



**PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA  
INTERCONECTADO NACIONAL  
2023 - 2037**

**TOMO I  
ESTUDIOS BÁSICOS**

Gerencia de Planeamiento

NOVIEMBRE 2023

PANAMÁ



*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*



**ETECSA**

*Unimos Panamá con energía*

# PESIN 2023

## TOMO I ESTUDIOS BÁSICOS

### **GERENTE GENERAL**

Ing. Carlos Mosquera Castillo

### **SUB-GERENTE GENERAL**

Ing. Oscar Rendoll

### **DIRECTOR DE INGENIERÍA**

Ing. Lucas Halphen

### **GERENTE DE PLANEAMIENTO**

Ing. Mario Saavedra

### **EQUIPO DE TRABAJO**

Sra. Miriam E. Rivera  
Ing. Raquel Bishop  
Ing. Ernesto Rosales

Ing. Jean Carlos Trejos  
Ing. Rogelio Robles  
Ing. Manuel Vásquez



*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

# CONTENIDO

<b>CAPÍTULO 1</b> .....	<b>17</b>
<b>INTRODUCCIÓN Y RESUMEN</b> .....	<b>17</b>
INTRODUCCIÓN.....	17
RESUMEN .....	18
<b>CAPÍTULO 2</b> .....	<b>23</b>
<b>METODOLOGÍA Y ALCANCE</b> .....	<b>23</b>
METODOLOGÍA .....	23
PROCESO PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA.....	24
ALCANCE DE LAS PROYECCIONES .....	25
DESCRIPCIÓN DE ESCENARIOS .....	25
<b>CAPÍTULO 3</b> .....	<b>29</b>
<b>EVOLUCIÓN Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO</b> .....	<b>29</b>
INDICADORES SOCIOECONÓMICOS .....	29
Datos Demográficos.....	29
Inflación .....	31
Poder Adquisitivo .....	32
Producto Interno Bruto .....	33
INDICADORES ELÉCTRICOS.....	34
Consumo de Energía Eléctrica Total GWH .....	34
SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL .....	36
Balance Eléctrico .....	36
Potencia Eléctrica del Sistema.....	37
Demanda Máxima.....	38
Factor de Carga (FC).....	39
Pérdidas de Energía Eléctrica .....	41
Precios de la Energía Eléctrica .....	42
<b>CAPÍTULO 4</b> .....	<b>47</b>
<b>PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA</b> .....	<b>47</b>
VARIABLES GLOBALES .....	47
Producto Interno Bruto .....	47
Producto Interno Bruto Comercial.....	52
Producto Interno Bruto Industrial .....	56
Índice Mensual de Actividad Económica .....	61
PRONÓSTICOS DE DEMANDA - DISTRIBUIDORAS.....	63
Empresa De Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI).....	64
Empresa de Distribución Eléctrica Metro - Oeste, S.A. (EDEMET).....	68
Elektra Noreste, S.A. (ENSA).....	72

GRANDES USUARIOS .....	76
<b>CAPÍTULO 5.....</b>	<b>80</b>
<b>RESULTADOS OBTENIDOS DE LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA .....</b>	<b>80</b>
DEMANDA DE ENERGÍA .....	80
POTENCIA MÁXIMA.....	82
PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA MÁXIMA CON PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN .....	83
<b>CAPÍTULO 6.....</b>	<b>88</b>
<b>CURVAS TÍPICAS.....</b>	<b>88</b>
EDEMET .....	88
EDECHI .....	90
ENSA .....	91
GRANDES USUARIOS .....	92
<b>CAPÍTULO 7.....</b>	<b>96</b>
<b>DESAGREGACIÓN POR BARRA .....</b>	<b>96</b>
<b>CAPÍTULO 8.....</b>	<b>103</b>
<b>ESTÁNDARES TECNOLÓGICOS Y COSTOS DE TRANSMISIÓN .....</b>	<b>103</b>
INTRODUCCIÓN.....	103
CRITERIOS TECNOLÓGICOS GENERALES .....	104
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN .....	104
Generalidades .....	104
Tipos De Conductores.....	104
Estructuras.....	105
Aislamientos de las Líneas.....	106
Herrajes y Accesorios.....	107
Hilo de Guarda .....	107
Hilo de Guarda OPGW - Optical Power Ground Wire .....	108
SUBESTACIONES .....	109
Generalidades .....	109
Configuración del Sistema .....	110
Tipos de Interruptores .....	111
Protecciones .....	112
Compensaciones.....	113
COSTOS DE COMPONENTES DE LA TRANSMISIÓN .....	114
LÍNEAS .....	114
SUBESTACIONES .....	117
Cálculo de Costos De Equipos Unitarios.....	117
Cálculo de Costos de Equipos Tipo Lote .....	119
Cálculo de Montaje y Obras Civiles .....	120

Cálculo de Otros Costos .....	120
Cálculo de Costos de Terreno .....	120
Cálculo del VNR para las Subestaciones .....	121
<b>CAPÍTULO 9.....</b>	<b>126</b>
<b>CONCLUSIONES Y REFERENCIAS.....</b>	<b>126</b>
CONCLUSIONES .....	126
REFERENCIAS .....	127

# ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. 1 Proyección de la Demanda de Panamá .....	19
Gráfico 1. 2 Proyección de la Potencia Máxima .....	19
Gráfico 3. 1 Tasa de Crecimiento Poblacional .....	30
Gráfico 3. 2 Tasa de natalidad anual en Panamá .....	31
Gráfico 3. 3 Crecimiento del IPC.....	32
Gráfico 3. 4 Poder Adquisitivo en Panamá .....	33
Gráfico 3. 5 PIB real y tasa de aumento anual. ....	34
Gráfico 3. 6 PIB y Consumo Total De Energía Eléctrica. ....	35
Gráfico 3. 7 Estructura de Consumo Promedio de Electricidad - AÑOS 2006 -2022. .....	37
Gráfico 3. 8 Demanda Máxima Del Sistema Eléctrico Panameño - DMG.....	39
Gráfico 3. 9 Tarifa Media Real y Factor de Carga.....	40
Gráfico 3. 10 Pérdidas Totales del sistema 2009 - 2022.....	42
Gráfico 3. 11 Evolución del precio de la electricidad, 1970-2022.....	43
Gráfico 4. 1: Proyección del PIB - Escenario Moderado .....	49
Gráfico 4. 2: Proyección del PIB - Escenario Bajo. ....	50
Gráfico 4. 3: Proyección del PIB - Escenario Alto.....	51
Gráfico 4. 4 : Proyección del PIB Comercial - Escenario Moderado. ....	53
Gráfico 4. 5 : Proyección del PIB Comercial- Escenario Pesimista. ....	54
Gráfico 4. 6 : Proyección del PIB Comercial- Escenario Optimista.....	55
Gráfico 4. 7 : Proyección del PIBIND - Escenario Moderado. ....	58
Gráfico 4. 8 : Proyección del PIBIND - Escenario Pesimista.....	59
Gráfico 4. 9 : Proyección del PIBIND - Escenario Alto.....	60
Gráfico 4. 10 : Proyección del IMAE - Escenario Moderado, Bajo y Alto. ....	62
Gráfico 4. 11 : Proyección EDECHI - Consumo Residencial. ....	64
Gráfico 4. 12 : Proyección EDECHI - Consumo Comercial. ....	64
Gráfico 4. 13 : Proyección EDECHI: Consumo Industrial. ....	65
Gráfico 4. 14 : Proyección EDECHI: Consumo de Gobierno.....	65
Gráfico 4. 15 Proyección EDECHI: Consumo Alumbrado Público. ....	66
Gráfico 4. 16 : Proyección EDECHI: Consumo Otros .....	66
Gráfico 4. 17 : Proyección EDECHI: Tarifa Media Real. ....	67
Gráfico 4. 18 : Proyección EDECHI: Pérdidas Técnicas.....	67
Gráfico 4. 19 : Proyección EDECHI: Pérdidas no Técnicas. ....	67
Gráfico 4. 20 : Proyección EDEMET: Consumo Residencial. ....	68
Gráfico 4. 21 : Proyección EDEMET: Consumo Residencial. ....	68
Gráfico 4. 22 : Proyección EDEMET: Consumo Industrial.....	69
Gráfico 4. 23 : Proyección EDEMET: Consumo Comercial. ....	69



Gráfico 4. 24 : Proyección EDEMET: Consumo Alumbrado Público.....	70
Gráfico 4. 25 : Proyección EDEMET: Consumo Otros.....	70
Gráfico 4. 26 : Proyección EDEMET: Tarifa Media Real.....	71
Gráfico 4. 27 : Proyección EDEMET: Pérdidas Técnicas.....	71
Gráfico 4. 28 : Proyección EDEMET: Pérdidas no Técnicas.....	71
Gráfico 4. 29 : Proyección ENSA: Consumo Residencial.....	72
Gráfico 4. 30 : Proyección ENSA: Consumo Comercial.....	72
Gráfico 4. 31 : Proyección ENSA: Consumo Industrial.....	73
Gráfico 4. 32 : Proyección ENSA: Consumo de Gobierno.....	73
Gráfico 4. 33 : Proyección ENSA: Consumo Alumbrado Público.....	74
Gráfico 4. 34 : Proyección ENSA: Consumo Otros.....	74
Gráfico 4. 35 : Proyección ENSA: Tarifa Media Real.....	75
Gráfico 4. 36 : Proyección ENSA: Pérdidas Técnicas.....	75
Gráfico 4. 37 : Proyección ENSA: Pérdidas No Técnicas.....	75
Gráfico 5. 1 : Consumo total de Panamá - Tres escenarios.	80
Gráfico 5. 2 : Proyección de la potencia máxima anual.....	82
Gráfico 6. 1 : Curva Típica de Carga - Panamá EDEMET.....	88
Gráfico 6. 2 : Curva Típica de Carga Línea 115-38.....	89
Gráfico 6. 3 : Curva Típica de Carga - Línea 115-8.....	89
Gráfico 6. 4 : Curva Típica de Carga - Línea 115-6.....	89
Gráfico 6. 5 : Curva Típica de Carga - Línea 115-11.....	89
Gráfico 6. 6: Curva Típica de Carga - Llano Sánchez.....	89
Gráfico 6. 7 : Curva Típica De Carga - Chorrera.....	89
Gráfico 6. 8 : Curva Típica de Carga - Línea 115-22.....	90
Gráfico 6. 9 : Curva Típica De Carga - Mata de Nance.....	90
Gráfico 6. 10 : Curva Típica De Carga - Changuinola.....	90
Gráfico 6. 11: Curva Típica de Carga - Progreso.....	90
Gráfico 6. 12 : Curva Típica de Carga - Geehan.....	91
Gráfico 6. 13 : Curva Típica de Carga - 24 de Diciembre.....	91
Gráfico 6. 15 : Curva Típica de Carga - Santa María.....	91
Gráfico 6. 14 Curva Típica de Carga - Cerro Viento.....	91
Gráfico 6. 17 Curva Típica de Carga - Línea 115-9.....	91
Gráfico 6. 16 Curva Típica de Carga - Chilibre.....	91
Gráfico 6. 18 : Curva Típica de Carga ENSA - Panamá (Provincia de Panamá - S/E Panamá, S/E Cerro Viento, S/E Geehan, S/E Tocumen, S/E Santa María y S/E 24 De Diciembre).....	92
Gráfico 6. 19 Curva Típica de Carga - Tocúmen.....	92
Gráfico 6. 20 Curva Típica de Carga - Línea 115-10.....	92
Gráfico 6. 21 : Curva Típica de Carga - Cemex.....	92
Gráfico 6. 22 : Curva Típica de Carga - ARGOS.....	92

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3. 1 Coeficiente de correlación.....	35
Tabla 3. 2 Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño - DMG. ....	38
Tabla 4. 1: Registros históricos del PIB. 48	
Tabla 4. 2: PIB - Escenario moderado. ....	49
Tabla 4. 3: PIB - Escenario bajo. ....	50
Tabla 4. 4 : PIB - Escenario alto. ....	51
Tabla 4. 5 : Registros históricos del PIBCOM. ....	52
Tabla 4. 6 : PIB Comercial en Millones de Balboa - Escenario Moderado. ....	53
Tabla 4. 7: PIB Comercial en Millones de Balboa - Escenario Pesimista. ....	54
Tabla 4. 8 : PIB Comercial en Millones de Balboa - Escenario Optimista.....	55
Tabla 4. 9: Registros históricos del PIBIND. ....	56
Tabla 4. 10 : PIB Industrial en Millones de Balboa - Escenario Moderado.....	58
Tabla 4. 11 : PIB Industrial en Millones de Balboa - Escenario Pesimista. ....	59
Tabla 4. 12 : PIB Industrial en Millones de Balboa - Escenario Alto. ....	60
Tabla 4. 13: Registros históricos del IMAE. ....	61
Tabla 4. 14 : IMAE- Escenario Moderado y Bajo.....	62
Tabla 5. 1 Proyección de la demanda y potencia eléctrica. ....	81
Tabla 5. 2 Tasa Anual Acumulativa. ....	82
Tabla 5. 3 Proyección de la demanda y potencia, incluyendo pérdidas, ACP y minera Panamá .....	84
Tabla 7. 1 Desagregación por Barra (Parte 1). 98	
Tabla 7. 2 Desagregación por Barra (Parte 2). ....	99
Tabla 8. 1 : Costo Unitario de los Equipos Básicos de Líneas de Transmisión (En B./ Km.). 115	
Tabla 8. 2 Detalle porcentual asociados a los costos de Montaje y Obras Civiles. 115	
Tabla 8. 3 Costo Unitario de las líneas de transmisión .....	116
Tabla 8. 4 Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones.....	118
Tabla 8. 5 : Relación Porcentual de los Costos de Equipos por Lote.....	119
Tabla 8. 6 : Relación porcentual del Montaje y Obras Civiles .....	120
Tabla 8. 7 : Relación Porcentual de Otros Costos.....	120
Tabla 8. 8 : Costo Unitario de Subestaciones.....	122

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3. 1 Capacidad Instalada por tipo de Tecnología.....	37
---	----

Figura 3. 2 Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica ..... 41

## ÍNDICE DE ANEXOS

Tomo I - Anexo - 1 Metodología y Manual del THUAR.

Tomo I - Anexo - 2 Variables Históricas y Proyección de Demanda para escenarios Pesimista y Optimista.

Tomo I - Anexo - 3 Cuadros Soporte y Detalles de Cálculo.

Tomo I - Anexo - 4 Costos, Selección del Conductor y Requerimientos de Protección.

Tomo I - Anexo - 5 Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2020.



*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

En el Reglamento de Transmisión se establece que ETESA deberá incluir en el Plan de Expansión una sección denominada “Estudios Básicos”, la cual deberá contemplar:

# TOMO I ESTUDIOS BÁSICOS



## **Pronóstico de la Demanda.**

Se realizan los pronósticos para los próximos 15 años



## **Escenarios de Suministro y Criterios de Planificación**

Se establecen los criterios adoptados y la sustentación de los escenarios elegidos.



## **Estándares Tecnológicos y Costos de Componentes de la Transmisión**

Se detallan las tecnologías aplicadas y los costos de las instalaciones típicas.



*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

01

# **CAPÍTULO I**

---

## **INTRODUCCIÓN Y RESUMEN**



*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*



# CAPÍTULO 1

## INTRODUCCIÓN Y RESUMEN

### INTRODUCCIÓN

Este documento presenta los pronósticos de demanda de energía eléctrica, necesarios para las actualizaciones de los Planes de Expansión <sup>1</sup> cumpliendo con lo estipulado, en el Reglamento de Transmisión (RT) aprobado por la Resolución JD-5216, de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones posteriores.

Tal como lo establece el RT se incluyen los datos, detalles metodológicos, resultados intermedios y finales de pronóstico de energía y potencia, a nivel del Sistema Principal de Transmisión.

La base metodológica es un modelo econométrico, el cual desarrolla la serie de consumo de energía eléctrica, por sectores de consumo, derivando la correspondiente serie de demanda máxima total asociada a dicha energía, para el periodo de estudio estipulado, para este caso quince años de proyección.

De acuerdo con lo estipulado en el Reglamento de Transmisión, se desagrega la demanda máxima por barra del Sistema Principal de Transmisión, con base en las curvas típicas y simultaneidad de la demanda, provenientes de la base de datos estadísticos históricos del Centro Nacional de Despacho (CND) y de las Empresas Distribuidoras. En los casos que no se cuenta con información estadística histórica, se asumen comportamientos de áreas similares atendidas.

Los impactos generados por el déficit de suministro global derivado de la invasión rusa a Ucrania son evidentes, tanto en los sectores comerciales e industriales de nuestro país, como en la economía, lo cual deriva la forma en que se consume energía. En este documento se presentarán las proyecciones sobre lo que se anticipa que suceda en el país, en línea con la recuperación gradual, aunque frágil, de la economía. .

---

<sup>1</sup>De acuerdo a la resolución JD-2627, de enero del 2001, el ERSP hoy ASEP ordenaba a ETESA la utilización del informe Indicativo de Demanda, elaborado anualmente por el Centro Nacional de Despacho (CND), para las actualizaciones de los Planes de Expansión.

## RESUMEN

### DEMANDA

Para la Expansión del Sistema Interconectado de Panamá (SIN), es indispensable realizar la proyección de la demanda eléctrica que tendrá que afrontar el país en los siguientes años. Esta se calcula proyectando por separado el consumo de las distribuidoras (ENSA, EDEMET y EDECHI) y los Grandes Usuarios. Las proyecciones consideran las pérdidas técnicas y no técnicas en distribución y la tarifa media real de las distribuidoras. Al nivel de las distribuidoras se consideran los siguientes sectores de consumo: residencial, comercial, industrial, gobierno y alumbrado. A partir de la información antes mencionadas se calcula la demanda de consumo eléctrico de Panamá.

### MODELO UTILIZADO

El THUAR es un modelo, que a partir de una muestra dada contrasta las relaciones de dependencia entre los datos que resultan estables a lo largo del tiempo y, en consecuencia, utiliza tales relaciones para predecir el futuro, evaluando las probabilidades de ocurrencia para distintos rangos de valores (escenarios).

### ESCENARIOS

Estos escenarios, que se presentan con condiciones y características distintas, se dividen de la siguiente manera:



**ALTO**

**MODERADO**



**BAJO**

## PROYECCIONES

En este documento se presentan las proyecciones de demanda de largo plazo del Sistema Interconectado Nacional del período 2023-2037 para los tres escenarios mencionados. Estas indican que el consumo de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional podría presentar unas tasas de crecimiento, alrededor de 2.56% a 3.94% promedio anual, para los quince años de proyección, mientras que la potencia máxima exigida al sistema podría crecer entre 3.27% a 4.74%, de darse situaciones socioeconómicas pesimistas a una opción optimista, respectivamente.

### PRONÓSTICO DE DEMANDA 2023-2037

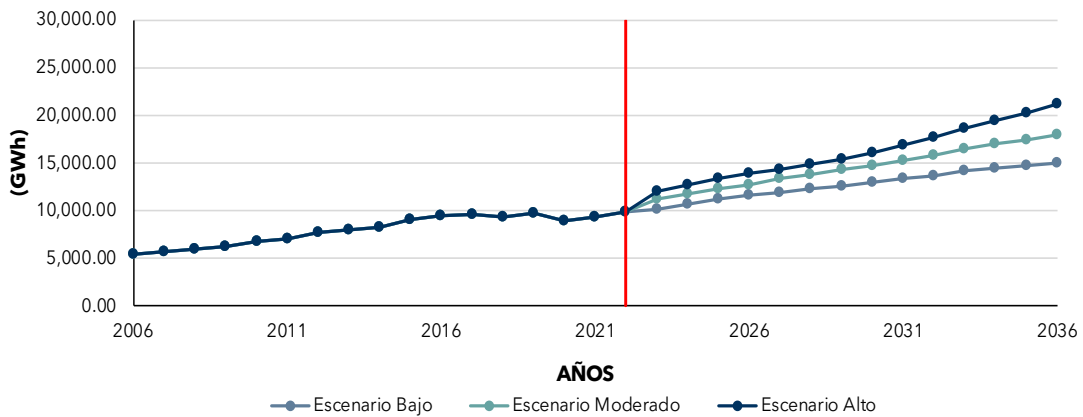


Gráfico 1. 1 Proyección de la Demanda de Panamá

### POTENCIA MÁXIMA

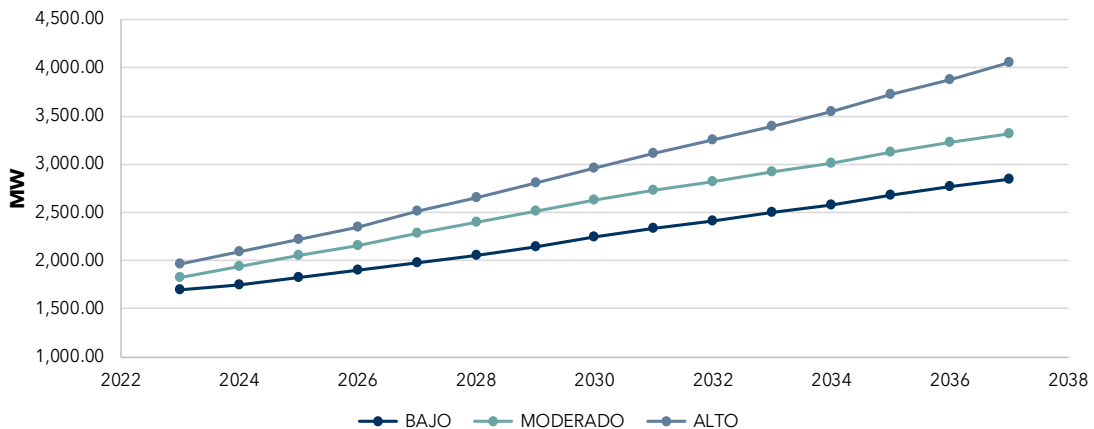


Gráfico 1. 2 Proyección de la Potencia Máxima.



*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

02

## **CAPÍTULO II**

---

# METODOLOGÍA Y ALCANCE



*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

## CAPÍTULO 2

# METODOLOGÍA Y ALCANCE

En este capítulo se apreciará una descripción del modelo utilizado para el cálculo de la demanda. Además, se detallan los pasos para realizar las proyecciones y se explica el proceso que utiliza el programa para realizar las proyecciones finales. A su vez, se presentan los límites o fronteras de esta proyección y sus respectivos escenarios.

## METODOLOGÍA

ETESA, para la realización de las proyecciones de demanda, utiliza este año el modelo THUAR, desarrollado para el sistema eléctrico nacional, con el fin de pronosticar la demanda agregada de energía eléctrica. Este modelo resume las pautas dinámicas de los datos, dando una caracterización estadística de los enlaces entre el pasado y el presente.

El programa para la realización de los pronósticos utiliza de forma general, series históricas de variables socioeconómicas como el Producto Interno Bruto, en conjunto, con las proyecciones de población elaboradas por el INEC; y el volumen de ventas de energía eléctrica, global y sectorial, recopilados por la ASEP y/o las distribuidoras.

Para la realización de estas proyecciones se inicia con la información y el comportamiento de los años históricos, es decir, aquellos años que están antes del año

presente o desde donde se hará la proyección.

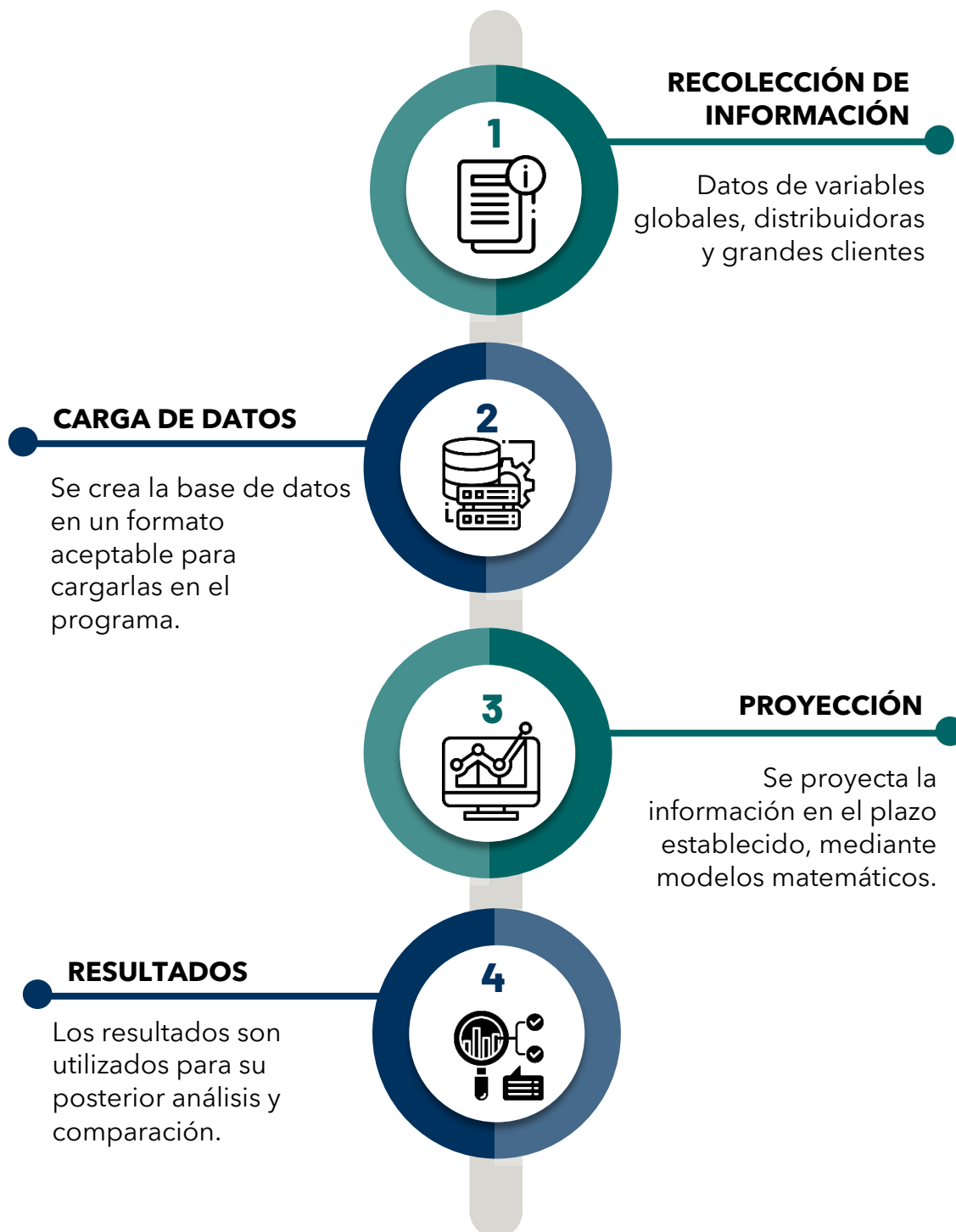
A partir de la mencionada información, se proyectó el resto de la serie a través del uso de modelos econométricos, cada uno dirigido a un sector económico en particular. Ellos son el residencial, comercial, industrial y oficial.

Es importante mencionar que las proyecciones, no solo se componen de las ventas de energía de las distribuidoras, ya que, se toma en consideración el consumo de los grandes clientes, que se proyectan en tres sectores: el industrial, comercial y oficial.

Cabe destacar que las proyecciones no contemplan las pérdidas de transmisión y el autoconsumo de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP) y Minera Panamá.

## PROCESO PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

A continuación, se presenta el procedimiento utilizado para realizar la proyección de demanda de energía de Panamá con el modelo THUAR.



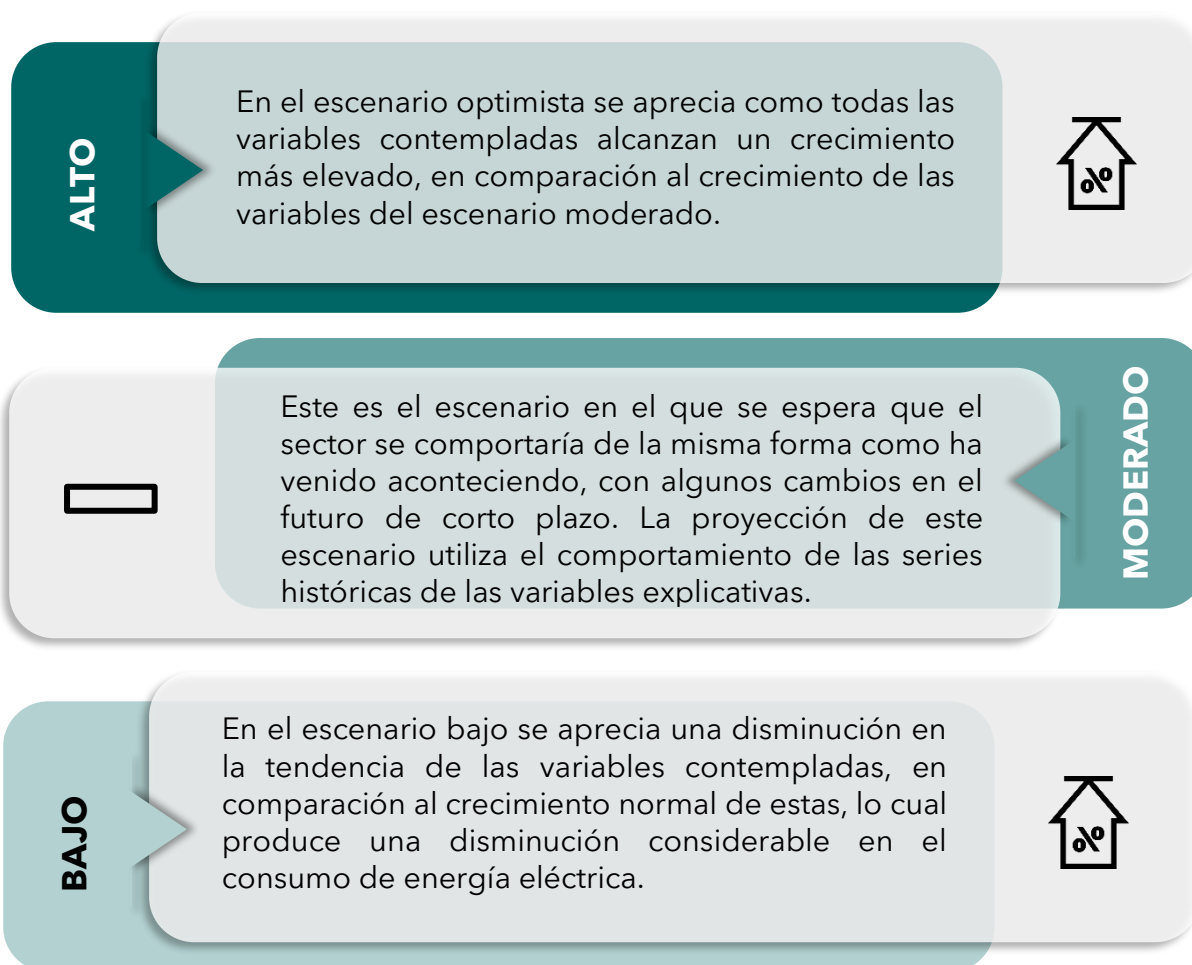


## ALCANCE DE LAS PROYECCIONES

Las proyecciones de demanda requeridas para la Expansión del Sistema Integrado Nacional, de acuerdo con el Reglamento de Transmisión, se realizan con un horizonte de quince (15) años, correspondiendo, en este ejercicio, al periodo comprendido entre los años: 2023 y 2037.

El horizonte histórico analizados consta a la fecha de 21 años (2001 - 2022) para las variables explicativas, 21 años (2001-2022) para las variables de las distribuidoras y para las variables de grandes usuarios se cuenta con 17 años (2005-2022). Se debe resaltar que para las variables explicativas se utilizaron datos actualizados a mayo del 2023.

### DESCRIPCIÓN DE ESCENARIOS





*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

03

# **CAPÍTULO III**

---

EVOLUCIÓN Y PERSPECTIVAS  
DEL SECTOR ELÉCTRICO



*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

## CAPÍTULO 3

# EVOLUCIÓN Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

En esta sección presenta información sobre la evolución y perspectiva de las variables externas al sistema eléctrico, las cuales son esenciales para la evolución del mismo. Estas variables son: la población del país, PIB global y variación del nivel de precios en el país (Inflación). Además, se analizan los indicadores del sistema eléctrico nacional, como el precio promedio de la energía eléctrica, ventas de electricidad total, ventas a los sectores de básicos de consumo, las pérdidas de electricidad y el factor de carga del sistema.

## INDICADORES SOCIOECONÓMICOS



### Datos Demográficos

El Instituto Nacional de Estadística y Censo <sup>2</sup> (INEC), adscrito a la Contraloría General de la República de Panamá, ejecuta cada diez años, los respectivos censos nacionales de población y vivienda, en cuyos datos se basan las proyecciones oficiales de población. De los datos censales, el INEC con la ayuda del Centro Latinoamericano y Caribeño de Demografía (CELADE), componente de la CEPAL desde 1997, realiza las conciliaciones, estimaciones,

proyecciones de la población de Panamá desde 1950 hasta 2100.<sup>3</sup>

En el año 2010, se realizó el último censo de población, el Undécimo Censo Nacional de Población y el VII de Vivienda, del cual se derivan los indicadores demográficos de la estructura y otros aspectos sobresalientes de la población panameña. Los últimos datos censales muestran que no solo se presentan cambios estructurales de la población, sino, cambios

<sup>2</sup> Instituto Nacional de Estadísticas y Censo (<https://www.inec.gob.pa/publicaciones/Default.aspx>)

<sup>3</sup> Centro Latinoamericano y Caribeño de Demografía (CELADE) publica en Internet (<https://www.cepal.org/es/temas/proyecciones-demograficas/estimaciones-proyecciones-poblacion-total-urbana-rural-economicamente-activa>).

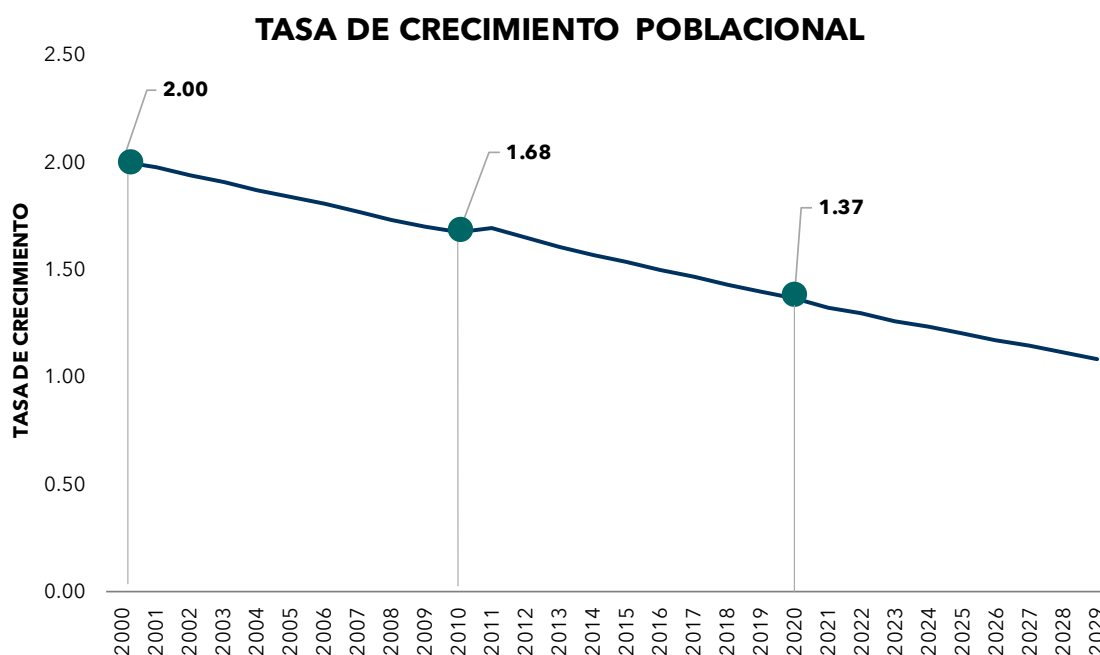
culturales, además, imprecisión de anteriores premisas demográficas.

