



GACETA OFICIAL

DIGITAL

Año

Panamá, R. de Panamá martes 07 de mayo de 2024

N° 30025-A

CONTENIDO

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN N° 19095-Elec-TOMO II
(De lunes 08 de abril de 2024)

POR LA CUAL SE APRUEBA LA CELEBRACIÓN DE LA CONSULTA PÚBLICA NO. 006-24-ELEC PARA CONSIDERAR LA PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL CORRESPONDIENTE AL PERIODO 2023-2037 (PESIN-2023), PRESENTADA POR LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA).



Gaceta Oficial Digital

Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO663A659F8A58E** en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 19095-Elec

Panamá, 8 de abril de 2024

Por la cual se aprueba la celebración de la Consulta Pública No.006-24-Elec, para considerara la propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al periodo 2023-2037 (PESIN 2023), presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).

TOMO II
201-400





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





202



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

B





CONTENIDO

CAPÍTULO 1..... 17

INTRODUCCIÓN Y RESUMEN17

 INTRODUCCIÓN..... 17

 RESUMEN 18

CAPÍTULO 2..... 23

METODOLOGÍA Y ALCANCE23

 METODOLOGÍA23

 PROCESO PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA..... 24

 ALCANCE DE LAS PROYECCIONES25

 DESCRIPCIÓN DE ESCENARIOS25

CAPÍTULO 3..... 29

EVOLUCIÓN Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO29

 INDICADORES SOCIOECONÓMICOS29

 Datos Demográficos.....29

 Inflación31

 Poder Adquisitivo32

 Producto Interno Bruto33

 INDICADORES ELÉCTRICOS.....34

 Consumo de Energía Eléctrica Total GWH34

 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.....36

 Balance Eléctrico36

 Potencia Eléctrica del Sistema.....37

 Demanda Máxima.....38

 Factor de Carga (FC).....39

 Pérdidas de Energía Eléctrica41

 Precios de la Energía Eléctrica42

CAPÍTULO 4..... 47

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA.....47

 VARIABLES GLOBALES47

 Producto Interno Bruto47

 Producto Interno Bruto Comercial.....52

 Producto Interno Bruto Industrial56

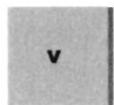
 Índice Mensual de Actividad Económica61

 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



Tomo I - Estudios Básicos
 Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional
 PESIN 2023 - 2037

Handwritten signature or mark.





GRANDES USUARIOS 76

CAPÍTULO 5..... 80

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA 80

 DEMANDA DE ENERGÍA 80

 POTENCIA MÁXIMA..... 82

 PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA MÁXIMA CON PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN 83

CAPÍTULO 6..... 88

CURVAS TÍPICAS 88

 EDEMET 88

 EDECHI 90

 ENSA 91

 GRANDES USUARIOS 92

CAPÍTULO 7..... 96

DESAGREGACIÓN POR BARRA 96

CAPÍTULO 8..... 103

ESTÁNDARES TECNOLÓGICOS Y COSTOS DE TRANSMISIÓN 103

 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

vi

Tomo I - Estudios Básicos
 Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional
 PESIN 2023 - 2037

AB





Cálculo de Otros Costos
 Cálculo de Costos de Terreno
 Cálculo del VNR para las Subestaciones

CAPÍTULO 9..... 126

CONCLUSIONES Y REFERENCIAS..... 126

CONCLUSIONES126
 REFERENCIAS127

AB





206

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

viii

Tomo I - Estudios Básicos
Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional
PESIN 2023 - 2037

A





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

B





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
---	----



Tomo I - Estudios Básicos
 Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional
 PESIN 2023 - 2037

B





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

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.

xi

Tomo I - Estudios Básicos
Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional
PESIN 2023 - 2037





210



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

RA





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.

Handwritten signature or mark.





