentaje de materiales de origen nacional.

$PPA^{A(EEUU)}$: Paridad de poder adquisitivo del país A referido a EEUU.

$TCA^{(EEUU)}$: Tasa de cambio del país A referido a EEUU.

En el primer término de la ecuación (1), la proporción del costo de los materiales nacionales son referidos a costos de EEUU por medio de la paridad de poder adquisitivo y la proporción del costo de los materiales importados son referidos a costos de EEUU por la tasa de cambio.

Para la segunda etapa, se realizó el siguiente cálculo:

$$Cmat_{A(Panamá)} = Cmat_{A(EEUU)} \cdot \%MatNac \cdot PPA^{Panamá(EEUU)} + Cmat_{A(EEUU)} \cdot (100\% - \%MatNac) \cdot TCPanamá^{(EEUU)} \quad (2)$$

Donde:

$Cmat_{A(Panamá)}$: Costo de materiales del país A referido a Panamá.

$PPA^{Panamá(EEUU)}$: Paridad de poder adquisitivo de Panamá referido a EEUU.

$TCPanamá^{(EEUU)}$: Tasa de cambio de Panamá referido a EEUU.

En el primer término de la ecuación (2), la proporción del costo de los materiales nacionales son referidos a costos de Panamá por medio de la paridad de poder adquisitivo y la proporción del costo de los materiales importados son referidos a costos de Panamá por la tasa de cambio.

De la misma manera, para la comparación del costo de mano de obra de los países elegidos con Panamá, se utilizó como primera etapa valorizar los mismos a precios de EEUU y en una segunda etapa, valorizarlos a los precios de Panamá. Para la primera etapa, se utilizó el parámetro Costo Laboral Relativo (CLR), metodología comúnmente utilizada para comparar costos laborales entre los países. De nuevo se toma como país base los EEUU. El CLR se calcula como:

$$CLR_{A(EEUU)} = \frac{REM^A / PBI^A}{REM^{EEUU} / PBI^{EEUU}} \cdot PPA^{A(EEUU)} \quad (3)$$

Dónde:

- $CLR_{A(EEUU)}$: Costo laboral relativo del país A referido a EEUU.
- REM^A : Remuneración asalariados del país A, a valores del país A.
- PBI^A : Producto bruto interno del país A, a valores del país A.
- REM^{EEUU} : Remuneración asalariados de EEUU a valores de EEUU.
- PBI^{EEUU} : Producto bruto interno de EEUU a valores de EEUU.

El costo de mano de obra del país A referidos a EEUU se calcula como:

$$Cmdo_{A(EEUU)} = Cmdo_A / CLR_{A(EEUU)} \quad (4)$$

Donde:

- $Cmdo_{A(EEUU)}$: Costo de mano de obra del país A referido a EEUU.
- $Cmdo_A$: Costo de mano de obra del país A, a valores del país A.

El costo de mano de obra del país A referidos a Panamá se calcula como:

$$Cmdo_{A(Panamá)} = Cmdo_{A(EEUU)} \cdot CLR_{Panamá(EEUU)} \quad (5)$$

Donde:

- $Cmdo_{A(Panamá)}$: Costo de mano de obra del país A referido a Panamá.
- $CLR_{Panamá(EEUU)}$: Costo laboral relativo de Panamá referido a EEUU.

La información disponible de Perú y México es para el año 2013, mientras que para Argentina es para el año 2016. Dado que el estudio requiere realizar las comparaciones con las inversiones realizadas por las distintas empresas distribuidora de Panamá, para los años 2013, 2014, 2015 y 2016, costos internacionales ya expresados en Balboas se refieren a partir de los años bases mencionados a los años establecidos por las inversiones en base a los Índices de precios al Consumidor (IPC) e Índice de precios mayoristas (IPM). La mano de obra es referida en base al índice IPC, mientras que los materiales son referidos a un promedio de ambos índices.

Con esta metodología se obtienen los costos de instalaciones típicas de la red de distribución en media tensión, subestaciones MT/BT y red de baja tensión de acuerdo a los costos internacionales de Perú, México y Argentina referidos a Balboas, para los años 2014, 2015 y 2016.

El resultado de esta comparación y la confiabilidad de la información existente determinó la utilización de los costos disponibles de Perú y México para el conjunto de instalaciones características. Respecto de los resultados de costos obtenidos para la Argentina, debido a la distorsión observada en los índices estadísticos para el periodo evaluado, los mismos generan grandes desviaciones en los resultados para los años evaluados. Por ello, a pesar que los resultados se seguirán analizando, no son presentados en esta etapa.

A. Fuentes Estadísticas

Debido a las diferencias existentes en las fuentes de información, se utilizó la mayoría de la información extraída de la base de datos del Banco Mundial (<https://data.worldbank.org/>) (Tabla 1). Además, se analizaron las siguientes fuentes estadísticas:

EEUU: Bureau of Labour Statistics - <http://www.bls.gov/>

Latinoamérica: CEPAL - <http://www.cepal.org/publicaciones/>

Perú: Instituto Nacional de Estadística e Informática - <https://www.inei.gob.pe/>

México: Instituto Nacional de Estadística y Geografía - <http://www.inegi.org.mx/>

Argentina: Ministerio de Modernización - <http://datos.gob.ar/>

País	Indicador	AÑO 2013
Panamá	PBIcf (MM Balboas)	31.852
	PPA (Unidad local por USD)	0.5925
	Remuneración Asalariados (Balboas)	10.744
	Tasa de cambio a mitad de año (Balboa por USD)	1
EEUU	PBIcf (MM USD)	15.802.855
	PPA (USD por USD)	1
	Remuneración Asalariados (USD)	9.420.848
Perú	PBIcf (MM NSoles)	456.435
	PPA (NSoles por USD)	1.6142
	Remuneración Asalariados (NSoles)	106.941
	Tasa de cambio a mitad de año (NSoles por USD)	2.7019
México	PBIcf (MM \$Mex)	16.118
	PPA (\$Mex por USD)	7.8844
	Remuneración Asalariados (\$Mex)	5.014
	Tasa de cambio a mitad de año (\$Mex por USD)	12.7720

Tabla 1.a. Datos de base para el cálculo de CLR

		2013	2014	2015	2016	2017
Perú	IPC	2.82	3.23	3.56	3.60	1.50
	IPM	0.38	1.83	1.77	1.69	-0.59
México	IPC	3.81	4.02	2.72	2.82	4.99
	IPM	1.37	2.67	2.93	5.67	2.52

Tabla 1.b. Índice de precio al consumidor (IPC) e Índice de precio mayorista (IPM)

B. Resultados de activos internacionales

Con los resultados obtenidos de los costos laborales relativos de los diferentes países (Tabla 2) y considerando un 40% del costo de materiales son nacionales y el 60% son importados, se realizaron los cálculos asociados a los costos de mano de obra y materiales de Perú y México para en 2013.

Para la mano de obra, los costos del país se calcularon a costos en USD por medio de la ecuación (4) y luego se convirtieron a valores en Balboas por medio de la ecuación (5). Para los materiales, los costos se convirtieron a valores en USD por medio de la ecuación (1) y luego se convirtieron a valores en Balboas por medio de la ecuación (2). Finalmente, los valores de los activos son extendidos para los años 2014, 2015, 2016 y 2017 con los índices de precios informados en la tabla 1.b.

A continuación, se detallan los resultados obtenidos de los activos utilizados para los países analizados (Tabla 3: resultados Perú y Tabla 4: resultados México).

	2013
$CLR_{PERU(EUU)}$	0.6344
$CLR_{MEXICO(EUU)}$	4.1142
$CLR_{PANAMA(EUU)}$	0.3353

Tabla 2. Costos laborales relativos

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	Unidad	Costos Perú			Costos Perú (de NS a USD)			Costos Perú (de USD a Balboas)		
				Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total
				(NS)	(NS)	(NS)	(US\$)	(US\$)	(US\$)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)
Distribución MT	Líneas aéreas de 34,5 kV	Trifásico AWG 477+ N 266 - ACSR PH° - Urb	\$/km	9.124	47.951	57.075	14.382	22.531	36.912	4.822	18.859	23.680
		Trifásico AWG 266+ N 1/0 - ACSR PH° - Urb	\$/km	8.627	27.538	36.165	13.598	12.939	26.538	4.559	10.830	15.390
		Trifásico AWG 4/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urb	\$/km	8.637	24.568	33.205	13.614	11.544	25.158	4.564	9.662	14.227
		Trifásico AWG 1/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urb	\$/km	8.135	24.555	32.690	12.823	11.538	24.360	4.299	9.657	13.956
		Monof. AWG 4/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urb	\$/km	6.320	15.469	21.788	9.962	7.268	17.230	3.340	6.084	9.423
		Monof. AWG 1/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urb	\$/km	5.897	17.738	23.634	9.295	8.334	17.629	3.116	6.976	10.092
	Líneas aéreas de 13,8 kV	Trifásico AAC 477+ N 266 - PH° - Urbana	\$/km	8.759	38.361	47.120	13.806	18.025	31.831	4.629	15.087	19.716
		Trifásico AAC 266+ N 1/0 - PH° - Urbana	\$/km	8.343	24.178	32.521	13.151	11.360	24.511	4.409	9.509	13.918
		Trifásico AAC 4/0+ N 1/0 - PH° - Urbana	\$/km	8.343	21.158	29.500	13.151	9.941	23.092	4.409	8.321	12.730
		Trifásico ACSR 1/0+ N 1/0 - PH° - Urbana	\$/km	8.135	15.534	23.669	12.823	7.299	20.122	4.299	6.109	10.408
		Monofásica AAC 4/0+ N 1/0 - PH° - Urbana	\$/km	6.105	13.321	19.426	9.622	6.259	15.882	3.226	5.239	8.465
		Monofásica ACSR 1/0+ N 1/0 - PH° - Urbana	\$/km	5.897	11.221	17.118	9.295	5.272	14.567	3.116	4.413	7.529
		Trifásico ACSR 477+ N 266 - PM - Rural	\$/km	8.759	36.141	44.899	13.806	16.981	30.787	4.629	14.214	18.842
		Trifásico ACSR 266+ N 1/0 - PM - Rural	\$/km	8.343	21.957	30.300	13.151	10.317	23.467	4.409	8.635	13.044
		Trifásico ACSR 4/0+ N 1/0 - PM - Rural	\$/km	8.343	18.937	27.280	13.151	8.898	22.048	4.409	7.448	11.857
		Trifásico ACSR 1/0+ N 1/0 - PM - Rural	\$/km	8.135	13.313	21.448	12.823	6.256	19.078	4.299	5.236	9.535
		Monofásica ACSR 4/0+ N 1/0 - PM - Rural	\$/km	6.105	10.789	16.894	9.622	5.069	14.692	3.226	4.243	7.469
		Monofásica ACSR 1/0+ N 1/0 - PM - Rural	\$/km	5.897	8.689	14.586	9.295	4.083	13.377	3.116	3.417	6.533
		Trifásico AAC 266 - PH° - Preensamblado	\$/km	8.895	68.932	77.827	14.021	32.389	46.409	4.701	27.110	31.810
		Trifásico AAC 4/0 - PH° - Preensamblado	\$/km	8.895	64.374	73.268	14.021	30.247	44.267	4.701	25.317	30.018
		Trifásico AAC 1/0 - PH° - Preensamblado	\$/km	8.687	52.458	61.145	13.693	24.648	38.341	4.591	20.631	25.222
		Trifásico AAC 266 - PM - Preensamblado	\$/km	8.895	66.284	75.179	14.021	31.145	45.165	4.701	26.068	30.769
	Trifásico AAC 4/0 - PM - Preensamblado	\$/km	8.895	61.726	70.621	14.021	29.003	43.023	4.701	24.276	28.976	
	Trifásico AAC 1/0 - PM - Preensamblado	\$/km	8.687	49.810	58.497	13.693	23.404	37.097	4.591	19.590	24.180	
	Líneas subterránea de 13,8 kV	Trifásica 1/0 AWG-Cu-XLP	\$/km	110.886	133.004	243.890	174.786	62.494	237.280	58.600	52.308	110.909
		Trifásica 4/0 AWG-Cu-XLP	\$/km	110.886	222.811	333.698	174.786	104.691	279.477	58.600	87.628	146.229
		Trifásica 500 MCM -Cu-XLP	\$/km	110.886	328.983	439.870	174.786	154.578	329.364	58.600	129.384	187.984
		Monofásica 1/0 AWG-Cu-XLP	\$/km	110.886	99.361	210.247	174.786	46.686	221.472	58.600	39.077	97.677
		Monofásica 4/0 AWG-Cu-XLP	\$/km	110.886	160.244	271.131	174.786	75.293	250.079	58.600	63.022	121.622

Tabla 3.a. Resultados Perú 2013

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	Unidad	Costos Perú			Costos Perú (de NS a USD)			Costos Perú (de USD a Balboas)		
				Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total
				(NS)	(NS)	(NS)	(US\$)	(US\$)	(US\$)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)
Distribución MT	Centros de transf. 13,8 kV/BT	Poste - 10 KVA - monofásico	\$/unidad	665	4.877	5.542	1.048	2.291	3.340	351	1.918	2.269
		Poste - 15 KVA - monofásico	\$/unidad	665	5.613	6.278	1.048	2.637	3.686	351	2.208	2.559
		Poste - 25 KVA - monofásico	\$/unidad	665	6.760	7.425	1.048	3.177	4.225	351	2.659	3.010
		Poste - 50 KVA - monofásico	\$/unidad	665	8.821	9.486	1.048	4.145	5.193	351	3.469	3.821
		Poste - 75 KVA - monofásico	\$/unidad	665	10.371	11.036	1.048	4.873	5.921	351	4.079	4.430
		Poste - 15 KVA - trifásico	\$/unidad	791	9.073	9.864	1.247	4.263	5.510	418	3.568	3.986
		Poste - 25KVA - trifásico	\$/unidad	791	10.864	11.655	1.247	5.105	6.351	418	4.273	4.691
		Poste - 50 KVA - trifásico	\$/unidad	791	12.440	13.231	1.247	5.845	7.092	418	4.892	5.310
		Poste - 75 KVA - trifásico - biposte	\$/unidad	1.038	19.550	20.589	1.637	9.186	10.823	549	7.689	8.238
		Plataforma - 50 KVA - monofásico	\$/unidad	999	14.806	15.805	1.575	6.957	8.531	528	5.823	6.351
		Plataforma - 150 KVA - trifásico	\$/unidad	14.812	54.532	69.345	23.348	25.623	48.971	7.828	21.447	29.275
		Plataforma - 300 KVA - trifásico	\$/unidad	14.812	69.554	84.366	23.348	32.681	56.029	7.828	27.355	35.182
Plataforma - 500 KVA - trifásico	\$/unidad	14.812	92.005	106.818	23.348	43.230	66.578	7.828	36.184	44.012		
Plataforma - 750 KVA - trifásico	\$/unidad	14.812	96.736	111.548	23.348	45.453	68.801	7.828	38.045	45.873		
Distribución BT	Líneas aéreas BT	Monofásico - 1/0 AWG ACSR - PM	\$/km	5.838	9.691	15.529	9.202	4.553	13.756	3.085	3.811	6.897
		Monofásico - 1/0 AWG ACSR - PH°	\$/km	5.838	12.243	18.082	9.202	5.753	14.955	3.085	4.815	7.900
		Trifásico - 1/0 AWG ACSR - PM	\$/km	6.957	11.881	18.838	10.966	5.582	16.549	3.677	4.673	8.349
		Trifásico - 1/0 AWG ACSR - PH°	\$/km	6.957	14.101	21.059	10.966	6.626	17.592	3.677	5.546	9.223
		Trifásico - 4/0 AWG ACSR - PH°	\$/km	7.165	20.816	27.981	11.294	9.781	21.075	3.787	8.186	11.973
		Preensam. - Monof. - N° 2 AWG -AAC PH°	\$/km	4.606	11.546	16.152	7.260	5.425	12.685	2.434	4.541	6.975
		Preensam. - Monof. - 1/0 AWG - AAC PH°	\$/km	5.006	12.945	17.951	7.891	6.082	13.973	2.646	5.091	7.736
		Preensam. - Monof. - 4/0 AWG - AAC PH°	\$/km	5.006	28.018	33.024	7.891	13.164	21.055	2.646	11.019	13.664
		Preensam. - Trifásico - 1/0 AWG - AAC PH°	\$/km	5.006	19.516	24.522	7.891	9.170	17.061	2.646	7.675	10.321
	Preensam. - Trifásico - 4/0 AWG - AAC PH°	\$/km	5.006	36.155	41.161	7.891	16.988	24.879	2.646	14.219	16.865	
	Línea subterránea BT	Bifásica - XLPE Cu 1/0 AWG	\$/km	96.681	61.547	158.228	152.396	28.919	181.314	51.094	24.205	75.299
		Bifásica - XLPE Cu 1/4 AWG	\$/km	96.681	107.501	204.182	152.396	50.511	202.907	51.094	42.278	93.372
		Trifásica - XLPE Cu 1/0 AWG	\$/km	99.436	77.375	176.811	156.737	36.356	193.093	52.549	30.430	82.979
		Trifásica - XLPE Cu 4/0 AWG	\$/km	99.436	146.148	245.584	156.737	68.670	225.407	52.549	57.478	110.027
	Acometida aérea	Concéntrico N° 8 - Monofásica Cu	\$/unidad	29	59	88	45	28	73	15	23	39
		Duplex N° 6 - Monofásica - Al	\$/unidad	27	38	65	42	18	60	14	15	29
		Triplex N° 4 - Bifásica - Al	\$/unidad	29	102	131	45	48	93	15	40	55
		Triplex N° 6 - Bifásica - Al	\$/unidad	29	59	88	45	28	73	15	23	38
Concéntrico N° 4 - Bifásica Cu		\$/unidad	29	188	216	45	88	133	15	74	89	
Concéntrico N° 8 - Bifásica Cu		\$/unidad	29	88	117	45	41	87	15	35	50	
Concéntrico N° 4 - Trifásica Cu		\$/unidad	33	258	291	52	121	173	17	101	119	

Tabla 3.b. Resultados Perú 2013

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	Unidad	Costos Perú			Costos Perú (de NS a USD)			Costos Perú (de USD a Balboas)		
				Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total
				(NS)	(NS)	(NS)	(US\$)	(US\$)	(US\$)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)
BT Distribución	Acometida subterránea	Nº 2 AWG Al - Monofásica	\$/unidad	29	102	131	45	48	93	15	40	55
		Nº 2 AWG Cu - Bifásica	\$/unidad	67	167	234	106	78	184	35	66	101
		Nº 2 AWG Al - Trifásica	\$/unidad	44	184	228	70	86	156	23	72	96
Alumbrado Público	Luminaria con lámpara y brazo metálico	Vapor de mercurio 80 W	\$/unidad	19	332	351	30	156	186	10	131	141
		Vapor de mercurio 125 W	\$/unidad	19	338	357	30	159	189	10	133	143
		Vapor de mercurio 250 W	\$/unidad	19	455	474	30	214	244	10	179	189
		Vapor de mercurio 400 W	\$/unidad	19	558	577	30	262	293	10	219	230
		Vapor de sodio 70 W	\$/unidad	19	361	381	30	170	200	10	142	152
		Vapor de sodio 150 W	\$/unidad	19	458	477	30	215	246	10	180	190
		Vapor de sodio 250 W	\$/unidad	19	540	559	30	254	284	10	212	223
		Vapor de sodio 400 W	\$/unidad	19	678	698	30	319	349	10	267	277
		Equipo de control (fotocélula y contactor)	\$/unidad	117	189	306	184	89	273	62	74	136
Comercial	Medidores	BT para Tarifas BTS -1F	\$/unidad	14	28	42	22	13	35	7	11	18
		BT para Tarifas BTS -2F	\$/unidad	40	80	120	63	38	101	21	31	53
		BT para Tarifas BTS -3F	\$/unidad	43	86	129	68	40	108	23	34	57
		BT para Tarifa BTB (Digital) - 1F	\$/unidad	41	407	448	64	191	255	22	160	182
		BT para Tarifa BTB (Digital) - 3F	\$/unidad	84	837	920	132	393	525	44	329	373