Desde diciembre de 2017, Panamá mediante decreto ejecutivo estableció que el censo del año 2020, el XII de Población y VIII de vivienda, se realizaría el 24 de mayo de 2020. Como es conocido, no fue posible llevara a cabo su ejecución debido a la pandemia del COVID 19. Finalmente, este pudo dar inicio el 8 de enero del 2023.

Según la información obtenida del último censo y las estimaciones nacionales vigentes, la tasa de

crecimiento población panameña presentó una disminución de 19.4 % en la década del 2000 al 2010 y continuó disminuyendo 22.8% durante la siguiente década (del 2011 al 2020) y se espera continúe este comportamiento durante los próximos años (ver Gráfico 3. 1).

Otro factor que ha disminuido al pasar de los años es la tasa de natalidad, que pasó de 22.71 nacimientos por cada mil habitantes en el 2000 a 15.33 nacimientos por cada mil habitantes en el 2021 (véase Gráfico 3. 2).

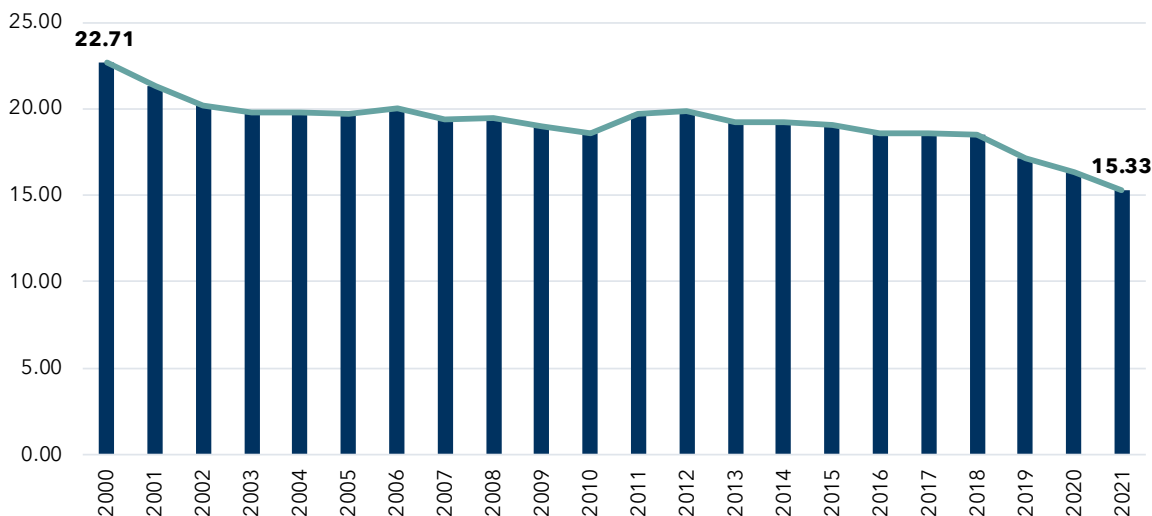


**Gráfico 3. 1 Tasa de Crecimiento Poblacional**

Cabe destacar que la provincia de Panamá, con aproximadamente el 37% de la población total, posee el mayor porcentaje de residentes en su

área urbana, con un 62% de las personas, lo que representa 1.6 millones de personas.

## TASA BRUTA DE NATALIDAD EN PANAMÁ



**Gráfico 3. 2 Tasa de natalidad anual en Panamá**



### Inflación

Hasta mediados del 2004, la paridad del Balboa con respecto al dólar norteamericano le había permitido a Panamá mantener una baja inflación. Históricamente este indicador había fluctuado alrededor del 1%. Tanto que a la inversa de lo que sucedía en la mayor parte de los países de la región latinoamericana, en Panamá se registraron largos periodos de tiempo (1985-2005), con tasas de inflación, que en su máximo no superaron cambios mayores al 1.5%.

En cambio, en correspondencia al periodo de crecimiento económico sostenido que el país tuvo en los años 2007-2012, la inflación se manifiesta con una tasa promedio de 5.24%.

Respecto a los años 2013 - 2015 se registra una tasa de incremento anual promedio del 2.24%. Se debe resaltar que el año 2013 se toma como base de la comparación, tomando este un valor de 100. Del 2015 al 2018, se vuelven a registros de inflación, menores a 1% con lo que se evidencia una disminución respecto el anterior ciclo, de altos incrementos de precios.

Entre el año 2019 y 2020 se presentó un decrecimiento de la inflación, con valores de -0.36% y -1.57% respectivamente. Para el año 2022, se obtuvo un valor de 2.77% (ver Gráfico 3. 3).

## COMPORTAMIENTO DEL IPC EN PANAMÁ

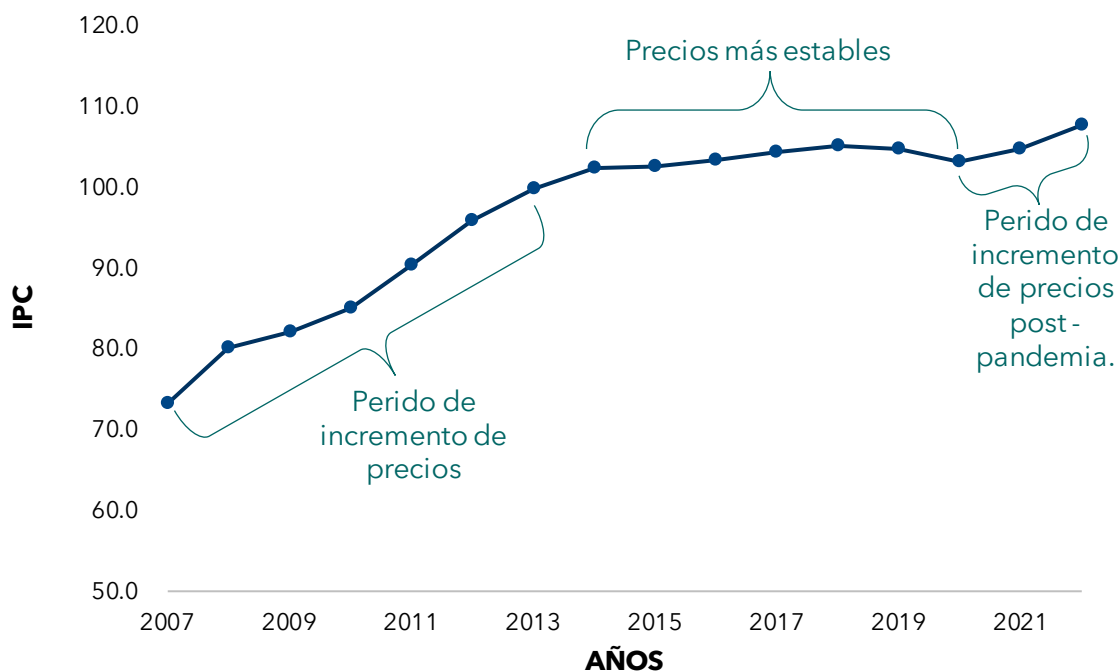


Gráfico 3. 3 Crecimiento del IPC



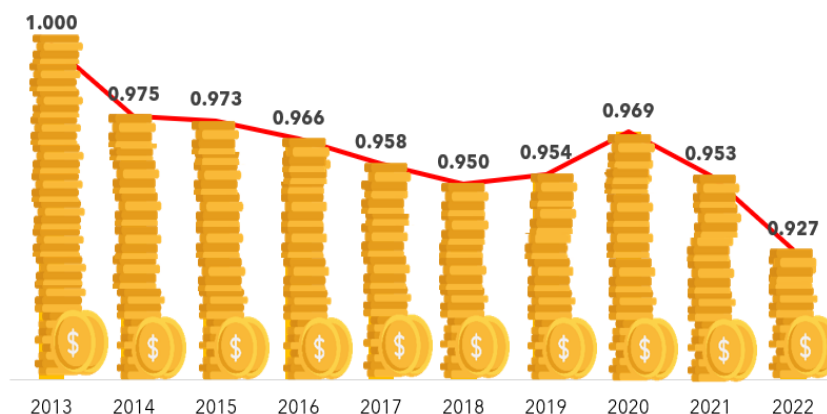
### Poder Adquisitivo

El poder adquisitivo (PA) es la cantidad de bienes o servicios que pueden conseguirse con una cantidad fija de dinero. Este indicador económico es utilizado para comparar de una manera realista el nivel de vida, entre diferentes periodos, regiones o entre

distintos países, valorando el Producto Interno Bruto per Cápita en términos del coste de vida en cada país. La inflación no implica siempre un poder adquisitivo decreciente con respecto al ingreso real recibido, pues el ingreso monetario puede aumentar más rápido que la inflación.



### PODER ADQUISITIVO EN PANAMÁ



**Gráfico 3. 4 Poder Adquisitivo en Panamá**

En el Gráfico 3. 4, con datos obtenidos del INEC, se puede apreciar que desde el año 2013 al 2023 el poder adquisitivo del consumidor nacional se ha reducido aproximadamente un 7.9 %.

A partir del 15 de enero de 2020, entró en rigor el nuevo salario mínimo <sup>4</sup> el cual aumenta en promedio 3.3% el ingreso mínimo, lo que se ve reflejado en el grafico para el año 2020 donde aumenta el poder adquisitivo.

A pesar de lo mencionado anteriormente, la pandemia ha afectado a la economía mundial. Para el año 2021, el país empezó estabilizarse. Sin embargo, después del año 2020 en el cual se presentó una tasa de desempleo del 18.5%, esta no a regresado a sus valores antes de Pandemia. Para el año 2022 este valor refleja una tasa del 9.9%. Esto nos lleva a e visualizar por qué la disminución en el poder adquisitivo.



### Producto Interno Bruto

El producto interior bruto (PIB) es un indicador económico que refleja el valor monetario de todos los bienes y servicios finales producidos por un

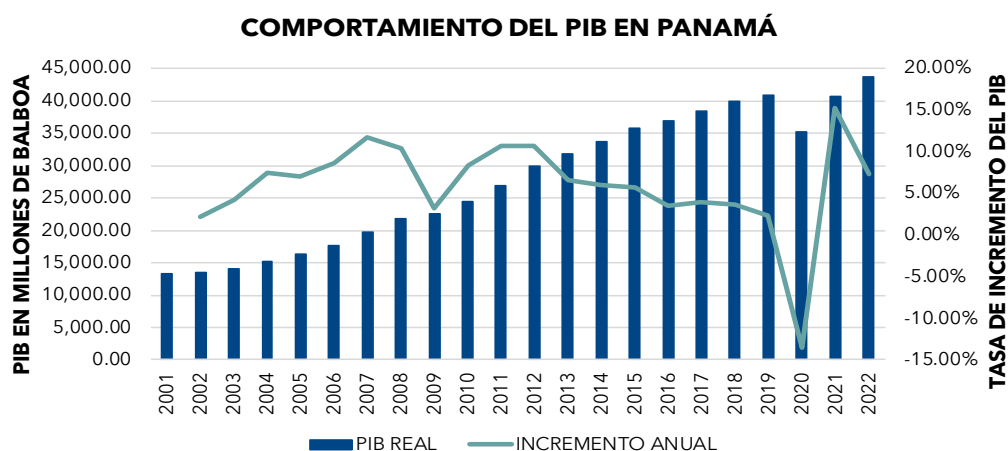
territorio en un determinado periodo de tiempo. Se utiliza para medir la riqueza que genera un país.

<sup>4</sup> Decreto No. 424 de 31 de diciembre de 2019, Fija nuevas tasas de salario mínimo en todo el territorio nacional (<https://www.mitradel.gob.pa/el-salario-minimo-en-panama/>).

La evolución histórica del PIB en los últimos 20 años muestra un crecimiento relativamente estable (véase Gráfico 3. 5), donde observan pequeños periodos de contracción, exceptuando el decrecimiento que destaca en el año 2020, producto de la pandemia mundial del COVID19.

El PIB para la proyección de demanda es una de las variables más importantes, dado que el programa

utiliza el PIB total, el PIB industrial y el PIB comercial. Como se mencionó en el Capítulo 2, para la proyección de la demanda, se consideraron supuestos para el comportamiento del PIB. A pesar de que se presentó una caída en el 2020 debido a la pandemia, para el 2021 se presentó una rápida recuperación. Para el 2022 se puede apreciar un incremento del 7.40% del PIB.



**Gráfico 3. 5 PIB real y tasa de aumento anual.**

## INDICADORES ELÉCTRICOS

A continuación, se presentan datos históricos, situación actual, comentarios y perspectivas de algunas de las principales variables del sector eléctrico, importantes para definir las proyecciones de demanda de energía eléctrica.



### Consumo de Energía Eléctrica Total GWH

Históricamente, el consumo eléctrico de Panamá ha estado correlacionado con la economía del país. Luego de

realizar una estadística de relación lineal entre estos valores podemos observar el coeficiente de correlación

es cercano a uno, lo que indica una correlación directa o positiva, por

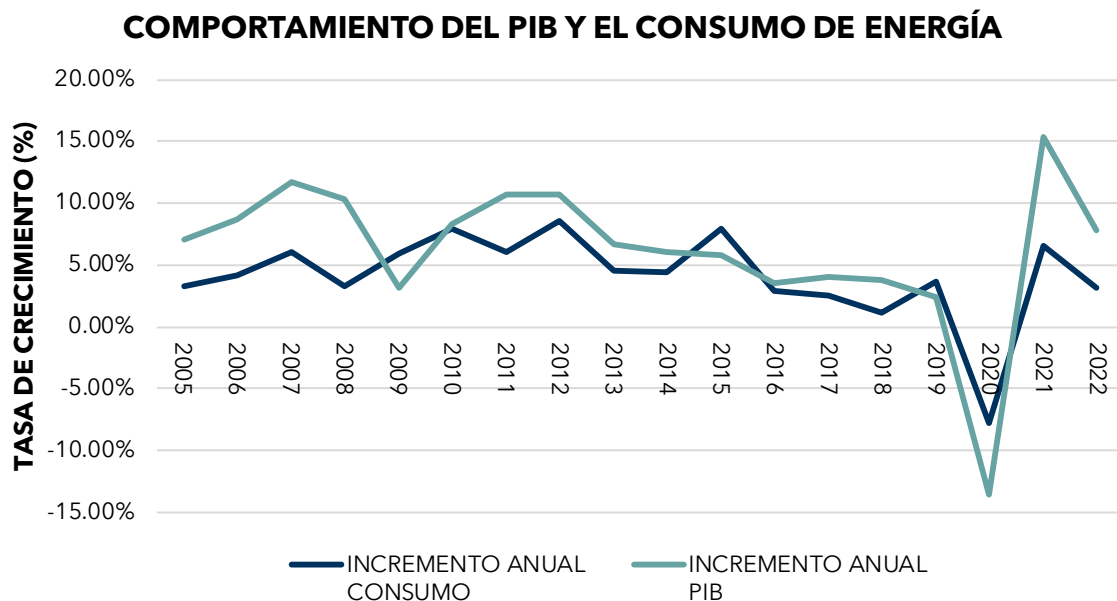
ende, existe una fuerza de asociación entre estos valores, véase [Tabla 3. 1](#).

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de correlación múltiple	0.997
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0.993
R <sup>2</sup> ajustado	0.993
Error típico	178.542
Observaciones	22.000

**Tabla 3. 1 Coeficiente de correlación.**

En el [Gráfico 3. 6](#) queda demostrado que el comportamiento del consumo varía consecuentemente con el incremento o decrecimiento del producto interno bruto, es decir, que en Panamá el crecimiento de las actividades económicas (que involucra más consumo comercial y más presencia industrial) incrementa

el requerimiento energético del país. La excepción de este comportamiento se ve reflejada únicamente en los años 2013, 2016 y en el año 2020 en el cual se vivió la pandemia del COVID 19 donde hubo cierre total del país, reduciendo drásticamente el consumo de energía.

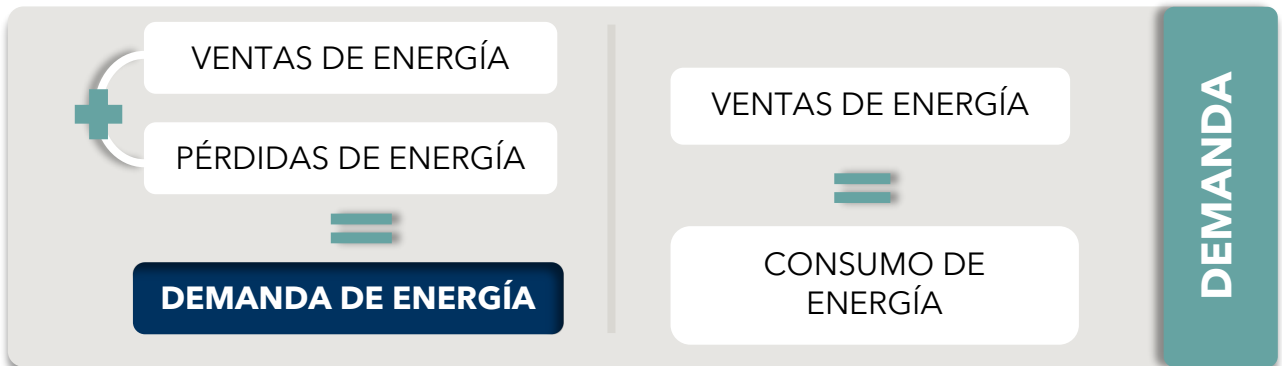
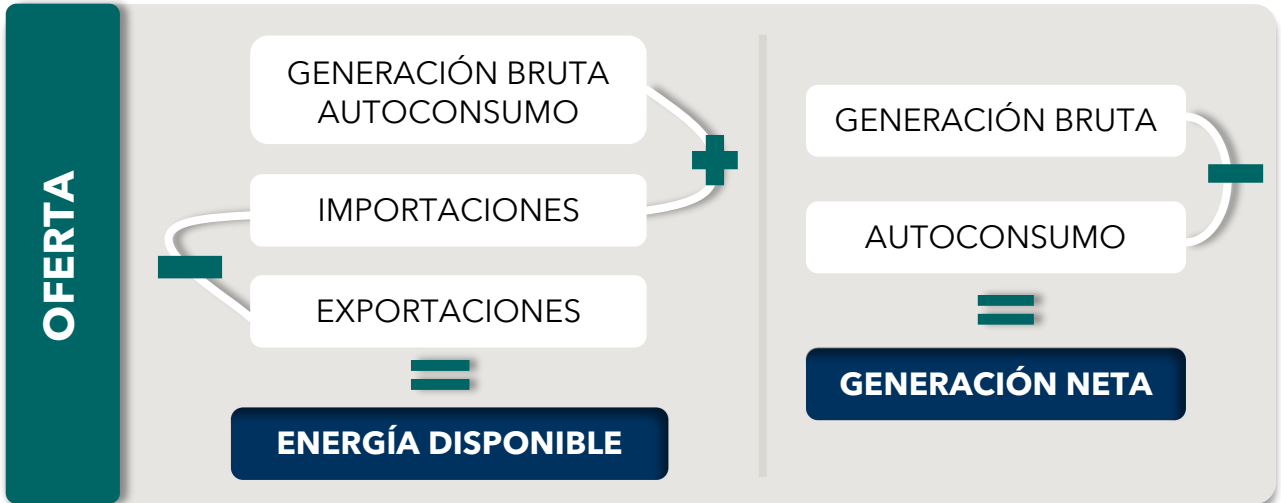


**Gráfico 3. 6 PIB y Consumo Total De Energía Eléctrica.**



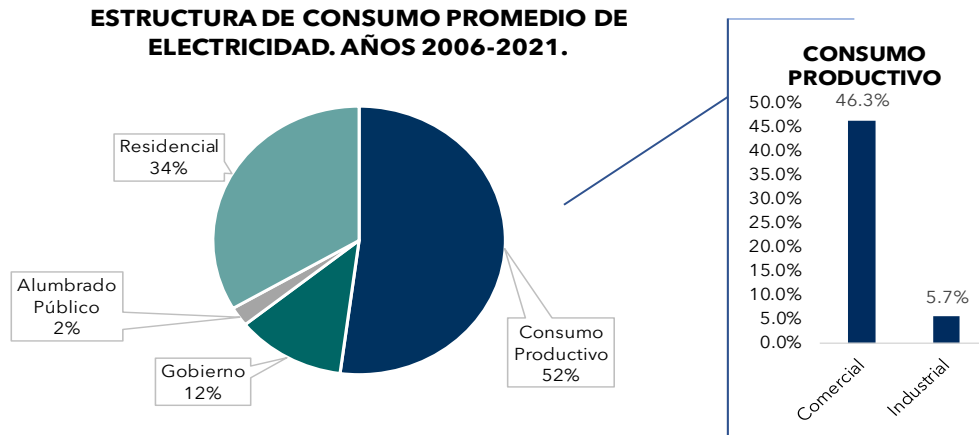
## SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

### Balance Eléctrico



La participación porcentual promedio (2006-2022) de los principales sectores, indica que el 48% de la energía eléctrica que se utiliza para el bienestar de los

ciudadanos, mientras que el 52% se consume en actividades de producción económica, como se aprecia en el siguiente Gráfico 3. 7.



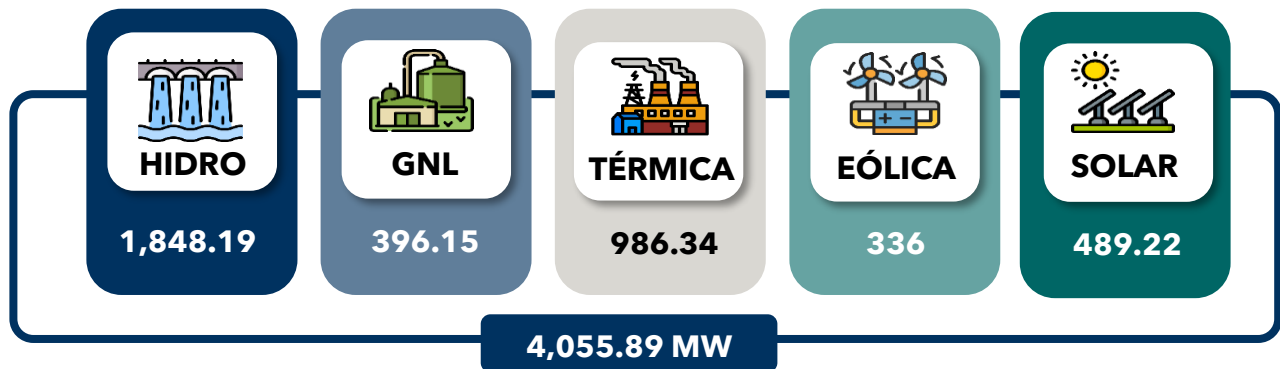
**Gráfico 3. 7 Estructura de Consumo Promedio de Electricidad - AÑOS 2006 -2022.**

## Potencia Eléctrica del Sistema

A inicios del año 2023, la potencia eléctrica instalada del Sistema Interconectado en Panamá, sin considerar las instalaciones de los Sistemas Aislados es de 4,055.89 MW, ver Figura 3. 1, mientras la demanda máxima de generación

alcanzó un valor de 2,031 MW, en mayo de 2022.

La generación neta de energía eléctrica en el 2022 fue de 11,782.057 GWh.



**Figura 3. 1 Capacidad Instalada por tipo de Tecnología.**

## Demanda Máxima

Tanto en la Tabla 3. 1, como en el Gráfico 3. 8, se muestra el constante incremento de la demanda máxima de generación del sistema eléctrico panameño. Podemos ver que en los años 1999 -2022, en que se enmarca el nuevo régimen del sistema eléctrico de Panamá, se registran incrementos porcentuales anuales sostenidos.

Destacan, los registros del periodo anual 2011-2012, en donde la DMG creció 99.81 MW, el periodo anual 2014-2015 en que la DMG creció, 108.54 MW y el periodo 2018-2019, en donde el DMG creció 296 MW. Para crecimientos porcentuales de 7.8%, 7.2% y 17.78%, respectivamente.

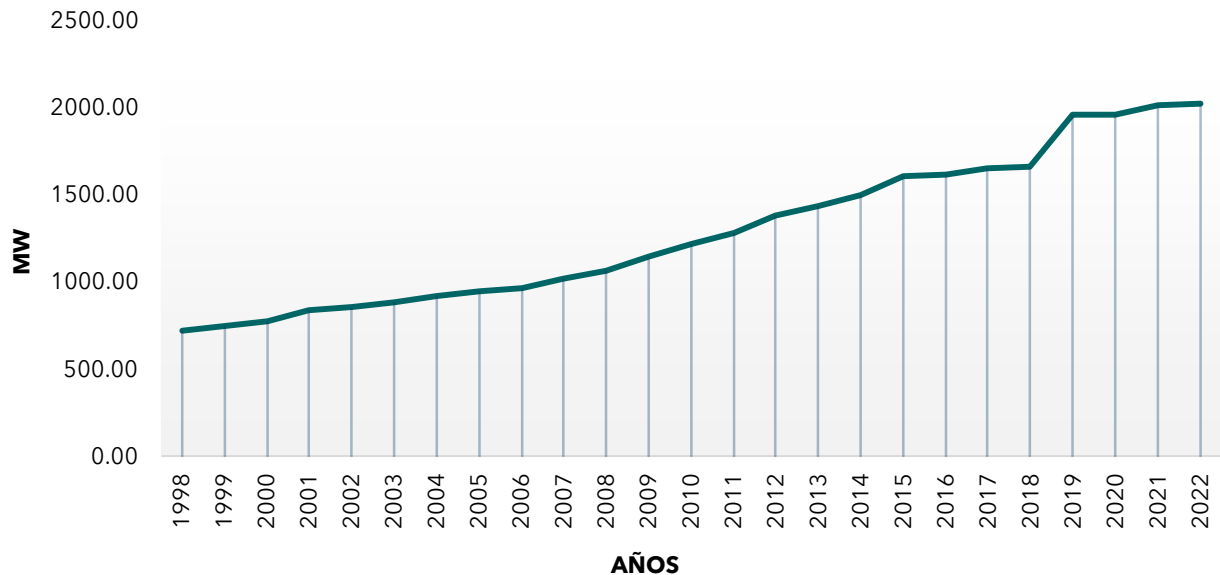
Las magnitudes de crecimiento del DMG, en estos años puntuales (2011-2012 y 2014-2015), corresponden a la incorporación simultánea de grandes proyectos inmobiliarios, y de la expansión y construcción de centros comerciales en la ciudad de Panamá. El crecimiento del 2018 al 2019, se da debido a la entrada de Minera Panamá. En los años del 2020 en adelante presenta un comportamiento constante y se espera un crecimiento

correspondiente a la recuperación económica del país y el incremento de las actividades tanto comerciales como industriales.

AÑOS	DEMANDA MÁXIMA (MW)	TASA DE CRECIMIENTO
<b>1998</b>	726.40	
<b>1999</b>	754.50	3.9%
<b>2000</b>	777.00	3.0%
<b>2001</b>	839.30	8.0%
<b>2002</b>	857.35	2.2%
<b>2003</b>	882.86	3.0%
<b>2004</b>	924.96	4.8%
<b>2005</b>	946.28	2.3%
<b>2006</b>	971.34	2.6%
<b>2007</b>	1024.16	5.4%
<b>2008</b>	1064.25	3.9%
<b>2009</b>	1153.99	8.4%
<b>2010</b>	1222.40	5.9%
<b>2011</b>	1286.46	5.2%
<b>2012</b>	1386.27	7.8%
<b>2013</b>	1443.94	4.2%
<b>2014</b>	1503.46	4.1%
<b>2015</b>	1612.00	7.2%
<b>2016</b>	1618.00	0.4%
<b>2017</b>	1657.00	2.4%
<b>2018</b>	1665.00	0.5%
<b>2019</b>	1961.00	17.8%
<b>2020</b>	1969.00	0.4%
<b>2021</b>	2020.00	2.6%
<b>2022</b>	2031.00	0.5%

**Tabla 3. 2 Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño - DMG.**

## DEMANDA MÁXIMA



**Gráfico 3. 8 Demanda Máxima Del Sistema Eléctrico Panameño - DMG.**

### Factor de Carga (FC)

El factor de carga (FC) eléctrico, representa la relación entre la carga promedio durante un periodo de tiempo y la carga máxima registrada en dicho periodo. Esta antes mencionada, es una medida que nos puede ayudar a conocer que tan bien se utiliza la energía eléctrica. En otras palabras, la eficiencia en el uso de la energía eléctrica.

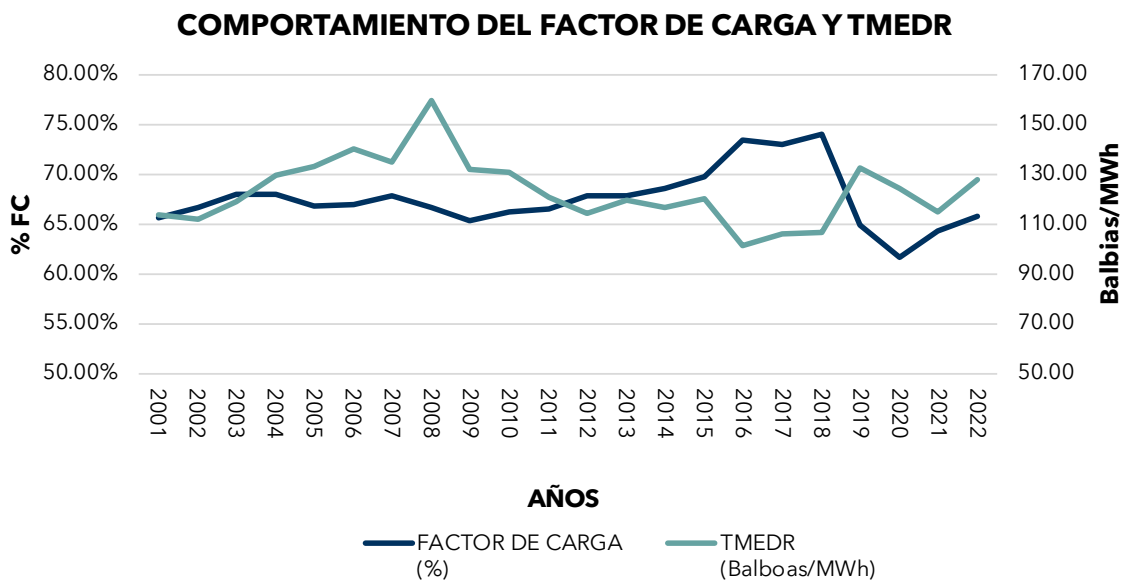
Este valor se encuentra siempre en un intervalo de 0 a 1, en donde siempre se busca estar cerca o más próximo al uno, ya que esto nos indica que se tiene un uso más eficiente de la energía eléctrica.

A continuación, se puede apreciar la fórmula para calcularla.

$$FC = \frac{\text{ENERGÍA DISPONIBLE} \times 1000}{\text{DMG} \times 8760 \text{ hr}}$$

El FC de un sistema eléctrico depende de los tipos de consumo que este presenta, usualmente para sistemas con mayores cargas comerciales e industriales, se obtienen mejores valores de FC. Por lo antes mencionado, el FC tiene un rol muy importante ya que este tiene una relación muy cercana a la Tarifa de energía eléctrica. Una de las causas que afecta la tarifa de la energía, es el uso de forma irregular o intermitencia de la energía eléctrica por parte de los consumidores

finales, en otras palabras, los problemas son los picos de demanda. Esto conlleva a que se tenga que utilizar generación térmica para cubrir estos picos, encareciendo la tarifa. También se debe contemplar la intermitencia de las plantas solares y eólicas. En el [Gráfico 3. 9](#), se puede apreciar que el factor de carga y la tarifa media guardan una relación inversamente proporcional, donde, al incrementarse el FC, disminuye la Tarifa media y viceversa.



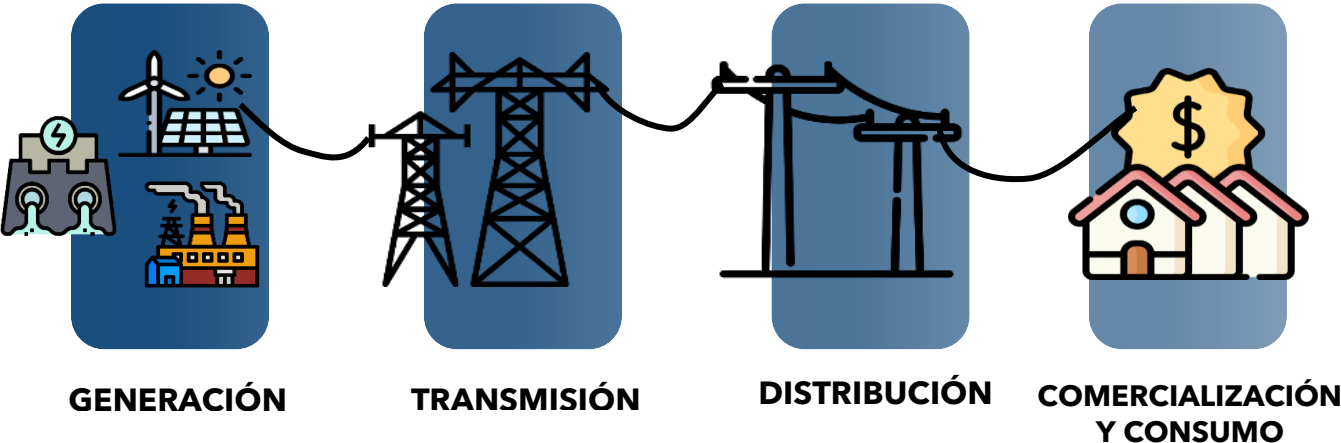
**Gráfico 3. 9 Tarifa Media Real y Factor de Carga.**



## Pérdidas de Energía Eléctrica

El hecho de que cada persona cuente con energía eléctrica en sus casa, trabajos, empresas y negocios, implica un proceso de producción,

transmisión y distribución de energía eléctrica ver Figura 3. 2.



**Figura 3. 2 Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica**

Una vez se produce la energía eléctrica, para llevarla de un punto a otro, se utilizan líneas de transmisión, las cuales, con otros equipos, conforman la red de transmisión. Como en todo tipo de transporte se pueden producir pérdidas, en transporte de energía se les conoce como Pérdidas de Energía Eléctrica y se clasifican en técnicas y no técnicas.

El proceso de llevar energía hacia el consumidor final involucra no solo al entre transmisor, sino también, a las distribuidoras que a su vez cuentan con sus pérdidas. En Panamá, las pérdidas totales del sistema, las comprende la suma de las pérdidas de transmisión y las pérdidas de distribución.

**PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN**

- Son menores que las de distribución.
- Ocurren en altos niveles de voltaje.