212



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

B



01



CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN Y RESUMEN

AB





Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

B





215

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN Y RESUMEN

INTRODUCCIÓN

Este documento presenta los pronósticos de demanda de energía eléctrica, necesarios para las actualizaciones de los Planes de Expansión¹ 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. .

¹De acuerdo a la resolución JD-2627, de enero del 2001, el ERSP hoy ASEP ordenaba a ETEESA 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:



B





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

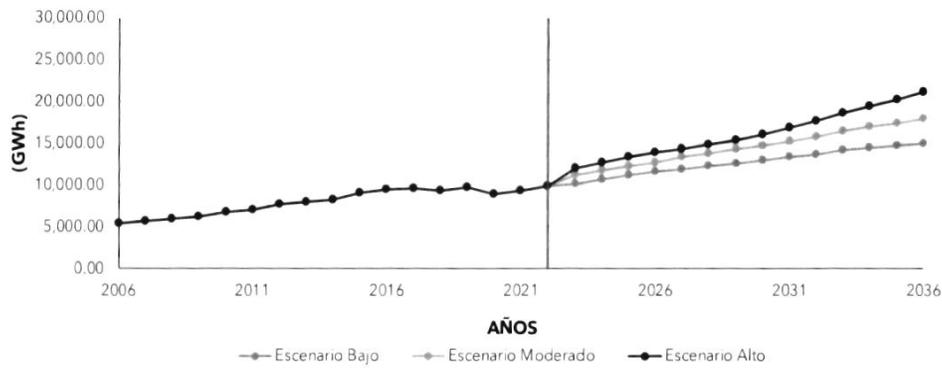


Gráfico 1. 1 Proyección de la Demanda de Panamá

POTENCIA MÁXIMA

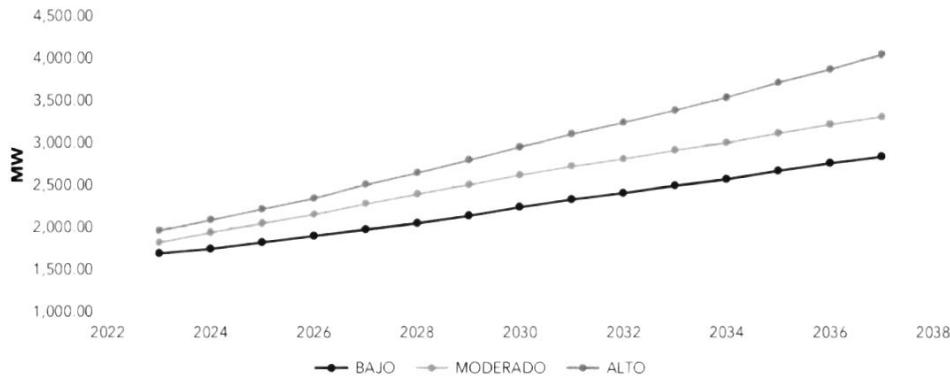


Gráfico 1. 2 Proyección de la Potencia Máxima.





Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

B



02



CAPÍTULO II

METODOLOGÍA Y ALCANCE

18



Gaceta Oficial Digital

Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO663A659F8A58E** en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

B





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.





223

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 analizado 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

ALTO

En el escenario optimista se aprecia como todas las variables contempladas alcanzan un crecimiento más elevado, en comparación al crecimiento de las variables del escenario moderado.

Este es el escenario en el que se espera que el sector se comportaría de la misma forma como ha venido aconteciendo, con algunos cambios en el futuro de corto plazo. La proyección de este escenario utiliza el comportamiento de las series históricas de las variables explicativas.

MODERADO

BAJO

En el escenario bajo se aprecia una disminución en la tendencia de las variables contempladas, en comparación al crecimiento normal de estas, lo cual produce una disminución considerable en el consumo de energía eléctrica.

Handwritten signature





Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

AB



03



CAPÍTULO III

EVOLUCIÓN Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

AB





Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

B





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 ² (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 2100.³

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

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

³ 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>).