Tabla 3.c. Resultados Perú 2013

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	2014			2015			2016			2017		
			Mano de obra	Materiales	Total									
			(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)									
Distribución MT	Líneas aéreas de 34,5 kV	Trifásico AWG 477+ N 266 - ACSR PH° - Urbana	4.977	19.336	24.313	5.154	19.851	25.005	5.340	20.375	25.715	5.420	20.468	25.888
		Trifásico AWG 266+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	4.706	11.104	15.811	4.873	11.400	16.274	5.049	11.701	16.750	5.124	11.755	16.879
		Trifásico AWG 4/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	4.712	9.907	14.618	4.879	10.171	15.050	5.055	10.439	15.494	5.130	10.487	15.617
		Trifásico AWG 1/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	4.438	9.901	14.339	4.596	10.165	14.761	4.761	10.434	15.195	4.832	10.481	15.313
		Monofásica AWG 4/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	3.448	6.237	9.685	3.570	6.404	9.974	3.699	6.573	10.271	3.754	6.603	10.357
		Monofásica AWG 1/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	3.217	7.152	10.369	3.331	7.343	10.674	3.451	7.537	10.988	3.503	7.571	11.074
	Líneas aéreas de 13,8 kV	Trifásico AAC 477+ N 266 - PH° - Urbana	4.778	15.468	20.247	4.948	15.880	20.829	5.126	16.300	21.426	5.203	16.374	21.577
		Trifásico AAC 266+ N 1/0 - PH° - Urbana	4.551	9.749	14.300	4.713	10.009	14.722	4.882	10.273	15.156	4.956	10.320	15.276
		Trifásico AAC 4/0+ N 1/0 - PH° - Urbana	4.551	8.531	13.083	4.713	8.759	13.472	4.882	8.990	13.873	4.956	9.031	13.987
		Trifásico ACSR 1/0+ N 1/0 - PH° - Urbana	4.438	6.264	10.702	4.596	6.431	11.026	4.761	6.601	11.361	4.832	6.631	11.463
		Monofásica AAC 4/0+ N 1/0 - PH° - Urbana	3.330	5.372	8.702	3.449	5.515	8.963	3.573	5.660	9.233	3.626	5.686	9.312
		Monofásica ACSR 1/0+ N 1/0 - PH° - Urbana	3.217	4.525	7.741	3.331	4.645	7.976	3.451	4.768	8.219	3.503	4.790	8.292
		Trifásico ACSR 477+ N 266 - PM - Rural	4.778	14.573	19.351	4.948	14.961	19.909	5.126	15.357	20.483	5.203	15.427	20.629
		Trifásico ACSR 266+ N 1/0 - PM - Rural	4.551	8.854	13.405	4.713	9.090	13.803	4.882	9.330	14.212	4.956	9.372	14.328
		Trifásico ACSR 4/0+ N 1/0 - PM - Rural	4.551	7.636	12.187	4.713	7.839	12.552	4.882	8.047	12.929	4.956	8.083	13.039
		Trifásico ACSR 1/0+ N 1/0 - PM - Rural	4.438	5.368	9.806	4.596	5.511	10.107	4.761	5.657	10.418	4.832	5.683	10.515
		Monofásica ACSR 4/0+ N 1/0 - PM - Rural	3.330	4.350	7.681	3.449	4.466	7.915	3.573	4.584	8.157	3.626	4.605	8.231
		Monofásica ACSR 1/0+ N 1/0 - PM - Rural	3.217	3.504	6.720	3.331	3.597	6.928	3.451	3.692	7.143	3.503	3.709	7.211
		Trifásico AAC 266 - PH° - Preensamblado	4.852	27.796	32.648	5.025	28.536	33.561	5.205	29.290	34.496	5.284	29.423	34.707
		Trifásico AAC 4/0 - PH° - Preensamblado	4.852	25.958	30.810	5.025	26.649	31.674	5.205	27.353	32.559	5.284	27.478	32.761
		Trifásico AAC 1/0 - PH° - Preensamblado	4.739	21.153	25.892	4.907	21.716	26.624	5.084	22.290	27.374	5.160	22.392	27.552
		Trifásico AAC 266 - PM - Preensamblado	4.852	26.728	31.580	5.025	27.440	32.465	5.205	28.165	33.370	5.284	28.293	33.577
		Trifásico AAC 4/0 - PM - Preensamblado	4.852	24.890	29.742	5.025	25.553	30.578	5.205	26.228	31.434	5.284	26.347	31.631
		Trifásico AAC 1/0 - PM - Preensamblado	4.739	20.085	24.824	4.907	20.620	25.527	5.084	21.165	26.249	5.160	21.261	26.421
	Línea subterránea de 13,8 kV	Trifásica 1/0 AWG-Cu-XLP	60.491	53.631	114.122	62.642	55.060	117.702	64.894	56.515	121.409	65.867	56.772	122.640
		Trifásica 4/0 AWG-Cu-XLP	60.491	89.845	150.336	62.642	92.238	154.880	64.894	94.676	159.570	65.867	95.106	160.974
		Trifásica 500 MCM -Cu-XLP	60.491	132.657	193.148	62.642	136.190	198.832	64.894	139.790	204.684	65.867	140.426	206.293
		Monofásica 1/0 AWG-Cu-XLP	60.491	40.066	100.556	62.642	41.133	103.774	64.894	42.220	107.114	65.867	42.412	108.279
		Monofásica 4/0 AWG-Cu-XLP	60.491	64.616	125.107	62.642	66.337	128.979	64.894	68.090	132.984	65.867	68.400	134.267

Tabla 3.d. Resultados Perú 2014 – 2015 – 2016 – 2017

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	2014			2015			2016			2017		
			Mano de obra	Materiales	Total									
			(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)									
Distribución MT	Centros de transformación 13,8 kV/BT	Poste - 10 KVA - monofásico	363	1.966	2.329	376	2.019	2.394	389	2.072	2.461	395	2.082	2.477
		Poste - 15 KVA - monofásico	363	2.263	2.626	376	2.324	2.699	389	2.385	2.774	395	2.396	2.791
		Poste - 25 KVA - monofásico	363	2.726	3.089	376	2.799	3.174	389	2.873	3.262	395	2.886	3.281
		Poste - 50 KVA - monofásico	363	3.557	3.920	376	3.652	4.027	389	3.748	4.137	395	3.765	4.160
		Poste - 75 KVA - monofásico	363	4.182	4.545	376	4.293	4.669	389	4.407	4.796	395	4.427	4.822
		Poste - 15 KVA - trifásico	431	3.659	4.090	447	3.756	4.203	463	3.855	4.318	470	3.873	4.343
		Poste - 25KVA - trifásico	431	4.381	4.812	447	4.497	4.944	463	4.616	5.079	470	4.637	5.107
		Poste - 50 KVA - trifásico	431	5.016	5.448	447	5.150	5.597	463	5.286	5.749	470	5.310	5.780
		Poste - 75 KVA - trifásico - biposte	566	7.883	8.450	587	8.093	8.680	608	8.307	8.915	617	8.345	8.962
		Plataforma - 50 KVA - monofásico	545	5.970	6.515	564	6.129	6.693	585	6.291	6.876	593	6.320	6.913
		Plataforma - 150 KVA - trifásico	8.080	21.989	30.070	8.368	22.575	30.943	8.669	23.172	31.840	8.799	23.277	32.076
		Plataforma - 300 KVA - trifásico	8.080	28.046	36.127	8.368	28.794	37.161	8.669	29.554	38.223	8.799	29.689	38.488
		Plataforma - 500 KVA - trifásico	8.080	37.100	45.180	8.368	38.088	46.455	8.669	39.094	47.763	8.799	39.272	48.071
Plataforma - 750 KVA - trifásico	8.080	39.007	47.088	8.368	40.046	48.414	8.669	41.104	49.773	8.799	41.291	50.090		
Distribución BT	Líneas aéreas BT	Monofásico - 1/0 AWG ACSR - PM	3.185	3.908	7.092	3.298	4.012	7.310	3.417	4.118	7.534	3.468	4.137	7.604
		Monofásico - 1/0 AWG ACSR - PH°	3.185	4.937	8.122	3.298	5.068	8.367	3.417	5.202	8.619	3.468	5.226	8.694
		Trifásico - 1/0 AWG ACSR - PM	3.795	4.791	8.586	3.930	4.918	8.849	4.072	5.048	9.120	4.133	5.071	9.204
		Trifásico - 1/0 AWG ACSR - PH°	3.795	5.686	9.481	3.930	5.838	9.768	4.072	5.992	10.063	4.133	6.019	10.152
		Trifásico - 4/0 AWG ACSR - PH°	3.909	8.394	12.302	4.048	8.617	12.665	4.193	8.845	13.038	4.256	8.885	13.141
		Preensam. - Monof. - N° 2 AWG -AAC PH°	2.513	4.656	7.169	2.602	4.780	7.382	2.696	4.906	7.602	2.736	4.929	7.665
		Preensam. - Monof. - 1/0 AWG - AAC PH°	2.731	5.220	7.951	2.828	5.359	8.187	2.930	5.500	8.430	2.974	5.525	8.499
		Preensam. - Monof. - 4/0 AWG - AAC PH°	2.731	11.298	14.028	2.828	11.599	14.427	2.930	11.905	14.835	2.974	11.959	14.933
		Preensam. - Trifásico - 1/0 AWG - AAC PH°	2.731	7.870	10.600	2.828	8.079	10.907	2.930	8.293	11.222	2.974	8.330	11.304
	Preensam. - Trifásico - 4/0 AWG - AAC PH°	2.731	14.579	17.310	2.828	14.967	17.795	2.930	15.363	18.293	2.974	15.433	18.406	
	Línea subterránea BT	Bifásica - XLPE Cu 1/0 AWG	52.742	24.818	77.560	54.617	25.479	80.096	56.581	26.152	82.733	57.430	26.271	83.701
		Bifásica - XLPE Cu 1/4 AWG	52.742	43.348	96.090	54.617	44.503	99.120	56.581	45.679	102.260	57.430	45.886	103.316
		Trifásica - XLPE Cu 1/0 AWG	54.244	31.200	85.445	56.173	32.031	88.204	58.193	32.878	91.071	59.066	33.027	92.093
		Trifásica - XLPE Cu 4/0 AWG	54.244	58.932	113.176	56.173	60.501	116.675	58.193	62.100	120.293	59.066	62.383	121.449
	Acometida aérea	Concéntrico N° 8 - Monofásica Cu	16	24	40	16	25	41	17	25	42	17	25	42
		Duplex N° 6 - Monofásica - Al	15	15	30	15	16	31	16	16	32	16	16	32
		Triplex N° 4 - Bifásica - Al	16	41	57	16	42	58	17	43	60	17	44	61
		Triplex N° 6 - Bifásica - Al	16	24	40	16	25	41	17	25	42	17	25	42
		Concéntrico N° 4 - Bifásica Cu	16	76	91	16	78	94	17	80	97	17	80	97
Concéntrico N° 8 - Bifásica Cu		16	35	51	16	36	53	17	37	54	17	38	55	
Concéntrico N° 4 - Trifásica Cu		18	104	122	19	107	125	19	109	129	20	110	130	
Acometida subterránea	N° 2 AWG Al - Monofásica	16	41	57	16	42	58	17	43	60	17	44	61	
	N° 2 AWG Cu - Bifásica	37	67	104	38	69	107	39	71	110	40	71	111	
	N° 2 AWG Al - Trifásica	24	74	98	25	76	101	26	78	104	26	78	105	

Tabla 3.e. Resultados Perú 2014 – 2015 – 2016 – 2017

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	2014			2015			2016			2017		
			Mano de obra	Mano de obra	Mano de obra	Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total
			(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)
Alumbrado Público	Luminaria con lámpara y brazo metálico	Vapor de mercurio 80 W	11	134	144	11	137	148	11	141	152	11	142	153
		Vapor de mercurio 125 W	11	136	147	11	140	151	11	143	155	11	144	156
		Vapor de mercurio 250 W	11	184	194	11	188	199	11	193	205	11	194	206
		Vapor de mercurio 400 W	11	225	236	11	231	242	11	237	248	11	238	250
		Vapor de sodio 70 W	11	146	156	11	150	160	11	153	165	11	154	166
		Vapor de sodio 150 W	11	185	195	11	190	200	11	195	206	11	195	207
		Vapor de sodio 250 W	11	218	228	11	224	234	11	229	241	11	230	242
		Vapor de sodio 400 W	11	274	284	11	281	292	11	288	300	11	290	301
		Equipo de control (fotocélula y contactor)	64	76	140	66	78	144	68	80	149	70	80	150
Comercial	Medidores	BT para Tarifas BTS -1F	7	11	18	7	11	18	8	11	19	8	11	19
		BT para Tarifas BTS -2F	20	30	51	21	31	53	22	32	54	22	32	55
		BT para Tarifas BTS -3F	22	33	55	23	34	57	24	35	58	24	35	59
		BT para Tarifa BTD (Digital) - 1F	21	155	175	22	160	182	22	164	187	23	165	188
		BT para Tarifa BTD (Digital) - 3F	43	318	360	44	329	373	46	338	384	46	339	386

Tabla 3.f. Resultados Perú 2014 – 2015 – 2016 – 2017

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	Unidad	Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total
				(\$Mex)	(\$Mex)	(\$Mex)	(US\$)	(US\$)	(US\$)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)
Transm.	LAT 115 kV	Trifásico - ACSR 477 PH° - Urbana	\$/km	1.202.254	2.430.569	3.632.823	292.218	261.087	553.306	97.966	197.251	295.217
		Trifásico - ACSR 795 PH° - Urbana	\$/km	1.245.135	2.643.121	3.888.256	302.641	283.919	586.560	101.460	214.501	315.961
Distribución MT	Líneas aéreas de 34,5 kV	Trifásico AWG 477+ N 266 - ACSR PH° - Urbana	\$/km	137.141	392.131	529.272	33.333	42.122	75.455	11.175	31.823	42.998
		Trifásico AWG 266+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	\$/km	68.477	232.204	300.681	16.644	24.943	41.587	5.580	18.844	24.424
		Trifásico AWG 4/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	\$/km	68.477	228.736	297.213	16.644	24.570	41.214	5.580	18.563	24.143
		Monofásica AWG 1/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	\$/km	57.204	134.269	191.473	13.904	14.423	28.327	4.661	10.897	15.558
		Monofásica AWG 1/0+ N 1/0 - ACSR PM - Rural	\$/km	34.460	76.346	110.806	8.376	8.201	16.577	2.808	6.196	9.004
	Línea subdt de 34,5 kV	Trifásica 1/0 AWG-AL-XLP	\$/km	82.675	527.298	609.973	20.095	56.641	76.736	6.737	42.793	49.529
		Monofásica 1/0 AWG-AL-XLP	\$/km	30.016	236.378	266.394	7.296	25.391	32.687	2.446	19.183	21.629
	Líneas aéreas de 13,8 kV	Trifásico AAC 477+ N 266 - PH° - Urbana	\$/km	69.818	235.515	305.333	16.970	25.299	42.268	5.689	19.113	24.802
		Trifásico AAC 266+ N 1/0 - PH° - Urbana	\$/km	68.477	203.877	272.354	16.644	21.900	38.544	5.580	16.546	22.125
		Trifásico AAC 4/0+ N 1/0 - PH° - Urbana	\$/km	68.477	180.691	249.168	16.644	19.409	36.053	5.580	14.664	20.244
		Trifásico ACSR 1/0+ N 1/0 - PH° - Urbana	\$/km	68.477	176.230	244.707	16.644	18.930	35.574	5.580	14.302	19.882
		Monofásica AAC 4/0+ N 1/0 - PH° - Urbana	\$/km	57.204	129.595	186.799	13.904	13.921	27.825	4.661	10.517	15.178
		Monofásica ACSR 1/0+ N 1/0 - PH° - Urbana	\$/km	57.204	128.107	185.311	13.904	13.761	27.665	4.661	10.396	15.058
		Trifásico ACSR 477+ N 266 - PM - Rural	\$/km	116.902	253.601	370.503	28.414	27.241	55.655	9.526	20.581	30.107
		Trifásico ACSR 266+ N 1/0 - PM - Rural	\$/km	92.605	176.922	269.527	22.508	19.005	41.513	7.546	14.358	21.904
		Trifásico ACSR 4/0+ N 1/0 - PM - Rural	\$/km	82.931	123.302	206.233	20.157	13.245	33.402	6.758	10.007	16.764
		Trifásico ACSR 1/0+ N 1/0 - PM - Rural	\$/km	38.032	83.663	121.695	9.244	8.987	18.231	3.099	6.790	9.889
		Monofásica ACSR 4/0+ N 1/0 - PM - Rural	\$/km	60.986	83.413	144.399	14.823	8.960	23.783	4.969	6.769	11.739
		Monofásica ACSR 1/0+ N 1/0 - PM - Rural	\$/km	35.314	77.716	113.030	8.583	8.348	16.931	2.878	6.307	9.185
		Trifásico AAC 266 - PH° - Preensamblado	\$/km	76.815	287.768	364.583	18.671	30.912	49.582	6.259	23.354	29.613
		Trifásico AAC 4/0 - PH° - Preensamblado	\$/km	76.815	266.152	342.967	18.671	28.590	47.260	6.259	21.599	27.859
		Trifásico AAC 266 - PM - Preensamblado	\$/km	75.181	331.922	407.103	18.273	35.654	53.928	6.126	26.937	33.063
	Trifásico AAC 4/0 - PM - Preensamblado	\$/km	75.181	263.303	338.484	18.273	28.284	46.557	6.126	21.368	27.494	
	Línea subterránea de 13,8 kV	Trifásica 4/0 AWG-AL-XLP	\$/km	94.130	427.639	521.769	22.879	45.936	68.815	7.670	34.705	42.375
		Monofásica 1/0 AWG-AL-XLP	\$/km	30.016	176.654	206.670	7.296	18.976	26.271	2.446	14.336	16.782
		Trifásica 4/0 AWG-Cu-XLP	\$/km	282.390	1.282.917	1.565.307	68.637	137.809	206.446	23.011	104.114	127.125
		Monofásica 1/0 AWG-Cu-XLP	\$/km	90.048	529.962	620.010	21.887	56.928	78.814	7.338	43.009	50.346
	Centros de transformación 34,5 kV/BT	Poste - 10 KVA - monofásico	\$/unidad	4.902	39.164	44.066	1.191	4.207	5.398	399	3.178	3.578
		Poste - 15 KVA - monofásico	\$/unidad	4.902	51.496	56.398	1.191	5.532	6.723	399	4.179	4.579
		Poste - 25 KVA - monofásico	\$/unidad	4.902	58.352	63.254	1.191	6.268	7.460	399	4.736	5.135
		Poste - 50 KVA - monofásico	\$/unidad	4.902	79.023	83.925	1.191	8.489	9.680	399	6.413	6.813
		Poste - 75 KVA - monofásico	\$/unidad	4.902	81.098	86.000	1.191	8.711	9.903	399	6.581	6.981
Poste - 15 KVA - trifásico		\$/unidad	5.034	93.610	98.644	1.224	10.055	11.279	410	7.597	8.007	
Poste - 25 KVA - trifásico		\$/unidad	5.034	108.991	114.025	1.224	11.708	12.931	410	8.845	9.255	
Poste - 50KVA - trifásico		\$/unidad	5.034	119.597	124.631	1.224	12.847	14.070	410	9.706	10.116	

Tabla 4.a. Resultados México 2013

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	Unidad	Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total
				(\$Mex)	(\$Mex)	(\$Mex)	(US\$)	(US\$)	(US\$)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)
Distribución MT	Centros de transformación 13.8 K/V/BT	Poste - 10 KVA - monofásico	\$/km	4.902	19.997	24.899	1.191	2.148	3.340	399	1.623	2.022
		Poste - 15 KVA - monofásico	\$/km	4.902	28.524	33.426	1.191	3.064	4.255	399	2.315	2.714
		Poste - 25 KVA - monofásico	\$/km	4.902	36.741	41.643	1.191	3.947	5.138	399	2.982	3.381
		Poste - 50 KVA - monofásico	\$/km	4.902	59.156	64.058	1.191	6.354	7.546	399	4.801	5.200
		Poste - 75 KVA - monofásico	\$/km	4.902	65.165	70.067	1.191	7.000	8.191	399	5.288	5.688
		Poste - 15 KVA - trifásico	\$/km	5.034	37.548	42.582	1.224	4.033	5.257	410	3.047	3.457
		Poste - 25KVA - trifásico	\$/km	5.034	61.563	66.597	1.224	6.613	7.837	410	4.996	5.406
		Poste - 50 KVA - trifásico	\$/km	5.034	65.066	70.100	1.224	6.989	8.213	410	5.280	5.691
		Poste - 75 KVA - trifásico - biposte	\$/km	5.034	71.275	76.309	1.224	7.656	8.880	410	5.784	6.194
		Plataforma - 50 KVA - monofásico	\$/km	4.902	59.156	64.058	1.191	6.354	7.546	399	4.801	5.200
Distribución BT	Líneas aéreas BT	Monofásico - 1/0 AWG ACSR - PM	\$/km	67.717	147.833	215.550	16.459	15.880	32.339	5.518	11.997	17.515
		Monofásico - 1/0 AWG ACSR - PH°	\$/km	49.048	92.835	141.883	11.922	9.972	21.894	3.997	7.534	11.531
		Bifásico - 1/0 AWG ACSR - PM	\$/km	67.717	152.823	220.540	16.459	16.416	32.875	5.518	12.402	17.920
		Trifásico - 1/0 AWG ACSR - PM	\$/km	67.717	156.150	223.867	16.459	16.773	33.232	5.518	12.672	18.190
		Trifásico - 1/0 AWG ACSR - PH°	\$/km	70.027	125.293	195.320	17.021	13.459	30.479	5.706	10.168	15.874
	Líneas subterráneas BT	Bifásica - XLPE AL 1/0 AWG	\$/km	305.270	158.140	463.410	74.199	16.987	91.186	24.875	12.834	37.709
		Trifásica - XLPE AL 1/0 AWG	\$/km	310.180	192.540	502.720	75.392	20.682	96.074	25.275	15.625	40.901
		Trifásica - XLPE AL 4/0 AWG	\$/km	316.910	225.050	541.960	77.028	24.174	101.202	25.823	18.264	44.087
		Trifásica - XLPE AL 350 MCM	\$/km	323.230	335.680	658.910	78.564	36.058	114.622	26.338	27.242	53.580