VS

- Porcentaje mayor a las de transmisión.
- Niveles más bajos de voltaje y diferente topología.

**PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN**

En los últimos 13 años, la pérdida total se ha incrementado en una tasa promedio de 2.13%, véase Gráfico 3.10. Para el 2019, las pérdidas totales alcanzaron un valor de 10.8%. Esta disminución en las pérdidas totales para el 2019, se debe al aumento de

generación térmica, debido a la entrada de la Central Térmica Costa Norte. Esto antes expuesto provocó una disminución del flujo de energía de occidente lo cual impactó en las pérdidas de transmisión.

### PÉRDIDAS TOTALES DEL SISTEMA

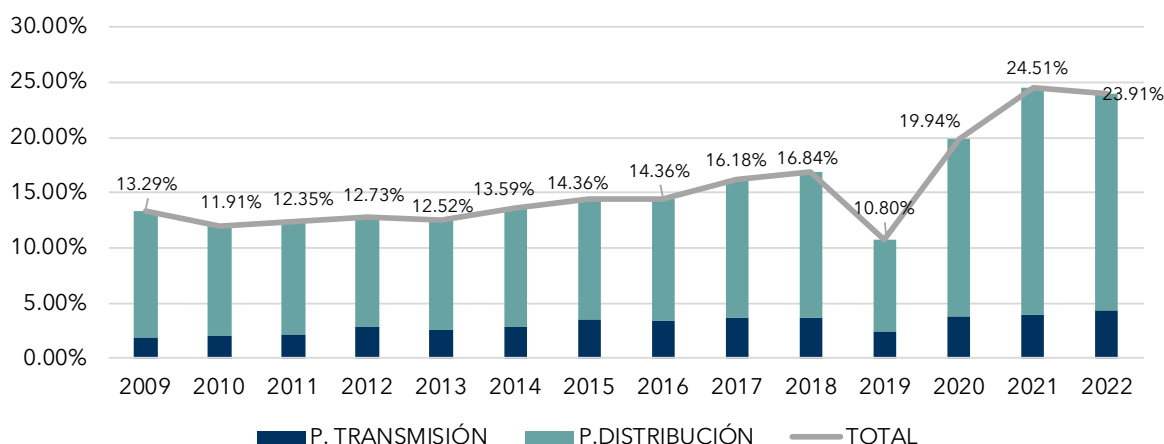


Gráfico 3.10 Pérdidas Totales del sistema 2009 - 2022.

### Precios de la Energía Eléctrica

En la evolución histórica de los precios promedio entre los años 2001 y 2022, muestra que el precio promedio pagado por la electricidad ha tenido etapas tanto de crecimiento como de decrecimiento.

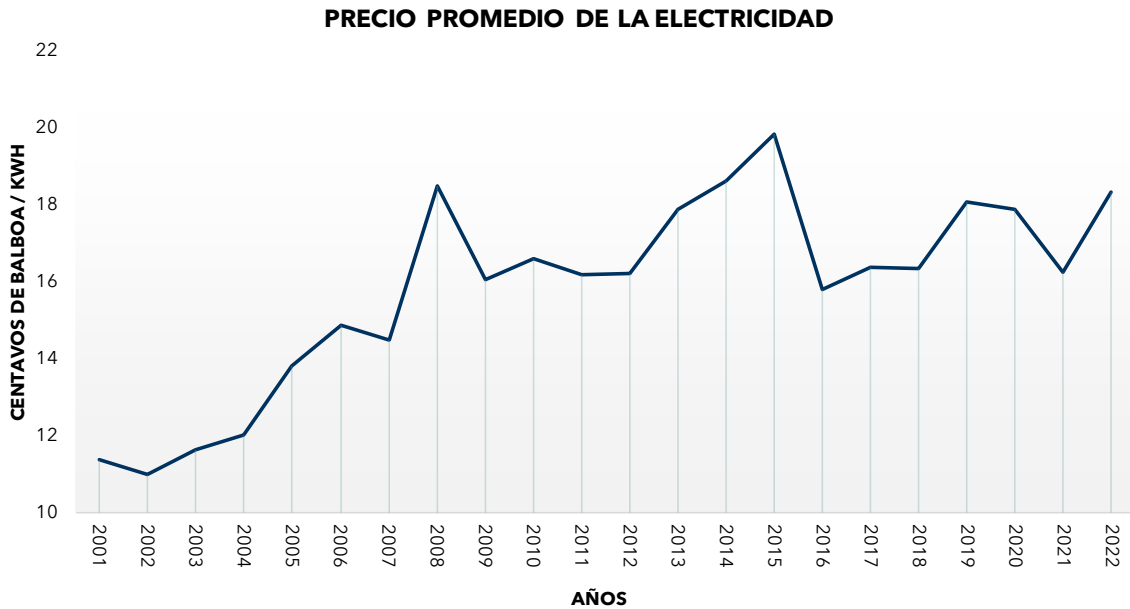
En el Gráfico 3.11 podemos observar que en el periodo comprendido entre el 2002 y 2006 se presenta un incremento sostenido del precio de la energía, pasando de 10.8 cent/kWh a 14.87 cent/kWh. El siguiente

incremento, se ve reflejado en el año 2007 al 2008, siendo el más drástico registrado para este rango de estudio (2001-2022) con un incremento de 21% aproximadamente. En periodo del 2013 al 2015 se presenta nuevamente un periodo de incremento, registrando un crecimiento promedio de 6.48% por año.

En contraste, durante los años, 2016-2018, se marca decrecimiento en el

precio de la electricidad, por disminución de los costos de los combustibles de la generación térmica, derivada del derrumbe de los precios internacionales del crudo de petróleo. Sin embargo, en el 2019 el precio promedio de la electricidad fue de 18.08 cent/kWh, el cual aumentó un 9.57% respecto al 2018. En los años 2020 y 2021, debido a las restricciones de movilidad, caída de los precios del petróleo, entre otros,

los precios de electricidad en Panamá disminuyeron un 11%, obteniendo un precio promedio de 16.27 cent/kWh en el 2021. Sin embargo, para el año 2022 se da obtuvo un precio promedio de la electricidad de 18.35 cent/kWh, lo cual representa un aumento del 11.34%. Este incremento guarda relación con el aumento de los combustibles, resultante de la guerra entre Rusia y Ucrania.



**Gráfico 3. 11 Evolución del precio de la electricidad, 1970-2022.**



*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

04

# **CAPÍTULO IV**

---

## PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA



*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

## CAPÍTULO 4

# PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

En esta sección se presentan las variables globales o explicativas necesitadas por el modelo THUAR, para realizar las estimaciones o proyecciones de la demanda eléctrica. Además, se presentarán las consideraciones y modelos utilizados para cada variable dependiente proyectada.

### VARIABLES GLOBALES

Estas variables son los indicadores socioeconómicos de Panamá, que se correlacionan con la demanda de

energía eléctrica. Las variables globales son de suma importancia ya que ellas condicionan los resultados de las proyecciones del programa.

### Producto Interno Bruto PIB

Para la proyección del PIB, se utilizó la información presente en la Página del INEC, véase

PIB HISTÓRICO		
Año	MILLONES DE BALBOAS	TASA DE INCREMENTO ANUAL
2006	B/.17,696.90	
2007	B/.19,771.87	11.73%
2008	B/.21,822.69	10.37%
2009	B/.22,520.74	3.20%
2010	B/.24,389.34	8.30%
2011	B/.26,995.35	10.69%
2012	B/.29,876.34	10.67%
2013	B/.31,851.90	6.61%
2014	B/.33,780.00	6.05%
2015	B/.35,731.60	5.78%
2016	B/.36,981.30	3.50%
2017	B/.38,456.90	3.99%
2018	B/.39,887.70	3.72%
2019	B/.40,845.07	2.40%
2020	B/.35,319.78	-13.53%
2021	B/.40,736.36	15.34%
2022	B/.43,930.84	7.84%

Tabla 4. 1. Para utilizar estos valores en el THUAR, se pasaron sus datos trimestrales a datos mensuales, para

ello se utilizó el comportamiento mensual del IMAE, este último también se obtuvo del INEC.

<b>PIB HISTÓRICO</b>		
<b>Año</b>	<b>MILLONES DE BALBOAS</b>	<b>TASA DE INCREMENTO ANUAL</b>
<b>2006</b>	B/.17,696.90	
<b>2007</b>	B/.19,771.87	11.73%
<b>2008</b>	B/.21,822.69	10.37%
<b>2009</b>	B/.22,520.74	3.20%
<b>2010</b>	B/.24,389.34	8.30%
<b>2011</b>	B/.26,995.35	10.69%
<b>2012</b>	B/.29,876.34	10.67%
<b>2013</b>	B/.31,851.90	6.61%
<b>2014</b>	B/.33,780.00	6.05%
<b>2015</b>	B/.35,731.60	5.78%
<b>2016</b>	B/.36,981.30	3.50%
<b>2017</b>	B/.38,456.90	3.99%
<b>2018</b>	B/.39,887.70	3.72%
<b>2019</b>	B/.40,845.07	2.40%
<b>2020</b>	B/.35,319.78	-13.53%
<b>2021</b>	B/.40,736.36	15.34%
<b>2022</b>	B/.43,930.84	7.84%

**Tabla 4. 1: Registros históricos del PIB.**



## PROYECCIÓN PIB - ESCENARIO MODERADO



Modelo Matemático

$$PIB = a + b \times TEMPt$$



Tasa de Crecimiento  
anual promedio  
**3.79%**



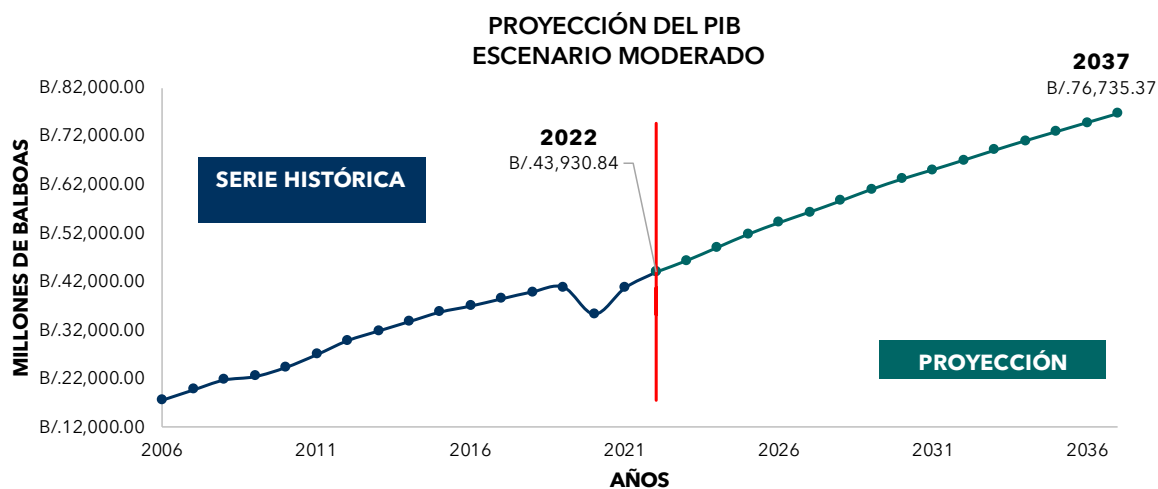
Incremento  
**valor final vs inicial**  
**74.67%**

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 1), en el escenario pesimista, se utilizó un modelo de tendencia determinística, el cual proyecta la variable dependiente de acuerdo con el paso del tiempo mediante la utilización de un modelo lineal.

En la *Tabla 4. 2* se puede observar el crecimiento anual del PIB para este escenario. Destaca el crecimiento del año 2021 y esto se debe a que en este año inicia la recuperación económica post-pandemia, viniendo de un decrecimiento abrupto del PIB.

Año	MILLONES DE BALBOAS	INCREMENTO ANUAL
2020	B/.35,319.78	-13.53%
2021	B/.40,736.36	15.34%
2022	B/.43,930.84	7.84%
2023	B/.46,325.14	5.45%
2024	B/.49,062.44	5.91%
2025	B/.51,787.46	5.55%
2026	B/.54,166.52	4.59%
2027	B/.56,373.35	4.07%
2028	B/.58,670.08	4.07%
2029	B/.61,060.39	4.07%
2030	B/.63,203.97	3.51%
2031	B/.65,126.38	3.04%
2032	B/.67,107.26	3.04%
2033	B/.69,148.40	3.04%
2034	B/.71,112.96	2.84%
2035	B/.72,987.10	2.64%
2036	B/.74,861.23	2.57%
2037	B/.76,735.37	2.50%

**Tabla 4. 2: PIB - Escenario moderado.**



**Gráfico 4. 1: Proyección del PIB - Escenario Moderado**

## PROYECCIÓN PIB - ESCENARIO BAJO



Modelo Matemático

$$PIB = a + b \times TEMPt$$



Tasa de Crecimiento anual promedio

2.78%



Incremento valor final vs inicial

50.77%

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 2), en el escenario pesimista, se utilizó un modelo de tendencia determinística, el cual proyecta la variable dependiente de acuerdo con el paso del tiempo mediante la utilización de un modelo lineal.

En la *Tabla 4. 3* se puede observar el crecimiento anual del PIB para este escenario. Destaca el crecimiento del año 2021 y esto se debe a que en este año inicia la recuperación económica post-pandemia, viniendo de un decrecimiento abrupto del PIB.

Año	PIB MILLONES DE BALBOAS	TASA DE INCREMENTO ANUAL
2020	B/.35,319.78	-13.53%
2021	B/.40,736.36	15.34%
2022	B/.43,930.84	7.84%
2023	B/.45,248.76	3.00%
2024	B/.46,606.22	3.00%
2025	B/.48,004.41	3.00%
2026	B/.49,444.54	3.00%
2027	B/.50,878.44	2.90%
2028	B/.52,353.91	2.90%
2029	B/.53,872.17	2.90%
2030	B/.55,417.42	2.87%
2031	B/.56,962.67	2.79%
2032	B/.58,507.91	2.71%
2033	B/.60,053.16	2.64%
2034	B/.61,598.41	2.57%
2035	B/.63,143.66	2.51%
2036	B/.64,688.90	2.45%
2037	B/.66,234.15	2.39%

Tabla 4. 3: PIB - Escenario bajo.

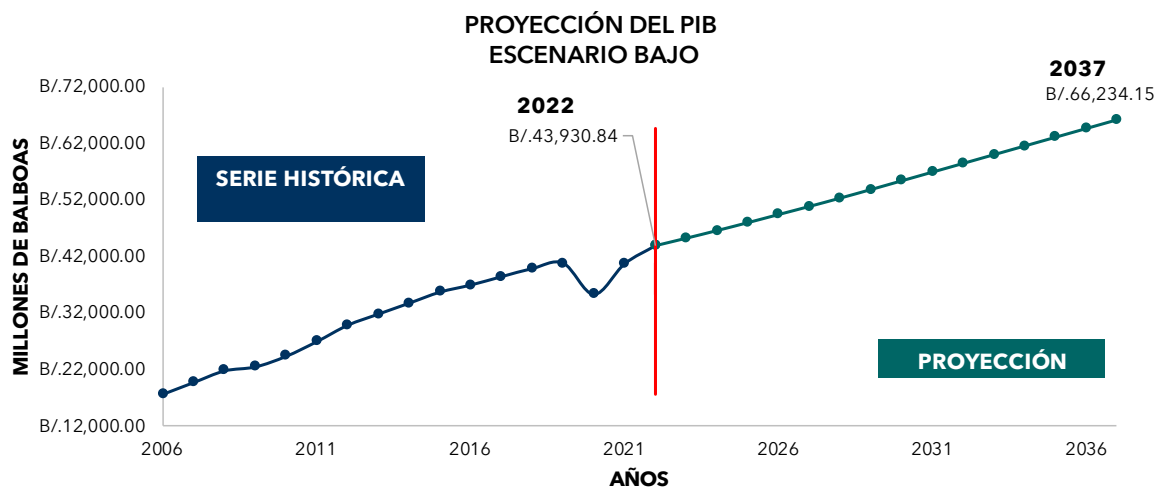


Gráfico 4. 2: Proyección del PIB - Escenario Bajo.

## PROYECCIÓN PIB - ESCENARIO ALTO



Modelo Matemático

$$PIB = a + b \times TEMPt$$



Tasa de Crecimiento  
anual promedio  
**4.75%**



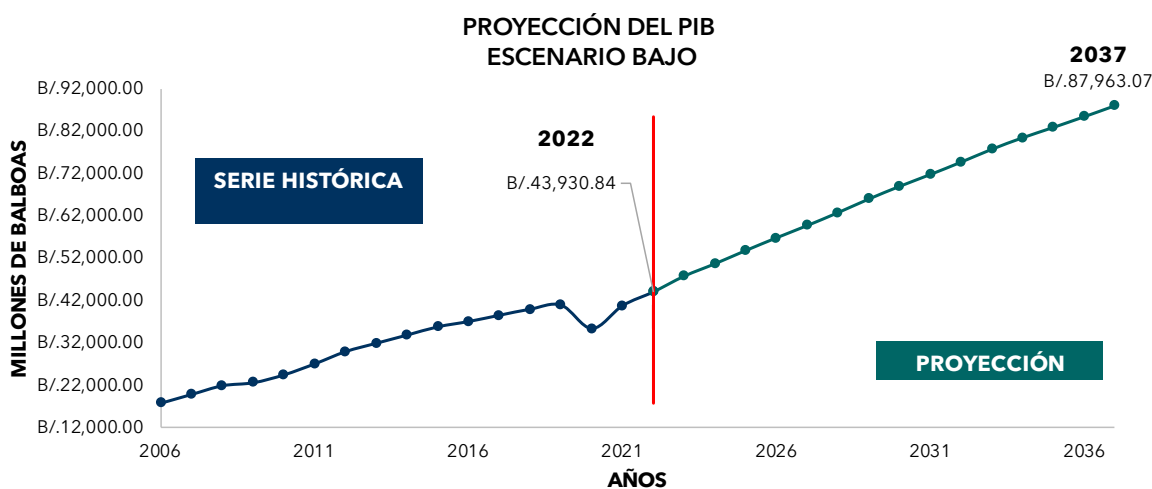
Incremento  
**valor final vs inicial**  
**100.23%**

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 3), en el escenario optimista, se utilizó un modelo de tendencia determinística, el cual proyecta la variable dependiente de acuerdo con el paso del tiempo mediante la utilización de un modelo lineal.

En la *Tabla 4. 4* se puede observar el crecimiento anual del PIB para este escenario. Destaca el crecimiento del año 2021 y esto se debe a que en este año inicia la recuperación económica post-pandemia, viniendo de un decrecimiento abrupto del PIB.

Año	PIB MILLONES DE BALBOAS	TASA DE INCREMENTO ANUAL
2020	B/.35,319.78	-13.53%
2021	B/.40,736.36	15.34%
2022	B/.43,930.84	7.84%
2023	B/.47,677.51	8.53%
2024	B/.50,618.16	6.17%
2025	B/.53,740.18	6.17%
2026	B/.56,745.38	5.59%
2027	B/.59,648.58	5.12%
2028	B/.62,700.31	5.12%
2029	B/.65,908.18	5.12%
2030	B/.68,904.76	4.55%
2031	B/.71,712.05	4.07%
2032	B/.74,633.71	4.07%
2033	B/.77,674.40	4.07%
2034	B/.80,401.23	3.51%
2035	B/.82,846.71	3.04%
2036	B/.85,366.57	3.04%
2037	B/.87,963.07	3.04%

**Tabla 4. 4 : PIB - Escenario alto.**



**Gráfico 4. 3: Proyección del PIB - Escenario Alto.**

## Producto Interno Bruto Comercial

# PIBCOM

Para la proyección del producto interno bruto comercial, se utilizó la información presente en la Página del INEC de los sectores de servicio y comercial, en donde, se presenta esta información de forma trimestral a precios constantes de comprador base 2007 (millones de dólares), véase [Tabla 4. 5](#). Para utilizar estos valores en el THUAR, se tuvo que pasar sus datos trimestrales a datos mensuales, para ello se utilizó el comportamiento mensual del IMAE, este último también se obtuvo del INEC.

PIBCOM HISTÓRICO		
Año	MILLONES DE	TASA DE INCREMENTO ANUAL
<b>2006</b>	B/.4,260.50	
<b>2007</b>	B/.4,666.22	9.52%
<b>2008</b>	B/.5,074.27	8.74%
<b>2009</b>	B/.4,937.04	-2.70%
<b>2010</b>	B/.5,691.50	15.28%
<b>2011</b>	B/.6,442.05	13.19%
<b>2012</b>	B/.6,994.14	8.57%
<b>2013</b>	B/.7,266.56	3.89%
<b>2014</b>	B/.7,266.45	0.00%
<b>2015</b>	B/.7,609.63	4.72%
<b>2016</b>	B/.7,690.86	1.07%
<b>2017</b>	B/.7,212.79	-6.22%
<b>2018</b>	B/.7,469.69	3.56%
<b>2019</b>	B/.7,875.97	5.44%
<b>2020</b>	B/.6,313.89	-19.83%
<b>2021</b>	B/.7,526.82	19.21%
<b>2022</b>	B/.8,409.40	11.73%

**Tabla 4. 5 : Registros históricos del PIBCOM.**

## PROYECCIÓN PIB COMERCIAL - ESCENARIO MODERADO

Año	PIBCOM MILLONES DE BALBOAS	TASA DE INCREMENTO ANUAL
2021	B/.7,526.82	19.21%
2022	B/.8,409.40	11.73%
2023	B/.8,884.42	5.65%
2024	B/.9,409.39	5.91%
2025	B/.9,932.00	5.55%
2026	B/.10,388.27	4.59%
2027	B/.10,811.50	4.07%
2028	B/.11,251.98	4.07%
2029	B/.11,710.40	4.07%
2030	B/.12,121.51	3.51%
2031	B/.12,490.19	3.04%
2032	B/.12,870.10	3.04%
2033	B/.13,261.55	3.04%
2034	B/.13,638.32	2.84%
2035	B/.13,997.75	2.64%
2036	B/.14,357.18	2.57%
2037	B/.14,716.61	2.50%

**Tabla 4. 6 : PIB Comercial en Millones de Balboa - Escenario Moderado.**



Modelo Matemático

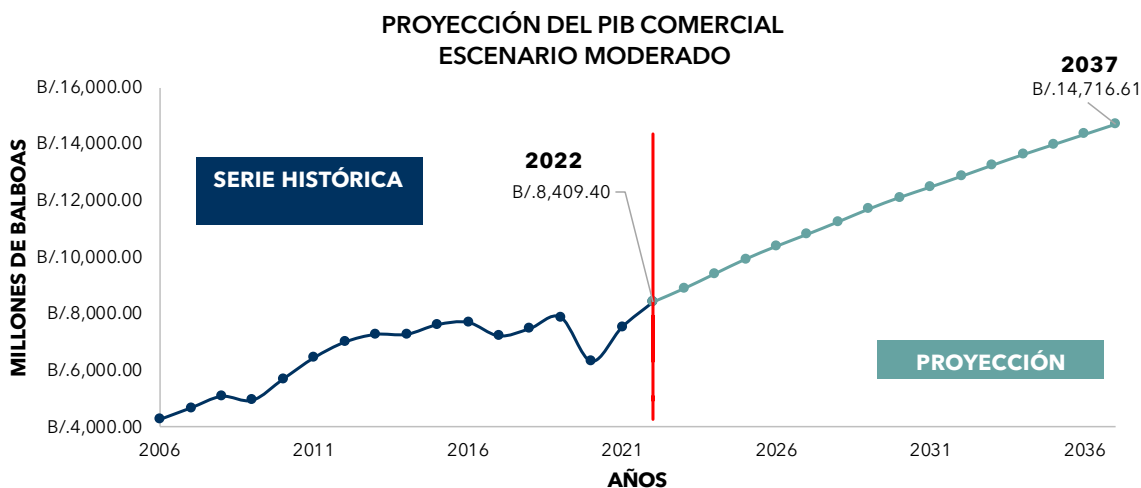
$$PIBCOM = a + b \times TEMPt$$



Tasa de Crecimiento anual promedio  
**3.81%**



Incremento **valor final vs inicial**  
**75%**



**Gráfico 4. 4 : Proyección del PIB Comercial - Escenario Moderado.**

## PROYECCIÓN PIB COMERCIAL- ESCENARIO BAJO

Año	PIBCOM MILLONES DE BALBOAS	TASA DE INCREMENTO ANUAL
2021	B/.7,526.82	19.21%
2022	B/.8,409.40	11.73%
2023	B/.8,661.68	3.00%
2024	B/.8,921.53	3.00%
2025	B/.9,189.17	3.00%
2026	B/.9,464.85	3.00%
2027	B/.9,739.33	2.90%
2028	B/.10,021.77	2.90%
2029	B/.10,312.40	2.90%
2030	B/.10,608.20	2.87%
2031	B/.10,904.00	2.79%
2032	B/.11,199.79	2.71%
2033	B/.11,495.59	2.64%
2034	B/.11,791.39	2.57%
2035	B/.12,087.18	2.51%
2036	B/.12,382.98	2.45%
2037	B/.12,678.78	2.39%



Modelo Matemático

$$PIBCOM = a + b \times TEMPt$$



Tasa de Crecimiento anual promedio  
**2.78%**



Incremento **valor final vs inicial**  
**50.77%**

**Tabla 4. 7: PIB Comercial en Millones de Balboa - Escenario Pesimista.**



**Gráfico 4. 5 : Proyección del PIB Comercial- Escenario Pesimista.**

## PROYECCIÓN PIB COMERCIAL - ESCENARIO ALTO

Año	PIBCOM MILLONES DE BALBOAS	TASA DE INCREMENTO ANUAL
2021	B/.7,526.82	19.21%
2022	B/.8,409.40	11.73%
2023	B/.9,487.98	12.83%
2024	B/.10,073.18	6.17%
2025	B/.10,694.47	6.17%
2026	B/.11,292.51	5.59%
2027	B/.11,870.26	5.12%
2028	B/.12,477.57	5.12%
2029	B/.13,115.94	5.12%
2030	B/.13,712.27	4.55%
2031	B/.14,270.93	4.07%
2032	B/.14,852.35	4.07%
2033	B/.15,457.46	4.07%
2034	B/.16,000.10	3.51%
2035	B/.16,486.76	3.04%
2036	B/.16,988.22	3.04%
2037	B/.17,504.94	3.04%



Modelo Matemático

$$\log(\text{PIBCOM}) = a + b \times \log(\text{TEMP})$$

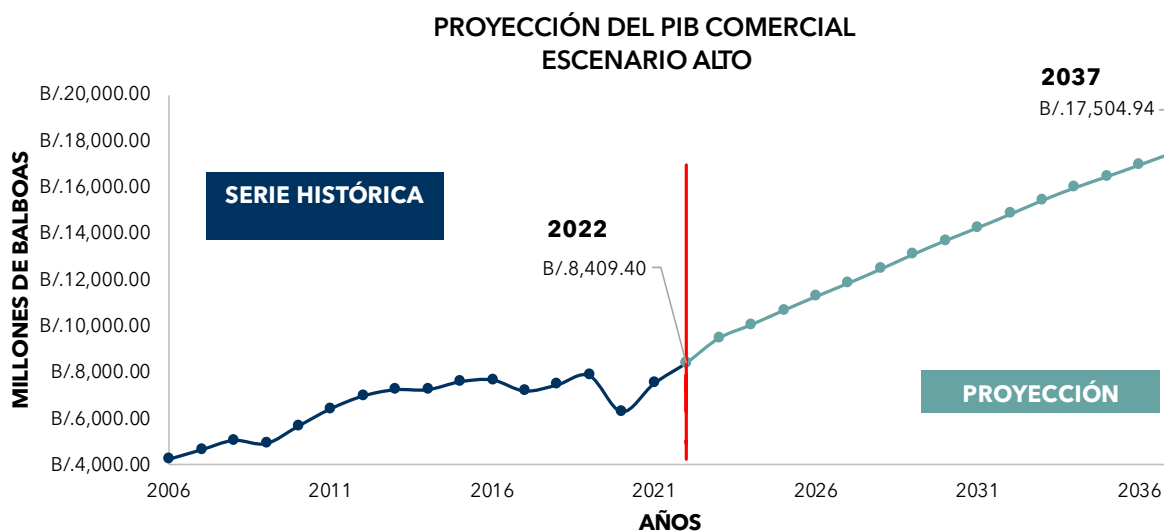


Tasa de Crecimiento anual promedio  
**5.03%**



Incremento **valor final vs inicial**  
**108.16%**

**Tabla 4. 8 : PIB Comercial en Millones de Balboa - Escenario Optimista**



**Gráfico 4. 6 : Proyección del PIB Comercial- Escenario Optimista.**

# Producto Interno Bruto Industrial **PIBIND**

Para la proyección del producto interno bruto del sector industrial, se utilizó la información presente en la Página del INEC del sector industrial, en donde se tiene esta información de forma trimestral a precios constantes de comprador base 2007 (millones de dólares), véase

PIBCOM HISTÓRICO		
Año	MILLONES DE BALBOAS	TASA DE INCREMENTO ANUAL
2006	B/.1,408.69	
2007	B/.1,492.82	5.97%
2008	B/.1,547.64	3.67%
2009	B/.1,542.50	-0.33%
2010	B/.1,553.60	0.72%
2011	B/.1,604.01	3.24%
2012	B/.1,662.41	3.64%
2013	B/.1,699.83	2.25%
2014	B/.1,956.72	15.11%
2015	B/.1,930.51	-1.34%
2016	B/.1,922.74	-0.40%
2017	B/.2,131.29	10.85%
2018	B/.2,146.22	0.70%
2019	B/.2,176.26	1.40%
2020	B/.1,693.52	-22.18%
2021	B/.1,881.90	11.12%
2022	B/.1,950.38	3.64%

Tabla 4. 9. Para utilizar estos valores en el THUAR, se tuvo que pasar sus datos trimestrales a datos mensuales, para ello se utilizó el comportamiento mensual del IMAE, este último también se obtuvo del INEC.

PIBCOM HISTÓRICO		
Año	MILLONES DE BALBOAS	TASA DE INCREMENTO ANUAL
2006	B/.1,408.69	
2007	B/.1,492.82	5.97%
2008	B/.1,547.64	3.67%
2009	B/.1,542.50	-0.33%
2010	B/.1,553.60	0.72%
2011	B/.1,604.01	3.24%
2012	B/.1,662.41	3.64%
2013	B/.1,699.83	2.25%
2014	B/.1,956.72	15.11%
2015	B/.1,930.51	-1.34%
2016	B/.1,922.74	-0.40%
2017	B/.2,131.29	10.85%
2018	B/.2,146.22	0.70%
2019	B/.2,176.26	1.40%
2020	B/.1,693.52	-22.18%
2021	B/.1,881.90	11.12%
2022	B/.1,950.38	3.64%

**Tabla 4. 9: Registros históricos del PIBIND.**





## PROYECCIÓN PIB INDUSTRIAL - ESCENARIO MODERADO

Año	PIBIND MILLONES DE BALBOAS	TASA DE INCREMENTO ANUAL
2021	B/.1,881.90	11.12%
2022	B/.1,950.38	3.64%
2023	B/.2,038.51	4.52%
2024	B/.2,158.96	5.91%
2025	B/.2,278.88	5.55%
2026	B/.2,383.57	4.59%
2027	B/.2,480.68	4.07%
2028	B/.2,581.74	4.07%
2029	B/.2,686.93	4.07%
2030	B/.2,781.26	3.51%
2031	B/.2,865.85	3.04%
2032	B/.2,953.02	3.04%
2033	B/.3,042.84	3.04%
2034	B/.3,129.29	2.84%
2035	B/.3,211.76	2.64%
2036	B/.3,294.23	2.57%
2037	B/.3,376.70	2.50%

Tabla 4. 10 : PIB Industrial en Millones de Balboa - Escenario Moderado



Modelo Matemático  
 $PIBIND = a + b \times TEMPt$



Tasa de Crecimiento  
anual promedio  
3.73%



Incremento  
valor final vs inicial  
73.13%

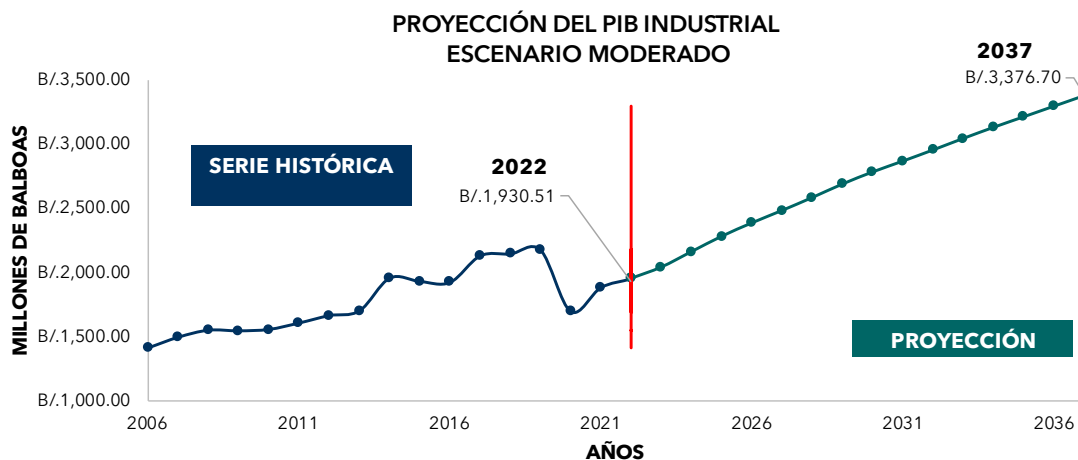


Gráfico 4. 7 : Proyección del PIBIND - Escenario Moderado.

## PROYECCIÓN PIB INDUSTRIAL - ESCENARIO BAJO

Año	PIBIND MILLONES DE BALBOAS	TASA DE INCREMENTO ANUAL
2021	B/.1,881.90	11.12%
2022	B/.1,950.38	3.64%
2023	B/.2,008.90	3.00%
2024	B/.2,069.16	3.00%
2025	B/.2,131.24	3.00%
2026	B/.2,195.18	3.00%
2027	B/.2,258.84	2.90%
2028	B/.2,324.34	2.90%
2029	B/.2,391.75	2.90%
2030	B/.2,460.35	2.87%
2031	B/.2,528.96	2.79%
2032	B/.2,597.56	2.71%
2033	B/.2,666.16	2.64%
2034	B/.2,734.77	2.57%
2035	B/.2,803.37	2.51%
2036	B/.2,871.97	2.45%
2037	B/.2,940.58	2.39%

Tabla 4. 11 : PIB Industrial en Millones de Balboa - Escenario Pesimista.



Modelo Matemático  
 $PIBIND = a + b \times TEMPt$



Tasa de Crecimiento anual promedio  
2.78%



Incremento **valor final vs inicial**  
50.77%

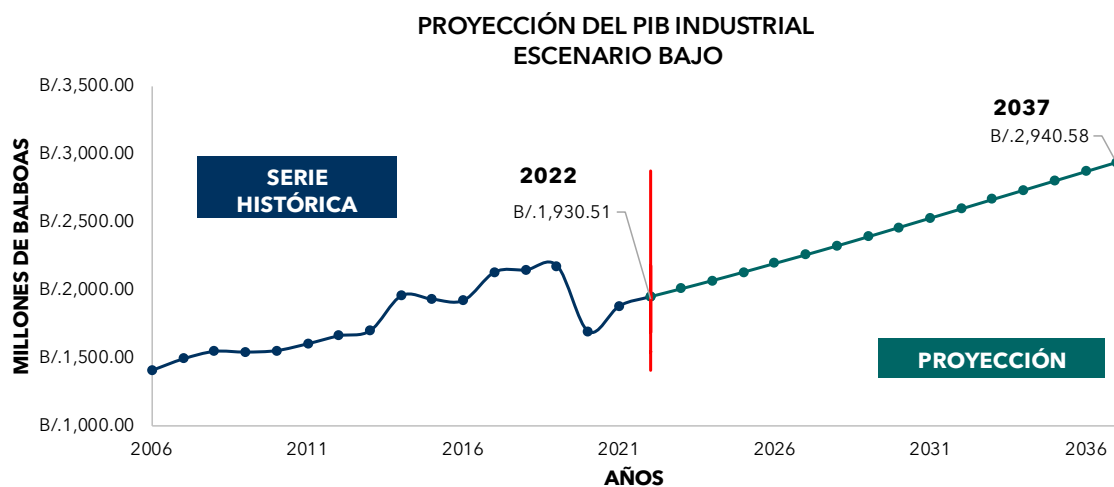


Gráfico 4. 8 : Proyección del PIBIND - Escenario Pesimista.

## PROYECCIÓN PIB INDUSTRIAL - ESCENARIO ALTO

Año	PIBIND MILLONES DE BALBOAS	TASA DE INCREMENTO ANUAL
2021	B/.1,881.90	11.12%
2022	B/.1,950.38	3.64%
2023	B/.2,239.41	14.82%
2024	B/.2,377.53	6.17%
2025	B/.2,524.17	6.17%
2026	B/.2,665.33	5.59%
2027	B/.2,801.69	5.12%
2028	B/.2,945.03	5.12%
2029	B/.3,095.70	5.12%
2030	B/.3,236.45	4.55%
2031	B/.3,368.31	4.07%
2032	B/.3,505.54	4.07%
2033	B/.3,648.36	4.07%
2034	B/.3,776.44	3.51%
2035	B/.3,891.30	3.04%
2036	B/.4,009.66	3.04%
2037	B/.4,131.62	3.04%

Tabla 4. 12 : PIB Industrial en Millones de Balboa - Escenario Alto.



Modelo Matemático  
 $PIBIND = a + b \times TEMPt$



Tasa de Crecimiento  
anual promedio  
5.17%



Incremento  
valor final vs inicial  
111.84%

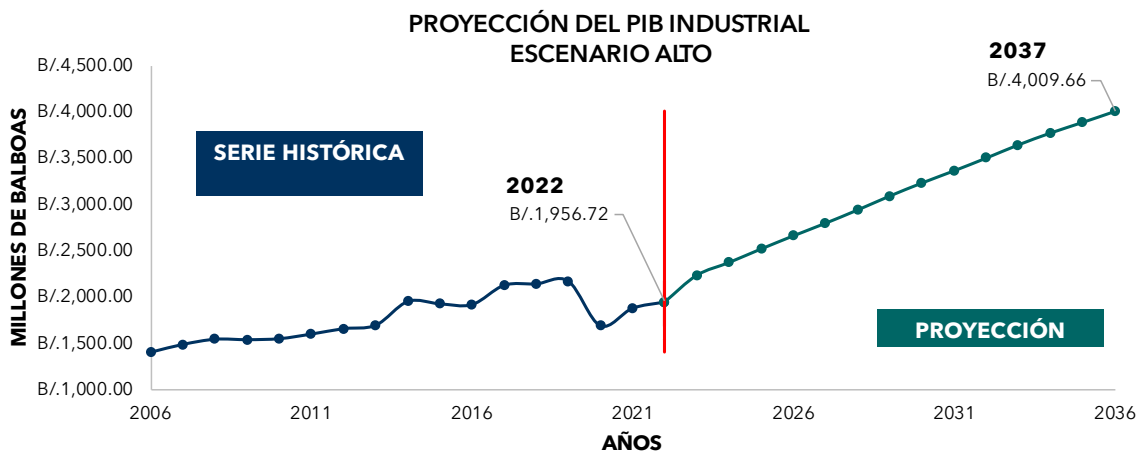


Gráfico 4. 9 : Proyección del PIBIND - Escenario Alto.

## Índice Mensual de Actividad Económica

# IMAE

Para la proyección del IMAE, se utilizó la información presente en la Página del INEC, en donde ya se tiene esta información de forma mensual para usarlo en el programa.

IMAE HISTÓRICO		
Año	IMAE	INCREMENTO ANUAL
<b>2006</b>	158.03	
<b>2007</b>	173.44	9.75%
<b>2008</b>	190.98	10.11%
<b>2009</b>	193.94	1.55%
<b>2010</b>	205.82	6.12%
<b>2011</b>	223.57	8.63%
<b>2012</b>	245.17	9.66%
<b>2013</b>	265.70	8.37%
<b>2014</b>	278.57	4.84%
<b>2015</b>	290.23	4.19%
<b>2016</b>	302.90	4.36%
<b>2017</b>	318.64	5.20%
<b>2018</b>	324.09	1.71%
<b>2019</b>	334.85	3.32%
<b>2020</b>	285.13	-14.85%
<b>2021</b>	327.62	14.90%
<b>2022</b>	356.80	8.91%

**Tabla 4. 13: Registros históricos del IMAE.**

## PROYECCIÓN IMAE - ESCENARIO MODERADO, BAJO Y ALTO

Año	IMAE	INCREMENTO ANUAL
2021	327.62	14.90%
2022	356.80	8.91%
2023	373.40	4.65%
2024	385.35	3.20%
2025	397.30	3.10%
2026	409.26	3.01%
2027	421.21	2.92%
2028	433.17	2.84%
2029	445.12	2.76%
2030	457.08	2.69%
2031	469.03	2.62%
2032	480.99	2.55%
2033	492.94	2.49%
2034	504.90	2.43%
2035	516.85	2.37%
2036	528.81	2.31%
2037	540.76	2.26%



Modelo Matemático

$$IMAE = a + b \times TEMPt$$

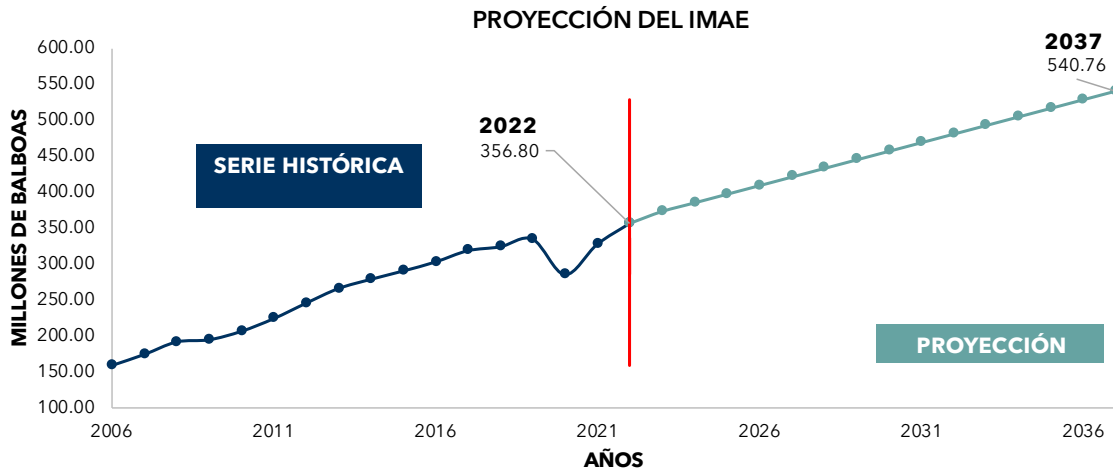


Tasa de Crecimiento anual promedio  
**2.81%**



Incremento **valor final vs inicial**  
**51.56%**

**Tabla 4. 14 : IMAE- Escenario Moderado y Bajo.**



**Gráfico 4. 10 : Proyección del IMAE - Escenario Moderado, Bajo y Alto.**

## PRONÓSTICOS DE DEMANDA - DISTRIBUIDORAS

La demanda de energía eléctrica para las distribuidoras se estimó realizando proyecciones de los sectores económicos:



Además, para el cálculo de la demanda de energía eléctrica, se consideran las siguientes variables:

**TMEDR**

Tarifa Media Real De La Distribuidora

**PERT**

Pérdidas Técnicas

**PERNT**

Pérdidas No Técnicas

En los apartados a continuación se presentarán los modelos considerados para la demanda de las tres distribuidoras del país:



Se debe resaltar que los datos de consumo de todas las distribuidoras se presentan en MWh y las pérdidas de energía en % del total de energía

## Empresa De Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI)



### CONSUMO RESIDENCIAL

#### MODELO MATEMÁTICO

- $CRES = a + b \times \log(TEMP)$

**R<sup>2</sup>**

- 0.967

#### TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 2.67%

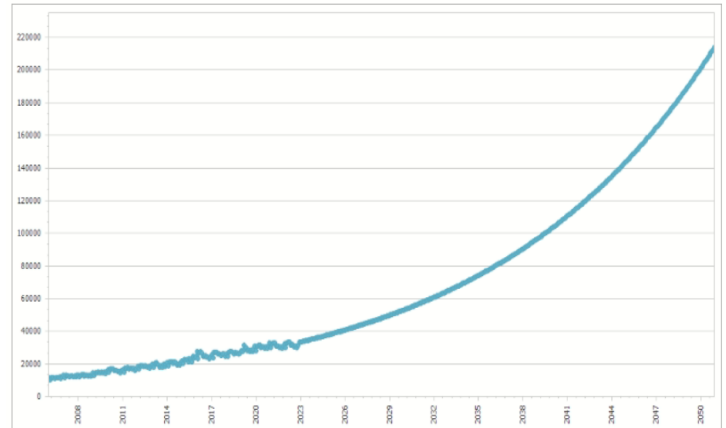


Gráfico 4. 11 : Proyección EDECHI - Consumo Residencial.

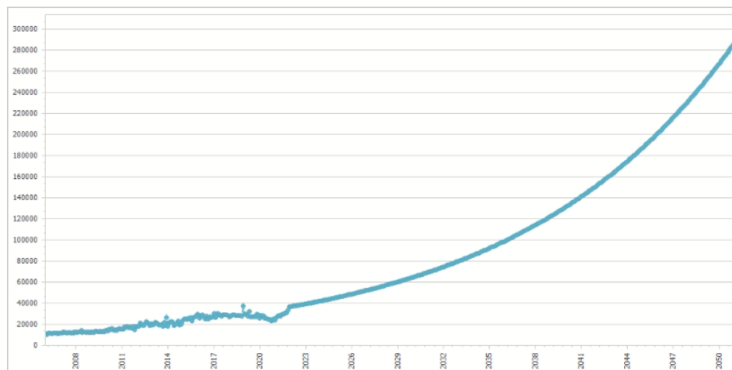


Gráfico 4. 12 : Proyección EDECHI - Consumo Comercial.



### CONSUMO COMERCIAL

#### MODELO MATEMÁTICO

- $CCOM = a + b \times \log(TEMP)$

**R<sup>2</sup>**

- 0.906

#### TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 7.66%





## CONSUMO INDUSTRIAL

### MODELO MATEMÁTICO

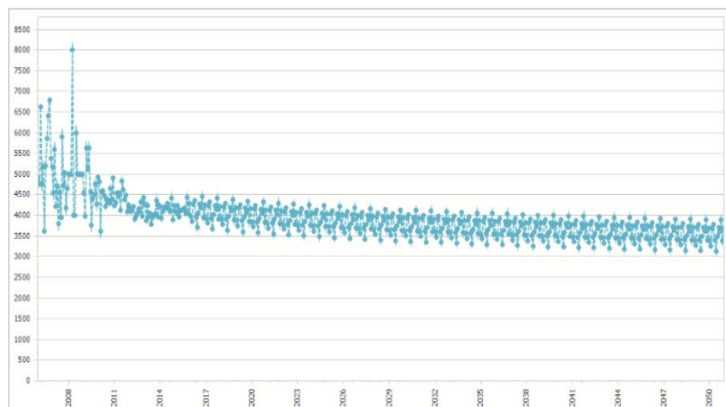
- $CIND = a + b \times \log(TEMP)$

**R<sup>2</sup>**

- 0.538

### TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- -0.9%



**Gráfico 4. 13 : Proyección EDECHI: Consumo Industrial.**



## CONSUMO DE GOBIERNO

### MODELO MATEMÁTICO

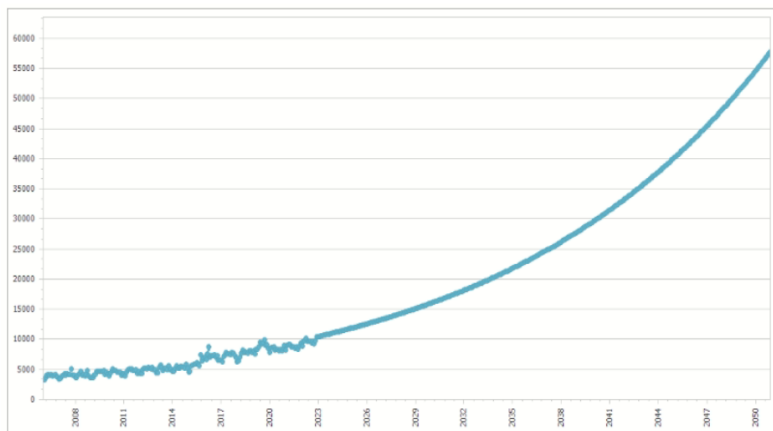
- $CGOB = a + b \times \log(TEMP)$

**R<sup>2</sup>**

- 0.914

### TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 4.0%



**Gráfico 4. 14 : Proyección EDECHI: Consumo de Gobierno.**



## CONSUMO ALUMBRADO PÚBLICO

### MODELO MATEMÁTICO

- $CALP = a + b \times TEMP$

**R<sup>2</sup>**

- 0.912

### TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 3.35%

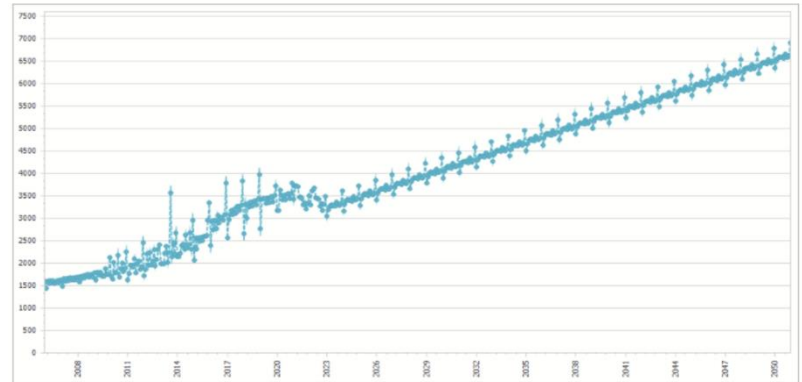


Gráfico 4. 15 Proyección EDECHI: Consumo Alumbrado Público.

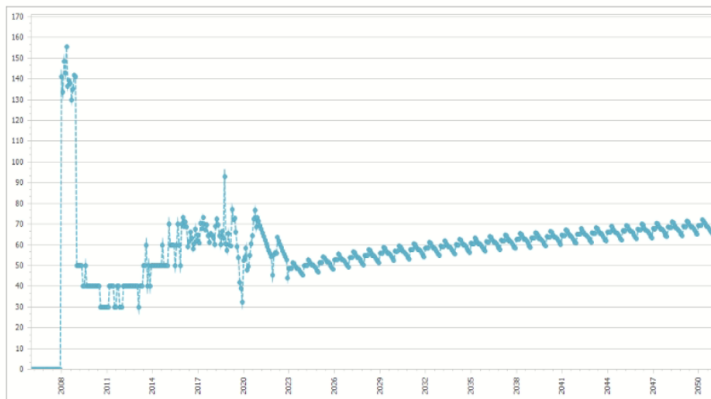


Gráfico 4. 16 : Proyección EDECHI: Consumo Otros



## CONSUMO OTROS

### MODELO MATEMÁTICO

- $COTR = a + b \times \log(PIBt)$   
(Estacional)

**R<sup>2</sup>**

- 0.114

### TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 1.45%



## TARIFA MEDIA

### MODELO MATEMÁTICO

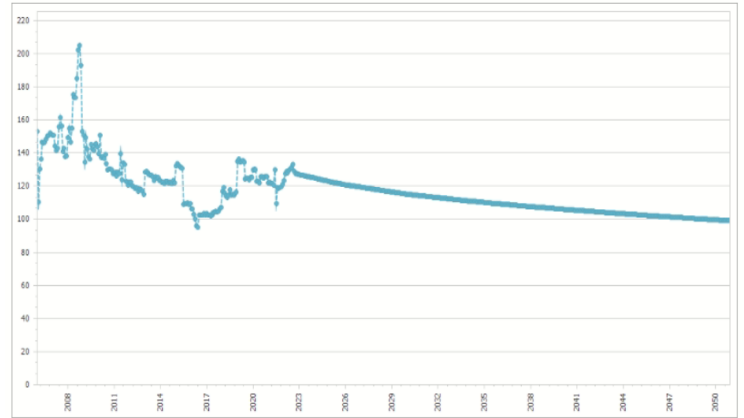
- $TMEDR = a + b \times \log(PIBt)$

**R<sup>2</sup>**

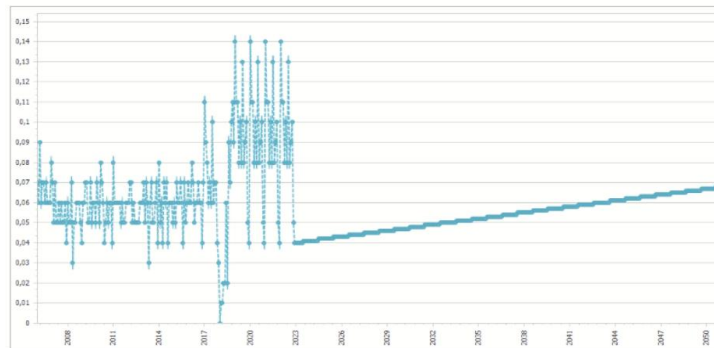
- 0.422

### TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

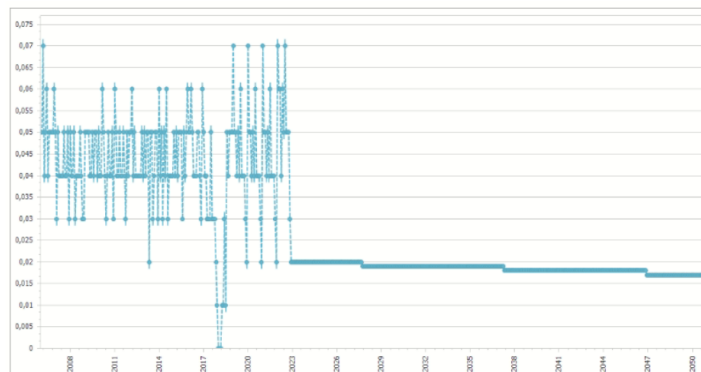
- -0.97%



**Gráfico 4. 17 : Proyección EDECHI: Tarifa Media Real.**



**Gráfico 4. 18 : Proyección EDECHI: Pérdidas Técnicas.**



**Gráfico 4. 19 : Proyección EDECHI: Pérdidas no Técnicas.**

**PÉRDIDAS**

## Empresa de Distribución Eléctrica Metro - Oeste, S.A. (EDEMET)



### CONSUMO RESIDENCIAL

#### MODELO MATEMÁTICO

- $CRES = a + b \times \log(IMAE)$

**R<sup>2</sup>**

- 0.941

#### TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 2.7%

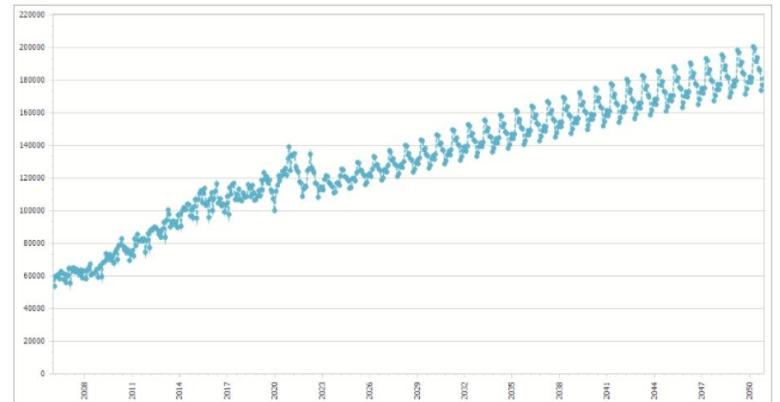


Gráfico 4. 20 : Proyección EDEMET: Consumo Residencial.

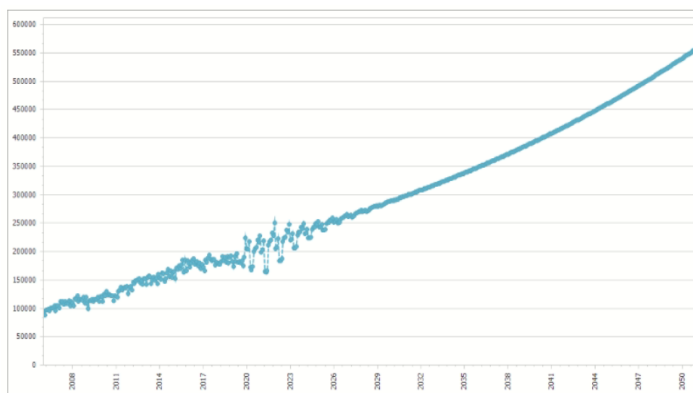


Gráfico 4. 21 : Proyección EDEMET: Consumo Residencial.



### CONSUMO COMERCIAL

#### MODELO MATEMÁTICO

- $CCOM = \log(CCOM(t-1)) \times (1+\%) + b \times \log(PIB)$

**R<sup>2</sup>**

- 0.931

#### TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 4.01%



## CONSUMO COMERCIAL

### MODELO MATEMÁTICO

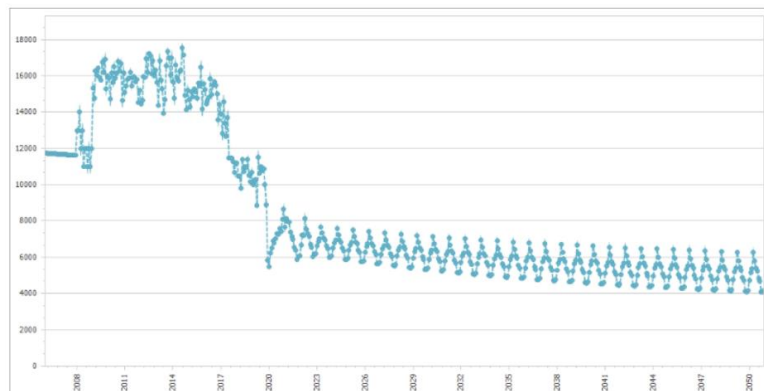
- $CIND = \log(CIND(t-1)) \times (1+\%)$  (Estacional)

**R<sup>2</sup>**

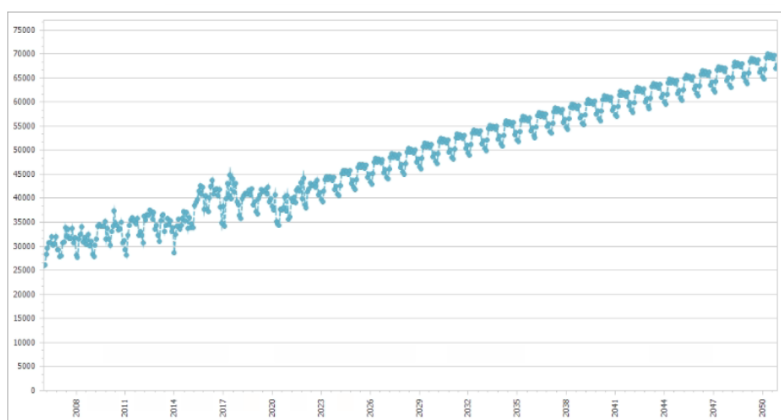
• 0.734

### TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

• -1.66%



**Gráfico 4. 22 : Proyección EDEMET: Consumo Industrial.**



**Gráfico 4. 23 : Proyección EDEMET: Consumo Comercial.**



## CONSUMO DE GOBIERNO

### MODELO MATEMÁTICO

- $CGOB = a + b \times PIB$  (Estacional)

**R<sup>2</sup>**

• 0.899

### TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

• 1.95%



## CONSUMO ALUMBRADO PÚBLICO

### MODELO MATEMÁTICO

- $CALP = \log(CALP (t-1)) \times (1+\%)$  (Estacional)

**R<sup>2</sup>**

• 0.912

### TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

• 2.34%

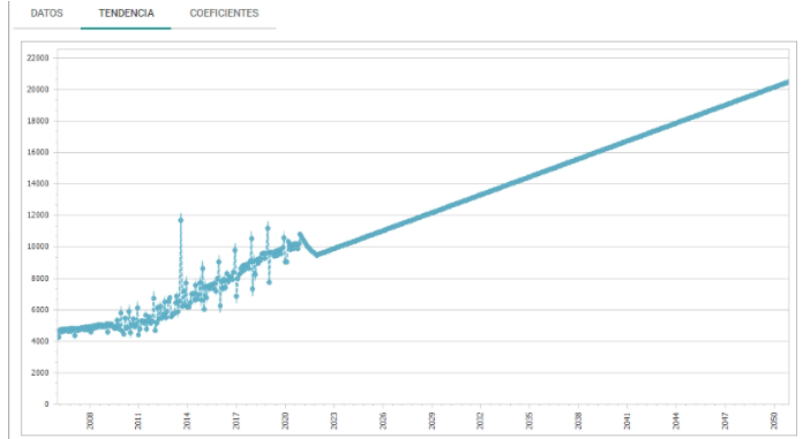


Gráfico 4. 24 : Proyección EDEMET: Consumo Alumbrado Público.

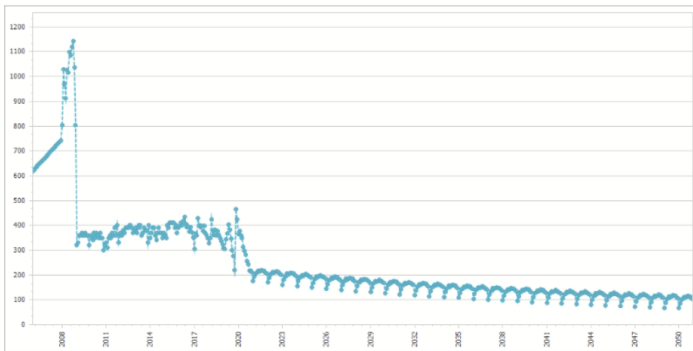


Gráfico 4. 25 : Proyección EDEMET: Consumo Otros.



## CONSUMO OTROS

### MODELO MATEMÁTICO

- $COTR = a + b \times \log(TEMP)$  (Estacional)

**R<sup>2</sup>**

• 0.475

### TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

• -1.45%



## TARIFA MEDIA REAL

### MODELO MATEMÁTICO

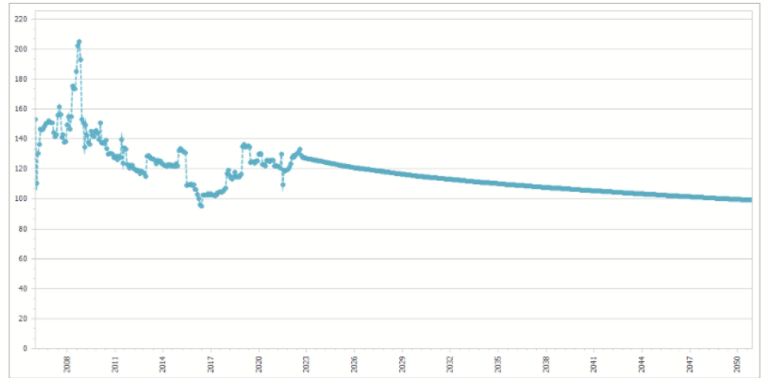
- $TMEDR = a + b \times \log(PIBt)$

**R<sup>2</sup>**

- 0.422

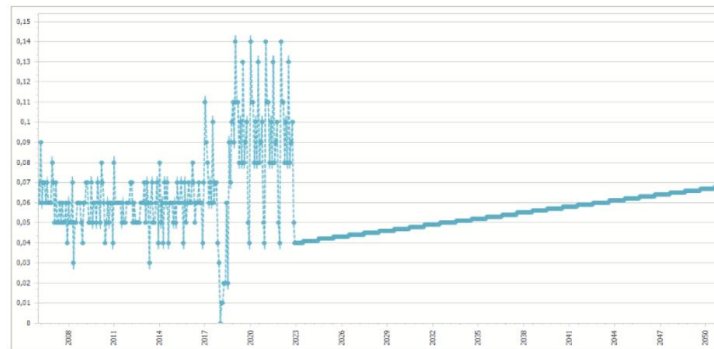
### TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- -0.97%

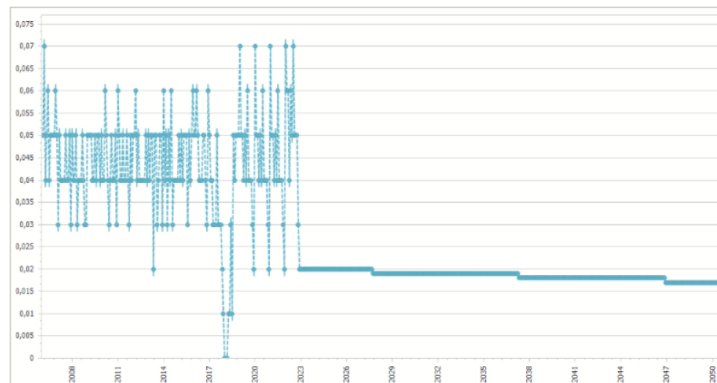


**Gráfico 4. 26 : Proyección EDEMET: Tarifa Media Real.**

**Gráfico 4. 27 : Proyección EDEMET: Pérdidas Técnicas.**



**Gráfico 4. 28 : Proyección EDEMET: Pérdidas no Técnicas.**



**PÉRDIDAS**

## Elektra Noreste, S.A. (ENSA)



### CONSUMO RESIDENCIAL

#### MODELO MATEMÁTICO

- $CRES = a + b \times \log(PIB) + c * \log(POB)$

**R<sup>2</sup>**

- 0.945

#### TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 3.68%

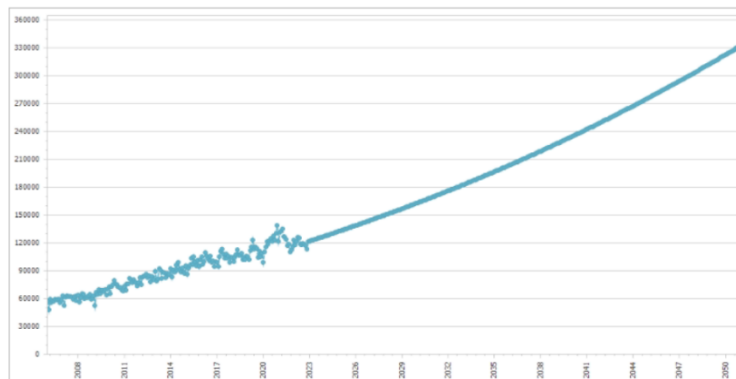


Gráfico 4. 29 : Proyección ENSA: Consumo Residencial.

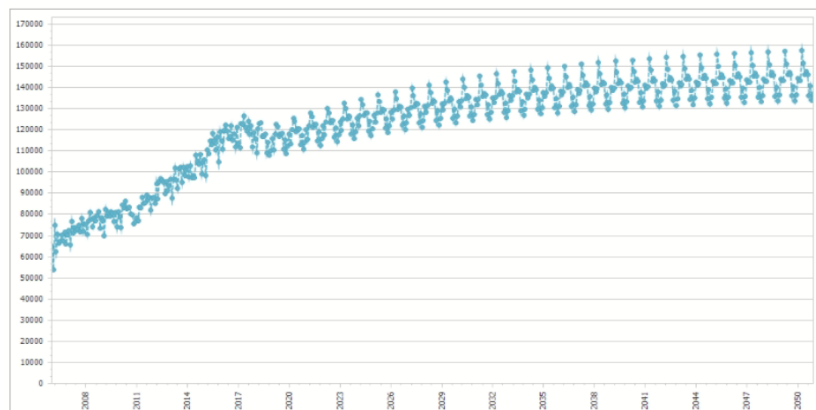


Gráfico 4. 30 : Proyección ENSA: Consumo Comercial



### CONSUMO COMERCIAL

#### MODELO MATEMÁTICO

- $CCOM = CRES (t-1) \times (1+\%) (Estacional)$

**R<sup>2</sup>**

- 0.929

#### TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 1.78%





## CONSUMO INDUSTRIAL

### MODELO MATEMÁTICO

- **CIND** =  $\log(\text{CIND}(t-1)) \times (1+\%) + b \times \text{Log}(\text{PIBIND}) + c \times \text{log}(\text{TMEDR})$   
(Estacional)

**R<sup>2</sup>**

- 0.885

### TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- -0.15%

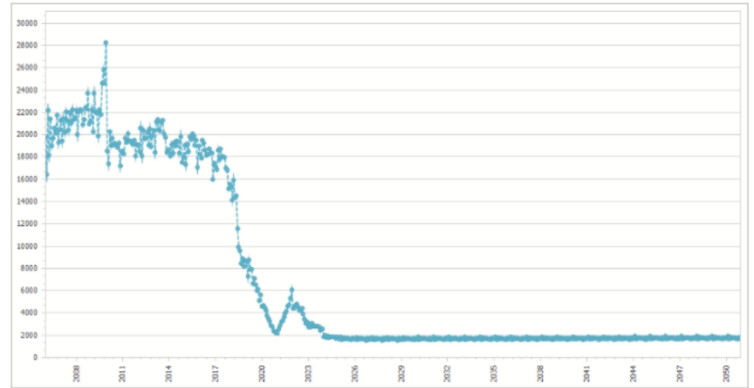


Gráfico 4. 31 : Proyección ENSA: Consumo Industrial.

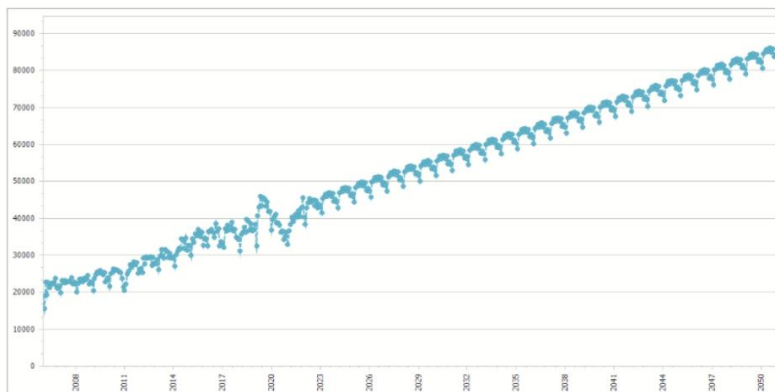


Gráfico 4. 32 : Proyección ENSA: Consumo de Gobierno.