Tabla 4.b. Resultados México 2013

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	2014			2015			2016			2017		
			Mano de obra	Materiales	Total									
			(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)									
Transm.	LAT 115 kV	Trifásico - ACSR 477 PH° - Urbana	101.903	203.847	305.750	104.675	209.607	314.282	107.629	218.510	326.139	112.997	226.716	339.713
		Trifásico - ACSR 795 PH° - Urbana	105.537	221.674	327.211	108.409	227.937	336.345	111.468	237.619	349.087	117.028	246.542	363.570
Distribución MT	Líneas aéreas de 34,5 kV	Trifásico AWG 477+ N 266 - ACSR PH° - Urbana	11.624	32.887	44.511	11.940	33.816	45.757	12.277	35.253	47.530	12.890	36.577	49.466
		Trifásico AWG 266+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	5.804	19.475	25.279	5.962	20.025	25.987	6.130	20.875	27.006	6.436	21.659	28.095
		Trifásico AWG 4/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	5.804	19.184	24.988	5.962	19.726	25.688	6.130	20.564	26.694	6.436	21.336	27.772
		Monofásica AWG 1/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	4.849	11.261	16.109	4.981	11.579	16.560	5.121	12.071	17.192	5.376	12.524	17.901
		Monofásica AWG 1/0+ N 1/0 - ACSR PM - Rural	2.921	6.403	9.324	3.000	6.584	9.584	3.085	6.864	9.949	3.239	7.121	10.360
	Línea subdt de 34,5 kV	Trifásica 1/0 AWG-AL-XLP	7.008	44.224	51.231	7.198	45.473	52.671	7.401	47.405	54.806	7.770	49.185	56.955
		Monofásica 1/0 AWG-AL-XLP	2.544	19.825	22.369	2.613	20.385	22.998	2.687	21.251	23.938	2.821	22.049	24.870
	Líneas aéreas de 13,8 kV	Trifásico AAC 477+ N 266 - PH° - Urbana	5.918	19.752	25.670	6.079	20.310	26.389	6.250	21.173	27.423	6.562	21.968	28.530
		Trifásico AAC 266+ N 1/0 - PH° - Urbana	5.804	17.099	22.903	5.962	17.582	23.544	6.130	18.329	24.459	6.436	19.017	25.453
		Trifásico AAC 4/0+ N 1/0 - PH° - Urbana	5.804	15.154	20.958	5.962	15.582	21.544	6.130	16.244	22.375	6.436	16.854	23.290
		Trifásico ACSR 1/0+ N 1/0 - PH° - Urbana	5.804	14.780	20.584	5.962	15.198	21.160	6.130	15.843	21.973	6.436	16.438	22.874
		Monofásica AAC 4/0+ N 1/0 - PH° - Urbana	4.849	10.869	15.717	4.981	11.176	16.156	5.121	11.651	16.772	5.376	12.088	17.465
		Monofásica ACSR 1/0+ N 1/0 - PH° - Urbana	4.849	10.744	15.593	4.981	11.048	16.028	5.121	11.517	16.638	5.376	11.949	17.326
		Trifásico ACSR 477+ N 266 - PM - Rural	9.909	21.269	31.178	10.178	21.870	32.048	10.465	22.799	33.264	10.987	23.655	34.642
		Trifásico ACSR 266+ N 1/0 - PM - Rural	7.849	14.838	22.687	8.063	15.257	23.320	8.290	15.905	24.196	8.704	16.503	25.206
		Trifásico ACSR 4/0+ N 1/0 - PM - Rural	7.029	10.341	17.370	7.220	10.633	17.854	7.424	11.085	18.509	7.795	11.501	19.296
		Trifásico ACSR 1/0+ N 1/0 - PM - Rural	3.224	7.017	10.240	3.311	7.215	10.526	3.405	7.521	10.926	3.575	7.804	11.378
		Monofásica ACSR 4/0+ N 1/0 - PM - Rural	5.169	6.996	12.165	5.310	7.193	12.503	5.460	7.499	12.959	5.732	7.780	13.512
		Monofásica ACSR 1/0+ N 1/0 - PM - Rural	2.993	6.518	9.511	3.075	6.702	9.777	3.161	6.987	10.148	3.319	7.249	10.568
		Trifásico AAC 266 - PH° - Preensablado	6.511	24.135	30.645	6.688	24.816	31.504	6.877	25.871	32.747	7.220	26.842	34.062
		Trifásico AAC 4/0 - PH° - Preensablado	6.511	22.322	28.833	6.688	22.952	29.640	6.877	23.927	30.804	7.220	24.826	32.045
		Trifásico AAC 266 - PM - Preensablado	6.372	27.838	34.210	6.546	28.624	35.170	6.730	29.840	36.570	7.066	30.961	38.027
	Trifásico AAC 4/0 - PM - Preensablado	6.372	22.083	28.455	6.546	22.707	29.252	6.730	23.671	30.402	7.066	24.560	31.626	
	Línea subterránea de 13,8 kV	Trifásica 4/0 AWG-AL-XLP	7.978	35.865	43.844	8.196	36.879	45.074	8.427	38.445	46.872	8.847	39.889	48.736
		Monofásica 1/0 AWG-AL-XLP	2.544	14.816	17.360	2.613	15.234	17.848	2.687	15.881	18.568	2.821	16.478	19.299
		Trifásica 4/0 AWG-Cu-XLP	23.935	107.596	131.531	24.587	110.636	135.222	25.280	115.335	140.616	26.541	119.666	146.208
		Monofásica 1/0 AWG-Cu-XLP	7.632	44.447	52.079	7.840	45.703	53.543	8.061	47.644	55.705	8.463	49.433	57.897
	Centros de transformación 34,5 kV/BT	Poste - 10 KVA - monofásico	415	3.285	3.700	427	3.377	3.804	439	3.521	3.960	461	3.653	4.114
		Poste - 15 KVA - monofásico	415	4.319	4.734	427	4.441	4.868	439	4.630	5.068	461	4.803	5.264
		Poste - 25 KVA - monofásico	415	4.894	5.309	427	5.032	5.459	439	5.246	5.685	461	5.443	5.904
		Poste - 50 KVA - monofásico	415	6.628	7.043	427	6.815	7.242	439	7.104	7.543	461	7.371	7.832
		Poste - 75 KVA - monofásico	415	6.802	7.217	427	6.994	7.421	439	7.291	7.730	461	7.565	8.025
		Poste - 15 KVA - trifásico	427	7.851	8.278	438	8.073	8.511	451	8.416	8.866	473	8.732	9.205
Poste - 25 KVA - trifásico		427	9.141	9.568	438	9.399	9.837	451	9.798	10.249	473	10.166	10.639	
Poste - 50KVA - trifásico		427	10.030	10.457	438	10.314	10.752	451	10.752	11.203	473	11.156	11.629	

Tabla 4.c. Resultados México 2014 – 2015 – 2016 – 2017

			2014			2015			2016			2017		
Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	Mano de obra	Materiales	Total									
			(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)									
Distribución MT	K/V/BT Centros de transformación 13,8	Poste - 10 KVA - monofásico	415	1.677	2.093	427	1.724	2.151	439	1.798	2.237	461	1.865	2.326
		Poste - 15 KVA - monofásico	415	2.392	2.808	427	2.460	2.887	439	2.564	3.003	461	2.661	3.121
		Poste - 25 KVA - monofásico	415	3.081	3.497	427	3.168	3.595	439	3.303	3.742	461	3.427	3.888
		Poste - 50 KVA - monofásico	415	4.961	5.377	427	5.101	5.528	439	5.318	5.757	461	5.518	5.979
		Poste - 75 KVA - monofásico	415	5.465	5.881	427	5.620	6.046	439	5.858	6.297	461	6.078	6.539
		Poste - 15 KVA - trifásico	427	3.149	3.576	438	3.238	3.676	451	3.376	3.826	473	3.502	3.975
		Poste - 25KVA - trifásico	427	5.163	5.590	438	5.309	5.747	451	5.535	5.985	473	5.742	6.216
		Poste - 50 KVA - trifásico	427	5.457	5.884	438	5.611	6.049	451	5.849	6.300	473	6.069	6.542
		Poste - 75 KVA - trifásico - biposte	427	5.978	6.404	438	6.147	6.585	451	6.408	6.858	473	6.648	7.121
		Plataforma - 50 KVA - monofásico	415	4.961	5.377	427	5.101	5.528	439	5.318	5.757	461	5.518	5.979
Distribución BT	BT Líneas aéreas	Monofásico - 1/0 AWG ACSR - PM	5.740	12.399	18.138	5.896	12.749	18.645	6.062	13.290	19.353	6.365	13.789	20.154
		Monofásico - 1/0 AWG ACSR - PH°	4.157	7.786	11.943	4.270	8.006	12.276	4.391	8.346	12.737	4.610	8.659	13.269
		Bifásico - 1/0 AWG ACSR - PM	5.740	12.817	18.557	5.896	13.179	19.075	6.062	13.739	19.801	6.365	14.255	20.619
		Trifásico - 1/0 AWG ACSR - PM	5.740	13.096	18.836	5.896	13.466	19.362	6.062	14.038	20.100	6.365	14.565	20.930
		Trifásico - 1/0 AWG ACSR - PH°	5.935	10.508	16.444	6.097	10.805	16.902	6.269	11.264	17.533	6.582	11.687	18.269
	Línea subterránea BT	Bifásica - XLPE AL 1/0 AWG	25.875	13.263	39.138	26.579	13.638	40.216	27.329	14.217	41.545	28.692	14.751	43.442
		Trifásica - XLPE AL 1/0 AWG	26.291	16.148	42.439	27.006	16.604	43.610	27.768	17.310	45.078	29.153	17.960	47.113
		Trifásica - XLPE AL 4/0 AWG	26.861	18.875	45.736	27.592	19.408	47.000	28.371	20.232	48.603	29.786	20.992	50.778
		Trifásica - XLPE AL 350 MCM	27.397	28.153	55.550	28.142	28.948	57.091	28.936	30.178	59.114	30.380	31.311	61.691

Tabla 4.d. Resultados México 2014 – 2015 – 2016 – 2017

C. Comparación de activos

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	Costos Perú				Costos México				Costos ENSA		
			2014 (Balboas)	2015 (Balboas)	2016 (Balboas)	2017 (Balboas)	2014 (Balboas)	2015 (Balboas)	2016 (Balboas)	2017 (Balboas)	2015 (Balboas)	2017 (Balboas)	Obs.
Transm.	LAT 115 kV	Trifásico - ACSR 266 PH° - Urbana											
		Trifásico - ACSR 477 PH° - Urbana					305.750	314.282	326.139	339713			
		Trifásico - ACSR 795 PH° - Urbana											
		Trifásico - ACSR 266 PM - Rural											
		Trifásico - ACSR 477 PM - Rural											
Distribución MT	Líneas aéreas de 34,5 kV	Trifásico AWG 477+ N 266 - ACSR PH° - Urbana	24.313	25.005	25.715	25.888	44.511	45.757	47.530	49.466		35.990,00 ¹	(¹) Línea compacta
		Trifásico AWG 266+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	15.811	16.274	16.750	16.879	25.279	25.987	27.006	28.095			
		Trifásico AWG 4/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	14.618	15.050	15.494	15.617	24.988	25.688	26.694	27.772			
		Trifásico AWG 1/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	14.339	14.761	15.195	15.313					18.199,05	41.713,42 ²	(²) Obra particular
		Monofásica AWG 4/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	9.685	9.974	10.271	10.357							
		Monofásica AWG 1/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	10.369	10.674	10.988	11.074	16.109	16.560	17.192	17.901			
		Trifásico AWG 477+ N 266 - ACSR PM - Rural											
		Trifásico AWG 266+ N 1/0 - ACSR PM - Rural											
		Trifásico AWG 4/0+ N 1/0 - ACSR PM - Rural											
		Trifásico AWG 1/0+ N 1/0 - ACSR PM - Rural											
		Monofásica AWG 4/0+ N 1/0 - ACSR PM - Rural											
		Monofásica AWG 1/0+ N 1/0 - ACSR PM - Rural					9.324	9.584	9.949	10.360	10.784,47 ³		(³) Promedio
		Trifásico AWG 266 - PH° - Preensamblado											
		Trifásico AWG 4/0 - PH° - Preensamblado											
	Trifásico AWG 1/0 - PH° - Preensamblado												
	Trifásico AWG 266 - PM - Preensamblado												
	Trifásico AWG 4/0 - PM - Preensamblado												
	Trifásico AWG 1/0 - PM - Preensamblado												
	Línea subterránea de 34,5 kV	Trifásica 1/0 AWG-AL-XLP					51.231	52.671	54.806	56.955			
		Trifásica 4/0 AWG-AL-XLP											
		Trifásica 500 MCM -AL-XLP											
Monofásica 1/0 AWG-AL-XLP						22.369	22.998	23.938	24.870				
Monofásica 4/0 AWG-AL-XLP													
Trifásica 1/0 AWG-Cu-XLP											96.510,00		
Trifásica 4/0 AWG-Cu-XLP													
Trifásica 500 MCM -Cu-XLP											128.820,00		
Monofásica 1/0 AWG-Cu-XLP										32.170,00			
Monofásica 4/0 AWG-Cu-XLP													

Tabla 5.a. Comparación de costos Perú y México con ENSA

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	Costos Perú				Costos México				Costos ENSA		
			2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017	2015	2017	Obs.
			(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	
Distribución MT	Líneas aéreas de 13,8 kV	Trifásico AAC 477+ N 266 - PH ^o - Urbana	20.247	20.829	21.426	21.577	25.670	26.389	27.423	28.530	48.919,85 ⁴		(⁴) Promedio
		Trifásico AAC 266+ N 1/0 - PH ^o - Urbana	14.300	14.722	15.156	15.276	22.903	23.544	24.459	25.453			
		Trifásico AAC 4/0+ N 1/0 - PH ^o - Urbana	13.083	13.472	13.873	13.987	20.958	21.544	22.375	23.290			
		Trifásico ACSR 1/0+ N 1/0 - PH ^o - Urbana	10.702	11.026	11.361	11.463	20.584	21.160	21.973	22.874	39.895,54 ⁴		
		Monofásica AAC 4/0+ N 1/0 - PH ^o - Urbana	8.702	8.963	9.233	9.312	15.717	16.156	16.772	17.465			
		Monofásica ACSR 1/0+ N 1/0 - PH ^o - Urb.	7.741	7.976	8.219	8.292	15.593	16.028	16.638	17.326	43.433,93 ⁴	33.914,07 ⁵	(⁵) Obra particular
		Trifásico ACSR 477+ N 266 - PM - Rural	19.351	19.909	20.483	20.629	31.178	32.048	33.264	34.642			
		Trifásico ACSR 266+ N 1/0 - PM - Rural	13.405	13.803	14.212	14.328	22.687	23.320	24.196	25.206			
		Trifásico ACSR 4/0+ N 1/0 - PM - Rural	12.187	12.552	12.929	13.039	17.370	17.854	18.509	19.296			
		Trifásico ACSR 1/0+ N 1/0 - PM - Rural	9.806	10.107	10.418	10.515	10.240	10.526	10.926	11.378			
		Monofásica ACSR 4/0+ N 1/0 - PM - Rural	7.681	7.915	8.157	8.231	12.165	12.503	12.959	13.512			
		Monofásica ACSR 1/0+ N 1/0 - PM - Rural	6.720	6.928	7.143	7.211	9.511	9.777	10.148	10.568			
		Trifásico AAC 266 - PH ^o - Preensamblado	32.648	33.561	34.496	34.707	30.645	31.504	32.747	34.062			
		Trifásico AAC 4/0 - PH ^o - Preensamblado	30.810	31.674	32.559	32.761	28.833	29.640	30.804	32.045			
		Trifásico AAC 1/0 - PH ^o - Preensamblado	25.892	26.624	27.374	27.552							
		Trifásico AAC 266 - PM - Preensamblado	31.580	32.465	33.370	33.577	34.210	35.170	36.570	38.027			
	Trifásico AAC 4/0 - PM - Preensamblado	29.742	30.578	31.434	31.631	28.455	29.252	30.402	31.626				
	Trifásico AAC 1/0 - PM - Preensamblado	24.824	25.527	26.249	26.421								
	Línea subterránea de 13,8 kV	Trifásica 1/0 AWG-AL-XLP											
		Trifásica 4/0 AWG-AL-XLP					43.844	45.074	46.872	48.736			
		Trifásica 500 MCM -AL-XLP											
		Monofásica 1/0 AWG-AL-XLP					17.360	17.848	18.568	19.299			
		Monofásica 4/0 AWG-AL-XLP											
		Trifásica 1/0 AWG-Cu-XLP	114.122	117.702	121.409	122.640							
		Trifásica 4/0 AWG-Cu-XLP	150.336	154.880	159.570	160.974	131.531	135.222	140.616	146.208		57.710,00	
		Trifásica 500 MCM -Cu-XLP	193.148	198.832	204.684	206.293					425.711,48	93.120,00	
	Centros de transform. 34,5 kV/BT	Monofásica 1/0 AWG-Cu-XLP	100.556	103.774	107.114	108.279	52.079	53.543	55.705	57.897	185.165,48 ⁶		(⁶) Prom. Cu 2/0
		Monofásica 4/0 AWG-Cu-XLP	125.107	128.979	132.984	134.267					263.932,97 ⁴	19.230,00	
		Poste - 10 KVA - monofásico					3.700	3.804	3.960	4.114			
		Poste - 15 KVA - monofásico					4.734	4.868	5.068	5.264			
Poste - 25 KVA - monofásico						5.309	5.459	5.685	5.904	2.213,64			
Poste - 50 KVA - monofásico						7.043	7.242	7.543	7.832	2.510,55			
Poste - 75 KVA - monofásico						7.217	7.421	7.730	8.025				
Poste - 15 KVA - trifásico						8.278	8.511	8.866	9.205				
Poste - 25 KVA - trifásico					9.568	9.837	10.249	10.639					
Poste - 50KVA - trifásico					10.457	10.752	11.203	11.629					

Tabla 5.b. Comparación de costos Perú y México con ENSA

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	Costos Perú				Costos México				Costos ENSA		
			2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017	2015	2017	Obs.
			(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	
Distribución MT	Centros de transform. 34,5 kV/BT	Poste - 75 KVA - trifásico - biposte											
		Plataforma - 50 KVA - monofásico											
		Plataforma - 100 KVA - monofásico											
		Plataforma - 167 KVA - monofásico											
		Plataforma - 150 KVA - trifásico											
		Plataforma - 300 KVA - trifásico											
		Plataforma - 500 KVA - trifásico											
	Plataforma - 750 KVA - trifásico												
	Centros de transform. 13,8 kV/BT	Poste - 10 KVA - monofásico	2.329	2.394	2.461	2.477	2.093	2.151	2.237	2.326	4.398,93		
		Poste - 15 KVA - monofásico	2.626	2.699	2.774	2.791	2.808	2.887	3.003	3.121	3.898,78 ⁷		(⁷) Promedio
		Poste - 25 KVA - monofásico	3.089	3.174	3.262	3.281	3.497	3.595	3.742	3.888	3.687,01 ⁷		
		Poste - 50 KVA - monofásico	3.920	4.027	4.137	4.160	5.377	5.528	5.757	5.979	4.497,85 ⁷		
		Poste - 75 KVA - monofásico	4.545	4.669	4.796	4.822	5.881	6.046	6.297	6.539			
		Poste - 15 KVA - trifásico	4.090	4.203	4.318	4.343	3.576	3.676	3.826	3.975			
		Poste - 25KVA - trifásico	4.812	4.944	5.079	5.107	5.590	5.747	5.985	6.216	5.656,31		
		Poste - 50 KVA - trifásico	5.448	5.597	5.749	5.780	5.884	6.049	6.300	6.542			
		Poste - 75 KVA - trifásico - biposte	8.450	8.680	8.915	8.962	6.404	6.585	6.858	7.121			
		Plataforma - 50 KVA - monofásico	6.515	6.693	6.876	6.913	5.377	5.528	5.757	5.979			
		Plataforma - 100 KVA - monofásico											
		Plataforma - 167 KVA - monofásico											
Plataforma - 150 KVA - trifásico		30.070	30.943	31.840	32.076								
Plataforma - 300 KVA - trifásico	36.127	37.161	38.223	38.488						115.409,69			
Plataforma - 500 KVA - trifásico	45.180	46.455	47.763	48.071									
Plataforma - 750 KVA - trifásico	47.088	48.414	49.773	50.090									
Distribución BT	Líneas aéreas BT	Monofásico - 1/0 AWG ACSR - PM	7.092	7.310	7.534	7.604	18.138	18.645	19.353	20.154			
		Monofásico - 1/0 AWG ACSR - PH ^o	8.122	8.367	8.619	8.694	11.943	12.276	12.737	13.269	16.812,85		
		Bifásico - 1/0 AWG ACSR - PM					18.557	19.075	19.801	20.619			
		Bifásico - 1/0 AWG ACSR - PH ^o											
		Bifásico - 4/0 AWG ACSR - PH ^o											
		Trifásico - 1/0 AWG ACSR - PM	8.586	8.849	9.120	9.204	18.836	19.362	20.100	20.930			
		Trifásico - 1/0 AWG ACSR - PH ^o	9.481	9.768	10.063	10.152	16.444	16.902	17.533	18.269			
		Trifásico - 4/0 AWG ACSR - PH ^o	12.302	12.665	13.038	13.141							
		Preens. - Monofásico - N° 2 AWG - AAC PH ^o	7.169	7.382	602	7.665							
		Preens. - Monofásico - 1/0 AWG - AAC PH ^o	7.951	8.187	8.430	8.499					27.642,64 ⁸	4.910,00	(⁸) Promedio, poste FV
		Preens. - Monofásico - 4/0 AWG - AAC PH ^o	14.028	14.427	14.835	14.933							
		Preens. - Trifásico - 1/0 AWG - AAC PH ^o	10.600	10.907	11.222	11.304							

Tabla 5.c. Comparación de costos Perú y México con ENSA

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	Costos Perú				Costos México				Costos ENSA		
			2014	2015	2017	2017	2014	2015	2016	2017	2015	2017	Obs.
			(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	
Distribución BT	Líneas aéreas BT	Preensablado - Trifásico - 4/0 AWG - AAC PH ^o	17.310	17.795	18.293	18.406							
		Preens. - Trifásico - 3x1/0+2xN ^o 4 AP - AAC PH ^o											
		Preens. - Trifásico - 3x4/0+2xN ^o 4 AP - AAC PH ^o											
	Línea subterránea BT	Bifásica - XLPE AL N ^o 2 AWG											
		Bifásica - XLPE AL 1/0 AWG					39.138	40.216	41.545	43.442			
		Bifásica - XLPE AL 1/4 AWG											
		Trifásica - XLPE AL 1/0 AWG					42.439	43.610	45.078	47.113			
		Trifásica - XLPE AL 4/0 AWG					45.736	47.000	48.603	50.778	84.902,87		
		Trifásica - XLPE AL 350 MCM					55.550	57.091	59.114	61.691			
		Trifásica - XLPE AL 500 MCM										16.570,00	
		Bifásica - XLPE Cu 1/0 AWG	77,560	80,096	82,733	83,701							
		Bifásica - XLPE Cu 1/4 AWG	96,090	99,120	102,260	103,316							
		Trifásica - XLPE Cu 1/0 AWG	85,445	88,204	91,071	92,093							
Trifásica - XLPE Cu 4/0 AWG	113,176	116,675	120,293	121,449					237.160,7 ⁹	32.440,00	(⁹) Promedio		

Tabla 5.d. Comparación de costos Perú y México con ENSA

Las tablas 5.a-d se detallan los costos de Perú y México con los costos de ENSA. Los costos de ENSA para el 2015 fueron obtenidos del archivo *CC-01 ENSA 2015.xls*. Los resultados observados como *promedio* resultan de realizar la media aritmética ponderada por la longitud de los proyectos con características similares (tipo de conductor, vanos entre 30 a 40 mts, tipo de estructura). Los costos de ENSA para el 2017 para las líneas de transmisión fueron extraídos del archivo *LINEAS MT BT.xlsx* y para las subestaciones eléctricas del archivo *SUBESTACIONES MT BT.xlsx*. Para el caso de los costos de líneas aéreas para el 2017, por los valores observados podría deducirse que no están tenidos en cuenta los soportes de las mismas, por lo cual los valores obtenidos resultan inferiores a los obtenidos para el año 2015. Para el caso de los costos de líneas subterráneas para el 2017, se observan una marcada diferencia respecto de los resultados observados para el 2015.