## CONSUMO DE GOBIERNO

### MODELO MATEMÁTICO

- **CGOB** =  $a + b * \text{TEMP}$   
(Estacional)

**R<sup>2</sup>**

- 0.935

### TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 3.26%



## CONSUMO ALUMBRADO PÚBLICO

### MODELO MATEMÁTICO

- $CALP = CALP (t-1) \times (1+\%)$  (Estacional)

### R<sup>2</sup>

- 0.985

### TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 3.00%

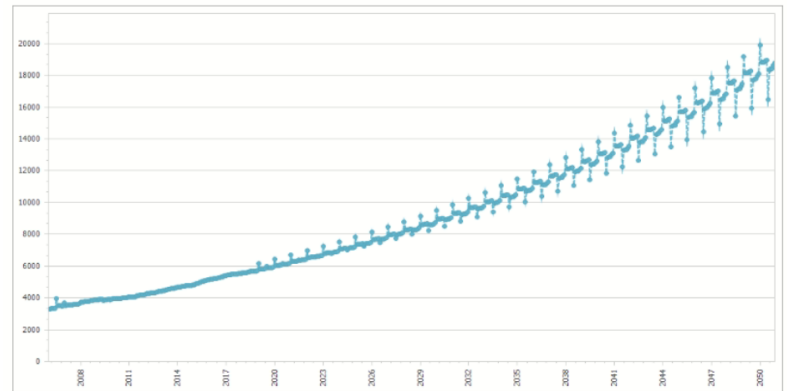


Gráfico 4. 33 : Proyección ENSA: Consumo Alumbrado Público.

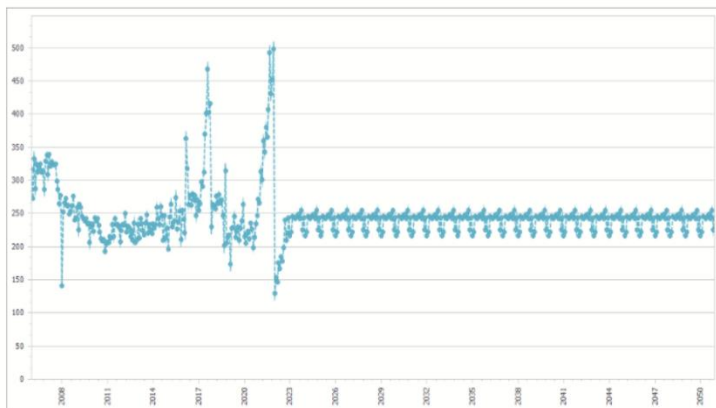


Gráfico 4. 34 : Proyección ENSA: Consumo Otros.



## CONSUMO OTROS

### MODELO MATEMÁTICO

- $COTR = \log(CALP (t-1)) \times (1+\%)$  (Estacional)

### R<sup>2</sup>

- 0.056

### TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 0.0%



## TARIFA MEDIA

### MODELO MATEMÁTICO

- $TMEDR = a + b * \log(PIBt)$

**R<sup>2</sup>**

- 0.497

### TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- -0.97%

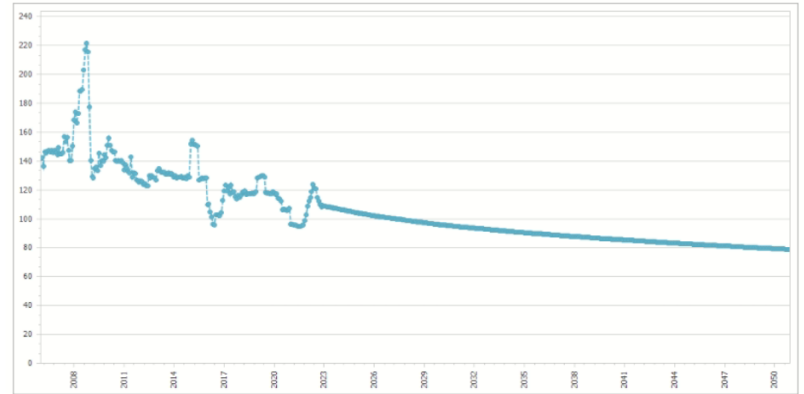


Gráfico 4. 35 : Proyección ENSA: Tarifa Media Real.

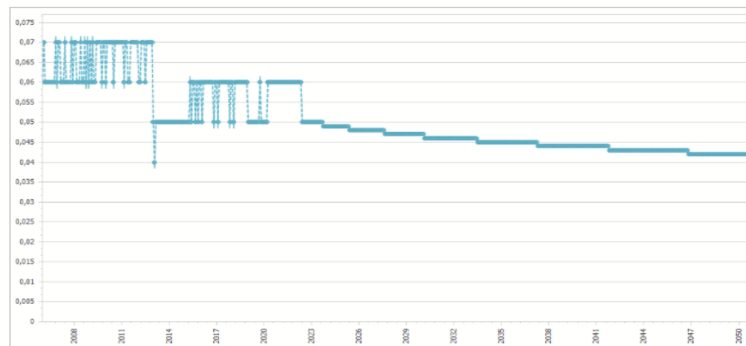


Gráfico 4. 36 : Proyección ENSA: Pérdidas Técnicas.

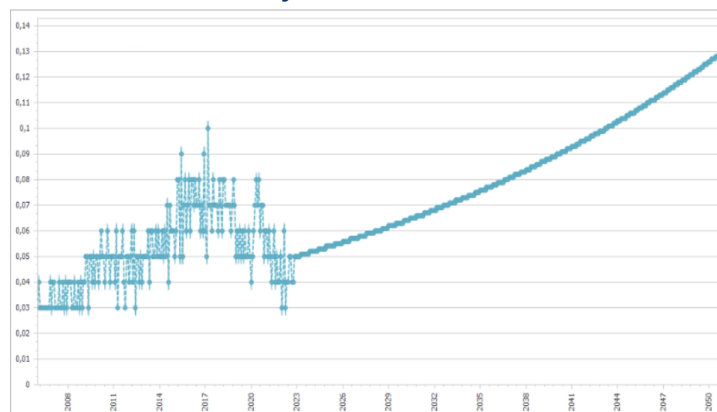


Gráfico 4. 37 : Proyección ENSA: Pérdidas No Técnicas.

PÉRDIDAS

## GRANDES USUARIOS

Para la proyección de la demanda se toma en cuenta el consumo MWh y el porcentaje pérdidas de los llamados “Grandes Usuarios”. Estos son clientes que se conectan directamente a la Red de Alta Tensión ya que su nivel de voltaje se encuentra por encima de 115 KV.

Los Grandes Usuarios tomados en cuenta para las proyecciones son:

ARGOS PANAMÁ S.A.

CEMENTO BAYANO S.A. (CEMEX)

CERVECERÍA NACIONAL

MANZANILLO INTERNATIONAL TERMINAL S.A.

METRO DE PANAMÁ

- Los Andes
- 5 de Mayo

PETRO TERMINAL DE PANAMÁ

- Chiriquí Grande
  - Rambala A
  - Rambala B

PH TOC

PLANTA POTABILIZADORA MENDOZA



*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

05

# **CAPÍTULO V**

---

RESULTADOS  
OBTENIDOS



*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

# CAPÍTULO 5

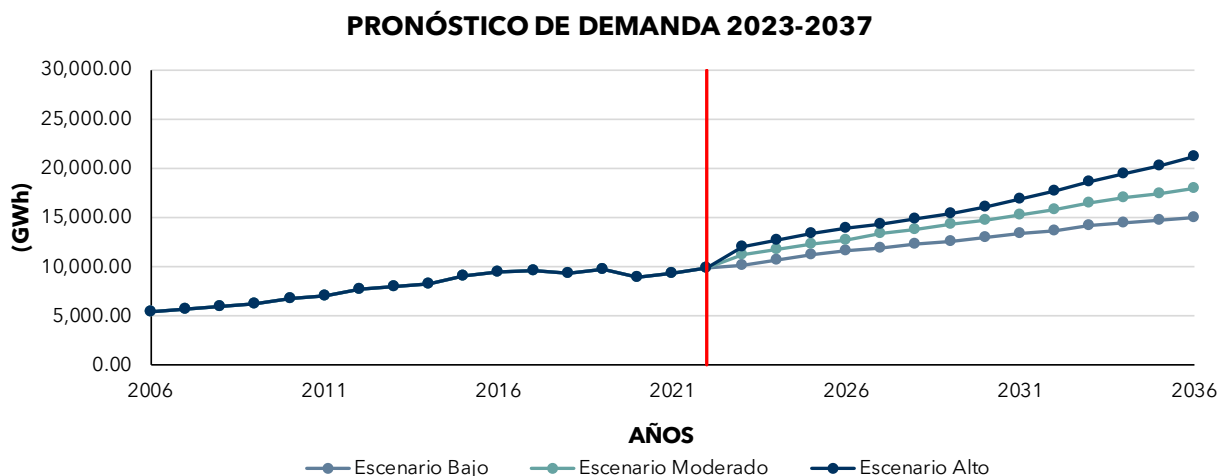
## RESULTADOS OBTENIDOS DE LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

En este capítulo se presentarán los resultados obtenidos de la demanda eléctrica total de las distribuidoras, grandes usuarios y la demanda total del país. Además, podremos observar los resultados para la potencia máxima obtenida. Toda esta información se detallará por escenario (moderado, pesimista y optimista).

### DEMANDA DE ENERGÍA

A continuación, se presentarán los resultados obtenidos de las proyecciones de demanda para cada escenario, veremos las proyecciones tanto de energía como de potencia, junto con su tasa de crecimiento (ver

Gráfico 5. 1). Como es visto el THUAR realiza cálculos para la proyección del consumo en Panamá, esto indica que la información presente, no contempla pérdidas de transmisión, véase Tabla 5. 1.



**Gráfico 5. 1 : Proyección de la demanda total de Panamá - Tres escenarios.**



**PRONOSTICOS DE LA GENERACIÓN Y POTENCIA  
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTECONECTADO NACIONAL  
 2023 - 2037**

AÑO	Pesimista - Bajo				Moderado - Medio				Optimista - Alto			
	GENERACIÓN		POTENCIA		GENERACIÓN		POTENCIA		GENERACIÓN		POTENCIA	
	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW
<b>2023</b>	10,174.09		1,698.53		11,253.99		1,829.78		12,069.35		1,961.04	
<b>2024</b>	10,689.34	5.06%	1,749.49	3.00%	11,823.92	5.06%	1,941.43	6.10%	12,733.16	5.50%	2,088.51	6.50%
<b>2025</b>	11,213.12	4.90%	1,828.21	4.50%	12,366.71	4.59%	2,051.59	5.67%	13,357.09	4.90%	2,213.82	6.00%
<b>2026</b>	11,650.43	3.90%	1,901.34	4.00%	12,779.49	3.34%	2,150.06	4.80%	13,904.73	4.10%	2,353.29	6.30%
<b>2027</b>	11,968.47	2.73%	1,981.20	4.20%	13,387.11	4.75%	2,278.59	5.98%	14,391.40	3.50%	2,508.60	6.60%
<b>2028</b>	12,289.78	2.68%	2,058.47	3.90%	13,828.55	3.30%	2,399.35	5.30%	14,909.49	3.60%	2,656.61	5.90%
<b>2029</b>	12,656.06	2.98%	2,142.86	4.10%	14,321.69	3.57%	2,509.72	4.60%	15,392.34	3.24%	2,808.04	5.70%
<b>2030</b>	12,989.97	2.64%	2,241.43	4.60%	14,795.00	3.30%	2,630.19	4.80%	16,134.81	4.82%	2,965.29	5.60%
<b>2031</b>	13,344.98	2.73%	2,328.85	3.90%	15,295.12	3.38%	2,732.77	3.90%	16,911.48	4.81%	3,110.59	4.90%
<b>2032</b>	13,690.56	2.59%	2,415.02	3.70%	15,806.89	3.35%	2,818.80	3.15%	17,708.58	4.71%	3,253.67	4.60%
<b>2033</b>	14,183.40	3.60%	2,498.00	3.44%	16,464.18	4.16%	2,915.67	3.44%	18,669.68	5.43%	3,390.33	4.20%
<b>2034</b>	14,529.74	2.44%	2,575.44	3.10%	17,009.59	3.31%	3,006.05	3.10%	19,519.21	4.55%	3,546.28	4.60%
<b>2035</b>	14,737.28	1.43%	2,677.01	3.94%	17,432.10	2.48%	3,124.61	3.94%	20,257.37	3.78%	3,720.05	4.90%
<b>2036</b>	15,087.18	2.37%	2,766.26	3.33%	18,021.86	3.38%	3,228.78	3.33%	21,169.30	4.50%	3,876.81	4.21%
<b>2037</b>	15,456.95	2.45%	2,839.69	2.65%	18,645.99	3.46%	3,314.49	2.65%	22,126.56	4.52%	4,060.17	4.73%

**Tabla 5. 1 Proyección de la demanda y potencia eléctrica.**

Como es visto en la [Tabla 5. 2](#) **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, para el 2037 la demanda alcanzará un valor de 15,456.95 GWh, 18,645.99 GWh y 22,126.56 GWh, para el escenario bajo, medio y alto. A

partir de los resultados alcanzados, se puede apreciar que estas alcanzarán tasas levemente mayores en el corto plazo, lo que nos indica un leve incremento en el crecimiento económico del país, véase [Tabla 5. 2](#).

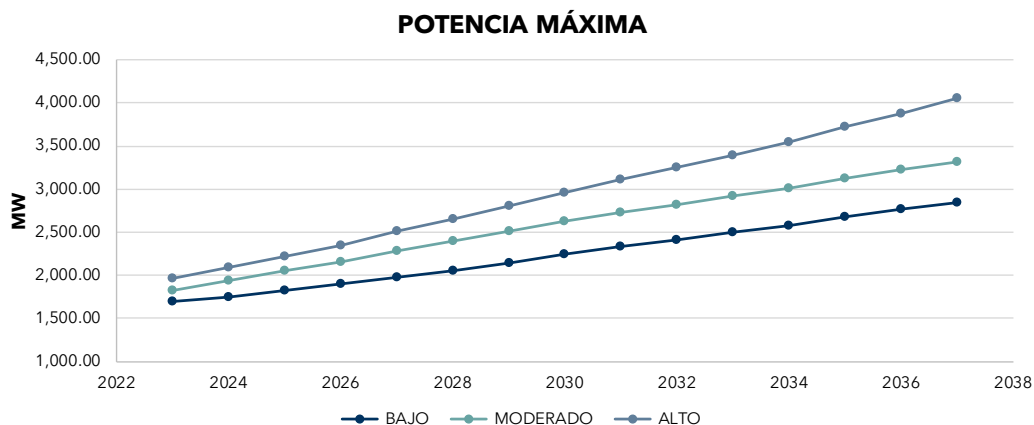
TASA DE CRECIMIENTO Δ%GWh			
ANÁLISIS	ESCENARIO BAJO	ESCENARIO MEDIO	ESCENARIO ALTO
Plazo completo (2023-2037)	2.56%	3.12%	3.94%
Corto Plazo (2023-2026)	3.90%	3.72%	4.36%
Largo Plazo (2027-2037)	2.14%	2.85%	3.87%

**Tabla 5. 2 Tasa Anual Acumulativa.**

## POTENCIA MÁXIMA

A continuación, se presentan los resultados de la potencia máxima anual de ETESA (ver [Gráfico 5. 2](#)), la cual fue estimada a partir del factor de carga anual y la potencia media (que

surge de las proyecciones de demanda). Debemos recordar que esta no contempla las pérdidas de transmisión.



**Gráfico 5. 2 : Proyección de la potencia máxima anual.**

## PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA MÁXIMA CON PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN

Como se indicó en las secciones anteriores, los resultados obtenidos para la demanda de energía eléctrica anual no contemplan las pérdidas de transmisión. Debido a lo antes expuesto, se realizaron los cálculos correspondientes para incluir estas pérdidas en los resultados finales y se tomó en cuenta también el consumo de Minera Panamá y la Autoridad del Canal de Panamá. A diferencia de las pérdidas utilizadas para la energía, en

el caso de la potencia, se utilizaron valores de pérdidas obtenidos a partir de las simulaciones de flujo de potencia utilizando la red de transmisión presente en el PESIN 2021, estos análisis se realizaron con el programa Power System Simulator Extended (PSS/E). A continuación, podremos apreciar estos valores, Véase [Tabla 5. 3 Proyección de la demanda y potencia, incluyendo pérdidas, ACP y minera Panamá.](#)

**PRONÓSTICOS DE LA GENERACIÓN Y POTENCIA**  
**PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTECONECTADO NACIONAL**  
**2023 - 2037**

Incluye: Minera Panamá + ACP + Pérdidas

AÑO	Pesimista - Bajo					Moderado - Medio					Optimista - Alto				
	GENERACIÓN		POTENCIA		Load Factor	GENERACIÓN		POTENCIA		Load Factor	GENERACIÓN		POTENCIA		Load Factor
	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	FC	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	FC	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	FC
<b>2023</b>	13,310.46		2,066.11		0.7354	14,423.01	0.00%	2,198.94		0.7488	15,254.70		2,331.76		0.7468
<b>2024</b>	13,914.24	4.54%	2,118.01	2.51%	0.7499	15,082.68	4.57%	2,312.06	5.14%	0.7447	16,005.16	4.92%	2,460.76	5.53%	0.7425
<b>2025</b>	14,477.35	4.05%	2,193.59	3.57%	0.7534	15,665.40	3.86%	2,417.83	4.57%	0.7396	16,672.50	4.17%	2,580.69	4.87%	0.7375
<b>2026</b>	14,930.53	3.13%	2,266.95	3.34%	0.7518	16,093.31	2.73%	2,516.75	4.09%	0.7300	17,337.30	3.99%	2,720.84	5.43%	0.7274
<b>2027</b>	15,259.00	2.20%	2,351.16	3.71%	0.7409	16,719.96	3.89%	2,649.89	5.29%	0.7203	18,111.67	4.47%	2,880.94	5.88%	0.7177
<b>2028</b>	15,590.93	2.18%	2,427.93	3.27%	0.7330	17,175.62	2.73%	2,770.54	4.55%	0.7077	18,702.55	3.26%	3,029.10	5.14%	0.7048
<b>2029</b>	15,969.04	2.43%	2,511.68	3.45%	0.7258	17,684.38	2.96%	2,880.36	3.96%	0.7009	19,437.50	3.93%	3,180.15	4.99%	0.6977
<b>2030</b>	16,313.72	2.16%	2,615.77	4.14%	0.7120	18,172.61	2.76%	3,006.68	4.39%	0.6900	20,113.81	3.48%	3,343.65	5.14%	0.6867
<b>2031</b>	16,680.07	2.25%	2,701.66	3.28%	0.7048	18,688.40	2.84%	3,107.83	3.36%	0.6865	20,866.13	3.74%	3,487.75	4.31%	0.6830
<b>2032</b>	17,036.68	2.14%	2,787.13	3.16%	0.6978	19,216.16	2.82%	3,193.11	2.74%	0.6870	21,727.52	4.13%	3,630.34	4.09%	0.6832
<b>2033</b>	17,545.36	2.99%	2,871.43	3.02%	0.6975	19,894.24	3.53%	3,291.27	3.07%	0.6900	22,654.60	4.27%	3,768.40	3.80%	0.6863
<b>2034</b>	17,902.91	2.04%	2,951.90	2.80%	0.6923	20,456.80	2.83%	3,384.76	2.84%	0.6899	23,604.95	4.19%	3,927.81	4.23%	0.6860
<b>2035</b>	18,117.23	1.20%	3,050.85	3.35%	0.6779	20,892.47	2.13%	3,500.77	3.43%	0.6813	24,313.58	3.00%	4,099.32	4.37%	0.6771
<b>2036</b>	18,478.47	1.99%	3,140.85	2.95%	0.6716	21,500.71	2.91%	3,605.78	3.00%	0.6807	25,225.73	3.75%	4,257.19	3.85%	0.6764
<b>2037</b>	18,860.16	2.07%	3,218.45	2.47%	0.6690	22,144.36	2.99%	3,695.71	2.49%	0.6840	26,464.47	4.91%	4,445.29	4.42%	0.6796

**Tabla 5. 3 Proyección de la demanda y potencia, incluyendo pérdidas, ACP y minera Panamá**



*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

**06**

# **CAPÍTULO VI**

---

## **CURVAS TÍPICAS**



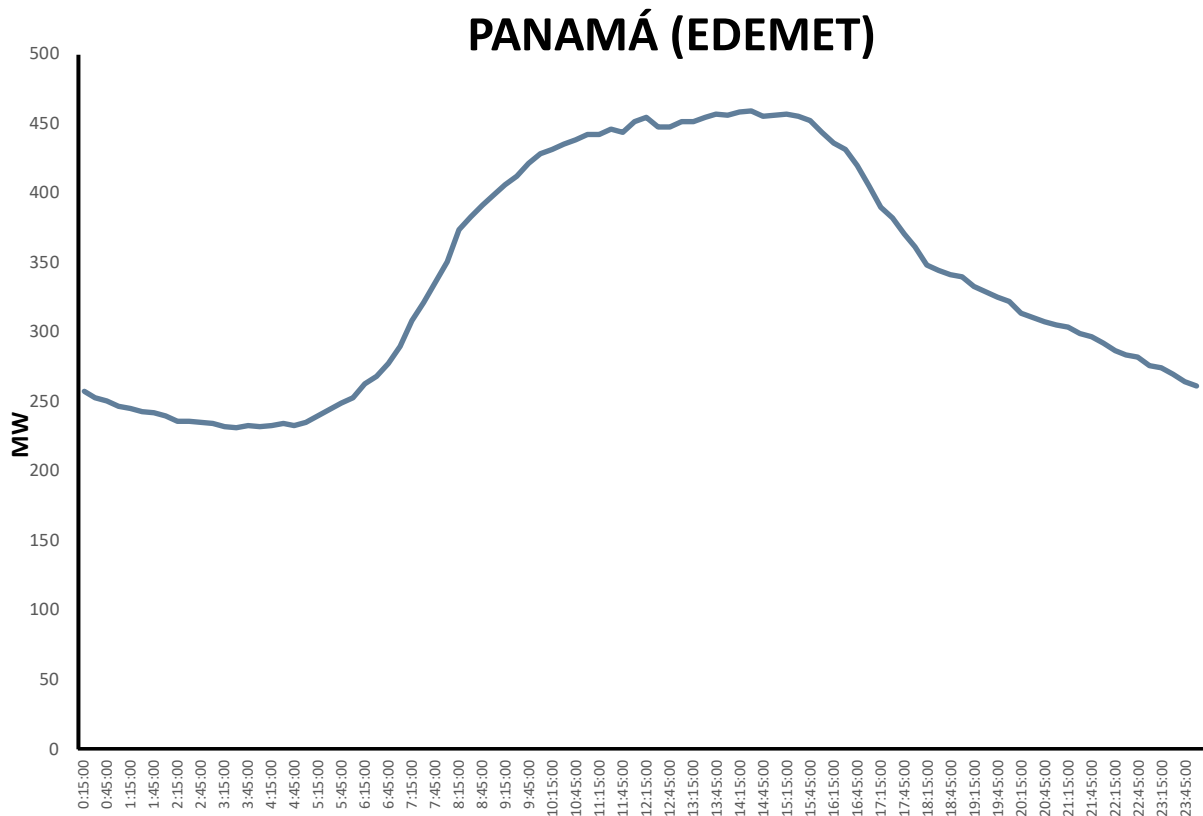
*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

## CAPÍTULO 6

# CURVAS TÍPICAS

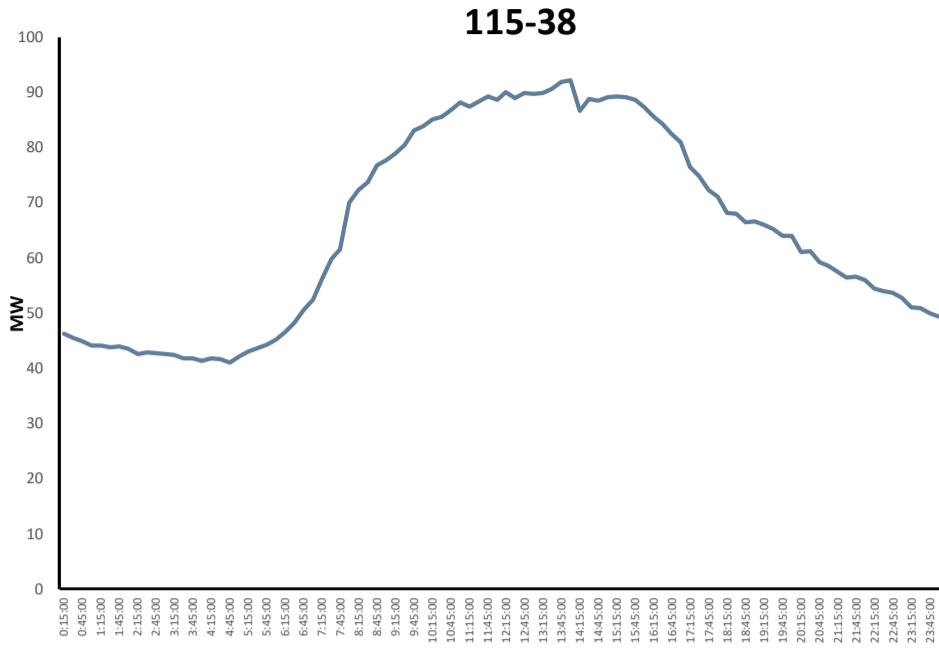
Las curvas típicas de cargas son perfiles que representan la Potencia Máxima consumida en función del tiempo. A continuación, se presentan las curvas típicas de demanda de las distribuidoras. A menos que se indique lo contrario, las curvas típicas son representación del día 27 de agosto de 2019.

### EDEMET

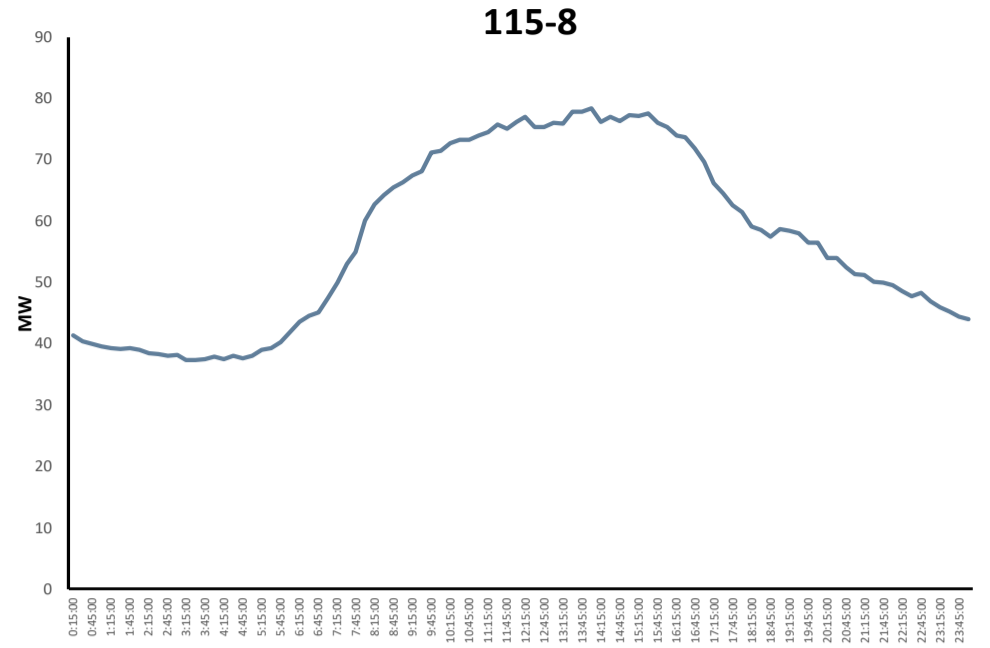


**Gráfico 6. 1 : Curva Típica de Carga - Panamá EDEMET.**

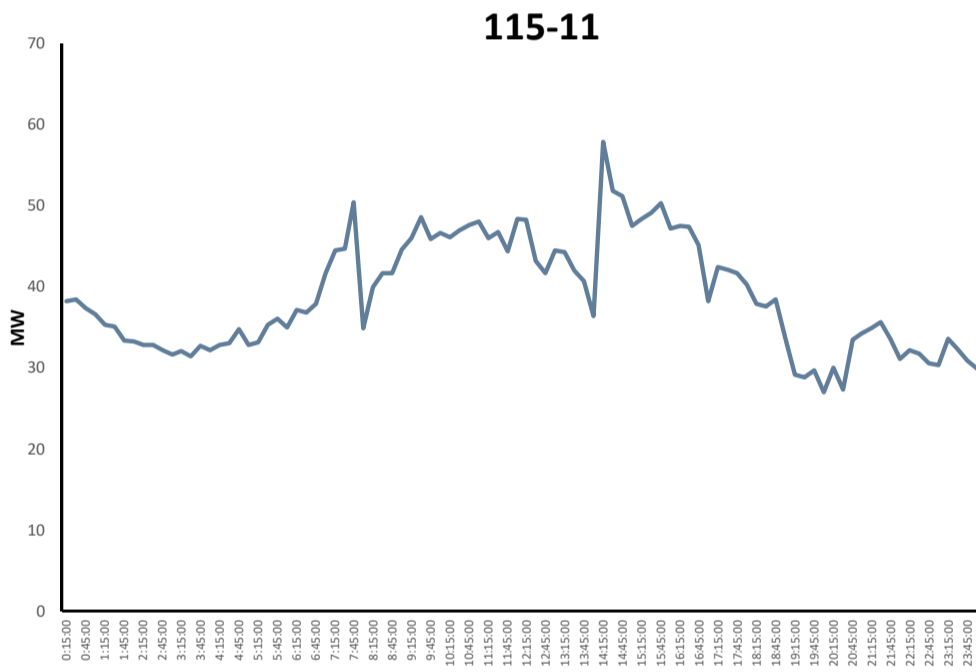




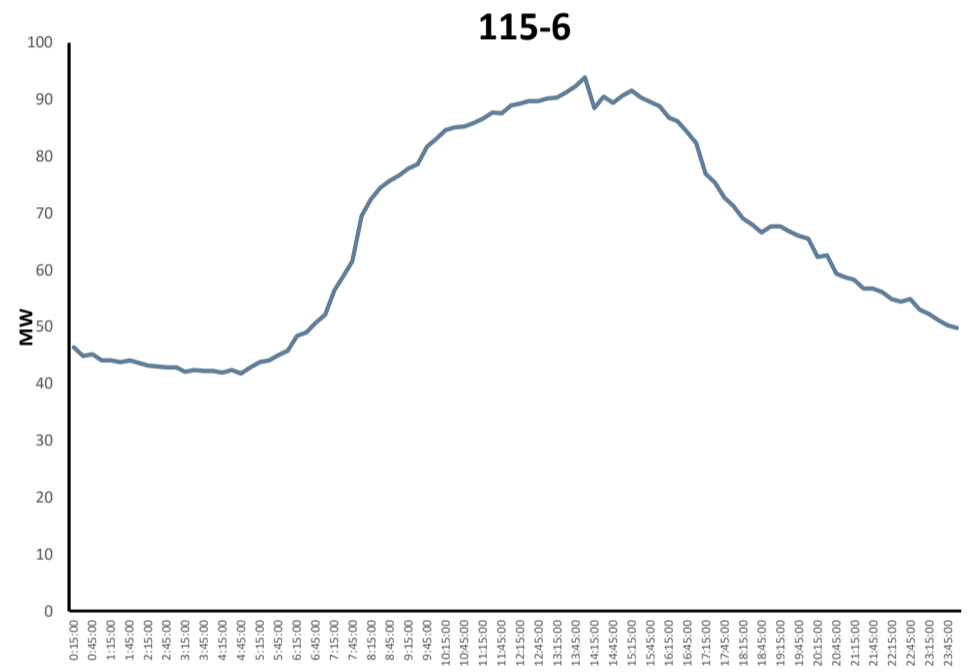
**Gráfico 6. 2 : Curva Típica de Carga Línea 115-38.**



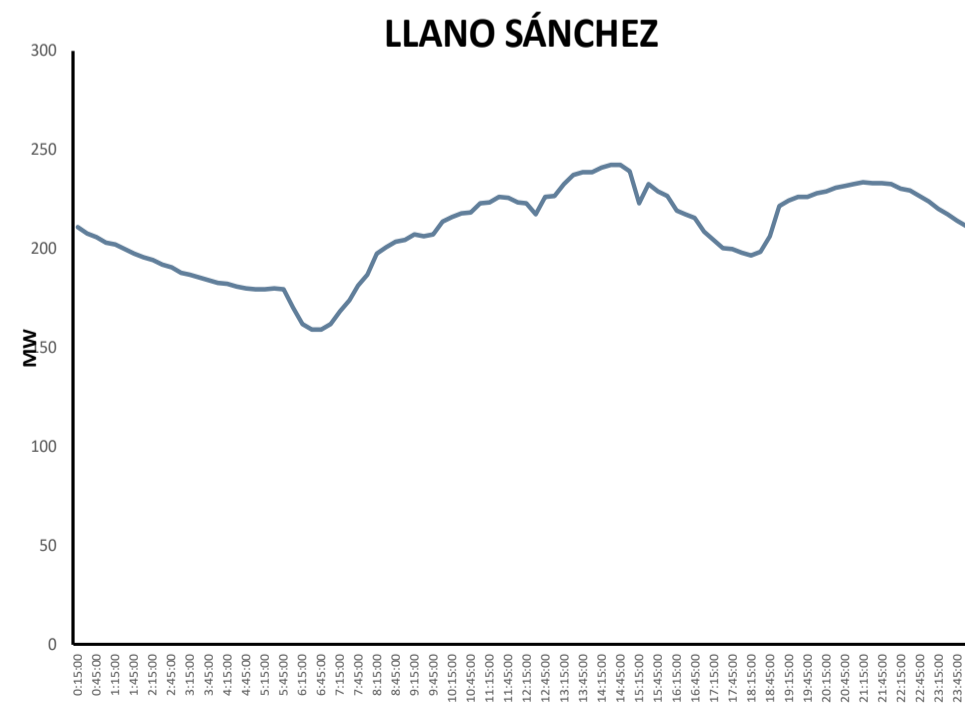
**Gráfico 6. 3 : Curva Típica de Carga - Línea 115-8.**



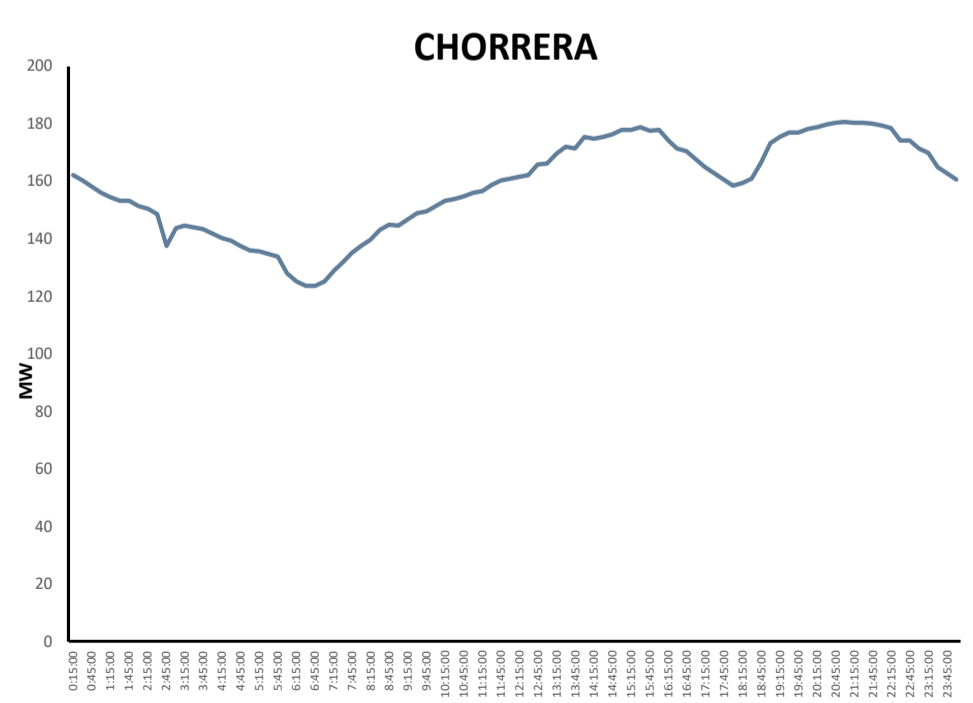
**Gráfico 6. 5 : Curva Típica de Carga - Línea 115-11.**



**Gráfico 6. 4 : Curva Típica de Carga - Línea 115-6.**



**Gráfico 6. 6 : Curva Típica de Carga - Llano Sánchez.**



**Gráfico 6. 7 : Curva Típica De Carga - Chorrera.**

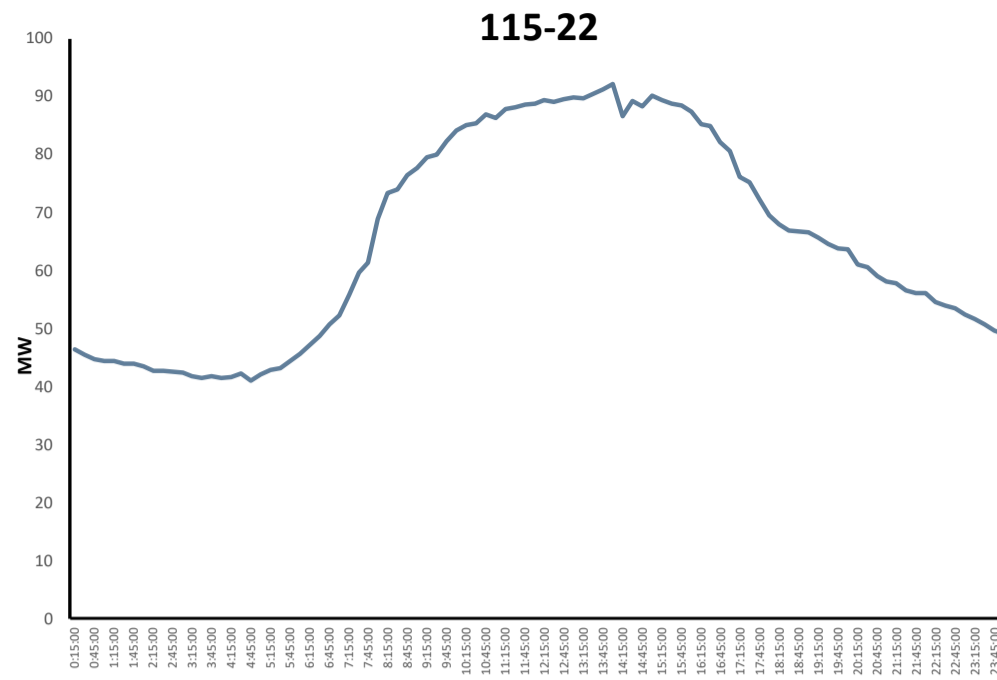


Gráfico 6. 8 : Curva Típica de Carga - Línea 115-22.

## EDECHI

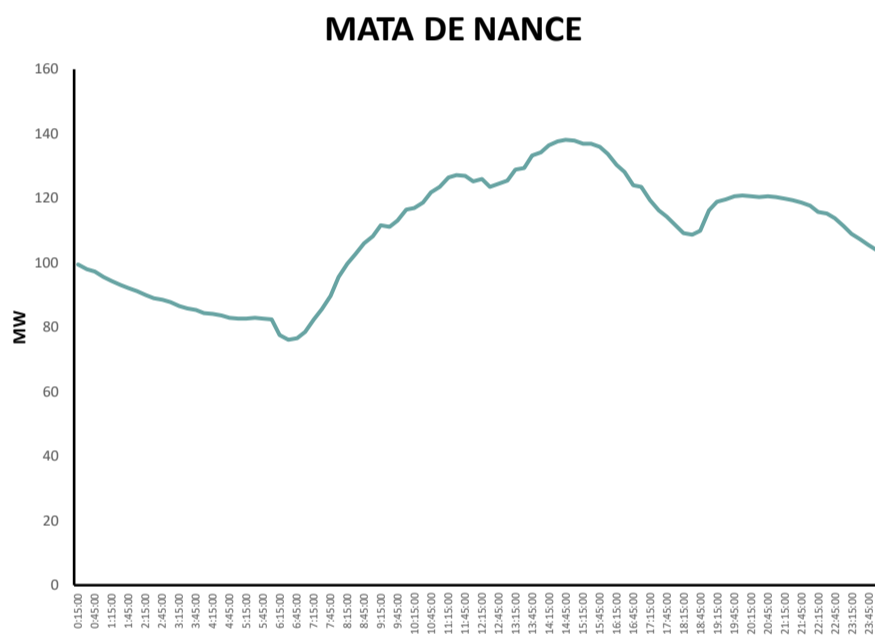


Gráfico 6. 9 : Curva Típica De Carga - Mata de Nance.

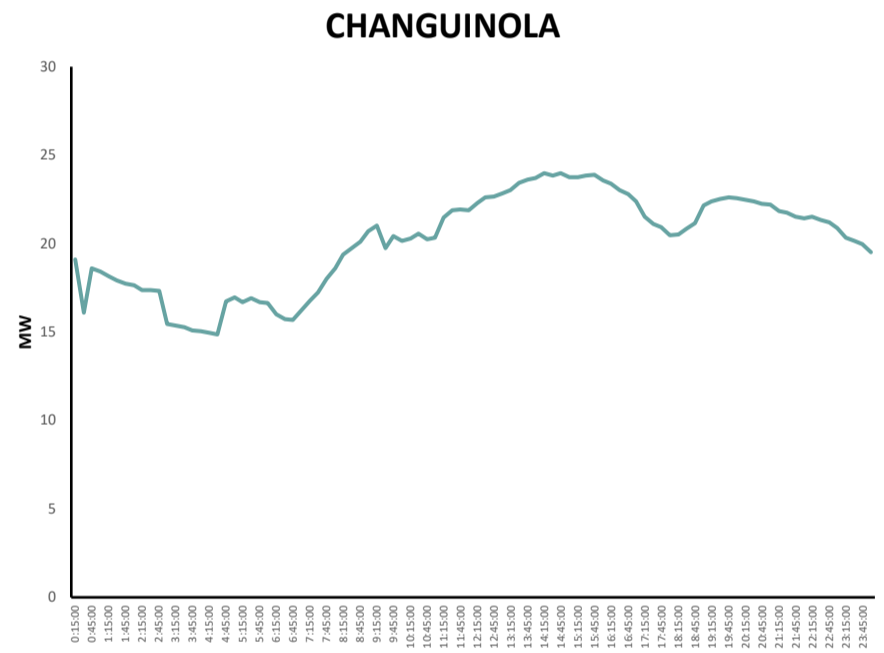


Gráfico 6. 10 : Curva Típica De Carga - Changuinola.

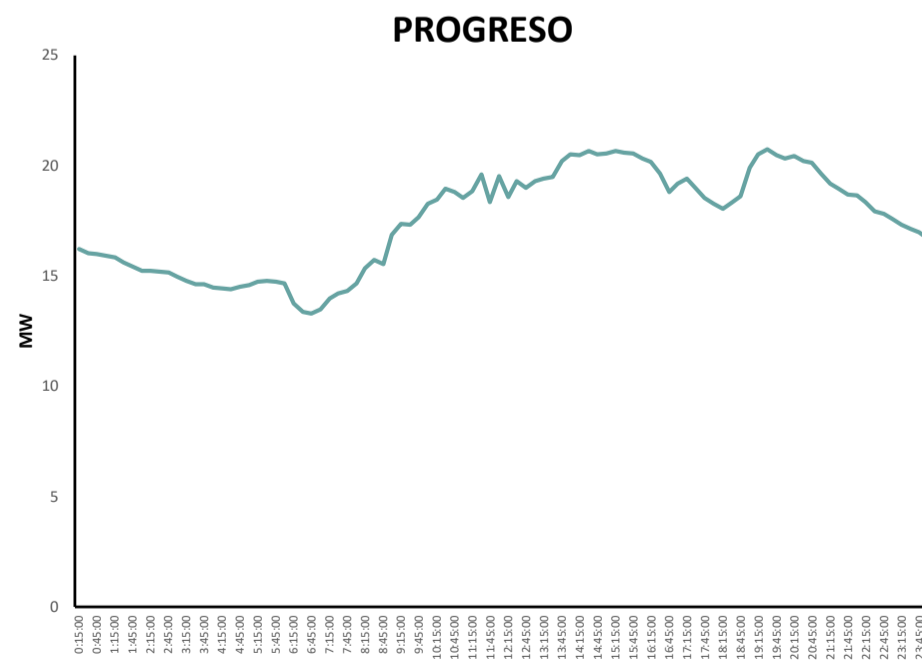
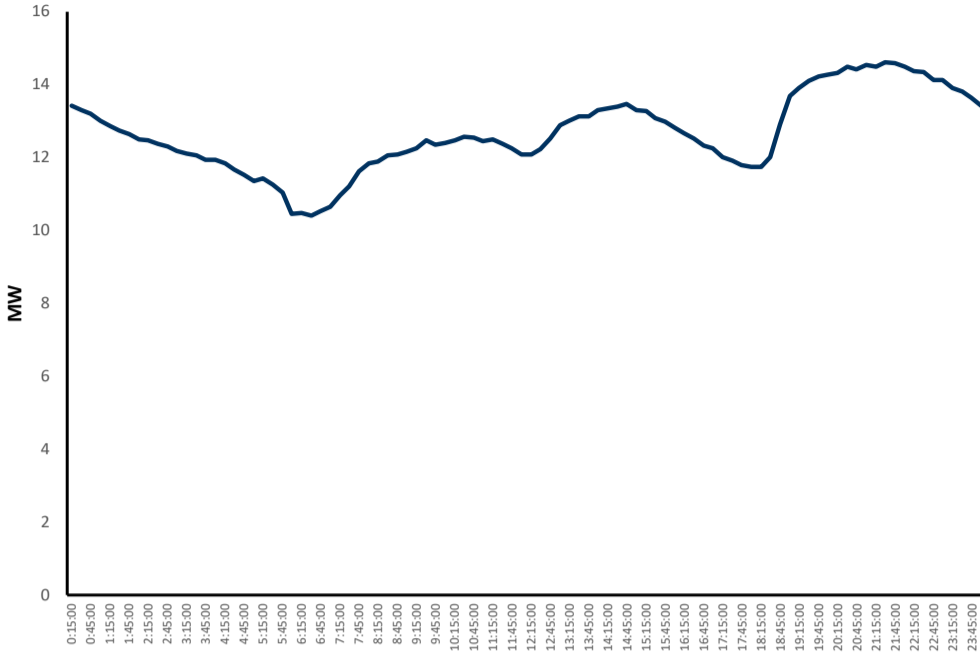


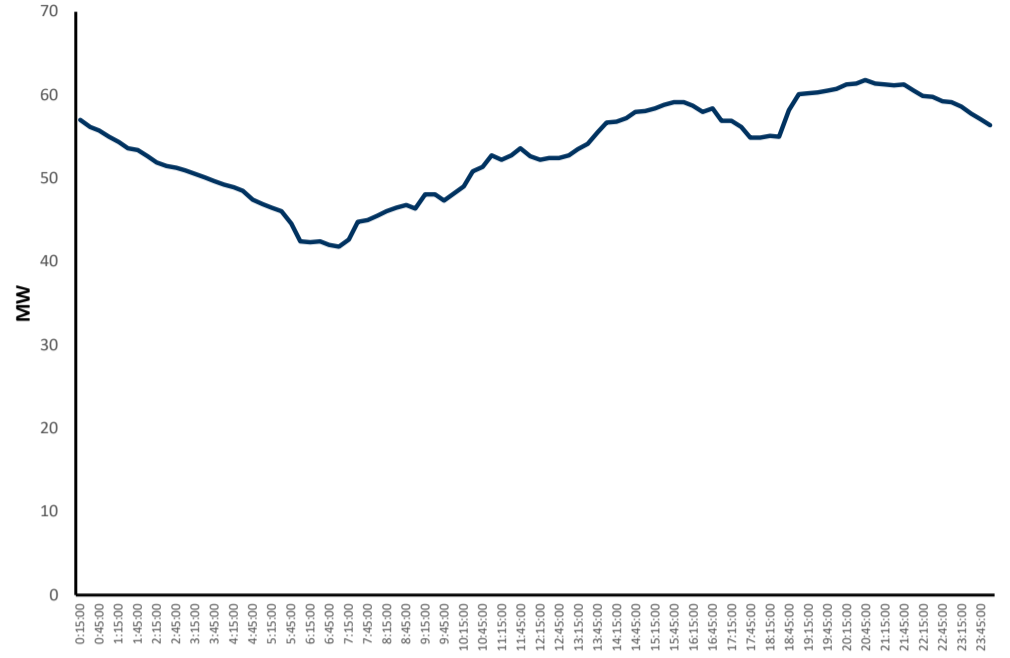
Gráfico 6. 11: Curva Típica de Carga - Progreso.

**GEEHAN**



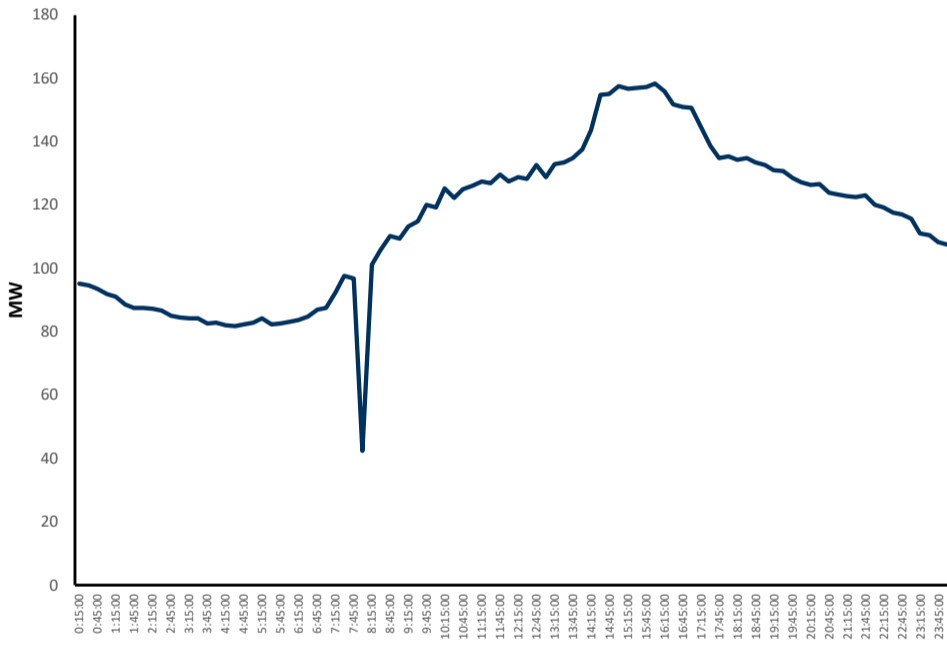
**Gráfico 6. 12 : Curva Típica de Carga - Geehan**

**24 DE DICIEMBRE**



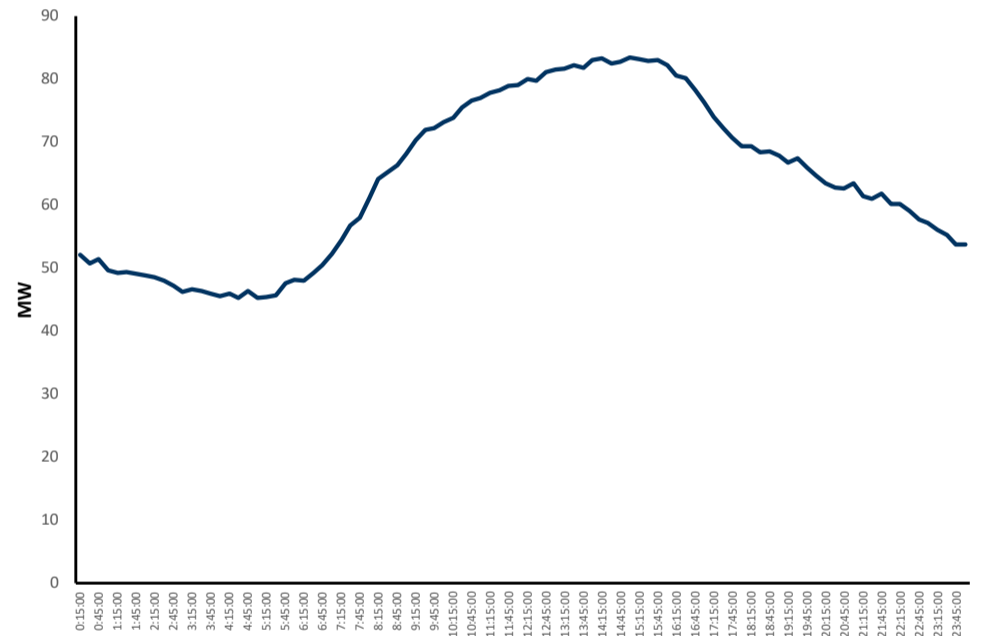
**Gráfico 6. 13 : Curva Típica de Carga - 24 de Diciembre.**

**CERRO VIENTO**



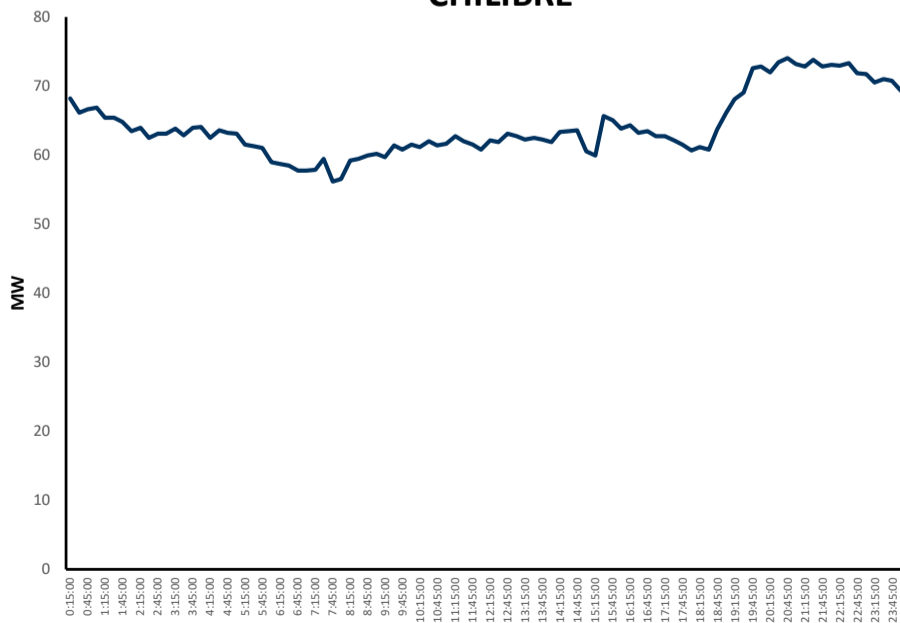
**Gráfico 6. 15 Curva Típica de Carga - Cerro Viento.**

**SANTA MARÍA**



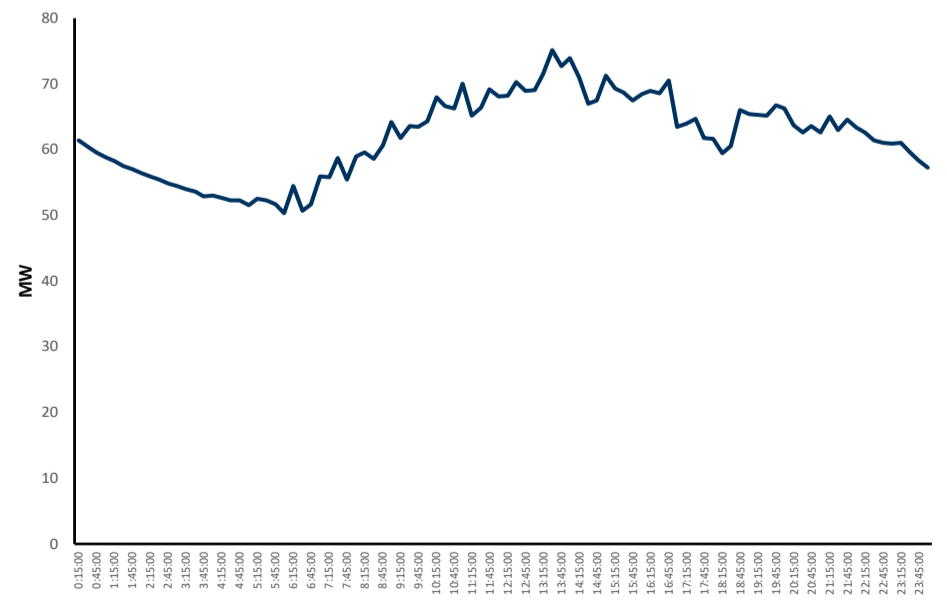
**Gráfico 6. 14 : Curva Típica de Carga - Santa María.**

**CHILIBRE**

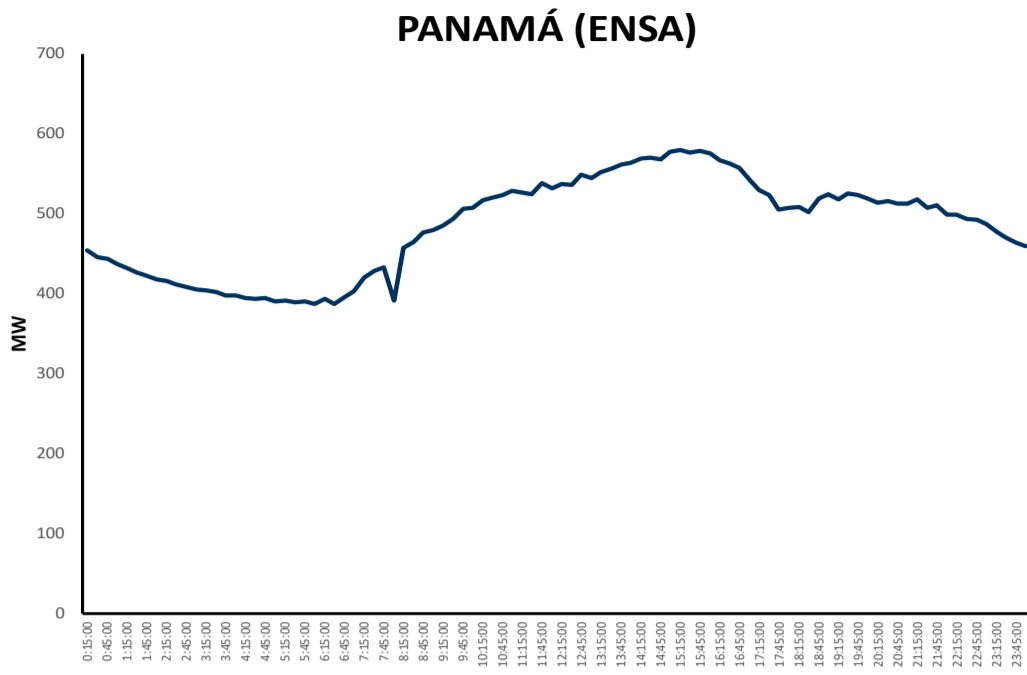


**Gráfico 6. 17 Curva Típica de Carga - Chilibre.**

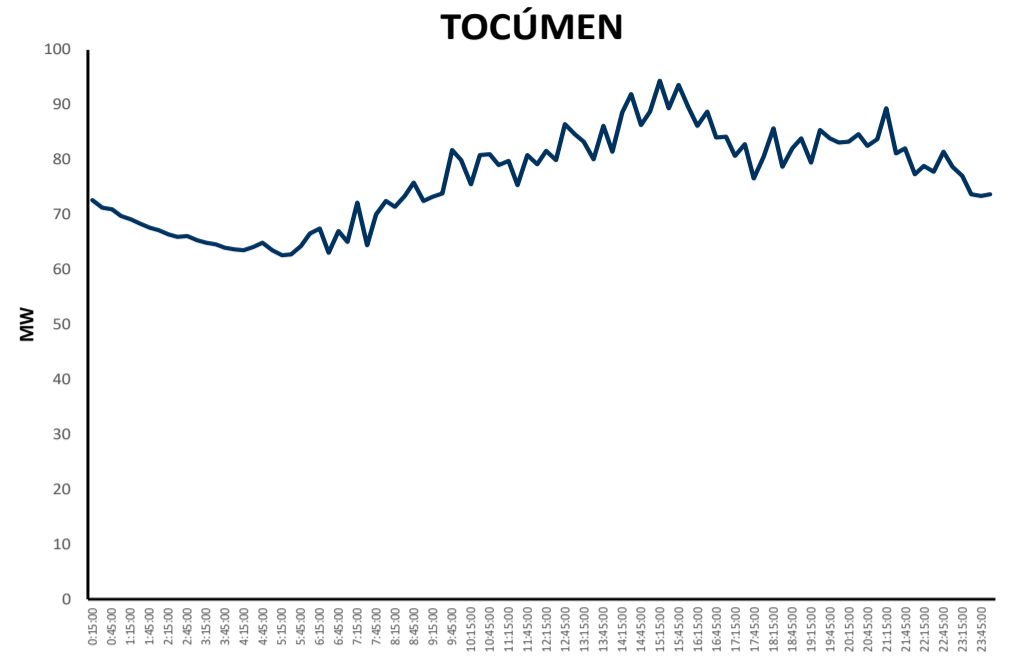
**115-9**



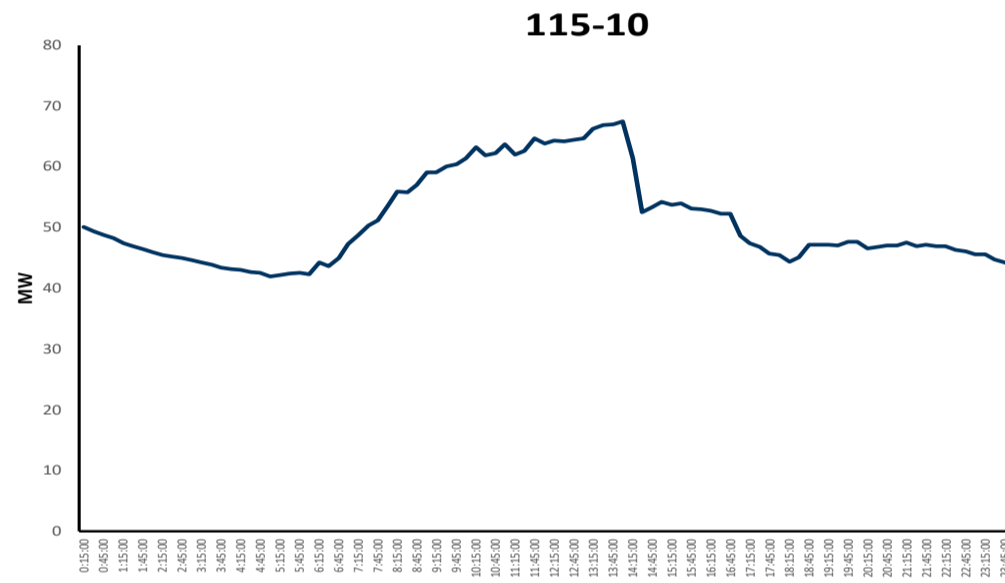
**Gráfico 6. 16 Curva Típica de Carga - Línea 115-9.**



**Gráfico 6. 18 : Curva Típica de Carga ENSA - Panamá (Provincia de Panamá - S/E Panamá, S/E Cerro Viento, S/E Geehan, S/E Tocumen, S/E Santa María y S/E 24 De Diciembre).**

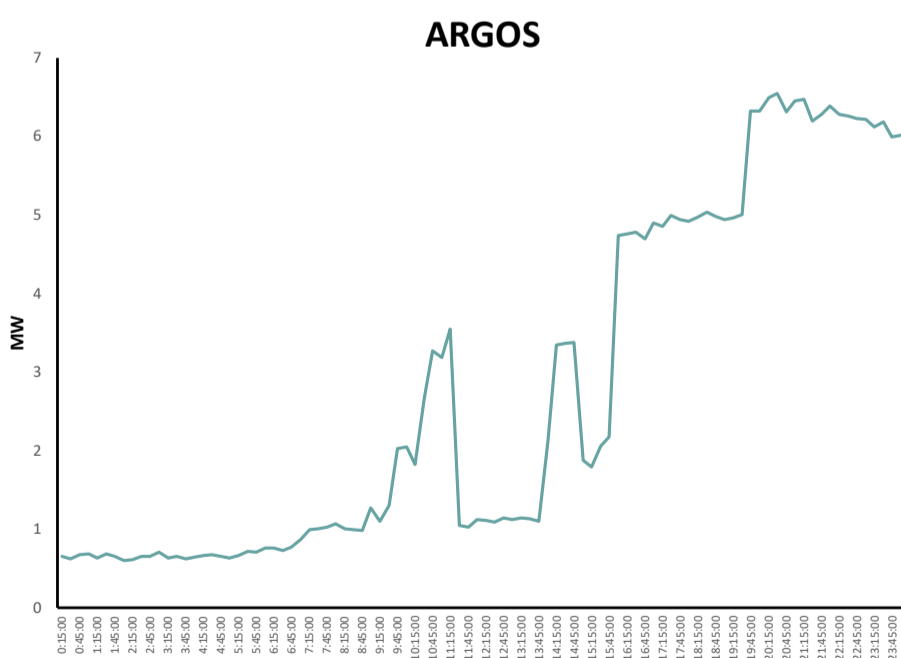


**Gráfico 6. 19 Curva Típica de Carga - Tocúmen.**

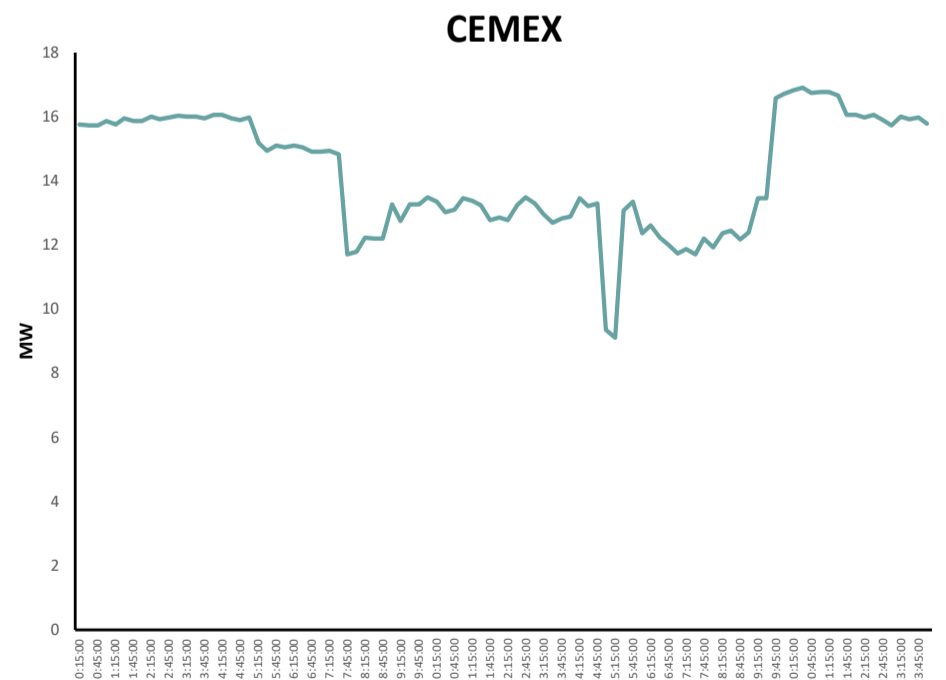


**Gráfico 6. 20 Curva Típica de Carga - Línea 115-10.**

**GRANDES USUARIOS**



**Gráfico 6. 22 : Curva Típica de Carga - ARGOS**



**Gráfico 6. 21 : Curva Típica de Carga - Cemex**



*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

07

**CAPÍTULO VII**  

---

**DESAGREGACIÓN  
POR BARRA**



*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

# CAPÍTULO 7

## DESAGREGACIÓN POR BARRA

En la siguiente página se presenta la desagregación de la Demanda Máxima de Generación, por participante consumidor y por barra, para los años 2023 - 2037. Se utilizaron las proyecciones de demanda y las expansiones planificadas por parte de los agentes distribuidores.