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	Costos Perú				Costos México				Costos EDEMET - EDECHI		
			2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017	2014	2018	Identificación
			(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	
Transm.	LAT 115 kV	Trifásico - ACSR 266 PH° - Urbana											
		Trifásico - ACSR 477 PH° - Urbana					305.750	314.282	326.139	339713			
		Trifásico - ACSR 795 PH° - Urbana											
		Trifásico - ACSR 266 PM - Rural											
		Trifásico - ACSR 477 PM - Rural											
Distribución MT	Líneas aéreas de 34,5 kV	Trifásico AWG 477+ N 266 - ACSR PH° - Urb.	24.313	25.005	25.715	25.888	44.511	45.757	47.530	49.466	67.753,49	93.512,00 ¹	(¹) LAMT345T1HOO477
		Trifásico AWG 266+ N 1/0 - ACSR PH° - Urb.	15.811	16.274	16.750	16.879	25.279	25.987	27.006	28.095			
		Trifásico AWG 4/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	14.618	15.050	15.494	15.617	24.988	25.688	26.694	27.772			
		Trifásico AWG 1/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	14.339	14.761	15.195	15.313					43.338,57	44.510,63 ²	(²) LAMT345T1HOAS1/0
		Monofásica AWG 4/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urb.	9.685	9.974	10.271	10.357							
		Monofásica AWG 1/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urb.	10.369	10.674	10.988	11.074	16.109	16.560	17.192	17.901	19.808,28	29.674,46 ³	(³) LAMT345M1H0AS1/0
		Trifásico AWG 477+ N 266 - ACSR PM - Rural											
		Trifásico AWG 266+ N 1/0 - ACSR PM - Rural											
		Trifásico AWG 4/0+ N 1/0 - ACSR PM - Rural											
		Trifásico AWG 1/0+ N 1/0 - ACSR PM - Rural											
	Monofásica AWG 4/0+ N 1/0 - ACSR PM - Rur												
	Monofásica AWG 1/0+ N 1/0 - ACSR PM - Rur.					9.324	9.584	9.949	10.360				
	Trifásico AWG 266 - PH° - Preensablado												
	Trifásico AWG 4/0 - PH° - Preensablado												
	Trifásico AWG 1/0 - PH° - Preensablado												
	Trifásico AWG 266 - PM - Preensablado												
	Trifásico AWG 4/0 - PM - Preensablado												
	Trifásico AWG 1/0 - PM - Preensablado												
	Línea subterránea de 34,5 kV	Trifásica 1/0 AWG-AL-XLP					51.231	52.671	54.806	56.955			
		Trifásica 4/0 AWG-AL-XLP									59.654,15	205.724,37 ⁴	(⁴) LSMT345TLAAL4/0
Trifásica 500 MCM -AL-XLP										46.787,58			
Monofásica 1/0 AWG-AL-XLP						22.369	22.998	23.938	24.870	37.263,65	143.732,47 ⁵	(⁵) LSMT345MLAAL1/0	
Monofásica 4/0 AWG-AL-XLP													
Trifásica 1/0 AWG-Cu-XLP													
Trifásica 4/0 AWG-Cu-XLP										59.240,00			
Trifásica 500 MCM -Cu-XLP										154.743,16	214.795,16 ⁶	(⁶) LSMT345TLACU500	
Monofásica 1/0 AWG-Cu-XLP													
Monofásica 4/0 AWG-Cu-XLP													

Tabla 6.a. Comparación de costos Perú y México con EDEMET - EDECHI

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	Costos Perú				Costos México				Costos EDEMET - EDECHI		
			2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017	2014	2018	Identificación
			(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	
Distribución MT	Líneas aéreas de 13,8 kV	Trifásico AAC 477+ N 266 - PH ^o - Urbana	20.247	20.829	21.426	21.577	25.670	26.389	27.423	28.530			
		Trifásico AAC 266+ N 1/0 - PH ^o - Urbana	14.300	14.722	15.156	15.276	22.903	23.544	24.459	25.453			
		Trifásico AAC 4/0+ N 1/0 - PH ^o - Urbana	13.083	13.472	13.873	13.987	20.958	21.544	22.375	23.290			
		Trifásico ACSR 1/0+ N 1/0 - PH ^o - Urbana	10.702	11.026	11.361	11.463	20.584	21.160	21.973	22.874	17.958,87	39.106,98 ¹	(¹) LAMT138T1HOAS1/0
		Monofásica AAC 4/0+ N 1/0 - PH ^o - Urbana	8.702	8.963	9.233	9.312	15.717	16.156	16.772	17.465			
		Monofásica ACSR 1/0+ N 1/0 - PH ^o - Urb.	7.741	7.976	8.219	8.292	15.593	16.028	16.638	17.326	5.103,46	27.887,65 ²	(²) LAMT138M1HOAS1/0
		Trifásico ACSR 477+ N 266 - PM - Rural	19.351	19.909	20.483	20.629	31.178	32.048	33.264	34.642	170.338,18		
		Trifásico ACSR 266+ N 1/0 - PM - Rural	13.405	13.803	14.212	14.328	22.687	23.320	24.196	25.206	52.776,12		
		Trifásico ACSR 4/0+ N 1/0 - PM - Rural	12.187	12.552	12.929	13.039	17.370	17.854	18.509	19.296			
		Trifásico ACSR 1/0+ N 1/0 - PM - Rural	9.806	10.107	10.418	10.515	10.240	10.526	10.926	11.378			
		Monofásica ACSR 4/0+ N 1/0 - PM - Rural	7.681	7.915	8.157	8.231	12.165	12.503	12.959	13.512			
		Monofásica ACSR 1/0+ N 1/0 - PM - Rural	6.720	6.928	7.143	7.211	9.511	9.777	10.148	10.568			
		Trifásico AAC 266 - PH ^o - Preensamblado	32.648	33.561	34.496	34.707	30.645	31.504	32.747	34.062			
		Trifásico AAC 4/0 - PH ^o - Preensamblado	30.810	31.674	32.559	32.761	28.833	29.640	30.804	32.045			
		Trifásico AAC 1/0 - PH ^o - Preensamblado	25.892	26.624	27.374	27.552					80.045,86		
		Trifásico AAC 266 - PM - Preensamblado	31.580	32.465	33.370	33.577	34.210	35.170	36.570	38.027			
		Trifásico AAC 4/0 - PM - Preensamblado	29.742	30.578	31.434	31.631	28.455	29.252	30.402	31.626			
	Trifásico AAC 1/0 - PM - Preensamblado	24.824	25.527	26.249	26.421								
	Línea subterránea de 13,8 kV	Trifásica 1/0 AWG-AL-XLP									122.977,83		
		Trifásica 4/0 AWG-AL-XLP					43.844	45.074	46.872	48.736	130.276,16	177.993,32 ³	(³) LSMT138TLAAL4/0
		Trifásica 500 MCM -AL-XLP									174.265,62		
		Monofásica 1/0 AWG-AL-XLP					17.360	17.848	18.568	19.299	60.722,24		
		Monofásica 4/0 AWG-AL-XLP											
		Trifásica 1/0 AWG-Cu-XLP	114.122	117.702	121.409	122.640							
		Trifásica 4/0 AWG-Cu-XLP	150.336	154.880	159.570	160.974	131.531	135.222	140.616	146.208	170.964,40		
		Trifásica 500 MCM -Cu-XLP	193.148	198.832	204.684	206.293					298.958,77	321.611,00 ⁴	(⁴) LSMT138TLACU500
		Monofásica 1/0 AWG-Cu-XLP	100.556	103.774	107.114	108.279	52.079	53.543	55.705	57.897			
	Monofásica 4/0 AWG-Cu-XLP	125.107	128.979	132.984	134.267								
	Centros de transformación 34,5 kV/BT	Poste - 10 KVA - monofásico					3.700	3.804	3.960	4.114	2.810,50	3.436,28 ⁵	(⁵) TRMB345M0010IP
		Poste - 15 KVA - monofásico					4.734	4.868	5.068	5.264			
		Poste - 25 KVA - monofásico					5.309	5.459	5.685	5.904	2.978,91	2.957,62 ⁶	(⁶) TRMB345M0025IP
		Poste - 50 KVA - monofásico					7.043	7.242	7.543	7.832	3.957,17	3.570,05 ⁷	(⁷) TRMB345M0050IP
		Poste - 75 KVA - monofásico					7.217	7.421	7.730	8.025	4.345,00		
Poste - 15 KVA - trifásico						8.278	8.511	8.866	9.205				
Poste - 25 KVA - trifásico						9.568	9.837	10.249	10.639				
Poste - 50KVA - trifásico						10.457	10.752	11.203	11.629				

Tabla 6.b. Comparación de costos Perú y México con EDEMET - EDECHI

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	Costos Perú				Costos México				Costos EDEMET - EDECHI		
			2014 (Balboas)	2015 (Balboas)	2016 (Balboas)	2017 (Balboas)	2014 (Balboas)	2015 (Balboas)	2016 (Balboas)	2017 (Balboas)	2014 (Balboas)	2018 (Balboas)	Identificación
Distribución MT	Centros de transform. 34,5 kV/BT	Poste - 75 KVA - trifásico - biposte											
		Plataforma - 50 KVA - monofásico									11.521,44	8.110,77 ¹	(¹) TRMB345M0050IG
		Plataforma - 100 KVA - monofásico									11.491,57		
		Plataforma - 167 KVA - monofásico									16.346,01		
		Plataforma - 150 KVA - trifásico									20.758,10	25.407,42 ²	(²) TRMB345T0150IG
		Plataforma - 300 KVA - trifásico									27.656,58	19.897,96 ³	(³) TRMB345T0300IG
		Plataforma - 500 KVA - trifásico									28.760,08	27.915,90 ⁴	(⁴) TRMB345T0500IG
	Plataforma - 750 KVA - trifásico									41.155,47			
	Centros de transformación 13,8 kV/BT	Poste - 10 KVA - monofásico	2.329	2.394	2.461	2.477	2.093	2.151	2.237	2.326	1.840,14		
		Poste - 15 KVA - monofásico	2.626	2.699	2.774	2.791	2.808	2.887	3.003	3.121	1.522,23		
		Poste - 25 KVA - monofásico	3.089	3.174	3.262	3.281	3.497	3.595	3.742	3.888	2.130,03	2.664,81 ⁵	(⁵) TRMB138M0025IP
		Poste - 50 KVA - monofásico	3.920	4.027	4.137	4.160	5.377	5.528	5.757	5.979	3.525,39	3.307,33 ⁶	(⁶) TRMB138M0050IP
		Poste - 75 KVA - monofásico	4.545	4.669	4.796	4.822	5.881	6.046	6.297	6.539	4.085,49	4.560,15 ⁷	(⁷) TRMB138M0075IP
		Poste - 15 KVA - trifásico	4.090	4.203	4.318	4.343	3.576	3.676	3.826	3.975			
		Poste - 25KVA - trifásico	4.812	4.944	5.079	5.107	5.590	5.747	5.985	6.216			
		Poste - 50 KVA - trifásico	5.448	5.597	5.749	5.780	5.884	6.049	6.300	6.542			
		Poste - 75 KVA - trifásico - biposte	8.450	8.680	8.915	8.962	6.404	6.585	6.858	7.121			
		Plataforma - 50 KVA - monofásico	6.515	6.693	6.876	6.913	5.377	5.528	5.757	5.979	6.050,80		
		Plataforma - 100 KVA - monofásico									6.586,63		
		Plataforma - 167 KVA - monofásico									13.114,29		
Plataforma - 150 KVA - trifásico		30.070	30.943	31.840	32.076					15.516,38	16.226,63 ⁸	(⁸) TRMB138T0150IG	
Plataforma - 300 KVA - trifásico	36.127	37.161	38.223	38.488					23.530,40	18.088,44 ⁹	(⁹) TRMB138T0300IG		
Plataforma - 500 KVA - trifásico	45.180	46.455	47.763	48.071					28.349,74	13.094,54 ¹⁰	(¹⁰) TRMB138T0500IG		
Plataforma - 750 KVA - trifásico	47.088	48.414	49.773	50.090					37.462,39	28.730,93 ¹¹	(¹¹) TRMB138T0750IG		
Distribución BT	Líneas aéreas BT	Monofásico - 1/0 AWG ACSR - PM	7.092	7.310	7.534	7.604	18.138	18.645	19.353	20.154			
		Monofásico - 1/0 AWG ACSR - PH ^o	8.122	8.367	8.619	8.694	11.943	12.276	12.737	13.269		24.311,06 ¹²	(¹²) LABTM1HO3AL1/0
		Bifásico - 1/0 AWG ACSR - PM					18.557	19.075	19.801	20.619			
		Bifásico - 1/0 AWG ACSR - PH ^o											
		Bifásico - 4/0 AWG ACSR - PH ^o											
		Trifásico - 1/0 AWG ACSR - PM	8.586	8.849	9.120	9.204	18.836	19.362	20.100	20.930			
		Trifásico - 1/0 AWG ACSR - PH ^o	9.481	9.768	10.063	10.152	16.444	16.902	17.533	18.269			
		Trifásico - 4/0 AWG ACSR - PH ^o	12.302	12.665	13.038	13.141							
		Preens. - Monofásico - N° 2 AWG - AAC PH ^o	7.169	7.382	602	7.665							
		Preens. - Monofásico - 1/0 AWG - AAC PH ^o	7.951	8.187	8.430	8.499							
		Preens. - Monofásico - 4/0 AWG - AAC PH ^o	14.028	14.427	14.835	14.933							
Preens. - Trifásico - 1/0 AWG - AAC PH ^o	10.600	10.907	11.222	11.304									

Tabla 6.c. Comparación de costos Perú y México con EDEMET - EDECHI

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	Costos Perú				Costos México				Costos EDEMET - EDECHI		
			2014 (Balboas)	2015 (Balboas)	2016 (Balboas)	2017 (Balboas)	2014 (Balboas)	2015 (Balboas)	2016 (Balboas)	2017 (Balboas)	2014 (Balboas)	2018 (Balboas)	Identificación
Distribución BT	Líneas aéreas BT	Preens. - Trifásico - 4/0 AWG - AAC PH°	17.310	17.795	18.293	18.406							
		Preens. - Trifásico - 3x1/0+2xN° 4 AP - AAC PH°											
		Preens. - Trifásico - 3x4/0+2xN° 4 AP - AAC PH°											
	Línea subterránea BT	Bifásica - XLPE AL N° 2 AWG											
		Bifásica - XLPE AL 1/0 AWG					39.138	40.216	41.545	43.442			
		Bifásica - XLPE AL 1/4 AWG											
		Trifásica - XLPE AL 1/0 AWG					42.439	43.610	45.078	47.113	34.863,44		
		Trifásica - XLPE AL 4/0 AWG					45.736	47.000	48.603	50.778	41.037,40		
		Trifásica - XLPE AL 350 MCM					55.550	57.091	59.114	61.691			
		Trifásica - XLPE AL 500 MCM									47.404,37	133.016,72 ¹	(¹) LSBTT1AL500
		Bifásica - XLPE Cu 1/0 AWG	77,560	80,096	82,733	83,701							
		Bifásica - XLPE Cu 1/4 AWG	96,090	99,120	102,260	103,316							
		Trifásica - XLPE Cu 1/0 AWG	85,445	88,204	91,071	92,093							
Trifásica - XLPE Cu 4/0 AWG	113,176	116,675	120,293	121,449									

Tabla 6.d. Comparación de costos Perú y México con EDEMET - EDECHI

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	Costos Perú				Costos EDEMET			Costos EDECHI		
			2014 (Balboas)	2015 (Balboas)	2016 (Balboas)	2017 (Balboas)	2014 (Balboas)	2015 (Balboas)	2016 (Balboas)	2014 (Balboas)	2015 (Balboas)	2016 (Balboas)
Comercial	Medidores	BT para Tarifas BTS -1F	17,58	18,21	18,76	18,93	64,28	58,16	61,91	43,35	46,04	49,64
		BT para Tarifas BTS -2F	50,76	52,59	54,18	54,65						
		BT para Tarifas BTS -3F	54,64	56,60	58,31	58,83						
		BT para Tarifa BTD (Digital) - 1F	175,29	181,59	186,60	187,68						
		BT para Tarifa BTD (Digital) - 3F	360,32	373,28	383,56	385,79						
		BT con Transformadores de intensidad - 1F										
		BT con Transformadores de intensidad - 3F					808,44	948,82	948,82	673,70	881,92	945,79
		MT										
AT												

Tabla 6.e. Comparación de costos Perú con EDEMET - EDECHI

Las tablas 6.a-e se detallan los costos de Perú y México con los costos de EDEMET y EDECHI. Los datos para el 2018 fueron obtenidos del archivo *Costos Medios EDEMET-EDECHI 2018.xlsx*. Adicionalmente, se agregaron las nomenclaturas de identificación de las instalaciones correspondientes.