En		la											
PRONÓSTICO MODERADO		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>CARGA DE LAS DISTRIBUIDORAS (MW)</b>		1,829.78	1,941.43	2,051.59	2,150.06	2,278.59	2,399.35	2,509.72	2,630.19	2,732.77	2,818.80	2,915.67	3,006.00
<b>CARGA DE LAS DISTRIBUIDORAS + MINERA + ACP + PÉRDIDAS</b>		2,177.79	2,319.44	2,431.60	2,538.07	2,666.60	2,787.36	2,897.73	3,018.20	3,120.78	3,206.81	3,303.68	3,394.00
<b>ENSA</b>	<b>COD.</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032</b>	<b>2033</b>	<b>2034</b>
Tocumen	TOC	4.38%	4.50%	4.59%	4.62%	4.65%	4.35%	4.29%	4.39%	4.35%	4.34%	4.27%	4.22%
Cerro Viento	CVI	4.42%	4.45%	4.48%	4.47%	4.49%	4.39%	4.33%	4.32%	4.30%	4.31%	4.24%	4.20%
Llano Bonito	LBO13	1.35%	1.41%	1.48%	1.53%	1.60%	1.67%	1.70%	1.76%	1.81%	1.88%	1.91%	1.96%
Santa María	SMA	2.97%	3.02%	3.08%	3.09%	3.14%	3.21%	3.22%	3.27%	3.30%	3.36%	3.36%	3.39%
Monte Oscuro	MOS	3.00%	2.98%	2.98%	2.94%	2.93%	2.94%	2.88%	2.86%	2.84%	2.84%	2.79%	2.76%
Tinajitas	TIN	2.82%	2.81%	2.80%	2.77%	2.78%	2.71%	2.65%	2.63%	2.61%	2.60%	2.55%	2.52%
Geehan	GEE13	1.04%	1.11%	1.16%	1.22%	1.25%	1.29%	1.30%	1.33%	1.34%	1.36%	1.35%	1.36%
Chilibre(Incluye el IDAAN)	CHI115	2.10%	2.13%	2.16%	2.17%	2.20%	2.25%	2.25%	2.27%	2.29%	2.32%	2.32%	2.33%
Calzada Larga	CLA13.8	0.49%	0.54%	0.54%	0.54%	0.55%	0.56%	0.56%	0.56%	0.56%	0.56%	0.56%	0.55%
France Field	FF13.8	3.13%	3.22%	3.33%	3.62%	3.69%	3.77%	3.78%	3.82%	3.86%	3.29%	3.28%	3.30%
Bahía Las Minas	L.M.13B	1.02%	1.04%	1.06%	1.06%	1.08%	1.10%	1.10%	1.12%	1.13%	1.14%	1.14%	1.15%
Bahía Las Minas 44 kV (anillo 44 kV:													
carga SE COL+ SE MH)	MHOPE	1.11%	1.12%	1.14%	1.15%	1.06%	1.07%	1.05%	1.05%	1.06%	1.07%	1.05%	1.05%
24 de Diciembre	24DIC13	2.50%	2.58%	2.65%	2.69%	2.78%	2.84%	2.82%	2.83%	2.84%	2.87%	2.85%	2.85%
Nueva S/E Costa del Este	CDE	2.12%	2.17%	2.22%	2.25%	2.30%	2.35%	2.35%	2.35%	2.36%	2.38%	2.36%	2.35%
Nueva S/E Gonzalillo	GON13.8	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.07%	1.17%	1.25%	1.28%	1.30%	1.32%
Nueva S/E Cativá	CAT513	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.65%	0.66%
Nueva S/E Santa Rita	STR13	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
<b>TOTAL ENSA</b>		<b>32.45%</b>	<b>33.08%</b>	<b>33.68%</b>	<b>34.12%</b>	<b>34.52%</b>	<b>34.51%</b>	<b>35.37%</b>	<b>35.71%</b>	<b>35.89%</b>	<b>35.61%</b>	<b>35.99%</b>	<b>35.98%</b>
<b>EDEMET</b>		<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032</b>	<b>2033</b>	<b>2034</b>
Llano Sánchez 115 KV - Poci	LSA115-14	2.36%	1.71%	1.72%	1.51%	1.52%	1.54%	1.53%	1.54%	1.55%	1.57%	1.57%	1.58%
Llano Sánchez 115 KV - Arena	LSA115-13	3.32%	3.30%	3.31%	2.91%	2.93%	2.97%	2.96%	2.97%	2.99%	3.03%	3.03%	3.05%
Llano Sánchez 115 KV - Santiago	LSA115-27	3.14%	3.13%	3.13%	2.75%	2.77%	2.81%	2.80%	2.81%	2.83%	2.86%	2.87%	2.89%
Llano Sánchez 34.5 KV - Divisa	LSA34	0.31%	0.31%	0.31%	0.27%	0.27%	0.28%	0.27%	0.28%	0.28%	0.28%	0.28%	0.28%
El Higo	EHIG34	1.86%	1.86%	1.86%	1.86%	1.87%	1.90%	1.89%	1.90%	1.91%	1.93%	1.93%	1.94%
El Coco	PEN2	1.00%	0.99%	0.99%	0.99%	1.00%	1.02%	1.01%	1.02%	1.02%	1.03%	1.04%	1.04%
Chorrera	CHO34	5.16%	5.14%	5.15%	5.14%	5.18%	5.25%	5.22%	5.25%	5.28%	5.34%	5.34%	5.38%
San Francisco	SFR	4.69%	4.67%	4.68%	4.68%	4.71%	4.78%	4.75%	4.77%	4.80%	4.86%	4.86%	4.89%
Locería	LOC	4.30%	4.28%	4.29%	4.29%	4.32%	4.38%	4.35%	4.38%	4.40%	4.45%	4.45%	4.49%
Marañón	MAR	3.81%	3.80%	3.81%	3.81%	3.84%	3.89%	3.87%	3.89%	3.92%	3.96%	3.97%	4.00%
Centro Bancario	CBA	3.47%	3.46%	3.47%	3.47%	3.49%	3.54%	3.52%	3.54%	3.57%	3.61%	3.61%	3.64%
Burunga	BUR34	2.63%	2.62%	3.25%	3.25%	3.28%	3.32%	3.30%	3.32%	3.34%	3.39%	3.39%	3.42%
El Torno	TOR13.8	0.92%	0.92%	0.92%	0.92%	0.93%	0.94%	0.94%	0.94%	0.95%	0.96%	0.96%	0.97%
Nueva S/E Bella Vista	BV113	1.43%	1.43%	1.43%	1.43%	1.44%	1.47%	1.46%	1.46%	1.48%	1.50%	1.51%	1.52%
Nueva S/E La Floresta	FLO13.8	0.00%	0.57%	0.57%	0.57%	0.57%	0.58%	0.57%	0.58%	0.58%	0.59%	0.59%	0.59%
Nueva S/E Santiago 2	STG234	0.00%	0.00%	0.00%	1.03%	1.04%	1.05%	1.04%	1.05%	1.06%	1.07%	1.07%	1.08%
<b>TOTAL EDEMET</b>		<b>38.40%</b>	<b>38.18%</b>	<b>38.90%</b>	<b>38.86%</b>	<b>39.17%</b>	<b>39.70%</b>	<b>39.49%</b>	<b>39.70%</b>	<b>39.95%</b>	<b>40.43%</b>	<b>40.46%</b>	<b>40.75%</b>

Tabla 7. 1 y la Tabla 7. 2 mostradas a continuación, se presentan los datos en forma de porcentajes. Estos se obtienen en base a la Carga Total de las Distribuidoras que



se ubica en la parte superior de la tabla, incluyendo las pérdidas y los consumos de ACP y Minera Panamá.

<b>PRONÓSTICO MODERADO</b>		<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032</b>	<b>2033</b>	<b>2034</b>	<b>2035</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>	<b>2038</b>
<b>CARGA DE LAS DISTRIBUIDORAS (MW)</b>		1,829.78	1,941.43	2,051.59	2,150.06	2,278.59	2,399.35	2,509.72	2,630.19	2,732.77	2,818.80	2,915.67	3,006.05	3,124.61	3,228.78	3,314.49	3,475.04
<b>CARGA DE LAS DISTRIBUIDORAS + MINERA + ACP + PÉRDIDAS</b>		2,177.79	2,319.44	2,431.60	2,538.07	2,666.60	2,787.36	2,897.73	3,018.20	3,120.78	3,206.81	3,303.68	3,394.06	3,512.62	3,616.79	3,702.50	3,863.05

<b>ENSA</b>	<b>COD.</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032</b>	<b>2033</b>	<b>2034</b>	<b>2035</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>	<b>2038</b>
Tocumen	TOC	4.38%	4.50%	4.59%	4.62%	4.65%	4.35%	4.29%	4.39%	4.35%	4.34%	4.27%	4.22%	4.18%	4.14%	4.10%	4.06%
Cerro Viento	CVI	4.42%	4.45%	4.48%	4.47%	4.49%	4.39%	4.33%	4.32%	4.30%	4.31%	4.24%	4.20%	4.16%	4.12%	4.08%	4.04%
Llano Bonito	LBO13	1.35%	1.41%	1.48%	1.53%	1.60%	1.67%	1.70%	1.76%	1.81%	1.88%	1.91%	1.96%	2.00%	2.04%	2.08%	2.12%
Santa María	SMA	2.97%	3.02%	3.08%	3.09%	3.14%	3.21%	3.22%	3.27%	3.30%	3.36%	3.36%	3.39%	3.41%	3.42%	3.42%	3.41%
Monte Oscuro	MOS	3.00%	2.98%	2.98%	2.94%	2.93%	2.94%	2.88%	2.86%	2.84%	2.84%	2.79%	2.76%	2.73%	2.71%	2.68%	2.65%
Tinajitas	TIN	2.82%	2.81%	2.80%	2.77%	2.78%	2.71%	2.65%	2.63%	2.61%	2.60%	2.55%	2.52%	2.50%	2.47%	2.44%	2.42%
Geehan	GEE13	1.04%	1.11%	1.16%	1.22%	1.25%	1.29%	1.30%	1.33%	1.34%	1.36%	1.35%	1.36%	1.37%	1.37%	1.37%	1.36%
Chilibre(Incluye el IDAAN)	CHI115	2.10%	2.13%	2.16%	2.17%	2.20%	2.25%	2.25%	2.27%	2.29%	2.32%	2.32%	2.33%	2.34%	2.35%	2.36%	2.37%
Calzada Larga	CLA13.8	0.49%	0.54%	0.54%	0.54%	0.55%	0.56%	0.56%	0.56%	0.56%	0.56%	0.56%	0.55%	0.55%	0.55%	0.55%	0.54%
France Field	FF13.8	3.13%	3.22%	3.33%	3.62%	3.69%	3.77%	3.78%	3.82%	3.86%	3.29%	3.28%	3.30%	3.32%	3.34%	3.36%	3.37%
Bahía Las Minas	L.M.13B	1.02%	1.04%	1.06%	1.06%	1.08%	1.10%	1.10%	1.12%	1.13%	1.14%	1.14%	1.15%	1.16%	1.16%	1.17%	1.17%
Bahía Las Minas 44 kV (anillo 44 kV: carga SE COL+ SE MH)		MHOPE	1.11%	1.12%	1.14%	1.15%	1.06%	1.07%	1.05%	1.05%	1.06%	1.07%	1.05%	1.05%	1.04%	1.03%	1.02%
24 de Diciembre	24DIC13	2.50%	2.58%	2.65%	2.69%	2.78%	2.84%	2.82%	2.83%	2.84%	2.87%	2.85%	2.85%	2.86%	2.86%	2.86%	2.86%
Nueva S/E Costa del Este	CDE	2.12%	2.17%	2.22%	2.25%	2.30%	2.35%	2.35%	2.35%	2.36%	2.38%	2.36%	2.35%	2.35%	2.35%	2.34%	2.34%
Nueva S/E Gonzalillo	GON13.8	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.07%	1.17%	1.25%	1.28%	1.30%	1.32%	1.35%	1.37%	1.39%	1.41%
Nueva S/E Cativá	CAT513	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.65%	0.66%	0.67%	0.67%	0.68%	0.69%
Nueva S/E Santa Rita	STR13	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
<b>TOTAL ENSA</b>		<b>32.45%</b>	<b>33.08%</b>	<b>33.68%</b>	<b>34.12%</b>	<b>34.52%</b>	<b>34.51%</b>	<b>35.37%</b>	<b>35.71%</b>	<b>35.89%</b>	<b>35.61%</b>	<b>35.99%</b>	<b>35.98%</b>	<b>35.98%</b>	<b>35.95%</b>	<b>35.90%</b>	<b>35.85%</b>

<b>EDEMET</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032</b>	<b>2033</b>	<b>2034</b>	<b>2035</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>	<b>2038</b>	
Llano Sánchez 115 KV - Poci	LSA115-14	2.36%	1.71%	1.72%	1.51%	1.52%	1.54%	1.53%	1.54%	1.55%	1.57%	1.57%	1.58%	1.60%	1.61%	1.62%	1.64%
Llano Sánchez 115 KV - Arena	LSA115-13	3.32%	3.30%	3.31%	2.91%	2.93%	2.97%	2.96%	2.97%	2.99%	3.03%	3.03%	3.05%	3.08%	3.11%	3.13%	3.16%
Llano Sánchez 115 KV - Santiago	LSA115-27	3.14%	3.13%	3.13%	2.75%	2.77%	2.81%	2.80%	2.81%	2.83%	2.86%	2.87%	2.89%	2.91%	2.94%	2.96%	2.99%
Llano Sánchez 34.5 KV - Divisa	LSA34	0.31%	0.31%	0.31%	0.27%	0.27%	0.28%	0.27%	0.28%	0.28%	0.28%	0.28%	0.28%	0.29%	0.29%	0.29%	0.29%
El Higo	EHIG34	1.86%	1.86%	1.86%	1.86%	1.87%	1.90%	1.89%	1.90%	1.91%	1.93%	1.93%	1.94%	1.96%	1.98%	1.99%	2.01%
El Coco	PEN2	1.00%	0.99%	0.99%	0.99%	1.00%	1.02%	1.01%	1.02%	1.03%	1.04%	1.04%	1.05%	1.06%	1.07%	1.08%	1.08%
Chorrera	CHO34	5.16%	5.14%	5.15%	5.14%	5.18%	5.25%	5.22%	5.25%	5.28%	5.34%	5.34%	5.38%	5.43%	5.47%	5.50%	5.56%
San Francisco	SFR	4.69%	4.67%	4.68%	4.68%	4.71%	4.78%	4.75%	4.77%	4.80%	4.86%	4.86%	4.89%	4.94%	4.98%	5.01%	5.06%
Locería	LOC	4.30%	4.28%	4.29%	4.29%	4.32%	4.38%	4.35%	4.38%	4.40%	4.45%	4.45%	4.49%	4.53%	4.56%	4.59%	4.64%
Marañón	MAR	3.81%	3.80%	3.81%	3.81%	3.84%	3.89%	3.87%	3.89%	3.92%	3.96%	3.97%	4.00%	4.03%	4.07%	4.09%	4.14%
Centro Bancario	CBA	3.47%	3.46%	3.47%	3.47%	3.49%	3.54%	3.52%	3.54%	3.57%	3.61%	3.61%	3.64%	3.67%	3.70%	3.73%	3.77%
Burunga	BUR34	2.63%	2.62%	3.25%	3.25%	3.28%	3.32%	3.30%	3.32%	3.34%	3.39%	3.39%	3.42%	3.45%	3.47%	3.50%	3.54%
El Torno	TOR13.8	0.92%	0.92%	0.92%	0.92%	0.93%	0.94%	0.94%	0.94%	0.95%	0.96%	0.96%	0.97%	0.98%	0.98%	0.99%	1.00%
Nueva S/E Bella Vista	BVI13	1.43%	1.43%	1.43%	1.43%	1.44%	1.47%	1.46%	1.46%	1.48%	1.50%	1.51%	1.52%	1.54%	1.55%	1.57%	1.59%
Nueva S/E La Floresta	FLO13.8	0.00%	0.57%	0.57%	0.57%	0.57%	0.58%	0.57%	0.58%	0.58%	0.59%	0.59%	0.59%	0.59%	0.60%	0.60%	0.61%
Nueva S/E Santiago 2	STG234	0.00%	0.00%	0.00%	1.03%	1.04%	1.05%	1.04%	1.05%	1.06%	1.07%	1.07%	1.08%	1.09%	1.10%	1.10%	1.12%
<b>TOTAL EDEMET</b>		<b>38.40%</b>	<b>38.18%</b>	<b>38.90%</b>	<b>38.86%</b>	<b>39.17%</b>	<b>39.70%</b>	<b>39.49%</b>	<b>39.70%</b>	<b>39.95%</b>	<b>40.43%</b>	<b>40.46%</b>	<b>40.75%</b>	<b>41.14%</b>	<b>41.47%</b>	<b>41.74%</b>	<b>42.20%</b>

**Tabla 7. 1 Desagregación por Barra (Parte 1).**

<b>EDEMET (SERVICIO B)</b>		<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032</b>	<b>2033</b>	<b>2034</b>	<b>2035</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>	<b>2038</b>
Miraflores	MIR44	2.02%	1.45%	0.85%	0.84%	0.85%	0.86%	0.86%	0.87%	0.87%	0.89%	0.89%	0.90%	0.91%	0.91%	0.92%	0.93%
Balboa	BAL44	0.66%	0.66%	0.65%	0.65%	0.66%	0.67%	0.66%	0.66%	0.67%	0.68%	0.67%	0.68%	0.68%	0.69%	0.69%	0.70%
Summit	SUM44	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%
Gamboa	GAM2	0.04%	0.04%	0.04%	0.04%	0.04%	0.04%	0.04%	0.04%	0.04%	0.04%	0.04%	0.04%	0.04%	0.04%	0.04%	0.04%
Howard	HOW12	0.74%	0.74%	0.12%	0.12%	0.12%	0.12%	0.12%	0.12%	0.13%	0.12%	0.12%	0.12%	0.13%	0.13%	0.13%	0.13%
Nueva S/E Howard 115 KV	HOW115	0.00%	0.00%	0.62%	0.62%	0.63%	0.64%	0.63%	0.64%	0.64%	0.65%	0.65%	0.66%	0.66%	0.67%	0.67%	0.68%
<b>TOTAL SERVICIO B</b>		<b>3.52%</b>	<b>2.94%</b>	<b>2.33%</b>	<b>2.33%</b>	<b>2.36%</b>	<b>2.39%</b>	<b>2.38%</b>	<b>2.39%</b>	<b>2.40%</b>	<b>2.44%</b>	<b>2.44%</b>	<b>2.46%</b>	<b>2.48%</b>	<b>2.49%</b>	<b>2.52%</b>	<b>2.54%</b>
<b>EDECHI</b>		<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032</b>	<b>2033</b>	<b>2034</b>	<b>2035</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>	<b>2038</b>
Caldera 115 KV	CAL115	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Progreso 34.5 KV	PRO34-41	0.62%	0.61%	0.62%	0.61%	0.62%	0.63%	0.62%	0.63%	0.63%	0.64%	0.63%	0.63%	0.63%	0.64%	0.64%	0.64%
	PRO34-42	0.47%	0.47%	0.47%	0.47%	0.48%	0.48%	0.48%	0.48%	0.48%	0.49%	0.48%	0.49%	0.49%	0.49%	0.49%	0.49%
Progreso 115 KV	PRO115	0.01%	0.01%	0.01%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Mata de Nance 34.5 KV - Chiriqui	MDN34-9	0.26%	0.26%	0.23%	0.23%	0.23%	0.24%	0.23%	0.23%	0.23%	0.24%	0.24%	0.24%	0.24%	0.24%	0.24%	0.24%
Mata de Nance 34.5 KV - Valbuena	MDN34-10	1.41%	1.39%	1.24%	1.24%	1.25%	1.27%	1.25%	1.26%	1.26%	1.28%	1.27%	1.28%	1.28%	1.28%	1.29%	1.29%
Mata de Nance 34.5 KV - David	MDN34-11	0.99%	0.98%	0.87%	0.87%	0.88%	0.89%	0.88%	0.88%	0.89%	0.90%	0.90%	0.90%	0.90%	0.90%	0.91%	0.91%
Mata de Nance 34.5 KV - Tijera	MDN34-15	1.28%	1.27%	1.13%	1.13%	1.14%	1.16%	1.14%	1.14%	1.15%	1.16%	1.16%	1.16%	1.16%	1.17%	1.17%	1.18%
San Cristobal	SAC34	1.00%	1.00%	0.99%	0.99%	1.00%	1.01%	1.01%	1.01%	1.01%	1.02%	1.02%	1.02%	1.02%	1.03%	1.03%	1.03%
Cañazas (PTP)	CAN34	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%
Changuinola + Isla Colon	CHA34	1.16%	1.15%	1.15%	1.15%	1.16%	1.18%	1.17%	1.17%	1.17%	1.19%	1.18%	1.19%	1.19%	1.19%	1.20%	1.20%
Boqueron III	BOQ34	0.69%	0.69%	0.69%	0.69%	0.69%	0.71%	0.70%	0.70%	0.71%	0.71%	0.71%	0.71%	0.71%	0.71%	0.72%	0.72%
Veladero	VEL34	0.00%	0.00%	0.47%	0.47%	0.47%	0.48%	0.47%	0.47%	0.48%	0.48%	0.48%	0.48%	0.48%	0.48%	0.49%	0.49%
Boqueron IV	BOQ4	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Charco Azul	CHZ34	0.00%	0.00%	0.00%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%
<b>TOTAL EDECHI</b>		<b>7.99%</b>	<b>7.93%</b>	<b>7.96%</b>	<b>7.94%</b>	<b>8.02%</b>	<b>8.15%</b>	<b>8.07%</b>	<b>8.08%</b>	<b>8.10%</b>	<b>8.21%</b>	<b>8.17%</b>	<b>8.18%</b>	<b>8.20%</b>	<b>8.24%</b>	<b>8.27%</b>	<b>8.30%</b>
<b>GRANDES CLINETES</b>		<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032</b>	<b>2033</b>	<b>2034</b>	<b>2035</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>	<b>2038</b>
Argos	CPA115	0.33%	0.31%	0.30%	0.28%	0.27%	0.26%	0.26%	0.25%	0.24%	0.25%	0.26%	0.26%	0.25%	0.25%	0.24%	0.23%
Cemex	CEMEX	0.96%	0.91%	0.87%	0.84%	0.81%	0.78%	0.76%	0.74%	0.72%	0.71%	0.69%	0.68%	0.67%	0.65%	0.64%	0.63%
Manzanillo International Terminal	MIT	0.37%	0.35%	0.34%	0.32%	0.31%	0.29%	0.28%	0.27%	0.26%	0.25%	0.25%	0.24%	0.23%	0.23%	0.22%	0.21%
Minera Panama	BOT34	14.64%	15.04%	14.43%	14.14%	13.46%	12.87%	12.38%	11.89%	11.50%	11.19%	10.86%	10.57%	10.21%	9.92%	9.69%	9.29%
ACP	ACP	1.34%	1.26%	1.20%	1.15%	1.10%	1.05%	1.01%	0.97%	0.94%	0.91%	0.88%	0.86%	0.83%	0.81%	0.79%	0.76%

**Tabla 7. 2 Desagregación por Barra (Parte 2).**



*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

08

# CAPÍTULO VIII

---

ESTÁNDARES  
TECNOLÓGICOS Y  
COSTOS DE TRANSMISIÓN



*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

## CAPÍTULO 8

# ESTÁNDARES TECNOLÓGICOS Y COSTOS DE TRANSMISIÓN

## INTRODUCCIÓN

En todo proceso de planeamiento de un sistema eléctrico, es evidente que al momento de plantear o proponer variantes o alternativas se consideran ciertos criterios predefinidos en lo que se refiere al tipo de instalación que se propone (tecnología, tipos constructivos, materiales, etc.); en todos los casos adaptados a las características del sistema bajo análisis.

Por tal motivo, nace la necesidad de definir para el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión ciertos criterios constructivos que presuponen un análisis técnico-económico previo en función de variables asociadas al mercado y a la ubicación física de la obra (densidad de carga, calidad de servicio, nivel de contaminación, aspectos ambientales, etc.).

El objetivo de los estudios de planeamiento de mediano y largo plazo es determinar la alternativa óptima de expansión, y por lo tanto es relevante contar con los costos que

adecuadamente valoricen las diferencias entre alternativas. Adicionalmente, como se requiere incluir los costos en un esquema tarifario, resulta necesario determinar los costos de las instalaciones lo más cercano posible a su valor real de mercado.

Esta condición también impone, considerar en un mayor detalle los elementos de costos que intervienen en las obras planteadas; contemplando todos los ítems y considerando los gastos que se efectúen hasta su operación comercial.

A raíz de estas consideraciones, el informe presentado a continuación muestra de forma detallada y descriptiva dentro de sus secciones los últimos criterios tecnológicos utilizados en las líneas y las subestaciones para cumplir con los estándares de calidad y suministro y las metodologías utilizadas en el cálculo de los costos de componentes de transmisión.

## CRITERIOS TECNOLÓGICOS GENERALES

*Esta sección tiene como finalidad señalar aquellos criterios a utilizar en las instalaciones que se propongan para la expansión del sistema de transmisión, tomando en consideración las características del sistema actualmente en operación.*

### LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

#### Generalidades

El Sistema de Transmisión Eléctrica de Panamá, Propiedad de ETESA, está conformado por líneas de transmisión que operan a voltajes de 230 kV y 115 kV. Actualmente, la longitud total de líneas de transmisión a nivel de 230 kV es de 2,710.43 km, divididas en 2,615.85 km en líneas de doble circuito y 94.58 km en líneas de circuito sencillo. Por su parte, la longitud total de líneas de transmisión a nivel de 115 kV es de 307.70 km, divididas en 267.80 km en líneas de doble circuito y 39.90 km en líneas de circuito sencillo.

#### Tipos De Conductores

El crecimiento de la demanda eléctrica, la ubicación del potencial hídrico, la alta humedad asociada al clima tropical lluvioso, el sistema existente y la estrechez de nuestro país aunada a su posición costera, involucra que en el diseño de las líneas de transmisión se contemplen factores como el mayor transporte debido al desarrollo de nuevas centrales de generación, los efectos de la temperatura en los conductores, la flexibilidad y óptimo acople de nuevas tecnologías con el sistema existente y la susceptibilidad de los conductores al efecto de la corrosión salina, la longitud de la línea, las características de la carga, entre otros.





A partir de diversos estudios realizados, ETESA ha implementado para las líneas de transmisión de 230 KV y 115KV el conductor ACAR - Conductor de Aluminio Reforzado con Aleación de Aluminio - 1200kcmil (24/13), el conductor ACAR 750 kcmil (18/19) y el conductor ACSR/AW - Conductor de Aluminio Reforzado con Acero Revestido de Aluminio - 636 kcmil (26/7), GROSBEAK/AW,

respectivamente. En los últimos años se ha incluido la utilización de consultores de alta temperatura de operación, como el 605 kcmil ACSS y el 713 kcmil ACCC.

En el Anexo Tomo I - 4 de este capítulo se detallan los criterios básicos generales para la selección óptima del conductor que garantizan la optimización de los conductores.

## Estructuras

Varias familias de estructuras han sido consideradas para cubrir los requerimientos de las líneas de transmisión de ETESA, incluyendo estructuras de diversos tipos constructivos para uno y dos circuitos. Las estructuras de acero galvanizados, auto soportantes, con silueta del tipo

tronco-piramidal y de base cuadrada son las de mayor aplicación en Panamá.

La nueva tendencia en el diseño de las líneas, respecto a las estructuras a utilizar, estipula considerar ciertos aspectos como lo son:



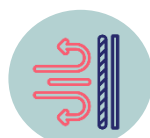
### OPTIMIZACIÓN

La eficiencia mecánica de la estructura y el aspecto económico.



### PESO

Las cargas mecánicas y la altura de la estructura.



### ESFUERZOS MECÁNICOS

Modelado de los datos de viento y determinación de la velocidad de viento.



### PERFIL TOPOGRÁFICO

La ubicación de las estructuras en el terreno

## CONSIDERACIONES DEL TERRENO

- ✓ Distancias de seguridad verticales para las condiciones de potencia máxima y de emergencia.
  - ✓ Distancias laterales de seguridad y el límite de la franja de servidumbre.
  - ✓ Separación entre líneas en el tramo de paralelismo.
  - ✓ Características de aplicación geométrica de las estructuras: ángulo en la línea, vanos adyacentes, alturas.
- ✓ Distancias eléctricas en la estructura: ángulos de balance de la cadena, ángulo de salida de la grapa del conductor.
  - ✓ Límites de ángulo de inclinación del conductor e hilos de guarda en la salida de la grapa.
  - ✓ Mejor ubicación de cada estructura con confirmación a través de inspección de campo.
  - ✓ Cargas mecánicas de las cadenas de aisladores

## Aislamientos de las Líneas

A partir de las características electromecánicas de los aisladores, ETESA ha implementado en sus líneas de transmisión aisladores de porcelana o vidrio ANSI 52-5 ó ANSI 52-3 para los voltajes correspondientes a 230 KV y 115 KV, respectivamente, con la única variante en la cantidad de aisladores. Para las líneas en 500 KV, se está considerando utilizar aisladores de vidrio templado ANSI 52-5 , ANSI 52 -8 y ANSI 52 -11.

Cabe mencionar que recientemente se ha utilizado la tecnología de polímero en áreas urbanas con limitaciones de servidumbre debido a la flexibilidad de su estructura en relación al tamaño del aislador y su mejor comportamiento con el problema de la contaminación.



## Herrajes y Accesorios

Existe una gran variedad de herrajes y accesorios que pueden ser usados en las líneas de transmisión. Su selección

dependerá principalmente de los siguientes factores:



### EN ETESA

Se normalizó la utilización de los herrajes largos denominados "herrajes para el mantenimiento de línea en caliente".

## Hilo de Guarda

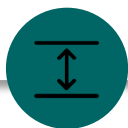
La finalidad básica de los hilos de guarda de una línea de transmisión es la protección de los conductores contra la incidencia directa de descargas atmosféricas (rayos). Como función secundaria, los hilos de guarda deben servir de retorno para las corrientes de secuencia cero durante la operación normal y, especialmente, durante las fallas fase-tierra. Debido a

este último efecto, su influencia se hace sentir de forma tajante, en el dimensionamiento de las mallas de tierra de subestaciones, ya que la parte de corriente de retorno por los hilos de guarda, en el primer vano adyacente a la subestación, aliviará la malla de tierra, resultando en menores tensiones de paso y toque.

Adecuado ángulo de protección entre hilo de guarda y conductor



Adecuada distancia entre el conductor más alto y el hilo de guarda en el vano medio



Buena resistencia mecánica y ser resistente a la corrosión



### REQUISITOS MÍNIMOS DE DISEÑO

#### EN ETESA



Acero Revestido de Aluminio, muy comúnmente utilizado en las actuales líneas de transmisión, y denominado Alumoweld (marca registrada de Copperweld).

### Hilo de Guarda OPGW - Optical Power Ground Wire

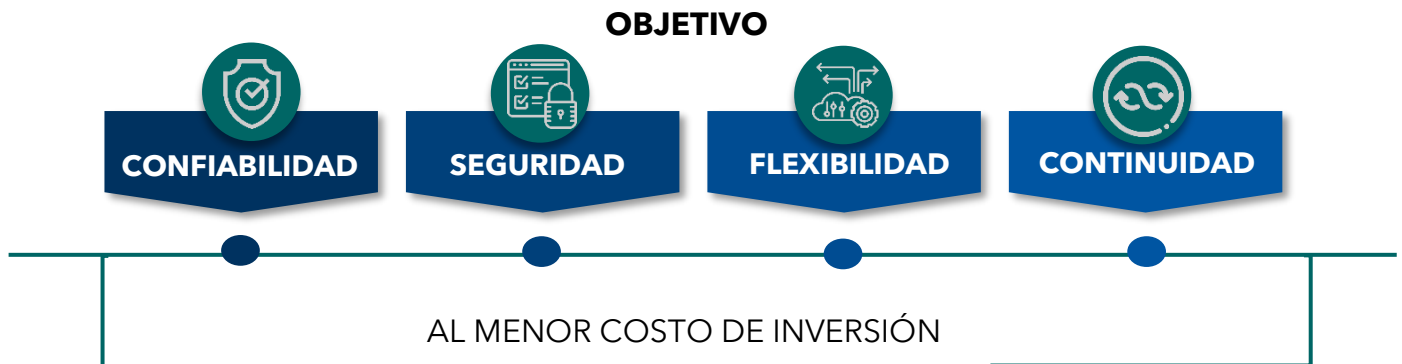
La nueva tendencia en la selección de un hilo de guarda implica que el mismo, además de cumplir con sus funciones tradicionales, pueda abrir un compás en la búsqueda de nuevos focos que aseguren la confiabilidad y seguridad de la operación del sistema tales como comunicación, datos, tele protección, tele comandos, etc.

Y es por tal motivo que recientemente, ETESA ha incorporado dentro de sus proyectos el hilo de guarda OPGW, el cual, tiene el doble propósito de proveer las características físicas y eléctricas del hilo de guarda convencional y al mismo tiempo proveer las propiedades de transmisión de datos y comunicación a través de la fibra óptica

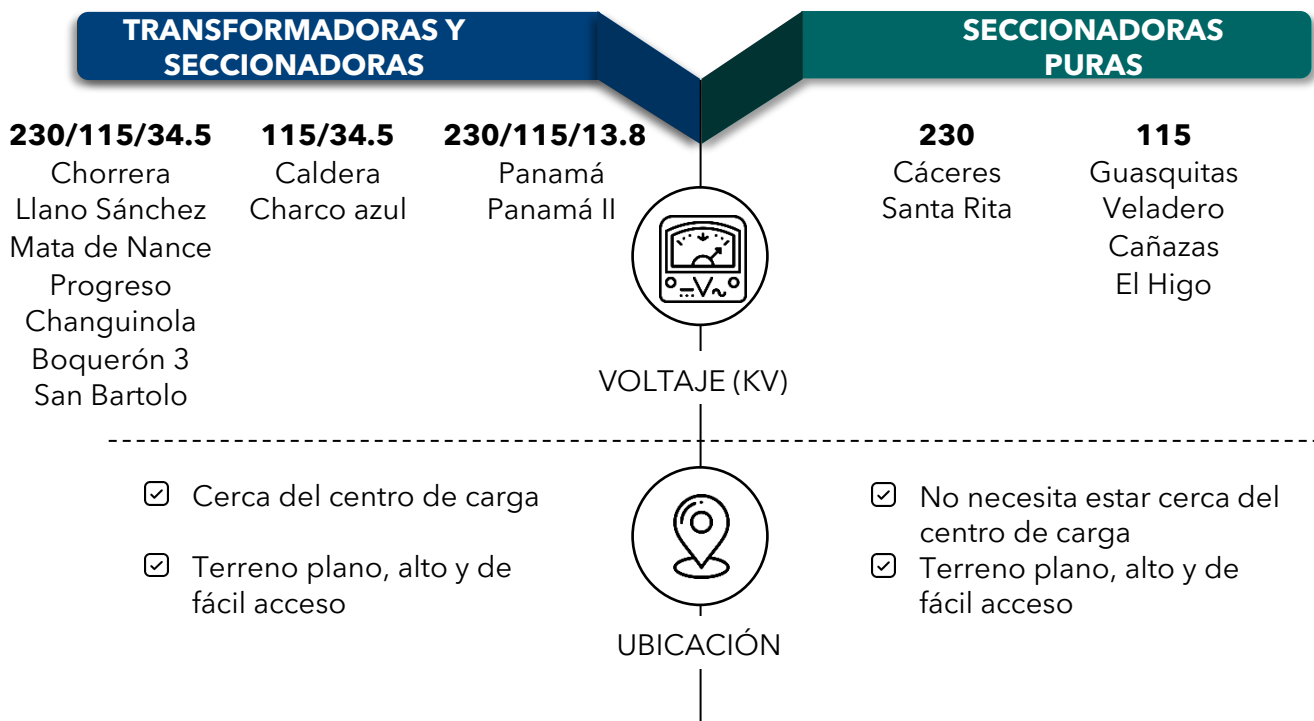
## SUBESTACIONES

### Generalidades

Como parte integral del sistema de transmisión, las subestaciones funcionan como un punto de conexión y/o transformación para las líneas de transmisión, los alimentadores de sub-transmisión, las plantas de generación y los transformadores de elevación y reducción.

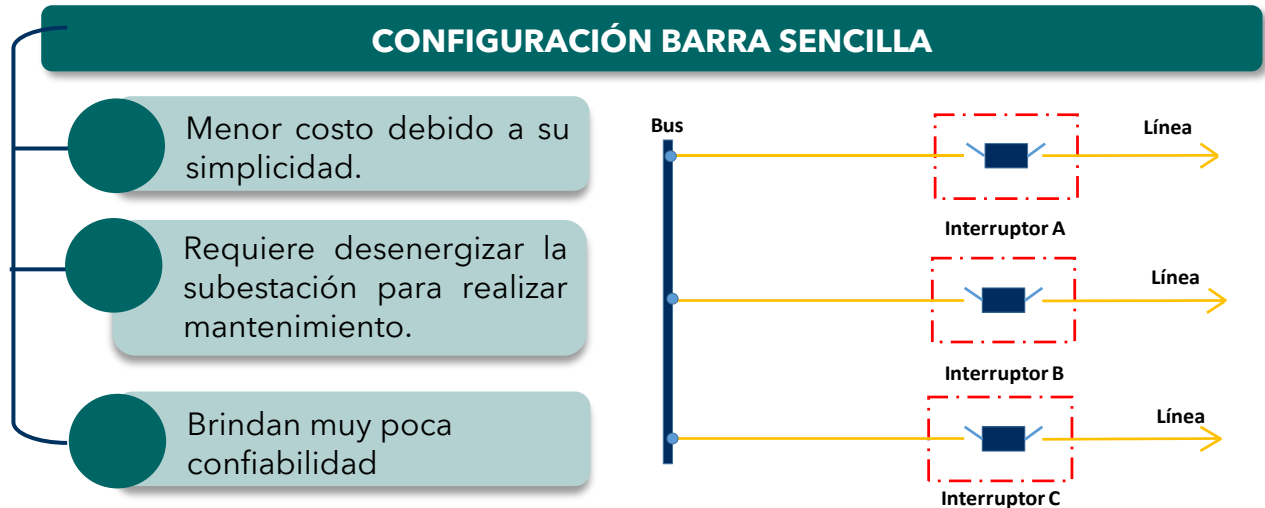


### SUBESTACIONES EN PANAMÁ



## Configuración del Sistema

La selección de la configuración del sistema determina el arreglo eléctrico y físico del equipo electromecánico y de la subestación tomando en cuenta, factores como la confiabilidad, la economía, seguridad y simplicidad del sistema.