D. Conformación de costos internacionales - Información de base Perú – Año 2013

Tasa de cambio promedio 2013: 2.7019 NS/USD

- Instalación: **Línea aérea 13.8kV - Trifásico ACC 477+ N266 - PH° - Urbana**

Conformación del Costo:

Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	Mano de obra	Materiales
				(USD)	(USD)
RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x240 mm2 (ESTRUCTURA DE CONCRETO)	PUESTA A TIERRA TIPO ENVOLVENTE	Jgo.	10	257	242
	CONDUCTOR DE AA O SIMIL. DE 240 mm2	km.	3.105	1.243	8.849
	ALINEAMIENTO 3 FASES CON POSTE DE CONCRETO	Jgo.	7	657	2.052
	CAMBIO DE DIRECCION 3 FASES CON POSTE DE CONCRETO	Jgo.	1	101	345
	FIN DE LINEA 3 FASES CON POSTE DE CONCRETO	Jgo.	2	202	964
	RETENIDA SIMPLE	Jgo.	9	346	563
CONDUCTOR NEUTRO DE AA O SIMIL. 1x95 mm2 (SIN ESTRUCTURA O RED COMPARTIDA)	CONDUCTOR DE AA O SIMIL. DE 95 mm2	km.	1.035	414	1.128
	AISLADORES Y ACCESORIOS NEUTRO MT	Jgo.	10	22	54
SUBTOTAL (USD)				3.242	14.198
SUBTOTAL (NS)				8.759	38.361
TOTAL (NS)				47.120	

- Instalación: **Línea aérea 13.8kV - Trifásico ACSR 1/0+ N 1/0 - PH° - Urbana**

Conformación del Costo:

Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	Mano de obra	Materiales
				(USD)	(USD)
RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x50 mm2 (ESTRUCTURA DE CONCRETO)	CONDUCTOR DE AA O SIMIL. DE 50 mm2	km.	3.105	1.243	1.428
	ALINEAMIENTO 1 FASE CON POSTE DE CONCRETO	Jgo.	7	657	2.052
	CAMBIO DE DIRECCION 1 FASE CON POSTE DE CONCRETO	Jgo.	1	101	345
	FIN DE LINEA 1 FASE CON POSTE DE CONCRETO	Jgo.	2	202	964
	RETENIDA SIMPLE	Jgo.	3	115	188
	PUESTA A TIERRA TIPO ENVOLVENTE	Jgo.	10	257	242
CONDUCTOR NEUTRO DE AA O SIMIL. 1x50 mm2 (SIN ESTRUCTURA O RED COMPARTIDA)	CONDUCTOR DE AA O SIMIL. DE 50 mm2	km.	1.035	414	476
	AISLADORES Y ACCESORIOS NEUTRO MT	Jgo.	10	22	54
SUBTOTAL (USD)				3.011	5.749
SUBTOTAL (NS)				8.135	15.534
TOTAL (NS)				23.669	

- Instalación: **Línea aérea 13.8kV - Trifásico ACC 477+ N266 - PH° - Rural**

Conformación del Costo:

Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	Mano de obra	Materiales
				(USD)	(USD)
RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x240 mm2 (ESTRUCTURA DE MADERA)	CONDUCTOR DE AA O SIMIL. DE 240 mm2	km.	3.105	1.243	8.849
	ALINEAMIENTO 3 FASES CON POSTE DE MADERA	Jgo.	7	657	1.532

	CAMBIO DE DIRECCION 3 FASES CON POSTE DE MADERA	Jgo.	1	102	264
	FIN DE LINEA 3 FASES CON POSTE DE MADERA	Jgo.	2	202	744
	RETENIDA SIMPLE	Jgo.	9	346	563
	PUESTA A TIERRA TIPO ENVOLVENTE	Jgo.	10	257	242
CONDUCTOR NEUTRO DE AA O SIMIL. 1x95 mm2 (SIN ESTRUCTURA O RED COMPARTIDA)	CONDUCTOR DE AA O SIMIL. DE 95 mm2	km.	1.035	414	1.128
	AISLADORES Y ACCESORIOS NEUTRO MT	Jgo.	10	22	54
SUBTOTAL (USD)				3.242	13.376
SUBTOTAL (NS)				8.759	36.141
TOTAL (NS)				44.899	

- Instalación: **Línea aérea 13.8kV - Trifásico ACSR 1/0+ N 1/0 - PH° - Rural**

Conformación del Costo:

Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	Mano de obra	Materiales
				(USD)	(USD)
RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x50 mm2 (ESTRUCTURA DE MADERA)	RETENIDA SIMPLE	Jgo.	3	115	188
	PUESTA A TIERRA TIPO ENVOLVENTE	Jgo.	10	257	242
	CONDUCTOR DE AA O SIMIL. DE 50 mm2	km.	3.105	1.243	1.428
	ALINEAMIENTO 3 FASES CON POSTE DE MADERA	Jgo.	7	657	1532
	CAMBIO DE DIRECCION 3 FASES CON POSTE DE MADERA	Jgo.	1	101	264
	FIN DE LINEA 3 FASES CON POSTE DE MADERA	Jgo.	2	202	744
CONDUCTOR NEUTRO DE AA O SIMIL. 1x50 mm2 (SIN ESTRUCTURA O RED COMPARTIDA)	CONDUCTOR DE AA O SIMIL. DE 50 mm2	km.	1.035	414	476
	AISLADORES Y ACCESORIOS NEUTRO MT	Jgo.	10	22	54
SUBTOTAL (USD)				3.011	4.927
SUBTOTAL (NS)				8.135	13.313
TOTAL (NS)				21.448	

- Instalación: **Línea subterránea 13.8kV - Trifásica 500 MCM -Cu-XLP**

Conformación del Costo:

Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	Mano de obra	Materiales
				(USD)	(USD)
RED SUBTERRANEA CABLE N2XSY 3-1x240 mm2	CABLE N2XSY UNIPOLAR DE 240 mm2	km.	3.105	3796	106.471
	TERMINAL EXTERIOR PARA N2XSY, 3-1x240 mm2	Jgo.	2	145	599
	TERMINAL INTERIOR PARA N2XSY, 3-1x240 mm2	Jgo.	4	291	1.116
	ZANJEO	m.	1000	10.264	0
	CRUZADA DE 4 VIAS	Jgo.	10	321	662
	ROTURA Y REPARACION DE VEREDAS	Jgo.	900	26048	10.602
	EMPALME UNIPOLAR, DERECHO PARA N2XSY 240mm2	Jgo.	6	175	2.309.
SUBTOTAL (USD)				41.040	121.760
SUBTOTAL (NS)				110.886	328.983
TOTAL (NS)				439.870	

- Instalación: **Centro de Transf. 13.8kV - Poste - 15 KVA - monofásico**

Conformación del Costo:

Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	Mano de obra	Materiales
				(USD)	(USD)
S.E. AEREA MONOPOSTE 1x15 kVA	ESTRUCTURA DE SUBESTACION MONOPOSTE CON POSTE DE MADERA (MONOFASICO)	Jgo.	1	127	454
	PUESTA A TIERRA CON VARILLA	Jgo.	1	32	29
	TRANSFORMADOR MONOFASICO AEREO CONVENCIONAL DE 15 KVA, 13.2 KV/220 V	Jgo.	1	87	1594
SUBTOTAL (USD)				246	2.077
SUBTOTAL (NS)				665	5.613
TOTAL (NS)				6.278	

- Instalación: **Centro de Transf. 13.8kV - Poste - 50 KVA - trifásico**

Conformación del Costo:

Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	Mano de obra	Materiales
				(USD)	(USD)
S.E. AEREA MONOPOSTE 50 kVA (3F)	TRANSFORMADOR TRIFASICO AEREO 50 KVA, 13.2 KV/220 V	Jgo.	1	102	3.825
	ESTRUCTURA DE SUBESTACION MONOPOSTE CON POSTE DE MADERA (TRIFASICO)	Jgo.	1	127	722
	PUESTA A TIERRA CON VARILLA	Jgo.	2	64	57
SUBTOTAL (USD)				293	4.604
SUBTOTAL (NS)				791	12.440
TOTAL (NS)				13.231	

- Instalación: **Línea aérea BT - Preensamblado - Monofásico - N° 2 AWG -AAC PH°**

Conformación del Costo:

Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	Mano de obra	Materiales
				(USD)	(USD)
RED AEREA SP AUTOPORTANTE DE AL O SIMIL. 2x35 mm2 + portante	RETENIDA SIMPLE	Jgo.	4	154	167
	CAMBIO DE DIRECCION SP PARA RED AUTOPORTANTE CON POSTE DE CONCRETO	Jgo.	2	116	396
	FIN DE LINEA SP PARA RED AUTOPORTANTE CON POSTE DE CONCRETO	Jgo.	2	116	394
	COND. AUTOPORTANTE DE AL O SIMIL. 2x35 mm2+portante	km.	1,04	814	1.646
	ALINEAMIENTO SP PARA RED AUTOPORTANTE CON POSTE DE CONCRETO	Jgo.	10	505	1.670
SUBTOTAL (USD)				1.705	4.273
SUBTOTAL (NS)				4.606	11.546
TOTAL (NS)				16.152	

- Instalación: **Línea subterránea BT - Trifásica - XLPE Cu 1/0 AWG**

Conformación del Costo:

Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	Mano de obra	Materiales
				(USD)	(USD)
RED AEREA SP AUTOPORTANTE DE AL O SIMIL. 2x35 mm2 + portante	ROTURA Y REPARACION DE VEREDAS	Jgo.	900	26.048	9.631
	CRUZADA DE 4 VIAS	Jgo.	10	321	662
	TERMINAL INTERIOR PARA CABLE NKY BT 50-95 MM2	Jgo.	4	233	363
	EMPALME UNIPOLAR DERECHO, CABLE NYY 70 mm2	Jgo.	24	611	225
	TERMINAL EXTERIOR PARA CABLE NKY BT 50-95 MM2	Jgo.	2	116	182
	CABLE NYY 1x50 mm2	km.	3.105	3.058	17.574
ZANJEO	Jgo.	1000	6.415	0	
SUBTOTAL (USD)				36.802	28.637
SUBTOTAL (NS)				99.436	77.375
TOTAL (NS)				176.811	

- Instalación: **Alumbrado Público – Luminaria con lámpara y brazo - Vapor de Hg 250 W**

Conformación del Costo:

Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	Mano de obra	Materiales
				(USD)	(USD)
LUMINARIA CON LAMPARA DE 250 W VAPOR DE Hg	LUMINARIA CON LAMPARA DE 250 W VAPOR DE Hg, PASTORAL METALICO SIMPLE DE 3.2m X 1.5" DE DIAMETRO	Jgo.	1	7	168
SUBTOTAL (USD)				7	168
SUBTOTAL (NS)				19	455
TOTAL (NS)				474	

- Instalación: **Alumbrado Público – Luminaria con lámpara y brazo - Vapor de Na 250 W**

Conformación del Costo:

Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	Mano de obra	Materiales
				(USD)	(USD)
LUMINARIA CON LAMPARA DE 250 W VAPOR DE SODIO	LUMINARIA CON LAMPARA DE 250 W VAPOR DE SODIO, PASTORAL METALICO SIMPLE DE 3.2m X 1.5" DE DIAMETRO	Jgo.	1	7	200
SUBTOTAL (USD)				7	200
SUBTOTAL (NS)				19	540
TOTAL (NS)				559	

- Instalación: **Alumbrado Público – Luminaria con lámpara y brazo - Vapor de Na 250 W**

Conformación del Costo:

Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	Mano de obra	Materiales
				(USD)	(USD)
LUMINARIA CON LAMPARA DE 250 W VAPOR DE SODIO	LUMINARIA CON LAMPARA DE 250 W VAPOR DE SODIO, PASTORAL METALICO SIMPLE DE 3.2m X 1.5" DE DIAMETRO	Jgo.	1	7	200
SUBTOTAL (USD)				7	200

Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	Mano de obra	Materiales
				(USD)	(USD)
SUBTOTAL (NS)				19	540
TOTAL (NS)				559	

- Instalación: **Medidores - BT para Tarifas BTS -1F**

Conformación del Costo:

Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	Mano de obra	Materiales
				(USD)	(USD)
	Medidor Monofásico, Electrónico Simple Medición, 3 hilos, 220V, 5/60A	Un	1	5,1	10,3
SUBTOTAL (USD)				5,1	10,3
SUBTOTAL (NS)				13,8	27,7
TOTAL (NS)				41,5	

- Instalación: **Medidores - BT para Tarifas BTS -3F**

Conformación del Costo:

Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	Mano de obra	Materiales
				(USD)	(USD)
	Medidor Trifásico, Electrónico Simple Medición, 4 hilos, 380/220V, 15/100A	Un	1	15,9	31,9
SUBTOTAL (USD)				15,9	31,9
SUBTOTAL (NS)				43	86,1
TOTAL (NS)				129,1	

ANEXO V: AUDITORÍA DE OBRAS SELECCIONADAS

Análisis de costos de obras seleccionadas

Se solicitó información de una cantidad de obras realizadas por las empresas a fin de ser evaluadas con costos internacionales y cotejadas con lo realmente ejecutado por las empresas. En ese sentido, la información entregada responde parcialmente al fin específico.

En general la información disponible se refiere a la obtenida a partir de las planillas CC y/o Planos de “Como construido” y/o Notas de adjudicación a oferentes de los trabajos y/o Notas referidas al proceso licitatorio. Salvo en algún caso aislado, no se han presentado facturas o comprobantes referidos a los ítems mencionados.

Es de destacar que los costos internacionales son valores medios de diversas obras pudiendo obras puntuales diferir de dichos valores medios.

Finalmente, la valuación es realizada para una muestra de las obras solicitadas.

Empresas EDEMET y EDECHI

Se evaluaron las siguientes obras:

1. Proyecto Altos del María y Santiago - San Antonio

En este proyecto se reemplaza aproximadamente 33 km aéreos de línea monofásica a trifásica donde se colocaron 10.2 km de conductor 266 ACSR y el resto, aproximadamente 23 km en 1/0 ACSR.

Sobre la base de la información disponible, la obra ha sido adjudicada a partir de la siguiente oferta: Por Altos de María B/. 867,007.00.

De acuerdo con los costos internacionales consultados, el costo aproximado de dichas obras supone un total de B/. 659,504.00, de lo cual se deduce que el costo informado de la adjudicación es aproximadamente un 31% mayor.

2. Proyecto Montaje y Puesta en Servicio de las SE Santiago y La Arena

Este proyecto consta de la Obra Civil, Montaje y Puesta en Servicio de la Subestaciones de Santiago y La Arena. En el caso de la SE Santiago se instala un transformador de 25 MVA y en la SE de La Arena se instala un transformador de 50 MVA, ambos en 115 / 34.5 kV.

Sobre la base de la información disponible, las obras han sido adjudicadas a partir de las siguientes ofertas: para la SE Santiago B/. 502,449.34 y para la SE La Arena, B/. 149,645.04 resultando un total de B/. 651,645.38.

De acuerdo con los costos internacionales consultados, el costo aproximado de dicha obra supone un total de B/. 607,177.61, de lo cual se deduce que el costo informado de la adjudicación es aproximadamente un 7.3% mayor.

3. Proyecto Las Tablas, consistente en la construcción de una LAMT de cable forrado en 13.8 kV con una longitud total aproximada de 36 km.

De acuerdo con la información disponible en el archivo *ESTRATEGIA LINEA CANAJAGUA.XLS*, en el punto 2: Análisis de las necesidades de negocio, el monto total del proyecto es de B/. 700,890.76. Adicionalmente en Nota de Adjudicación CODEPA, se informa que a esta empresa le ha sido adjudicada la obra ante la constante ofertada para este concurso la cual es de $K= 1.400$. De acuerdo con esta información, en principio se infiere que el monto total abonado para esta obra sería de aproximadamente B/. 981,247.06.

Adicionalmente, se observa que para este proyecto se detallan 36 km de Línea en la información de complemento a la nota CM 395-18, enviada el 23 de abril del 2018. Sin embargo, en la planilla *CC01* se reportan 20 km por un monto de B/.1,299,506.54.

De acuerdo con los costos internacionales consultados, el costo aproximado de dicha obra suponiendo 36 km de línea, sería de B/. 936,566, de lo cual se deduce que el costo informado de la licitación es aproximadamente un 5% mayor.

Teniendo en cuenta que, no se tienen constancias de facturas y si se toma el valor monetario y de longitud indicado en las planillas *CC*, valor que debiera registrar el costo real de la obra realizada por la empresa, ***se observa un monto registrado del orden de 2.5 veces mayor que la referencia internacional.***

4. Proyecto línea SS.EE. El Torno – Planta potabilizadora Las Mendozas (34.5 KV) con una longitud total aproximada de 23 km

Los datos asociados con este proyecto se han obtenido de la información disponible en el archivo *COND. TÉC. CONTRATACIÓN LAS MENDOZAS*. Se trata de una línea trifásica en cable protegido calibre 266 Al. La postación es en H°A° pretensado de 12 m. La longitud total es de 25.5 km. No adjuntaron constancias de su valoración.

El monto total reportado en la planilla *CC* respectiva es de B/.1,238,285.75.

De acuerdo con los costos internacionales consultados, y teniendo en cuenta que estos son valores medios de diversas obras, el costo aproximado de dicha obra, sería de B/. 662,662. En este sentido y dado que, no se tienen constancias de facturas y tomando el valor monetario indicado en las *CC*, valor que debiera registrar el costo real de la obra realizada por la empresa, ***se observa un monto registrado del orden de 86% mayor que la referencia internacional.***

5. Proyectos de extensión de redes

Los siguientes proyectos son evaluados sobre la base de la información disponible en las planillas *CC* sin disponer de las características técnicas asociadas con cada obra en particular ni constancias de su valoración.

- a. Línea Subterránea en 34.5 kV (Santiago Mall), de Longitud 3,784 m y un costo de B/. 166,405.57. (201022013120268)

De acuerdo con los costos internacionales consultados, y teniendo en cuenta que estos son valores medios de diversas obras, el costo aproximado de dicha obra sería de B/. 148,096. **Se observa un monto facturado del orden de 12% mayor que la referencia internacional.**

- b. LMT en 34.5 kV Comunidad Fortuna. Longitud 7,406 m y un costo de B/. 182,742.59. (301012013120585)

De acuerdo con los costos internacionales consultados, y teniendo en cuenta que estos son valores medios de diversas obras, el costo aproximado de dicha obra sería de B/. 180,737. **Se observa un monto facturado del orden de 1% mayor que la referencia internacional.**

- c. Línea subterránea BT Hacienda Los Molinos la Tranca. Longitud 3,396 m y un costo de B/. 143,378.03. (301012013090190)

De acuerdo con los costos internacionales consultados, y teniendo en cuenta que estos son valores medios de diversas obras, el costo aproximado de dicha obra sería de B/. 138,654. **Se observa un monto facturado del orden de 3.5% mayor que la referencia internacional.**

Para estos 3 casos, no se tienen constancias de facturas de tal manera que, tomando el valor monetario indicado en las CC, valor que debiera registrar el costo real de la obra realizada por la empresa, se obtiene la diferencia mencionada. Salvo el inciso a. que presenta una diferencia de un 12% mayor a los costos internacionales, los casos b. y c. no presenta diferencias significativas.

Empresa ENSA

1. Proyecto electrificación Isla Pedro Gonzalez

Para este proyecto se evalúa la información disponible respecto de la contenida en la planilla CC respectiva. En ese sentido, en el archivo “603-16 (Adjudicación SC-080-2016-SIMEL).PDF” se informa la adjudicación del proyecto por un total de B/. 76,532.82.

Posteriormente en el archivo “INFORME-POBLADO ISLA PEDRO GONZALEZ.PDF” se informa que el proyecto tuvo un costo real de 247,640.92, por lo que se advierte una desviación del orden de 3.2 veces mayor que el presupuesto por el cual se adjudicó la obra.

De acuerdo con los costos internacionales consultados, y teniendo en cuenta que estos son valores medios de diversas obras, el costo aproximado de dicha obra sería de B/. 154,941. En este sentido y dado que, no se tienen constancias de facturas, se observa un monto facturado del orden de 60% mayor que la referencia internacional.

2. Proyecto Vigaducto METRO - CC Los Andes

Se evaluó el proyecto C-1-20-2013-0001-11-10-JL, denominado Vigaducto METRO CC Los Andes, el cual trata de la extensión de línea subterránea en 15 kV de los proyectos Línea 1 del Metro y Centro Comercial Los Andes.

De acuerdo con la información disponible, se trataría de aproximadamente 1,350 m de extensión con cable de potencia de neutro concéntrico N°500 kcmil CU y la construcción de 23 cámaras. El

monto por el cual es adjudicada la obra y los costos finales como estructura de cuentas del proyecto, son valores extremadamente disímiles B/. 951,277 y B/. 2,181,842 respectivamente. Adicionalmente, en la planilla CC respectiva, se informa que la obra tiene una longitud de 987 m y un costo total de B/. 2,038,192.96.

De acuerdo con los costos internacionales consultados, el costo de dicha obra sería aproximadamente de B/. 410,000, de lo cual se deduce que el costo informado en el proceso licitatorio es aproximadamente 2.3 veces mayor. Teniendo en cuenta, que los costos internacionales son valores medios de diversas obras similares, que no se tienen constancias de facturas y tomando el valor monetario indicado en las CC, valor que debiera registrar el costo real de la obra realizada por la empresa, ***se observa un monto facturado del orden de 4.9 veces mayor que la referencia internacional.***

3. Proyecto 018: Proyectos que reemplazan al proyecto de integración del Darién

Este proyecto consta de 15 sub proyectos (SubPs). Sin embargo, sólo algunos de éstos han sido evaluados en función de la información disponible.

De dicha información se extrae el archivo “*PROYECTO 18.PDF*” desde el cual se transcribe la siguiente tabla que contiene para cada SubP una breve descripción del mismo y el costo asociado en B/. de lo ejecutado.

SUBPROYECTO	PROVINCIA	CORREGIMIENTOS	ZONA	DESCRIPCIÓN	MONTO (B.)	CLIENTES BENEFICIADOS	CABLE PROTEGIDO (km)	RED CONVENCIONAL (km)	RAC
1	Extensión de cable protegido Agua Fria - Torti	Panamá/Darién	Torti/Agua Fria	Rural Concentrada	Extensión trifásica de 31.5 km de nuevo troncal, en cable protegido calibre 477, en 34.5 kV e instalación de recerrador 34.5 kV para mejorar la confiabilidad de más de 2,000 clientes del área de Torti. Incluye la instalación de 361 luminarias de 250 W.	3,047,941.53	2,106	31.5	1
2	Extensión de cable protegido en Metetí	Darién	Metetí	Rural Concentrada	Extensión trifásica de 1 km en cable protegido 34.5 kV en el ramal que conduce hacia Puerto Quimba, mejorando la confiabilidad del Centro Reintegro y el Hospital de Metetí.	94,637.14	2	1	
3	Extensión de cable protegido en El Común, Yaviza	Darién	Yaviza / Manuel Ortega	Rural Dispersa	Extensión monofásica de 5 km en cable protegido 1/0 de 15 kV para mejorar la confiabilidad de la comunidad El Común, en Yaviza (Darién).	122,105.04	154	5	
4	Extensión de cable protegido en El Najó	Panamá	Chilibre	Suburbana	Extensión de troncal trifásico de 2.9 km, en cable protegido, calibre 477 - 15 kV, para mejorar la confiabilidad a las comunidades de Buenos Aires, Lucha Franco, Sabanas de Chilibre, Altos de Jalisco y Guatradá El Najó.	313,640.17	1,304	2.9	
5	Extensión del circuito CL-131 hacia La Cabina	Panamá	Chilibre/Alcalde Díaz	Suburbana	Extensión de nuevo troncal trifásico de 5.7 km, en cable protegido 477-15 kV para mejorar la confiabilidad de los clientes de Cazada Larga, Praderas de San Lorenzo, Urbanización San Lorenzo.	603,397.16	20,026	5.7	
6	Extensión de cable protegido en Torrijos Carter	Panamá	Ernesto Córdoba Campos	Suburbana	Repotenciación de troncal 1/0 desnudo mediante la extensión de 2.1 km de cable protegido trifásico, calibre 477 - 15 kV, para mejorar la confiabilidad a los clientes de los sectores de Torrijos Carter, Nuevo Progreso, El Progreso, Tierra Prometida, Villamaría, Nuevo González. Incluye la instalación de 51 luminarias de 100 W.	376,121.74	5,406	2.1	
7	Extensión de cable protegido en Las Mañanitas	Panamá	Las Mañanitas	Suburbana	Repotenciación de troncal 1/0 desnudo mediante la extensión de 2.1 km de cable protegido trifásico, calibre 477 - 15 kV, para mejorar la confiabilidad a los clientes de Las Mañanitas.	293,408.83	6,800	2.1	
8	Extensión de cable protegido en La Siesta	Panamá	Tocumen	Urbana	Extensión trifásica de 4.2 km en cable protegido 477 de 15 kV en La Siesta e instalación de un recerrador. Este proyecto divide la carga y los clientes de La Siesta, además, de proveer nuevos esquemas de respaldo a través del Centro de Reflexión Nuevo Tocumen.	299,726.09	10,793	4.2	1
9	Extensión 24 de Diciembre - Geehan	Panamá	24 de Diciembre / Pacora	Urbana	Extensión de 10 km de nuevo troncal trifásico 34.5 kV, desde Subestación 24 de Diciembre hasta S/E Geehan, para mejorar la confiabilidad de los clientes alimentados por S/E Geehan.	574,948.82	28,700	0.75	9.3
10	Extensión Geehan - Chepo	Panamá	Pacora	Urbana	Extensión de 20.8 km de nuevo troncal trifásico, desde Subestación Geehan hasta Chepo. Comprende 9.8 km de troncal en cable protegido 477 en 34.5 kV y 11 km 477 AAC convencional.	961,793.79	4,940	9.8	11
11	Extensión de cable protegido en Unión Azuero y Superación Campesina	Panamá	Chepo	Suburbana	Repotenciación de troncal 1/0 desnudo mediante la extensión de 7.9 km de cable protegido trifásico, calibre 477 - 15 kV, para mejorar la confiabilidad a las comunidades de Unión Azuero, Asentamiento Superación Campesina, Unión Tababela.	758,518.47	2,766	7.9	
12	Extensión de cable protegido Chepo - Puerto Coquera	Panamá	Chepo	Suburbana	Extensión trifásica de 4.9 km, en cable protegido 477 de 15 kV, desde Chepo hasta Puerto Coquera para mejorar la confiabilidad del área.	350,957.94	148	4.9	
13	Extensión de cable protegido en Cañitas	Panamá	Cañitas	Rural Dispersa	Extensión de 0.95 km en doble circuito trifásico, cable protegido, calibre 477-15 kV para mejorar la confiabilidad de más de 1,600 clientes en el área de Cañitas.	148,488.14	1,604	1.9	
14	Extensión de cable protegido en el corregimiento de Portobelo	Colón	Portobelo	Rural Dispersa	Extensión trifásica de 9.8 km de nuevo troncal en cable protegido con aislamiento para alta contaminación, calibre 477 - 34.5 kV, 4.9 km desde Río Piedra hasta Playa La Angosta y 4.9 km desde San Marino hasta María Soto.	1,269,921.72	3,347	9.8	
15	Extensión de cable protegido en Puerto Lindo y Cacique	Colón	Puerto Lindo/Cacique	Rural Dispersa	Repotenciación de troncal 1/0 desnudo mediante la extensión de 4 km de cable protegido trifásico, calibre 477 en 34.5 kV, para mejorar la confiabilidad del área de Puerto Lindo y Cacique.	421,228.38	690	4.03	
TOTAL PROYECTO 018					9,639,034.96	88,926	93.58	20.30	2

Como ejemplo de la dificultad para la evaluación de las obras, se observa que los sub proyectos 4, 5, 6, 7, 8, 11 y 12 son similares en cuanto al tipo de red utilizada, esto es cable trifásico protegido calibre 477 en 15 kV, con longitudes que van desde 2.1 km (SubP's 6 y 7) hasta los 7.9 km (SubP 11), algunos de los cuales presentan variaciones en relación con algunos trabajos adicionales como la instalación de un recerrador en el SubP 8 o de luminarias en el SubP 6.

Asumiendo estas diferencias en cuanto al contenido de cada proyecto, se advierte que los costos unitarios (B./km) mostrados en la última columna de la siguiente tabla son distintos para cada una de estas obras, las cuales presentan (de acuerdo a la información disponible) una aparente similitud técnica entre sí .

	Longitud	Costo Total	Costo Unitario
	[km]	[B/.]	[B./km]
SubpP 4	2.9	313,840	108,221
SubpP 5	5.7	603,397	105,859
SubpP 6	2.1	378,122	180,058
SubpP 7	2.1	293,409	139,718
SubpP 8	4.2	299,726	71,363
SubpP 11	7.9	758,518	96,015
SubpP 12	4.9	350,958	71,624

Sub proyecto 1: Extensión de cable protegido Agua Fría – Tortí.

De acuerdo con la información disponible, se trata de una extensión trifásica de 31.5 km de nuevo troncal en cable protegido calibre 477 en 34.5 kV e instalación de recerrador 34.5 kV y la instalación de 361 luminarias de 250 W. El monto de lo ejecutado asciende a B/. 3,047,941.53.

Adicionalmente, al revisar el sub proyecto 1: Extensión de cable protegido Agua Fría – Tortí, en el elemento: Integración Darién al SIN, Línea Santa Fe – Metetí se observa una diferencia entre los B/. 45.524 (que coinciden con lo reportado en la planilla CC), con respecto al valor totalizado de B/. 727,464 (años 2016 y 2017) lo cual eleva de sobremanera el total del monto, debido a este sub proyecto cuyo monto total es de B/. 3,047,941.53.

De acuerdo con los costos internacionales consultados, y teniendo en cuenta que estos son valores medios de diversas obras, el costo aproximado de dicha obra sería de B/. 1,476,427. En este sentido y dado que, no se tienen constancias de facturas, **se observa un monto facturado del orden de 2 veces mayor que la referencia internacional.**

Sub proyecto 2: Extensión de cable protegido en Metetí.

De acuerdo con la información disponible, se trata de una extensión trifásica de 1 km en cable protegido en 34.5 kV. El monto de lo ejecutado asciende a B/. 94,637.14.

De acuerdo con los costos internacionales consultados, y teniendo en cuenta que estos son valores medios de diversas obras, el costo aproximado de dicha obra sería de B/. 43,819.32. En este sentido y dado que, no se tienen constancias de facturas, **se observa un monto facturado del orden de 2.16 veces mayor que la referencia internacional.**

Sub proyecto 3: Extensión de cable protegido en El Común, Yaviza.

De acuerdo con la información disponible, se trata de una extensión monofásica de 5 km en cable protegido 1/0 en 15 kV. El monto de lo ejecutado asciende a B/. 122,105.04.

De acuerdo con los costos internacionales consultados, y teniendo en cuenta que estos son valores medios de diversas obras, el costo aproximado de dicha obra sería de B/. 116,980.00. En este sentido y dado que, no se tienen constancias de facturas, **se observa un monto facturado del orden de 4.3% mayor que la referencia internacional.**

Sub proyecto 4: Extensión de cable protegido en El Ñajú.

De acuerdo con la información disponible, se trata de una extensión troncal trifásica de 2.9 km en cable protegido calibre 477 en 15 kV. El monto de lo ejecutado asciende a B/. 313,840.17.

De acuerdo con los costos internacionales consultados, y teniendo en cuenta que estos son valores medios de diversas obras, el costo aproximado de dicha obra sería de B/. 87,145. En este sentido y dado que, no se tienen constancias de facturas, **se observa un monto facturado del orden de 3.6 veces mayor que la referencia internacional.**

Sub proyecto 7: Extensión de cable protegido en Las Mañanitas.

De acuerdo con la información disponible, se trata de una repotenciación de troncal 1/0 mediante la extensión de 2.1 km en cable protegido trifásico calibre 477 en 15 kV. El monto de lo ejecutado según el archivo **Proyecto 018.pdf**, asciende a B/. 293,408.83.

De acuerdo con los costos internacionales consultados y teniendo en cuenta que estos son valores medios de diversas obras, el costo aproximado de dicha obra sería de B/. 63,105. En este sentido y dado que, no se tienen constancias de facturas, **se observa un monto facturado del orden de 4.6 veces mayor que la referencia internacional.**

Sub proyecto 9: Extensión 24 de Diciembre - Geehan.

De acuerdo con la información disponible, se trata de una extensión troncal trifásica de 10 km en 34.5 kV, desde Subestación 24 de Diciembre hasta Subestación Geehan. El monto de lo ejecutado asciende a B/. 574,948.82.

De acuerdo con los costos internacionales consultados, y teniendo en cuenta que estos son valores medios de diversas obras, el costo aproximado de dicha obra sería de B/. 438,193. En este sentido y dado que, no se tienen constancias de facturas, **se observa un monto facturado del orden de 30% mayor que la referencia internacional.**

Sub proyecto 10: Extensión Geehan - Chepo.

De acuerdo con la información disponible, se trata de una extensión troncal trifásica de 20.8 km. Consta de 9.8 km en cable protegido calibre 477 en 34.5 kV y 11 km 477 AAC convencional. El monto de lo ejecutado asciende a B/. 961,793.69.

De acuerdo con los costos internacionales consultados, y teniendo en cuenta que estos son valores medios de diversas obras, el costo aproximado de dicha obra, sería de B/. 887,072. En este sentido y dado que, no se tienen constancias de facturas, ***se observa un monto facturado del orden de 8.4 % mayor que la referencia internacional.***

Sub proyecto 15: Extensión en Puerto Lindo y Cacique.

De acuerdo con la información disponible, se trata de una extensión de 4 km en 34.5 kV, calibre 477, protegido trifásico. El monto de lo ejecutado asciende a B/. 421,228.36.

De acuerdo con los costos internacionales consultados, y teniendo en cuenta que estos son valores medios de diversas obras, el costo aproximado de dicha obra sería de B/. 175,277. En este sentido y dado que, no se tienen constancias de facturas, ***se observa un monto facturado del orden de 2.4 veces mayor que la referencia internacional.***

Observaciones generales

- Las empresas, en general, no han presentado documentación fehaciente del costo final de la obra. Para algunas obras han presentado documentos licitatorios y en otros casos ninguna documentación, obteniéndose información de las planillas CC.
- En diversos casos la información contenida en las planillas CC no coincide con la información presentada por las distribuidoras en características técnicas y/o costos. En algunos casos se presentan planos denominados “Como construido” con escasa o ninguna referencia sobre su interpretación.
- En general, la documentación técnica de las obras es escasa y, por ende, obras que en principio son comparables en cuanto a su estructura, presentan costos unitarios muy diferentes.
- En la comparación con costos internacionales, considerando que estos valores son medios de obras similares, se han detectado casos con diferencias de valorización pequeñas (inferiores al 10%), pero otros casos cuyas diferencias son sustanciales alcanzando valores del orden de 5 veces superiores (real vs internacional).

ANEXO VI: INVERSIONES EN ELECTRIFICACIÓN RURAL

Las poblaciones a ser consideradas para utilizar los fondos incluidos como inversiones en electrificación rural estimadas son las siguientes:

A. Poblaciones a ser consideradas para inversiones en Electrificación Rural - EDEMET

MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA PROYECTOS RECONOCIDOS POR PROVINCIAS PROYECTOS DE EXTENSIÓN DE LINEAS EDEMET					
PROVINCIA	DISTRITO	CORREGIMIENTO	POBLADO	KM	VIVIENDAS
COCLÉ	ANTÓN	ANTÓN	CALLE LARGA	0.990	14
COCLÉ	ANTÓN	CABALLERO	LOS POZOS	2.600	18
COCLÉ	ANTÓN	CABALLERO	EL LIMÓN	0.757	40
COCLÉ	ANTÓN	CABALLERO	TRANQUILLA (BARRIO CERRO LINO)	1.100	12
COCLÉ	ANTÓN	CABUYA	EL NANCITO	0.420	7
COCLÉ	ANTÓN	CABUYA	LOS TORRES	0.540	8
COCLÉ	ANTÓN	EL CHIRÚ	LLANO SÁNCHEZ	0.330	9
COCLÉ	ANTÓN	EL RETIRO	PANAMACITO (SECTOR LOS SANTANA)	0.380	5
COCLÉ	ANTÓN	JUAN DÍAZ	JAGÚITO ABAJO	0.750	25
COCLÉ	ANTÓN	JUAN DÍAZ	EL SALADO	1.200	19
COCLÉ	ANTÓN	SANTA RITA	LOS AGUILARES	0.600	12
COCLÉ	ANTÓN	SAN JUAN DE DIOS	SANTA ELENA	2.795	22
COCLÉ	ANTÓN	SAN JUAN DE DIOS	LAS MENDOZAS	2.795	22
COCLÉ	ANTÓN	TOABRÉ	BAJITO DE SAN MIGUEL	1.210	49
COCLÉ	LA PINTADA	EL HARINO	BARRIGÓN	0.100	23
COCLÉ	LA PINTADA	EL POTRERO	POTRELLANO	0.350	5
COCLÉ	LA PINTADA	EL POTRERO	LA ISLETA	1.040	12
COCLÉ	LA PINTADA	LA PINTADA	LAS BOQUILLAS	0.590	21
COCLÉ	LA PINTADA	LA PINTADA	HATO DE LA VIRGEN	0.900	12
COCLÉ	LA PINTADA	LA PINTADA	POTRERILLO	1.550	19
COCLÉ	LA PINTADA	LA PINTADA	BOQUILLAS	0.59	21
COCLÉ	LA PINTADA	LA PINTADA	EL BAJITO	0.83	10
COCLÉ	LA PINTADA	LA PINTADA	EL BACO II	1.758	19
COCLÉ	LA PINTADA	LA PINTADA	ORARI	5.000	25
COCLÉ	LA PINTADA	LLANO GRANDE	CHUMICAL (SECTOR 2)	0.270	7
COCLÉ	LA PINTADA	LLANO GRANDE	JAGÚITO (FINAL)	0.650	6
COCLÉ	LA PINTADA	LLANO GRANDE	MOLEJÓN	4.924	97
COCLÉ	LA PINTADA	PIEDRAS GORDAS	LA PICADURA	1.120	10
COCLÉ	NATÁ	CAPELLANÍA	GUARUMILLO	1.270	4
COCLÉ	NATÁ	CAPELLANÍA	LOS CERRITOS ETAPA II	0.790	15
COCLÉ	NATÁ	EL CAÑO	EL VIRULÍ	3.300	47
COCLÉ	NATÁ	GUZMÁN	GUZMÁN	4.950	52
COCLÉ	NATÁ	GUZMÁN	CAIMITILLO ETAPA 1	1.155	27
COCLÉ	NATÁ	GUZMÁN	CAIMITILLO ETAPA 2	1.260	29
COCLÉ	NATÁ	GUZMÁN	SAPILLO	1.050	25
COCLÉ	NATÁ	GUZMÁN	LOS PAULINOS	3.800	52
COCLÉ	NATÁ	GUZMÁN	GUZMÁN (ETAPA 2)	1.720	52
COCLÉ	NATÁ	TOZA	LLANITO LARGO	3.750	11
COCLÉ	NATÁ	TOZA	TOZA ABAJO	0.950	8
COCLÉ	OLÁ	EL COPÉ	EL BARÓN	0.370	19
COCLÉ	OLÁ	EL COPÉ	EL AJICO	0.430	19
COCLÉ	OLÁ	EL PICACHO	LOMA CHATA	3.100	15
COCLÉ	OLÁ	EL PICACHO	SAN JUÁN	0.180	10
COCLÉ	PENONOMÉ	CAÑAVERAL	CERRO GORDO	0.850	13
COCLÉ	PENONOMÉ	COCLÉ	SECTOR RÍO COCLÉ	0.060	6
COCLÉ	PENONOMÉ	COCLÉ	PUERTO EL GAGO	0.450	12
COCLÉ	PENONOMÉ	CHIGUIRÍ ARRIBA	LA VIEJA	2.085	31
COCLÉ	PENONOMÉ	CHIGUIRÍ ARRIBA	POZO AZUL	0.170	32
COCLÉ	PENONOMÉ	CHIGUIRÍ ARRIBA	OAJACA (ETAPA #3)	0.760	46
COCLÉ	PENONOMÉ	EL COCO	AGUAS BLANCAS (SECTOR LOS NAVARROS)	0.640	12
COCLÉ	PENONOMÉ	EL COCO	LLANO MARÍN (SECTOR RÍO HONDO)	0.180	11
COCLÉ	PENONOMÉ	EL COCO	LOS NAVARROS-AGUAS BLANCAS	0.640	12

COCLÉ	PENONOMÉ	PAJONAL	MOSQUITERO ABAJO	0.370	13
COCLÉ	PENONOMÉ	PAJONAL	CHURUQUITA CHIQUITA (SECTOR 2)	0.200	4
COCLÉ	PENONOMÉ	PAJONAL	CHURUQUITA GRANDE (SECTOR LA OLVIDADA)	0.460	14
COCLÉ	PENONOMÉ	PAJONAL	MONTE GRANDE	1.500	41
COCLÉ	PENONOMÉ	PAJONAL	SANTA CRUZ 1	0.390	14
COCLÉ	PENONOMÉ	PAJONAL	SANTA CRUZ	0.520	8
COCLÉ	PENONOMÉ	PAJONAL	SAN VALENTÍN (SONADORA)	0.655	14
COCLÉ	PENONOMÉ	PAJONAL	BARRIADA LOS ALVEOS DEL SOFRE	0.710	21
COCLÉ	PENONOMÉ	PAJONAL	SECTOR 3 -GETSEMANI	0.683	15
COCLÉ	PENONOMÉ	PAJONAL	CHORRERITA 1(MEMBRILLO)	0.356	17
COCLÉ	PENONOMÉ	PAJONAL	PAJONAL SECTOR LOS BENÍTEZ	0.320	30
COCLÉ	PENONOMÉ	PAJONAL	PAJONAL CENTRO	0.683	15
COCLÉ	PENONOMÉ	PAJONAL	EL GUABAL ARRIBA (VILLA REINA)	2.077	19
COCLÉ	PENONOMÉ	PENONOMÉ	EL ENCANTO ARRIBA	0.431	8
COCLÉ	PENONOMÉ	TOABRÉ	CITO	1.460	18
COCLÉ	PENONOMÉ	TOABRÉ	BOCA DE CHIGUIRI	4.180	24
COCLÉ	PENONOMÉ	TOABRÉ	BOCA (CAÑO) DE SAN MIGUEL	2.385	45
COCLÉ	PENONOMÉ	TOABRÉ	NUEVO SAN MIGUELITO	1.170	18
COCLÉ	PENONOMÉ	TULÚ	EL ESCOBAL	1.560	21
COCLÉ	PENONOMÉ	TULÚ	EL LIMÓN	0.850	56
COCLÉ	PENONOMÉ	TULÚ	SANTA CRUZ (ETAPA #1)	0.390	14
COCLÉ	PENONOMÉ	TULÚ	SANTA CRUZ (ETAPA #2)	0.520	8
COCLÉ	PENONOMÉ	TULÚ	LA PEDREGOSA	1.216	61
TOTAL				93.135	1607
HERRERA	LAS MINAS	LEONES	COORDILLERA ABAJO	0.325	4
HERRERA	LAS MINAS	QUEBRADA DEL ROSARIO	LA PACORA #1	0.15	10
HERRERA	LAS MINAS	QUEBRADA DEL ROSARIO	EL JUNCAL	0.67	3
HERRERA	LAS MINAS	QUEBRADA DEL ROSARIO	LA CUCHARETA - NANZAL ABAJO	1.242	9
HERRERA	LAS MINAS	QUEBRADA DEL ROSARIO	LA HUACA	0.37	14
HERRERA	LOS POZOS	EL CEDRO	LOS JOBOS	0.05	3
HERRERA	LOS POZOS	EL CEDRO	LOS MÁRQUEZ	0.09	6
HERRERA	LOS POZOS	LA ARENA	LA ARENA	0.25	10
HERRERA	LOS POZOS	LA PITALOZA	LA PITALOSA ABAJO	0.86	17
HERRERA	LOS POZOS	LA PITALOZA	LA ZAHINOSA	1.73	19
HERRERA	LOS POZOS	LA PITALOZA	LAS MATAS	0.42	18
HERRERA	OCÚ	CERRO LARGO	PAJONAL	0.775	10
HERRERA	OCÚ	CERRO LARGO	PAJONAL	0.283	10
HERRERA	OCÚ	ENTRADERO DEL CASTILLO	EL AVE MARÍA	0.37	8
HERRERA	PESÉ	LAS CABRAS	LAS CABRAS CENTRO	0.538	3
HERRERA	OCÚ	LOS LLANOS	EL HIGO	1.782	8
HERRERA	OCÚ	LOS LLANOS	EL HIGUITO DE LA CAÑADA	1.1	3
HERRERA	OCÚ	OCÚ	LA TEJA	0.5	6
HERRERA	OCÚ	OCÚ	EL COPE	1	13
HERRERA	OCÚ	OCÚ	EL GUAYABITO	0.33	6
HERRERA	OCÚ	OCÚ	BELLA ESPERANZA	0.71	11
TOTAL				13.545	191
LOS SANTOS	GUARARÉ	BAJOS DE GÜERA	PASO HONDO	0.44	3
LOS SANTOS	GUARARÉ	EL HATO	QUEBRADA GRANDE	1.015	9
LOS SANTOS	GUARARÉ	EL MACANO	LOS TORETOS	1.87	6
LOS SANTOS	GUARARÉ	LLANO ABAJO	SECTOR LOS SAMANIEGOS	0.55	3
LOS SANTOS	GUARARÉ	PERALES	VÍA EL HATO	1.15	1
LOS SANTOS	LAS TABLAS	BAYANO	LA CUMBRE	1.45	6
LOS SANTOS	LAS TABLAS	LA PALMA	VÍA EL CUSCO	0.42	1
LOS SANTOS	LAS TABLAS	LAS TABLAS	LOS HATILLOS	0.325	3
LOS SANTOS	LAS TABLAS	LAS TABLAS ABAJO	PLAYA LA COLORADA	3.9	19
LOS SANTOS	LAS TABLAS	LAS TABLAS ABAJO	VÍA A BELLA VISTA	0.05	3
LOS SANTOS	LAS TABLAS	LAS TABLAS ABAJO	PLAYA LA COLORADA	1.9	24
LOS SANTOS	LAS TABLAS	RÍO HONDO	MONAGRILLO	1.25	2
LOS SANTOS	LAS TABLAS	SAN MIGUEL	EL GUABO	2.43	8
LOS SANTOS	LOS SANTOS DIST	LA COLORADA	GUAYABITO	0.11	4
LOS SANTOS	LOS SANTOS DIST	LAS GUABAS	BARRIO COCLESITO	0.79	2
LOS SANTOS	LOS SANTOS DIST	LAS GUABAS	LAS GUABAS ARRIBA	0.39	2
LOS SANTOS	LOS SANTOS DIST	LAS GUABAS	MASAMORROS	1.93	2