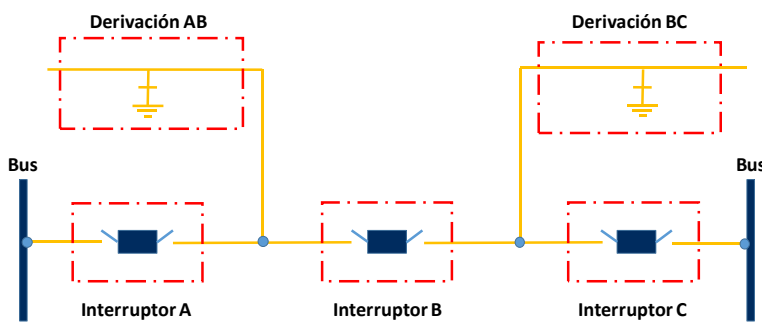


**Figura 0.1: Configuración Barra sencilla.**

EN ETESA

Subestación de Charco Azul y el patio de 34.5 KV de la Subestación Llano Sánchez.

CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO



**Figura 0.2: Configuración Interupción y medio.**

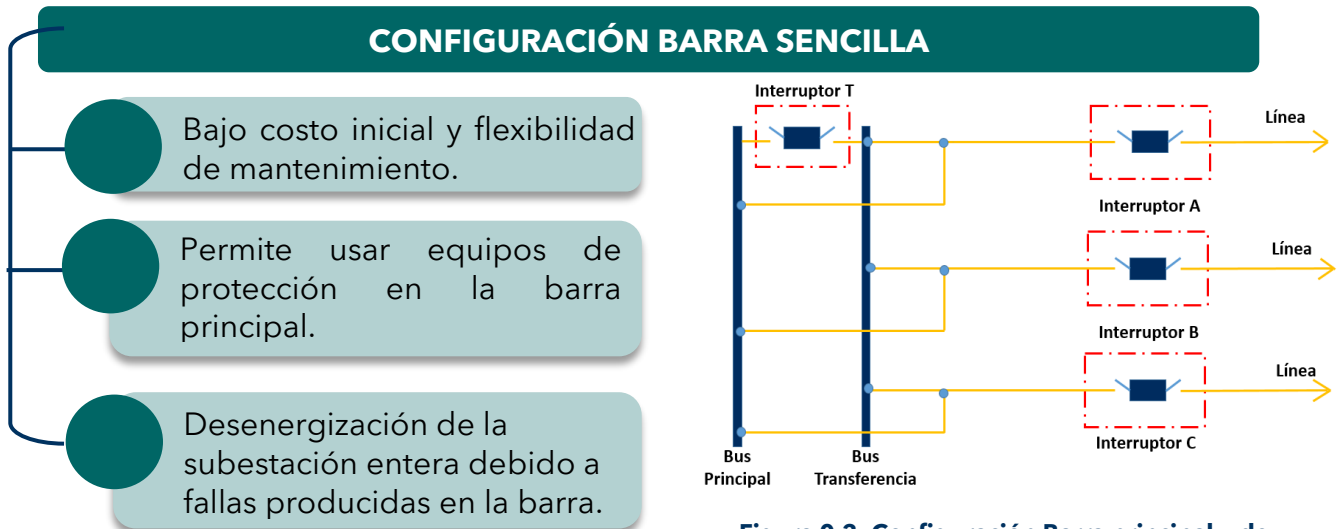
Configuración más comúnmente utilizada.

Brinda flexibilidad, confiabilidad y posibilidad de transferir carga.

Mayor costo debido a la necesidad de más equipo.

EN ETESA

Todos los patios de 230, 115 y 34.5 KV de las distintas subestaciones, a excepción del patio de 34.5 KV la S/E Llano Sánchez y la S/E Charco Azul.









**Figura 0.3: Configuración Barra principal y de transferencia.**

**EN ETESA**

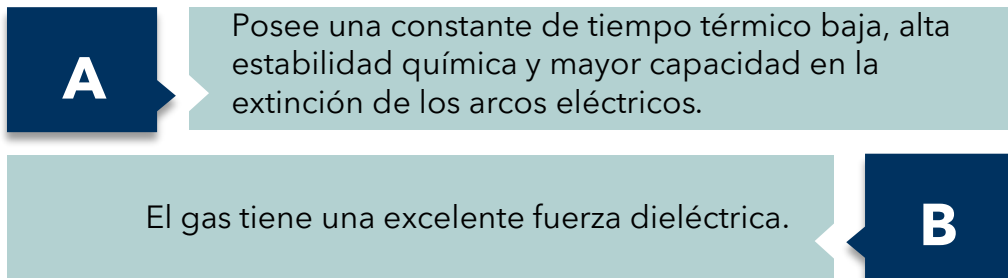
La única subestación que cuenta con este tipo de esquema es la Subestación Cáceres.

## Tipos de Interruptores

### TECNOLOGÍA GAS SF6

 <p>Menor posibilidad de contaminación ambiental.</p>	 <p>Menor costo de obras civiles.</p>	 <p>Facilidad de transporte.</p>	 <p>Menor tiempo de instalación.</p>	 <p>Más económicos.</p>	 <p>Requiere mantenimientos menores.</p>
--	--	---	--	--	---

## PROPIEDADES CLAVE



### EN ETESA

Mecanismo de operación por resorte: principio de almacenamiento de energía, extremadamente fiable, permite que siempre esté disponible la energía suficiente para cerrar el interruptor y con ello tensar el resorte de disparo.

## Protecciones

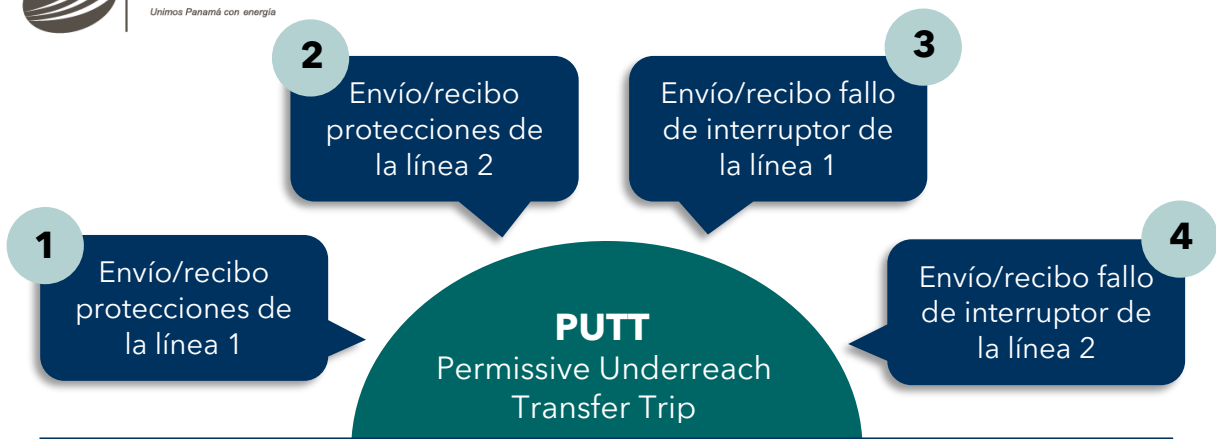


Cada línea tiene dos protecciones, una primaria y otra secundaria completamente independientes. Esto

es por confiabilidad, ya que, si en algún momento una de las protecciones quedara fuera de servicio, la otra continuará funcionando. Son independientes porque están alimentadas por diferentes núcleos del mismo CT (Transformador de Corriente) y PT (Transformador de Voltaje); tienen caminos independientes de disparo, inicio de recierre, envío y recibo de tono y de alarmas y secuencia de eventos.

El recerrador debe programarse para realizar recierres monofásicos. Éste debe bloquearse cada vez que ocurre un disparo tripolar porque por normas de seguridad de operación, ETESA no admite recierre tripolar.





- ☑ Requiere de un canal de comunicación para enviar y recibir el permiso de disparo.
- ☑ Como respaldo de las protecciones de las líneas adyacentes se usa el esquema de fallo de interruptor remoto.

### EN ETESA

Relevadores con microprocesadores: Cuentan con opción de programar las funciones lógicas, un menor requerimiento de mantenimiento, facilidad de contar con registros de fallas y de eventos, acceso vía remoto, entre otras

En el Anexo Tomo I - 4, se presenta un resumen de los aspectos más relevantes y requerimientos técnicos mínimos de las protecciones utilizadas por ETESA en los diseños de líneas de transmisión y subestaciones.

## Compensaciones



### DEMANDA MÁXIMA

#### BANCO DE CAPACITORES

Verificar si los voltajes de las barras están dentro del Reglamento

Verificar que las unidades generadoras se encuentren proporcionando el reactivo necesario de acuerdo con su curva de capacidad.

**VS**



### DEMANDA MÍNIMA

#### BANCO DE REACTORES

Verificar si los voltajes de las barras están dentro del Reglamento

Verificar que generadoras del sistema estén absorbiendo el reactivo de acuerdo a lo especificado

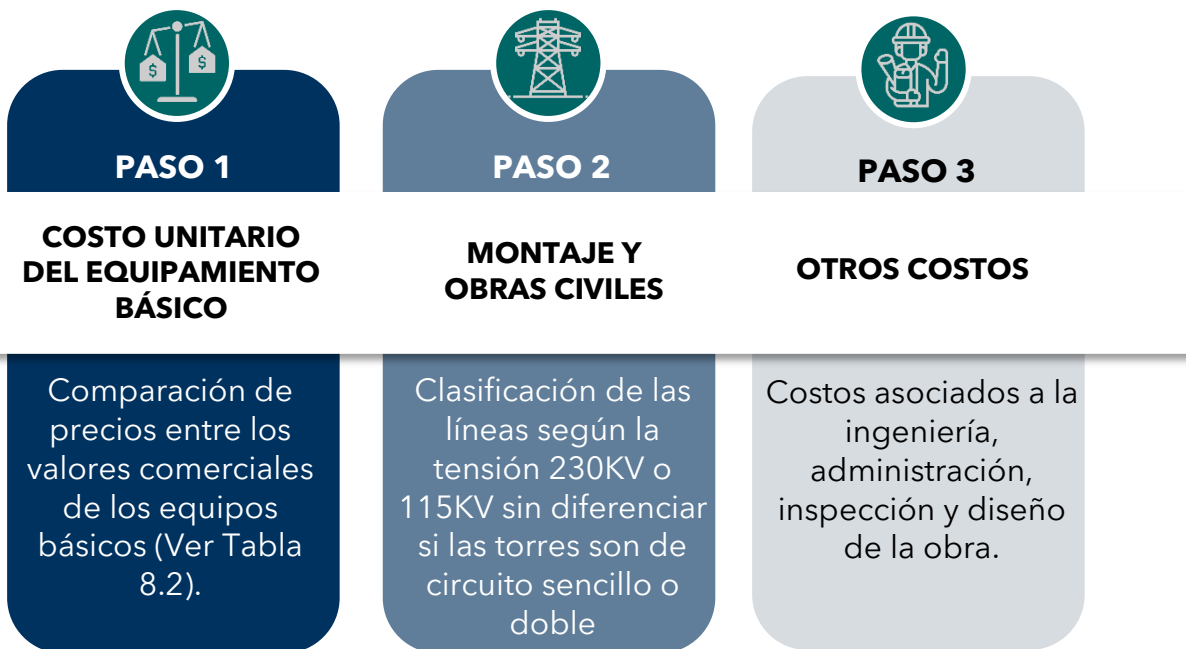
# COSTOS DE COMPONENTES DE LA TRANSMISIÓN

## LÍNEAS

A fin de estimar los costos de los componentes de las líneas de transmisión se tomarán como referencia, los últimos precios presentados en las licitaciones adjudicadas, realizadas por ETESA.

Producto de la relación existente entre el tamaño-peso del conductor y los

tipos de estructuras, las características del diseño de la línea (circuito sencillo o doble) y del nivel de tensión definido, podemos resumir que las estimaciones de los costos dependerán directamente del tipo de conductor seleccionado, la tensión y del diseño establecido.



Estos costos unitarios de líneas fueron actualizados al año 2020 tomando en cuenta la variación del acero, aluminio y zinc, de acuerdo a sus costos internacionales. El costo del acero y zinc se actualizó en base al Steel Review, publicación de MEPS, sección

World Carbon Steel Price Index, Structural Section and Beams; el aluminio en base al London Metal Exchange y también al Índice de Precios al Consumidor para Bienes y Servicios Diversos en los Distritos de Panamá y San Miguelito.

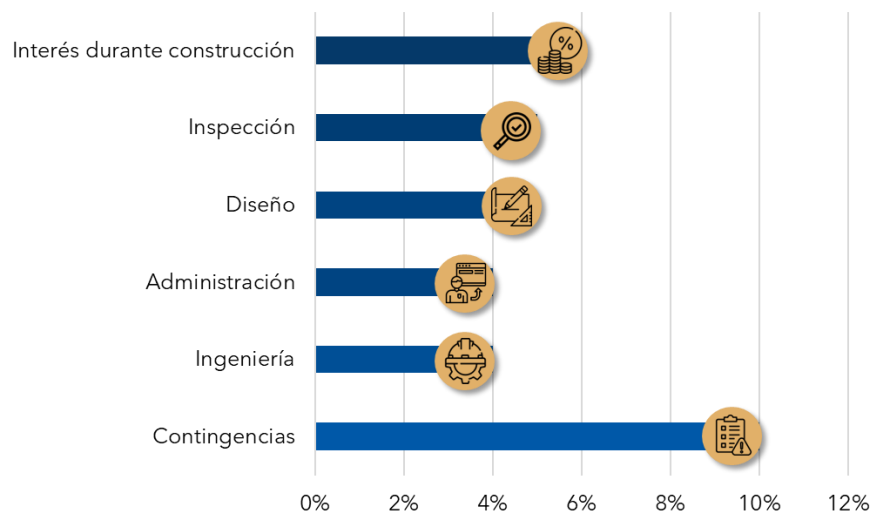
ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO UNITARIO (Miles de B./.)
<b>1</b>	<b>Costo de Torres de Acero</b>	
	Torres de Cto. Sencillo	
	Línea 636 ACSR 115 KV	98.21
	Línea 750 ACAR 230 KV	92.49
	Línea 1200 ACAR 230 KV	123.32
	Torres de Doble Cto.	
	Línea 636 ACSR 115 KV	130.94
	Línea 636 ACSR 230 KV	156.20
	Línea 750 ACAR 230 KV	123.32
	Línea 1200 ACAR 230 KV	164.42
	Línea 750 ACAR 230 KV 2 cond. por fase	90.62
	Línea 1200 ACAR 230 KV 2 cond. por fase	219.17
<b>2</b>	<b>Costo de Aisladores y Herrajes</b>	
	115 KV	6.74
	230 KV	11.79
	230 KV 2 cond. por fase	14.28
<b>3</b>	<b>Costo de Conductores</b>	
	Conductor 636 ACSR	23.08
	Conductor 750 ACAR	24.08
	Conductor 1200 ACAR	29.19
	230 KV 2 cond. por fase	47.96
<b>4</b>	<b>Costo de Hilo de Guarda y Accesorios</b>	
	OPGW	7.34
	7No.8	2.13
<b>5</b>	<b>Costo de Sistema de Puesta a Tierra</b>	
	115 KV	3.93
	230.00	5.19
	230 KV 2 cond. por fase	5.91

**Tabla 8. 1 : Costo Unitario de los Equipos Básicos de Líneas de Transmisión (En B./ Km.).**

DETALLE	Torres para Circuito Sencillo o Doble		Circuito Sencillo con Torres previstas para Doble	
	115 KV	230 KV	115 KV	230 KV
	%			
<b>Montaje</b>	0.22	0.28	0.28	0.28
<b>Obras Civiles</b>	0.25	0.26	0.32	0.26

**Tabla 8. 2 Detalle porcentual asociados a los costos de Montaje y Obras Civiles.**

### DETALLE PORCENTUAL DE OTROS COSTOS



### COSTOS UNITARIOS DE LÍNEAS B./km (Miles)

Líneas	Plan 2023
<b>115 KV</b>	
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR	298.16
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR en torres para doble cto.	387.17
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	422.00
<b>230 KV</b>	
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	494.23
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR	310.69
Doble Circuito Cond. 750 ACAR	447.03
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR	385.74
Doble Circuito Cond. 1200 ACAR	560.36
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR en torres para doble cto.	378.51
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR en torres para doble cto.	523.82

**Tabla 8. 3 Costo Unitario de las líneas de transmisión**

## SUBESTACIONES

Con la finalidad de evaluar los costos de componentes de las subestaciones se adoptó una metodología que implica la estimación del costo de los equipos o instalaciones tomados en consideración como si necesitáramos construirlos actualmente, es decir su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

### CATEGORÍAS PARA EQUIPOS Y ACTIVIDADES



EQUIPOS DE  
COSTOS UNITARIOS

EQUIPOS DE  
COSTOS POR LOTE



OTRAS ACTIVIDADES  
DEL PROYECTO



OTROS COSTOS  
ASOCIADOS AL PROYECTO



### Cálculo de Costos De Equipos Unitarios

Adicional al análisis de los costos reales de obras de suministro, montaje y obras civiles para subestaciones adjudicadas en las licitaciones realizadas en los últimos años, ETESA utilizó un proceso denominado

“benchmarking”, el cual involucra un estudio de mercado, para determinar los precios de los componentes de las instalaciones más económicos sin degradar el estándar de calidad de los mismos, ver [Tabla 8. 4](#).

ITEM N°	DESCRIPCIÓN	Costo Unitario Suministro B/.
1	Interruptores 115 KV	90,499.50
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	20,864.81
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	18,415.95
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	9,387.00
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	12,565.35
6	Transformadores 115/230 KV 60/80/100 MVA	2,625,000.00
7	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	2,415,000.00
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	228,900.00
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	855,750.00
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	52,500.00
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	241,500.00
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	130,200.00
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	25,200.00
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	22,386.00
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	14,700.00
16	Pararrayos 192 KV	7,087.50
17	Pararrayos 96 KV	4,873.05
18	CT 230 KV	13,387.50
19	CT 115 KV	11,550.00
20	PT 230 KV	15,820.35
21	PT 115 KV	12,180.00
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	37,663.04
23	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	3,675,000.00
24	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 60/80/100 MVA	2,625,000.00
25	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	2,257,500.00
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	850,500.00
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	168,000.00
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR	441,000.00
29	Banco de Capacitores 115 kV 20 MVAR	294,000.00
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	77,768.33
31	Interruptores 34.5 KV	52,500.00
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	7,770.00
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	14,911.96
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	9,450.00
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	504,000.00
36	Pararrayos 34.5 KV	1,541.40
37	PT 34.5KV	7,113.75
38	CT 34.5 KV	7,245.00

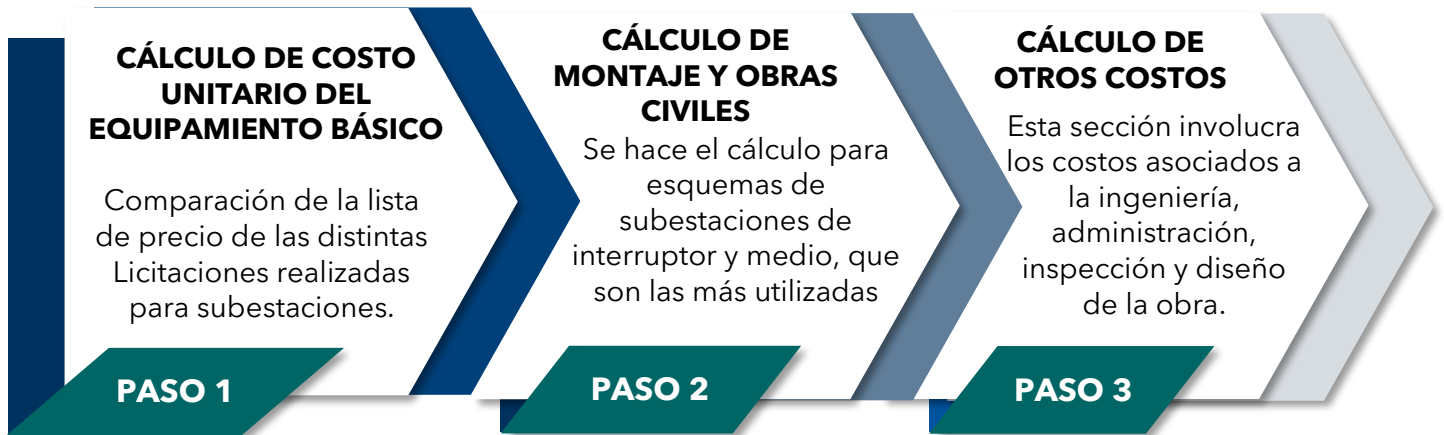
**Tabla 8. 4 Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones**

## Cálculo de Costos de Equipos Tipo Lote -----

Debido a que las subestaciones de ETESA se pueden clasificar según su funcionalidad en subestaciones seccionadoras y transformadoras, y que éstas últimas contienen equipos de significativo costo en comparación a las primeras, es importante evidenciar que la relación del ítem por lotes aplicada indistintamente a todas

las subestaciones de forma generalizada produciría un VNR alejado a los valores estándares.

Por tal motivo, en esta sección se plantea una metodología de cálculo de las relaciones porcentuales de los ítems mostrados en la *Tabla 8. 5* para cada uno de estos grupos.



DETALLE	% Sobre ítems de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación
Sistema de puesta a tierra	5.00
Servicios auxiliares	12.00
Herrajes, Estructuras y Soportes	50.00
Equipo de Protección, Control y Monitoreo	70.00
Equipo de Comunicaciones	15.00
Cables, conductores, ductos, etc.	25.00

**Tabla 8. 5 : Relación Porcentual de los Costos de Equipos por Lote**

## Cálculo de Montaje y Obras Civiles

Para el cálculo de los ítems se tabuló de la lista de precios analizados, los costos totales para suministro, montaje y obras civiles. Posteriormente, se realizó una sumatoria entre las últimas licitaciones realizadas por ETESA bajo el mismo criterio utilizado durante la

sección anterior, obteniéndose como resultado una relación porcentual que representará el porcentaje de montaje y obras civiles con respecto al suministro.

DETALLE	% sobre Subtotal Suministro
Montaje	7.25
Obras Civiles Generales	24.00

**Tabla 8. 6 : Relación porcentual del Montaje y Obras Civiles**

## Cálculo de Otros Costos

Para el caso de los ítems se empleó la relación porcentual utilizada comúnmente por ETESA para este tipo de proyectos:

DETALLE	% sobre Total Costo Base
Contingencias	5.00
Diseño	3.00
Ingeniería	4.00
Administración	4.00
Inspección	3.00
IDC	6.00
EIA	0.19

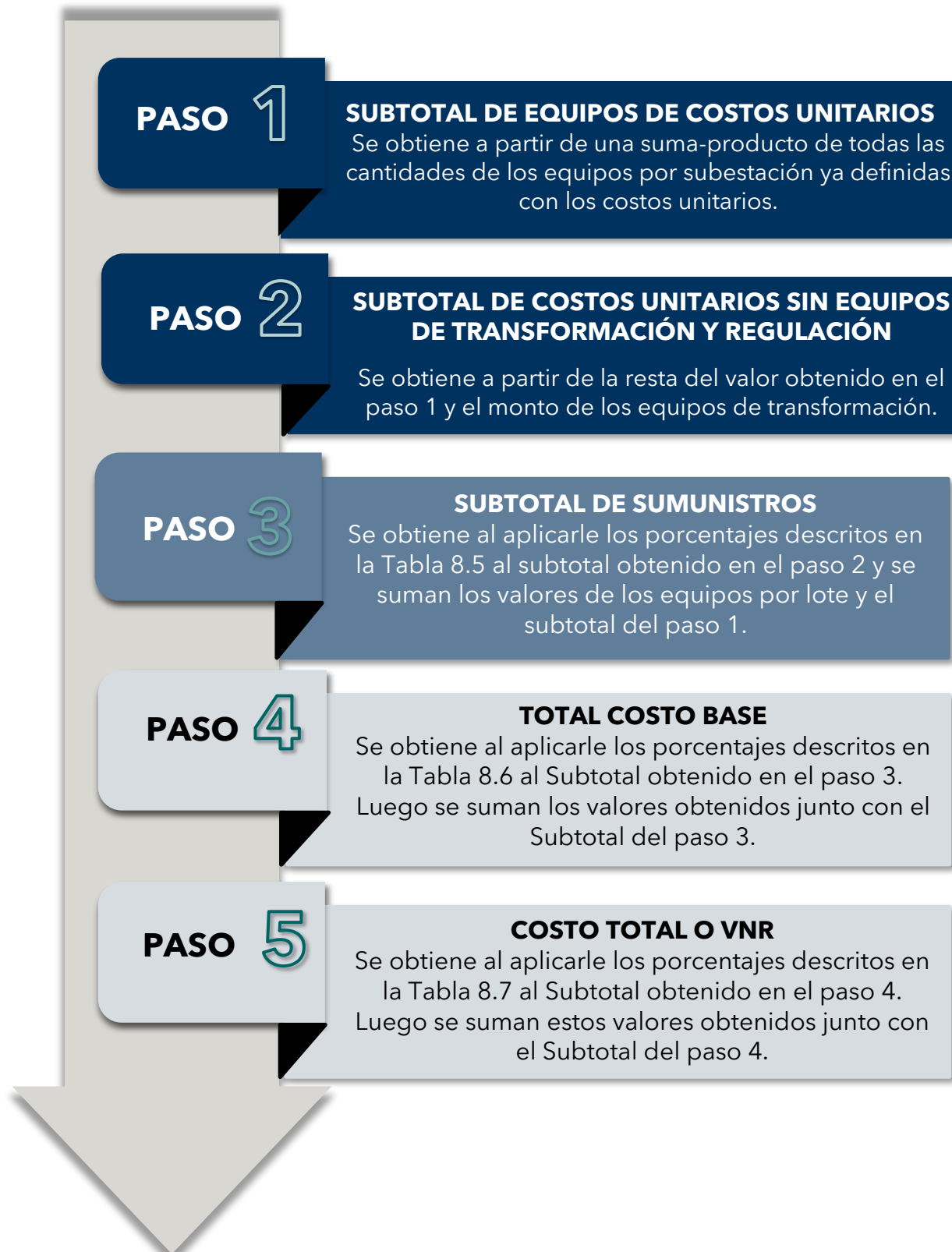
**Tabla 8. 7 : Relación Porcentual de Otros Costos.**

## Cálculo de Costos de Terreno

Los costos para los terrenos de cada Subestación se obtuvieron de la información presentada en el Estudio de Actualización de Activos 2003.



## Cálculo del VNR para las Subestaciones



<b>Costos Unitarios de Subestaciones B/.</b>	
<b>Plan 2023</b>	
<b>115 KV</b>	
Adición 1 int. 115 KV	1,242,177.50
Adición 2 int. 115 KV	2,151,338.96
Adición 3 int. 115 KV	3,393,516.46
<b>230 KV</b>	
Adición 1 int. 230 KV	2,129,301.50
Adición 2 int. 230 KV	3,824,330.18
Adición 3 int. 230 KV	5,953,631.68

**Tabla 8. 8 : Costo Unitario de Subestaciones**

En el Anexo Tomo I - 4 se presenta el detalle de los costos de líneas de transmisión y subestaciones, así como los criterios básicos para la selección óptima de conductores y requerimientos de protecciones de líneas y subestaciones.



*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

09

# **CAPÍTULO IX**

---

## **CONCLUSIONES Y REFERENCIAS**



*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

## CAPÍTULO 9

# CONCLUSIONES Y REFERENCIAS

### CONCLUSIONES

Sin lugar a duda los impactos causados por el conflicto político entre Rusia y Ucrania ha causado repercusiones sin precedentes tanto en el país, como a nivel mundial. Sin duda alguna, esta no solo tuvo importantes repercusiones en la economía, sino también, en el consumo de energía eléctrica.

En estos dos últimos años a pesar de mejorar económicamente, todavía no se ha recuperado la estabilidad económica vista antes de la pandemia. Se ha podido observar un aumento en la inflación, ya que para este último año se obtuvo un menor poder adquisitivo de 0.927 y un mayor IPC de aproximadamente 107.9.

Definitivamente, para regresar a una estabilidad económica se requerirá el paso de algunos años. Como se mencionó los conflictos que se han dado en Europa Oriental ha retrasado la recuperación económica de los países a nivel mundial.

Las revisiones de las variables económicas nos indicaron que, en el escenario referencia, el PIB obtuvo una tasa de crecimiento promedio del 3.79% para el periodo 2023-2037, en donde se

aprecia una caída del -13.5% en el 2020.

A pesar de que la economía panameña en los últimos años ha presentado menores tasas de crecimiento que los vistos en otros años, además, con la ralentización producida por el COVID - 19, la CEPAL y el FMI proyectan una recuperación y repunte en puntos porcentuales del PIB de Panamá.

La proyección de la demanda eléctrica es muy importante para la decisión de procesos en el sector eléctrico. Estos procesos abarcan la planificación de proyectos de generación y transmisión. Para proyectar la demanda de energía eléctrica se contemplaron un sin número de variables socioeconómicas, como, el Producto Interno Bruto, la Población y el Índice Mensual de Actividad Económica.

De acuerdo con los análisis realizados, se pudo determinar que el crecimiento de la demanda eléctrica en el corto plazo podría presentar tasas de crecimiento por el orden de 3.90% a 4.36% (2023-2026). Para el caso de largo plazo (2027 – 2037) se obtuvo que la demanda de energía eléctrica podría variar entre 2.14% y 3.87%.

## REFERENCIAS

1. ¿Qué nos dejó el 2018? (2018). Retrieved from <https://www.indesa.com.pa/wp-content/uploads/2018/11/Cafe-Prensa.pdf>
2. TÉRMINOS ELÉCTRICOS Y DE FACTURACIÓN GENERALES. (n.d.). Retrieved from [https://www.cnfl.go.cr/documentos/eficiencia/terminos electricos\\_y\\_de\\_facturacion.pdf](https://www.cnfl.go.cr/documentos/eficiencia/terminos electricos_y_de_facturacion.pdf)
3. Corrección del Factor de Potencia. (n.d.). Retrieved from <http://www.electricistas.cl/images/Factor.pdf>
4. Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. (n.d.). Estadísticas Semestrales – Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Retrieved June 25, 2019, from Estadísticas Semestrales 2000- 2018 website: [https://www.asep.gob.pa/?page\\_id=12922](https://www.asep.gob.pa/?page_id=12922)
5. Censo, I. N. de E. y. (n.d.). Instituto Nacional de Estadística y Censo - Panamá. Retrieved June 25, 2019, from TASA BRUTA DE NATALIDAD Y TASA DE MORTALIDAD FETAL EN LA REPÚBLICA: AÑOS 1960, 1970, 1980, 1990, 2000, 2010 Y 2017 website: [https://www.contraloria.gob.pa/inec/Publicaciones/Publicaciones.aspx?ID\\_SUB CATEGORIA=6&ID\\_PUBLICACION=902&ID\\_IDIOMA=1&ID\\_CATEGORIA=3](https://www.contraloria.gob.pa/inec/Publicaciones/Publicaciones.aspx?ID_SUB CATEGORIA=6&ID_PUBLICACION=902&ID_IDIOMA=1&ID_CATEGORIA=3)
6. Centro Nacional de Despacho. (n.d.). Centro Nacional de Despacho - ETESA - Estadísticas. Retrieved June 25, 2019, from Datos Históricos del Mercado - 2019 website: [http://www.cnd.com.pa/informes.php?tipo\\_informe=43&cat=5](http://www.cnd.com.pa/informes.php?tipo_informe=43&cat=5)
7. CEPAL. (2017). América Latina y el Caribe: Estimaciones y proyecciones de población | Static Page | Comisión Económica para América Latina y el Caribe. Retrieved June 25, 2019, from América Latina y el Caribe: Estimaciones y proyecciones de población website: <https://www.cepal.org/es/temas/proyecciones-demograficas/estimaciones-proyecciones-poblacion-total-urbana-rural-economicamente-activa>
8. Comisión Nacional de Energía, C. (n.d.). Resumen realizado sobre la base de estudio contratado por la Comisión Nacional de Energía al Programa de Gestión. Retrieved from <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/resumen2.pdf>
9. ENSA. (n.d.). ¿Qué es el factor de carga? - Preguntas Frecuentes | ENSA. Retrieved June 25, 2019, from ¿Qué es el factor de carga? website: <https://www.ensa.com.pa/preguntas-frecuentes/medidor/que-es-el-factor-de-carga>

10. Instituto Nacional de Estadística y Censo. (n.d.). Instituto Nacional de Estadística y Censo - Panamá. Retrieved June 25, 2019, from Avance de Cifras del Producto Interno Bruto: Anual y Trimestral 2018 website: [https://www.contraloria.gob.pa/inec/Publicaciones/Publicaciones.aspx?ID\\_SUBCATEGORIA=26&ID\\_PUBLICACION=923&ID\\_IDIOMA=1&ID\\_CATEGORIA=4](https://www.contraloria.gob.pa/inec/Publicaciones/Publicaciones.aspx?ID_SUBCATEGORIA=26&ID_PUBLICACION=923&ID_IDIOMA=1&ID_CATEGORIA=4)
11. Instituto Nacional de Estadística y Censo. (n.d.). Instituto Nacional de Estadística y Censo - Panamá. Retrieved June 25, 2019, from Cuadro 10. ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR EN LOS DISTRITOS DE PANAMÁ Y SAN MIGUELITO Y PODER ADQUISITIVO DEL BALBOA: AÑOS 2013-18 website: [https://www.contraloria.gob.pa/inec/Avance/Avance.aspx?ID\\_CATEGORIA=2&ID\\_CIFRAS=10](https://www.contraloria.gob.pa/inec/Avance/Avance.aspx?ID_CATEGORIA=2&ID_CIFRAS=10)
12. Oficial, G. (n.d.). Gaceta Oficial Digital. Retrieved from <http://www.energia.gob.pa/energia/wp-content/uploads/sites/2/2017/06/Plan-Energetico-Nacional-2015-2050.pdf>
13. Censo2020 | XII Población | VIII Vivienda. (2020). <https://www.censospanama.pa/noticias/Default2.aspx><https://contraloriapanama.wordpress.com/2020/05/22/censos-de-poblacion-y-vivienda-atenderan-seguridad-sanitaria/>





*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*