LOS SANTOS	LOS SANTOS DIST	LOS OLIVOS	LOS MARIANOS (CIÉNEGA LARGA) EN GUAYABAL	0.335	3
LOS SANTOS	LOS SANTOS DIST	LOS OLIVOS	CAMINO AL BALNEARIO	1.105	1
LOS SANTOS	LOS SANTOS DIST	LOS OLIVOS	LOS MARIANOS	0.335	3
LOS SANTOS	LOS SANTOS DIST	LOS OLIVOS	CIÉNEGA LARGA	0.335	3
LOS SANTOS	LOS SANTOS DIST	SABANAGRANDE	GARNICA	0.97	1
LOS SANTOS	LOS SANTOS DIST	SANTA ANA	VÍA LAS SALINAS	0.9	3
LOS SANTOS	LOS SANTOS DIST	VILLA LOURDES	LAS GUEVARAS	0.7	5
LOS SANTOS	MACARACAS	BAHÍA HONDA	LOS JACINTOS	0.76	5
LOS SANTOS	MACARACAS	EL CEDRO	LA MECA	0.815	3
LOS SANTOS	MACARACAS	LA COLORADA	EL JOBO II	0.48	8
LOS SANTOS	MACARACAS	LA MESA	HONDO EL NARANJO	0.27	6
LOS SANTOS	MACARACAS	LLANO DE PIEDRA	EL BEJUCO	0.675	10
LOS SANTOS	MACARACAS	LLANO DE PIEDRA	LOS AJÍES	1.578	11
LOS SANTOS	MACARACAS	MOGOLLÓN	RÍO ABAJO	0.845	3
LOS SANTOS	MACARACAS	MOGOLLÓN	LA LAJITA	1.058	7
LOS SANTOS	MACARACAS	MOGOLLÓN	RANA	1.29	8
LOS SANTOS	PEDASÍ	PEDASÍ	PUERTO PEDASÍ	1.05	2
LOS SANTOS	POCRÍ	PARAÍSO	NUEVO OCUÍTO	0.103	5
LOS SANTOS	POCRÍ	PARAÍSO	PLAYA BAJADERO	4.475	10
LOS SANTOS	POCRÍ	PARAÍSO	LA CANDELARIA	1.305	3
LOS SANTOS	POCRÍ	POCRÍ	PLAYA BAJADERO	4.475	10
LOS SANTOS	TONOSÍ	ALTOS DE GÜERA	BOCA DE QUEMA-ZUMBÓN	0.72	5
LOS SANTOS	TONOSÍ	EL CORTEZO	LA PINTADA Y LA PINTADITA	0.27	3
LOS SANTOS	TONOSÍ	GUÁNICO	QUEBRADA LA PAVA	1.215	6
LOS SANTOS	TONOSÍ	ISLA DE CAÑAS	LOS VENANCIO	1.9	15
TOTAL				47.934	237
PANAMÁ OESTE	CAPIRA	CAIMITO	LAS PLAYAS	2.92	45
PANAMÁ OESTE	CAPIRA	CAIMITO	LA VALDEZA - EL ALMORZADERO	1.3	16
PANAMÁ OESTE	CAPIRA	CIRÍ GRANDE	CIRICITO ARRIBA	2.3	117
PANAMÁ OESTE	CAPIRA	CIRÍ GRANDE	GASPARILLAL	1.25	32
PANAMÁ OESTE	CAPIRA	CIRÍ GRANDE	CLARAS ARRIBA	2.486	44
PANAMÁ OESTE	CAPIRA	CIRÍ GRANDE	RIO INDIÓ, LOS CHORROS	3.145	51
PANAMÁ OESTE	CAPIRA	CIRÍ GRANDE	EL HARINO	1.257	21
PANAMÁ OESTE	CAPIRA	CIRÍ GRANDE	RÍO INDIÓ NACIMIENTO	3.3	101
PANAMÁ OESTE	CAPIRA	CIRÍ GRANDE	BONGA ARRIBA	0.67	12
PANAMÁ OESTE	CAPIRA	EL CACAO	ALTAMIRA	1.6	13
PANAMÁ OESTE	CAPIRA	EL CACAO	BAJO BONITO	5	25
PANAMÁ OESTE	CAPIRA	LA TRINIDAD	NUEVA ARENOSA- SECTOR LA PITA	0.452	12
PANAMÁ OESTE	CAPIRA	LAS OLLAS ARRIBA	PALO DIFERENTE	5	18
PANAMÁ OESTE	CAPIRA	SANTA ROSA	ARENAS BLANCAS HASTA AHOGADO CENTRO	2.525	33
PANAMÁ OESTE	CHAME	CABUYA	CABUYA	2.6	15
PANAMÁ OESTE	CHAME	CHAME	CHICHIVALI A (MANGLARITO ARRIBA)	0.925	6
PANAMÁ OESTE	CHAME	SAJALICES	EL CELAJE	0.226	5
PANAMÁ OESTE	LA CHORRERA	EL ARADO	BERNARDINO	0.4	11
PANAMÁ OESTE	LA CHORRERA	EL ARADO	MOSCÚ	0.316	4
PANAMÁ OESTE	LA CHORRERA	EL COCO	RAUDAL 3	0.889	12
PANAMÁ OESTE	LA CHORRERA	HURTADO	LLANITO VERDE-LAS LOMAS	0.195	16
PANAMÁ OESTE	LA CHORRERA	LA REPRESA	EL CUIPAL	0.75	12
PANAMÁ OESTE	LA CHORRERA	LOS DÍAZ	EL BROKEL	1.97	12
PANAMÁ OESTE	LA CHORRERA	OBALDÍA....	LAS LAJAS (ETAPA II)	1.8	12
PANAMÁ OESTE	SAN CARLOS	EL HIGO	LOS YERBOS #2	0.14	4
PANAMÁ OESTE	SAN CARLOS	GUAYABITO	ASIENTO VIEJO - BAJO DEL TIGRE	2.8	11
TOTAL				46.216	660
VERAGUAS	ATALAYA	ATALAYA	LA CARRILLO	1.3	50
VERAGUAS	ATALAYA	EL BARRITO	LOS CORRALITOS-EL BALITA	1.15	22
VERAGUAS	ATALAYA	LA MONTAÑUELA	LOS PLANES	2.065	16
VERAGUAS	ATALAYA	LA MONTAÑUELA	LA CRUZ DE LA MONTAÑUELA	0.77	8
VERAGUAS	CALOBRE	BARNIZAL	BARNIZAL	3.344	29
VERAGUAS	CALOBRE	CALOBRE	CERRO ATRAVESADO	1.46	26
VERAGUAS	CALOBRE	CALOBRE	EL ALTO	1.9	14
VERAGUAS	CALOBRE	CALOBRE	LOS GONZÁLEZ	2.12	13
VERAGUAS	CALOBRE	CALOBRE	LOS BUSTOS	2.345	12
VERAGUAS	CALOBRE	EL COCLA	ESQUINADO	1.27	26
VERAGUAS	CALOBRE	EL COCLA	CARRIZAL	1.217	12
VERAGUAS	CALOBRE	LA LAGUNA	AGUAS BLANCAS	0.89	6
VERAGUAS	CALOBRE	LA LAGUNA	LA PIÑA	4.76	34

VERAGUAS	CALOBRE	LA TETILLA	EL BARRERO #2	0.935	18
VERAGUAS	CALOBRE	LAS GUÍAS	LOS CORRALILLO	3.352	15
VERAGUAS	CALOBRE	LAS GUÍAS	LOS CORRALILLOS	2.45	12
VERAGUAS	CAÑAZAS	CAÑAZAS	LOS PEÑAS	1.588	33
VERAGUAS	CAÑAZAS	CERRO DE PLATA	FLOR -JAGUA	3.37	30
VERAGUAS	CAÑAZAS	LAS CRUCES	LOS GONZALEZ	3.9	50
VERAGUAS	CAÑAZAS	SAN MARCELO	LAS MINITAS-LLANO GRANDE	2.805	24
VERAGUAS	LA MESA	BISVALLES	SUBÍ ARRIBA - SUBI ABAJO	5	52
VERAGUAS	LA MESA	BISVALLES	ALTO DE LOS SANCHEZ	0.59	11
VERAGUAS	LA MESA	BISVALLES	ALTO DE LOS MARTINEZ	1.08	7
VERAGUAS	LA MESA	BORÓ	LOS RUICES ARRIBA	1	17
VERAGUAS	LA MESA	HIGO	EL HIGO - ANIMA NORTE	2.445	31
VERAGUAS	LA MESA	HIGO	EL JUAN	1.95	39
VERAGUAS	LA MESA	HIGO	EL CEDRAL	1.65	23
VERAGUAS	LA MESA	LA MESA	LOS BRAVOS	2.245	11
VERAGUAS	LA MESA	LA MESA	EL PIRO	3.035	19
VERAGUAS	LA MESA	LOS MILAGROS	PALO ALTO Y LOS RÍOS (PALO ALTO Y GURUMAL)	3.562	44
VERAGUAS	LA MESA	LLANO GRANDE	LOS ÁBREGOS	1.15	35
VERAGUAS	LA MESA	LLANO GRANDE	EL RODEO	1.69	21
VERAGUAS	LA MESA	SAN BARTOLO	EL MATILLO - LA LOMA	0.66	19
VERAGUAS	LA MESA	SAN BARTOLO	LAS ÁNIMAS	2.505	28
VERAGUAS	LA MESA	SAN BARTOLO	LA HUECA ABAJO	1.13	36
VERAGUAS	LAS PALMAS	COROZAL	SEGUIDULE	2.47	42
VERAGUAS	LAS PALMAS	EL MARÍA	EL PAVÓN Y EL CAMARÓN	3.455	19
VERAGUAS	LAS PALMAS	EL MARÍA	LA RAÍZ	1.17	14
VERAGUAS	LAS PALMAS	EL PRADO	COCUYAL B	1.025	17
VERAGUAS	LAS PALMAS	EL PRADO	COCUYAL	0.495	17
VERAGUAS	LAS PALMAS	EL PRADO	LOS JIMÉNEZ	0.15	8
VERAGUAS	LAS PALMAS	EL RINCÓN	CAIMITO	3.105	31
VERAGUAS	LAS PALMAS	LAS PALMAS	EL MAMEY	3.497	23
VERAGUAS	LAS PALMAS	LOLÁ	DON BOSCO	0.3	6
VERAGUAS	LAS PALMAS	PUERTO VIDAL	PEÑA BLANCA	1.07	8
VERAGUAS	LAS PALMAS	QUEBRO	HIGUERONOSO A	0.035	8
VERAGUAS	MARIATO	LLANO DE CATIVAL O	PILONCITO	0.15	15
VERAGUAS	MARIATO	MARIATO	LA ONDA	0.36	5
VERAGUAS	MARIATO	QUEBRO	HIGUERANOSO B	0.59	11
VERAGUAS	MARIATO	QUEBRO	CATORCE DE NOVIEMBRE	2.6	40
VERAGUAS	RÍO DE JESÚS	CATORCE DE NOVIEMBRE	CATORCE DE NOVIEMBRE	2.6	40
VERAGUAS	RÍO DE JESÚS	CATORCE DE NOVIEMBRE	EL CERCADO 2	1.233	10
VERAGUAS	RÍO DE JESÚS	LAS HUACAS	LOS RUICES	1	17
VERAGUAS	RÍO DE JESÚS	RÍO DE JESÚS	LOS PANAMAES	0.11	20
VERAGUAS	RÍO DE JESÚS	RÍO DE JESÚS	LA POLONIA	0.59	9
VERAGUAS	SAN FRANCISCO	LOS HATILLOS	CARABALÍ	2.1	30
VERAGUAS	SAN FRANCISCO	LOS HATILLOS	LOS HATILLOS	3.49	25
VERAGUAS	SAN FRANCISCO	SAN JUAN	NARANJAL	0.1	6
VERAGUAS	SAN FRANCISCO	SAN JOSÉ	LOS CONCIO	0.855	12
VERAGUAS	SAN FRANCISCO	SAN JOSÉ	CAÑAVERAL	0.589	11
VERAGUAS	SAN FRANCISCO	SAN FRANCISCO	SAN ROQUE	0.18	5
VERAGUAS	SAN FRANCISCO	SAN FRANCISCO	CAÑAVERAL	0.75	10
VERAGUAS	SAN FRANCISCO	SAN FRANCISCO	BARRIADA BUENOS AIRES FINAL	1.515	12
VERAGUAS	SANTA FÉ	EL ALTO	BAJO VENADO	0.485	26
VERAGUAS	SANTA FÉ	EL CUAY	LA MONTAÑUELITA DEL CEDRO	1.38	22
VERAGUAS	SANTA FÉ	EL CUAY	LA QUEBRADA	0.73	46
VERAGUAS	SANTA FÉ	SANTA FÉ	EL PEDREGOSO	2.96	34
VERAGUAS	SANTA FÉ	SANTA FÉ	LAS LAJAS	0.95	17
VERAGUAS	SANTIAGO	CARLOS SANTANA ÁVILA	LOS PIMENTALES	0.75	16
VERAGUAS	SANTIAGO	LA RAYA DE SANTA MARÍA	CAÑAZAS ABAJO (EL CEIBO)	0.3	4
VERAGUAS	SANTIAGO	LOS ALGARROBOS	VÍA EL UVITO	1.66	6
VERAGUAS	SANTIAGO	PONUGA	LOS CAMARGO	1.19	10
VERAGUAS	SANTIAGO	PONUGA	LAS TRANQUILLAS	0.44	2
VERAGUAS	SANTIAGO	PONUGA	COCO	2.101	11
VERAGUAS	SANTIAGO	PONUGA	LA SABANETA	0.15	11
VERAGUAS	SANTIAGO	SAN PEDRO DEL ESPINO	LAS MARGARITAS	1.24	15
VERAGUAS	SONÁ	CALIDONIA	ALTO DE CALIDONIA- BUBI	2.5	23
VERAGUAS	SONÁ	EL MARAÑÓN	EL LIMÓN	2.93	41
VERAGUAS	SONÁ	EL MARAÑÓN	LLANO GRANDE-EL HATO	3.975	58

VERAGUAS	SONÁ	GUARUMAL	LA PITA	0.334	19
VERAGUAS	SONÁ	QUEBRADA DE ORO	QUERQUE	0.6	9
VERAGUAS	SONÁ	RODEO VIEJO	LOS CAMARENA	1.1	6
VERAGUAS	SONÁ	RODEO VIEJO	LERIQUE	5	26
VERAGUAS	SONÁ	RODEO VIEJO	BAJO COBRE	2.89	32
VERAGUAS	SONÁ	RODEO VIEJO	LA PASCUALA	2.3	10
TOTAL				141.632	1718

B. Poblaciones a ser consideradas para inversiones en Electrificación Rural - ENSA

MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA PROYECTOS RECONOCIDOS POR PROVINCIAS PROYECTOS DE EXTENSION DE LINEAS ENSA					
PROVINCIA	DISTRITO	CORREGIMIENTO	POBLADO	KM	VIVIENDAS
COLON	DONOSO	SAN JUAN DE TURBE	SAN JUAN DE TURBE	1.46	39
COLON	DONOSO	SAN JUAN DE TURBE	NAZARETH	5	36
COLON	DONOSO	SAN JUAN DE TURBE	SAN JOSE GENERAL	5	25
TOTAL				1.460	39
COMARCA GUNA YALA (*)	GUNA YALA	NARGANA	LINEA EL LLANO - CARTI	2	15
TOTAL				2.000	15
DARIÉN	CHEPIGANA	AGUA FRÍA	ALTO DE VISTA ALEGRE	0.4	13
DARIÉN	CHEPIGANA	CUCUNATÍ	SANTA ROSA	0.36	11
DARIÉN	CHEPIGANA	CUCUNATÍ	RÍO ROMAN	4.8	24
DARIÉN	CHEPIGANA	RÍO CONGO	RÍO VENADO ARRIBA	0.36	11
DARIÉN	CHEPIGANA	RÍO CONGO ARRIBA	RIO BONITO ARRIBA	3.29	13
DARIÉN	CHEPIGANA	RÍO CONGO ARRIBA	ARENAL 2	2.42	19
DARIÉN	CHEPIGANA	RÍO CONGO ARRIBA	ARENAL 3	2.43	14
DARIÉN	CHEPIGANA	RÍO IGLESIAS	AGUAS CALIENTES	3	45
DARIÉN	CHEPIGANA	RÍO IGLESIAS	RÍO QUINTIN (arreti)	1.43	7
DARIÉN	PINOGANA	METETÍ	ARUZA ARRIBA	2.1	44
DARIÉN	PINOGANA	YAVIZA	EL SALTO	0.15	1
TOTAL				20.340	189
PANAMÁ	CHEPO	TORTI	SAN JOSE	4	30
PANAMÁ	CHEPO	TORTI	LA ZUMBONA	4.92	36
PANAMÁ	PANAMÁ DIST	CHILIBRE	TRANQUILLA	3.4	23
PANAMÁ	PANAMÁ DIST	PACORA	DOS LAGOS	2.83	17
PANAMÁ	PANAMÁ DIST	SAN MARTÍN	LA CHAPA	2.91	26
PANAMÁ	PANAMÁ DIST	SAN MARTÍN	LA VEGA	1.395	5
TOTAL				7.135	48

*) LINEA DEL CENTRO DE SALUD HASTA EL PUERTO DE DIBIN. INCLUYE EQUIPOS ESPECIALES DE LA LINEA

C. Poblaciones a ser consideradas para inversiones en Electrificación Rural – EDECHI

MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA PROYECTOS RECONOCIDOS POR PROVINCIAS PROYECTOS DE EXTENSION DE LINEAS EDECHI					
PROVINCIA	DISTRITO	CORREGIMIENTO	POBLADO	KM	VIVIENDAS
CHIRIQUÍ	ALANJE	EL TEJAR	LA PITA CENTRO	0.32	13
CHIRIQUÍ	ALANJE	NUEVO MÉXICO	QUEBRADA GRANDE	2.12	21
CHIRIQUÍ	ALANJE	NUEVO MÉXICO	VÍA CHIRIQUÍ VIEJO	2.655	14
CHIRIQUÍ	BARÚ	PROGRESO	QUEBRADA DE ARENA ARRIBA	0.885	7
CHIRIQUÍ	BARÚ	PROGRESO	QUEBRADA DE ARENA ABAJO	0.3	5
CHIRIQUÍ	BUGABA	ASERRÍO DE GARICHÉ	VÍA LAS AZULES	0.45	9
CHIRIQUÍ	BUGABA	CERRO PUNTA	LAS CUMBRES	2.555	19
CHIRIQUÍ	BUGABA	EL BONGO	CUCHILLA ABAJO	2.35	12
CHIRIQUÍ	BUGABA	EL BONGO	JUJUCALES O JUJUCAL	3.12	24
CHIRIQUÍ	BUGABA	SAN ANDRÉS	PALMA REAL	1.267	7
CHIRIQUÍ	BUGABA	SAN ANDRÉS	LA ESTRELLA (CHANGUINA)	0.89	6
CHIRIQUÍ	BUGABA	SAN ANDRÉS	LA ESPERANZA	3.312	26
CHIRIQUÍ	BUGABA	SANTA ROSA	LA MAQUENCA	2.44	14
CHIRIQUÍ	BUGABA	SANTO DOMINGO	QUEBRADA GRANDE	2.064	9
CHIRIQUÍ	BUGABA	SORTOVÁ	LOS LEZCANOS	0.2	8
CHIRIQUÍ	BUGABA	SORTOVÁ	ESCOBAL	1.72	15
CHIRIQUÍ	DAVID	BIJAGUAL	CERRILLO 1	2.54	31
CHIRIQUÍ	DAVID	BIJAGUAL	CERRILLO 2	2.17	20
CHIRIQUÍ	DAVID	BIJAGUAL	CERRILLO 1 Y 2	4.71	51
CHIRIQUÍ	DAVID	GUACÁ	QUEBRADA HONDA	0.05	9
CHIRIQUÍ	DAVID	SAN CARLOS	GUACÁ ARRIBA	0.34	4
CHIRIQUÍ	DAVID	SAN CARLOS	LAS MARIAS	0.4	10
CHIRIQUÍ	DAVID	SAN CARLOS	PUEBLO NUEVO ARRIBA	0.28	12
CHIRIQUÍ	DAVID	SAN PABLO VIEJO	AGUACATAL LOS PRADOS	0.389	4
CHIRIQUÍ	DAVID	SAN PABLO VIEJO	CIRCUNVALACIÓN SAN JUAN DEL TEJAR	0.081	2
CHIRIQUÍ	DAVID	SAN PABLO VIEJO	SAN JUAN DEL TEJAR ARRIBA	0.591	3
CHIRIQUÍ	DOLEGA	LOS ALGARROBOS	BEJUCO II	0.39	12
CHIRIQUÍ	DOLEGA	DOLEGA	EL FLOR	0.65	8
CHIRIQUÍ	DOLEGA	LOS ALGARROBOS	LOS GONZÁLEZ	0.25	13
CHIRIQUÍ	GUALACA	GUALACA	GALERITA	0.13	3
CHIRIQUÍ	GUALACA	GUALACA	LOMA GRANDE	1.365	35
CHIRIQUÍ	GUALACA	RINCÓN	MATA RICA (DESDE DOLCE PINNEAPPLE AL CEMENTERIO) Y GALERITA	0.57	4
CHIRIQUÍ	GUALACA	RINCÓN	MATA RICA ABAJO DEL CEMENTERIO	0.57	4
CHIRIQUÍ	GUALACA	RINCÓN	MATA RICA	0.57	4
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	MONTE LIRIO	SAN ANTONIO	1.9	37
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	MONTE LIRIO	BONITA CERRO	0.2	10
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	PLAZA CAISÁN	ALTO LA MINA	0.5	5
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	PLAZA CAISÁN	ALTO LA MINA	0.5	5
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	PLAZA CAISÁN	VALLE DE LA MINA	0.288	10
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	RÍO SERENO	LA UNIÓN Y EL PUESTO DE VIGILANCIA POLICIAL (SENAFRONT)	1.6	20
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	RÍO SERENO	UNIÓN INTERNACIONAL	1.6	20
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	RÍO SERENO	BELLA VISTA	0.87	13
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	RÍO SERENO	ALTAMIRA BARRIADA LOS GOMEZ	1.102	22
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	RÍO SERENO	ALTAMIRA	1.102	22
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	RÍO SERENO	MIRAFLORES OESTE 1 y 2	1.961	39
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	RÍO SERENO	MIRAFLORES OESTE 2	0.88	14
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	RÍO SERENO	MIRAFLORES OESTE 1	1.081	25
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	RÍO SERENO	MIRAFLORES OESTE	2.625	24
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	SANTA CLARA	PALMARITO	1.32	35
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	SANTA CRUZ	SECTOR DE SALITRAL HACIA PAVÓN	1.443	3
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	SANTA CRUZ	SECTOR DE SALITRAL HACIA SAN FRANCISCO	1.375	3
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	SANTA CRUZ	BONITA A LOS QUINTEROS	0.77	8
CHIRIQUÍ	SAN FÉLIX	LAS LAJAS	PUERTO LOS PINZONES/STA. CRUZ	2.4	1
CHIRIQUÍ	TOLÉ	EL CRISTO	GUAYABAL - TAMBOR	2.61	53
CHIRIQUÍ	TOLÉ	POTRERO DE CAÑA	POTRERO DE CAÑA HACIA CUADRO DE DEPORTES	0.518	10
CHIRIQUÍ	TOLÉ	POTRERO DE CAÑA	POTRERO DE CAÑA HACIA EL COLEGIO Y HACIA CUADRO DE DEPORTES	0.518	17
CHIRIQUÍ	TOLÉ	VELADERO	EL RETIRO	3.75	33
CHIRIQUÍ	TOLÉ	VELADERO	ALTO LAGUNA	4.778	31
CHIRIQUÍ	TOLÉ	TOLÉ	BARNIZ	0.485	9
CHIRIQUÍ	TOLÉ	TOLÉ	EL BARNIZ	0.485	9
TOTAL				79.355	916

ANEXO VII: ACTIVOS TOTALMENTE DEPRECIADOS DESCONTADOS DE LA BASE DE CAPITAL

En este apartado se detallan la Base de Capital para Junio de 2018 y los montos totalmente depreciados por cuentas para las empresas distribuidoras de Panamá, ENSA, EDEMET y EDECHI para el periodo 2014-2018.

Para el cálculo de la base de capital Bruta y Neta se tiene en cuenta la vida útil de los activos, este cálculo se realiza en las planillas AA.

Los activos añadidos año a año tienen una vida útil y se deprecian en función de la misma. Cuando se cumple esta vida útil, el activo ha sido amortizado totalmente y debe ser excluido de la base de capital. Hasta el momento las empresas debían declarar las bajas a través de los retiros para poder sacar estos activos de la base de capital pero se ha observado, especialmente para las empresas EDEMET y EDECHI, que no se declaran en tiempo y forma los retiros.

Si no se van sacando los activos que cumplen su vida útil porque las empresas olvidan declararlos la base de capital bruta crece indefinidamente.

Con la metodología adoptada los años de entrada de las inversiones se comparan con la fecha a la que se está evaluando la base de capital, si de esta comparación surge que el activo ya ha cumplido su vida útil se lo saca de la base bruta. Esto se ve claramente en las columnas que Vida de activos de las planillas AA, si la misma está en 0 es que los activos adicionados ese año están totalmente depreciados.

A. EDEMET

La Base de Capital Bruta y Neta utilizada para el cálculo del IMP de EDEMET y los detalles de años y montos depreciados totalmente se muestra en la siguiente tabla:

Cuadro N° VII.1: Base de Capital a Junio 2018 – EDEMET [En Balboas]

Cuentas	Vida útil	Base Bruta descontado lo total depreciado	Base Neta	Año hasta total depreciado	Monto total depreciado	Retiros acumulados
Planta Intangible	4	14,690,535	10,955,318	2013	22,434,212	2,733,758
Terrenos	1000	8,971,183	8,931,463	-	0	277,955
Edificios y mejoras	40	24,219,790	8,989,952	-	0	4,140,140
Mobiliario y equipo de oficina	7	717,731	475,541	2010	4,371,833	129,104
Equipo de computación	4	1,451,278	694,610	2013	6,694,219	50,520
Equipos de transporte y carga	5	3,767,313	2,540,697	2012	6,982,569	7,202,193
Equipos de comunicaciones	8	537,770	185,055	2009	386,324	-
Otros equipos de uso general	17	1,738,753	640,319	<2001	3,671,967	624,522

Cuentas	Vida útil	Base Bruta descontado lo total depreciado	Base Neta	Año hasta total depreciado	Monto total depreciado	Retiros acumulados
TOTAL PROPIEDADES Y PLANTA		56,094,353	33,412,954		44,541,124	15,158,193
Alta tensión AT (230 y 115 Kv)		0	0		0	-
Líneas aéreas AT	30	16,112,784	1,597,958	-	0	-
Líneas subterráneas AT	30	6,255,240	4,060,388	-	0	-
Subestaciones AT / MT	30	78,697,976	52,976,072	-	0	46,289
Media tensión MT		0				-
Líneas aéreas de 34.5 kV	30	87,022,996	32,398,710	-	0	2,160,266
Líneas aéreas de 13.8 kV	30	147,261,319	39,098,708	-	0	227,558
Líneas aéreas de otras tensiones	30	11,896,434	235,128	-	0	11,548
Líneas subterráneas de 34.5 kV	30	13,269,153	11,718,706	-	0	476
Líneas subterráneas de 13.8 kV	30	66,214,008	52,320,691	-	0	298
Líneas subterráneas de otras tensiones	30	1,153,249	1,018,707	-	0	46,050
Subestaciones 34.5 kV / MT	30	27,309,215	8,473,276	-	0	406,902
Subestaciones 13.8 kV / MT	30	0	0	-	0	-
Otras subestaciones MT/MT	30	10,108,270	8,672,156	-	0	22,200
Centros de reflexión MT	30	1,331,375	1,065,143	-	0	-
Centro de transformación 34.5 kV / BT	30	47,260,166	31,811,734	-	0	4,612,016
Centro de transformación 13.8 kV / BT	30	99,249,620	58,155,665	-	0	2,751,954
Otros centros de transformación MT/BT	30	3,467,222	2,909,993	-	0	4,068,650
Baja tensión BT (<600V)		0				-
Líneas aéreas BT	30	53,697,794	43,236,930	<2001	0	410,683
Líneas subterráneas BT	30	43,401,438	37,782,483	<2001	0	-
Acometidas BT	30	37,681,271	10,878,725	-	0	62,156
Otros equipos del sistema de distribución		0				-
Otros equipos del sistema de Distribución	10	311,438	109,972	2007	0	-
Equipos de transporte y carga	5	112,491	11,249	2012	0	-
Terrenos	1000	0	0	-	0	-
Edificios y mejoras	40	0	0	-	0	-
Despachos de maniobra y SCADA	10	7,064,356	5,928,085	2007	4,853,324	4,800

Cuentas	Vida útil	Base Bruta descontado lo total depreciado	Base Neta	Año hasta total depreciado	Monto total depreciado	Retiros acumulados
Equipos de medición y control de la calidad del suministro	22	2,391,695	1,953,877	<2001	0	223,897
Equipos de computación	4	0	0	2013	0	-
Equipos de comunicaciones	8	0	0	2009	1,649,404	-
TOTAL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN		761,269,513	406,414,356	-	6,502,728	15,055,743
Lámparas, accesorios y postes de alumbrado público	22	33,304,007	24,972,595	<2001	7,205,099	1,030,608
TOTAL ALUMBRADO PÚBLICO		33,304,007	24,972,595		7,205,099	1,030,608
Activos intangibles (software)	4	0	0	2013	0	-
Terrenos	1000	3,360	3,305	-	0	-
Edificios y mejoras	40	2,099,110	568,664	-	0	162,751
Sistema de medidores y accesorios	22	37,114,249	27,261,579	<2001	26,297,066	921,525
Equipos de medida SMEC	22	0	0	<2001	0	-
Mobiliario y equipo de oficina	7	0	0	2010	291,368	-
Equipo de computación	4	0	0	2013	524,338	-
Equipos de transporte y carga	5	0	0	-	0	-
Equipos de comunicaciones	8	0	0	-	0	-
Otros equipos del sistema de comercialización	17	206,575	158,465	<2001	1,434,141	156,495
TOTAL SISTEMA DE COMERCIALIZACIÓN		39,423,294	27,992,013		28,546,913	1,240,771
TOTAL		890,091,167	492,791,918		86,795,863	32,485,314

El año de entrada promedio de los activos que entraron antes del 2001, se calcula en función de su base bruta y neta declarada en el 2001. La formulación es la siguiente:

Año de entrada bienes anteriores al 2001 = $2001 - (Base\ Bruta_{2001} - Base\ Neta_{2001}) * Vida\ Útil / Base\ Neta\ 2001$

Los montos de retiros declarados en la tabla se muestran a efectos solo de comparación y no están afectados por los índices de eficiencia de los años que han sido declarados.

B. ENSA

La Base de Capital Bruta y Neta utilizada para el cálculo del IMP de ENSA y los detalles de años y montos depreciados totalmente se muestra en la siguiente tabla:

Cuadro N° VII.2: Base de Capital a Junio 2018 – ENSA [En Balboas]

Cuentas	Vida útil	Base Bruta descontado lo total depreciado	Base Neta	Año hasta total depreciado	Monto total depreciado	Retiros acumulados
Planta Intangible	4	19,362,682	6,639,640	2013	4,518,332	491,284
Terrenos	1000	11,820,621	11,775,012	-	0	5,620,523
Edificios y mejoras	40	33,106,631	31,026,125	-	0	2,570,536
Mobiliario y equipo de oficina	7	2,347,009	1,873,451	2010	4,165,220	3,540,830
Equipo de computación	4	4,599,132	2,807,175	2013	3,845,481	3,374,637
Equipos de transporte y carga	5	4,177,112	1,938,793	2012	5,268,750	3,703,656
Equipos de comunicaciones	8	1,064,697	541,223	2009	2,810,995	2,564,062
Otros equipos de uso general	17	3,097,812	2,190,699	<2001	2,346,912	3,236,889
TOTAL PROPIEDADES Y PLANTA		79,575,695	58,792,118		22,955,690	25,102,418
Alta tensión AT (230 y 115 Kv)		0	0	2013	1,051,270	-
Líneas aéreas AT	30	29,197,476	21,719,165	-	0	252,959
Líneas subterráneas AT	30	16,799,371	11,261,450	-	0	20,269
Subestaciones AT / MT	30	76,218,701	44,012,941	-	0	2,267,239
Media tensión MT		0				-
Líneas aéreas de 34.5 kV	30	8,721,376	6,807,620	-	0	772,376
Líneas aéreas de 13.8 kV	30	147,735,068	74,099,826	-	0	17,133,402
Líneas aéreas de otras tensiones	30	1,477,599	1,105,250	<2001	4,365,825	3,830,808
Líneas subterráneas de 34.5 kV	30	1,663,719	970,891	-	0	6,677
Líneas subterráneas de 13.8 kV	30	85,316,481	46,020,540	-	0	1,506,434
Líneas subterráneas de otras tensiones	30	731,387	-191,455	-	0	398,467
Subestaciones 34.5 kV / MT	30	717,309	486,020	-	0	244,879
Subestaciones 13.8 kV / MT	30	1,632,744	1,429,478	-	0	18,703
Otras subestaciones MT/MT	30	1,367,141	787,738	<2001	5,507,953	629,287
Centros de reflexión MT	30	1,678,973	872,697	-	0	-
Centro de transformación 34.5 kV / BT	30	3,187,365	2,258,499	-	0	44,733
Centro de transformación 13.8 kV / BT	30	70,081,375	37,071,784	-	0	7,219,796
Otros centros de transformación MT/BT	30	1,829,917	1,007,292	-	0	1,406,115
Baja tensión BT (<600V)		0				-
Líneas aéreas BT	30	23,357,315	17,915,481	<2001	0	1,517,962
Líneas subterráneas BT	30	8,642,296	5,838,744	<2001	0	14,171
Acometidas BT	30	30,947,144	22,004,183	<2001	18,043,449	11,310,849
Otros equipos del sistema de distribución		0				-
Otros equipos del sistema de Distribución	10	1,894,897	785,951	2007	570,339	136,875
Equipos de transporte y carga	5	0	0	2012	410,168	2,980,084
Terrenos	1000	62,150	61,125	-	0	-
Edificios y mejoras	40	2,251,611	1,279,949	-	0	9,010

Cuentas	Vida útil	Base Bruta descontado lo total depreciado	Base Neta	Año hasta total depreciado	Monto total depreciado	Retiros acumulados
Despachos de maniobra y SCADA	10	6,507,925	2,892,564	2007	1,318,557	759,401
Equipos de medición y control de la calidad del suministro	22	7,413,436	5,830,065	<2001	0	181,801
Equipos de computación	4	0	0	2013	848,781	743,693
Equipos de comunicaciones	8	0	0	2009	623,880	6,455
TOTAL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN		529,432,775	306,327,798	-	32,740,222	53,412,444
Lámparas. accesorios y postes de alumbrado público	22	23,985,365	16,472,309	<2001	9,491,678	9,036,252
TOTAL ALUMBRADO PÚBLICO		23,985,365	16,472,309		9,491,678	9,036,252
Activos intangibles (software)	4	0	0	2013	939,302	-
Terrenos	1000	279,826	275,433	-	0	-
Edificios y mejoras	40	4,442,691	1,481,613	-	0	804,098
Sistema de medidores y accesorios	22	53,342,645	38,467,541	<2001	12,139,061	19,253,132
Equipos de medida SMEC	22	1,025,978	719,453	<2001	0	5,376
Mobiliario y equipo de oficina	7	0	0	2010	256,343	7,639
Equipo de computación	4	0	0	2013	2,695,018	676,285
Equipos de transporte y carga	5	0	0	2012	620,541	114,902
Equipos de comunicaciones	8	0	0	2009	37,544	-
Otros equipos del sistema de comercialización	17	3,912,602	2,856,785	<2001	22,487	1,321,658
TOTAL SISTEMA DE COMERCIALIZACIÓN		63,003,742	43,800,825		16,710,296	22,183,089
TOTAL		695,997,577	425,393,049		81,897,885	109,734,203

El año de entrada promedio de los activos que entraron antes del 2001, se calcula en función de su base bruta y neta declarada en el 2001. La formulación es la siguiente:

$$\text{Año de entrada bienes anteriores al 2001} = 2001 - (\text{Base Bruta}_{2001} - \text{Base Neta}_{2001}) * \text{Vida Útil} / \text{Base Neta}_{2001}$$

Los montos de retiros declarados en la tabla se muestran a efectos solo de comparación y no están afectados por los índices de eficiencia de los años que han sido declarados.

Para el caso de ENSA se observa que la empresa ha declarado bastantes retiros especialmente de activos anteriores al 2001.

C. EDECHI

La Base de Capital Bruta y Neta utilizada para el cálculo del IMP de EDECHI y los detalles de años y montos depreciados totalmente se muestra en la siguiente tabla:

Cuadro N° VII.3: Base de Capital a Junio 2018 – EDECHI [En Balboas]

Cuentas	Vida útil	Base Bruta descontado lo total depreciado	Base Neta	Año hasta total depreciado	Monto total depreciado	Retiros acumulados
Planta Intangible	4	3,598,875	2,834,587	2013	3,035,893	102,453
Terrenos	1000	1,314,125	1,309,470	-	0	3,245
Edificios y mejoras	40	1,628,486	666,049	-	0	725,089
Mobiliario y equipo de oficina	7	57,780	31,328	2010	986,512	5,315
Equipo de computación	4	982,255	239,832	2013	878,457	10,745
Equipos de transporte y carga	5	411,206	309,358	2012	1,721,925	1,582,131
Equipos de comunicaciones	8	81,912	41,313	2009	78,148	-
Otros equipos de uso general	17	173,759	67,894	<2001	793,537	90,980
TOTAL PROPIEDADES Y PLANTA		8,248,398	5,499,832		7,494,472	2,519,958
Alta tensión AT (230 y 115 Kv)		0				-
Líneas aéreas AT	30	2,049,859	1,947,366	-	0	-
Líneas subterráneas AT	30	1,972,659	1,874,026	-	0	-
Subestaciones AT / MT	30	6,752,736	6,418,777	-	0	-
Media tensión MT		0				-
Líneas aéreas de 34,5 kV	30	44,054,305	16,401,845	-	0	877,829
Líneas aéreas de 13,8 kV	30	28,433,258	6,841,004	-	0	28,331
Líneas aéreas de otras tensiones	30	336,253	43,177	-	0	55,954
Líneas subterráneas de 34,5 kV	30	1,592,145	1,323,456	-	0	-
Líneas subterráneas de 13,8 kV	30	1,903,707	1,610,980	-	0	-
Líneas subterráneas de otras tensiones	30	0	0	-	0	-
Subestaciones 34,5 kV / MT	30	4,301,692	3,378,912	-	5,501,374	63,912
Subestaciones 13,8 kV / MT	30	2,503,043	0	-	0	-
Otras subestaciones MT/MT	30	0	0	-	0	138,960
Centros de reflexión MT	30	12,611	10,719	-	0	-
Centro de transformación 34,5 kV / BT	30	16,270,203	10,317,194	-	0	536,787

Cuentas	Vida útil	Base Bruta descontado lo total depreciado	Base Neta	Año hasta total depreciado	Monto total depreciado	Retiros acumulados
Centro de transformación 13,8 kV / BT	30	10,735,646	6,136,427	-	0	199,822
Otros centros de transformación MT/BT	30	569,798	537,242	-	0	1,089,949
Baja tensión BT (<600V)		0				-
Líneas aéreas BT	30	17,156,815	13,529,848	<2001	0	29,343
Líneas subterráneas BT	30	3,351,461	3,026,204	<2001	0	34,497
Acometidas BT	30	14,002,880	4,288,366	-	0	3,430
Otros equipos del sistema de distribución		0				-
Otros equipos del sistema de Distribución	10	0	0	2007	0	-
Equipos de transporte y carga	5	7,671	767	2012	0	-
Terrenos	1000	0	0	-	0	-
Edificios y mejoras	40	0	0	-	0	-
Despachos de maniobra y SCADA	10	2,786,137	2,257,971	2007	238,461	7,000
Equipos de medición y control de la calidad del suministro	22	588,878	530,806	<2001	0	177,019
Equipos de computación	4	0	0	2013	0	-
Equipos de comunicaciones	8	0	0	2009	153,092	-
TOTAL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN		159,381,755	80,475,088	-	5,892,927	3,242,834
Lámparas, accesorios y postes de alumbrado público	22	8,481,239	6,016,901	<2001	2,957,227	434,245
TOTAL ALUMBRADO PÚBLICO		8,481,239	6,016,901		2,957,227	434,245
Activos intangibles (software)	4	0	0	2013	0	-
Terrenos	1000	0	0	-	0	-
Edificios y mejoras	40	1,094,162	398,465	-	0	-
Sistema de medidores y accesorios	22	7,394,559	5,077,568	<2001	4,570,415	216,541
Equipos de medida SMEC	22	0	0	<2001	0	-
Mobiliario y equipo de oficina	7	0	0	2010	14,383	-
Equipo de computación	4	0	0	2013	0	-

Cuentas	Vida útil	Base Bruta descontado lo total depreciado	Base Neta	Año hasta total depreciado	Monto total depreciado	Retiros acumulados
Equipos de transporte y carga	5	0	0	-	0	-
Equipos de comunicaciones	8	0	0	-	0	-
Otros equipos del sistema de comercialización	17	0	0	<2001	0	-
TOTAL SISTEMA DE COMERCIALIZACIÓN		8,488,720	5,476,033		4,584,798	216,541
TOTAL		184,600,113	97,467,854		20,929,424	6,413,578

El año de entrada promedio de los activos que entraron antes del 2001, se calcula en función de su base bruta y neta declarada en el 2001. La formulación es la siguiente:

Año de entrada bienes anteriores al 2001 = $2001 - (\text{Base Bruta}_{2001} - \text{Base Neta}_{2001}) * \text{Vida Útil} / \text{Base Neta } 2001$

Los montos de retiros declarados en la tabla se muestran a efectos solo de comparación y no están afectados por los índices de eficiencia de los años que han sido declarados.