B





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 1.4% en la década del 2000 al 2010, 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).

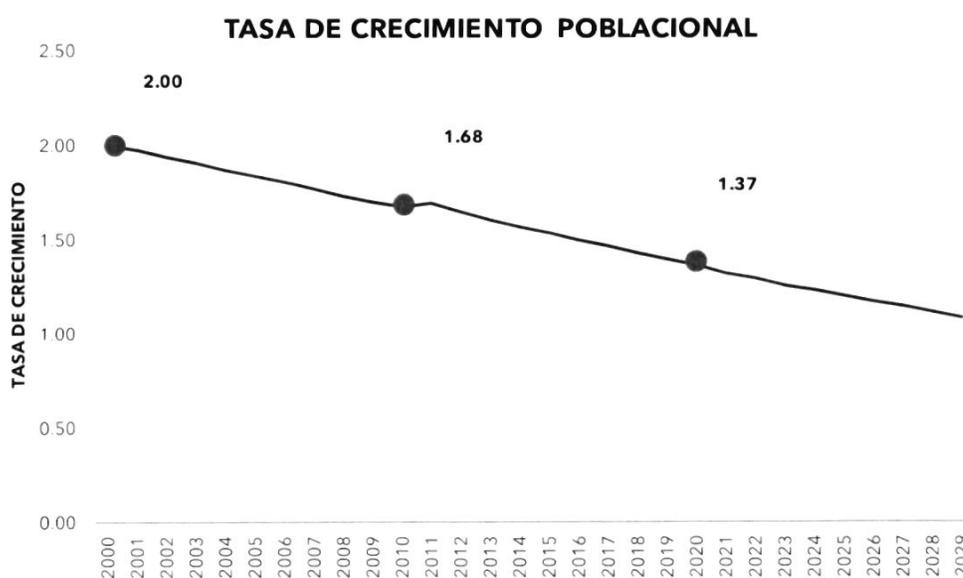


Gráfico 3. 1 Tasa de Crecimiento Poblacional

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.

Handwritten signature or mark.





229

TASA BRUTA DE NATALIDAD EN PANAMÁ

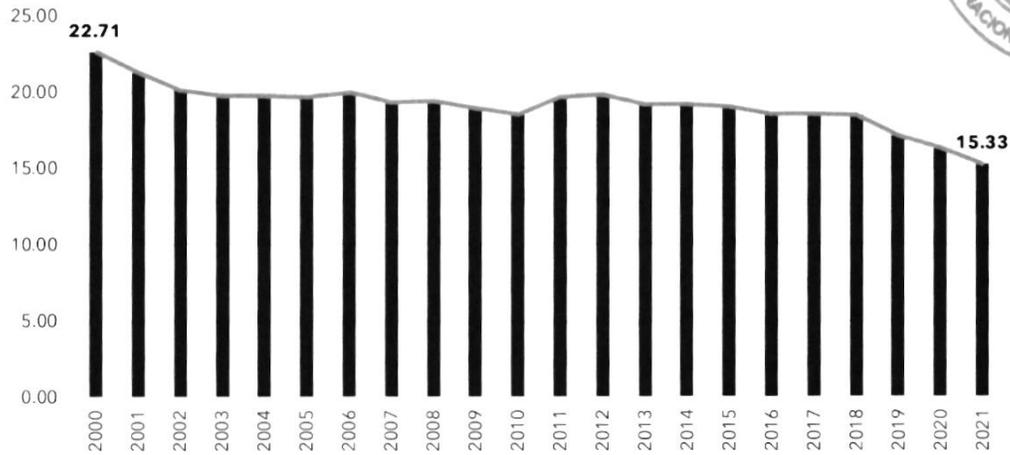


Gráfico 3. 2 Tasa de natalidad anual en Panamá



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).

Handwritten signature





230

COMPORTAMIENTO DEL IPC EN PANAMÁ

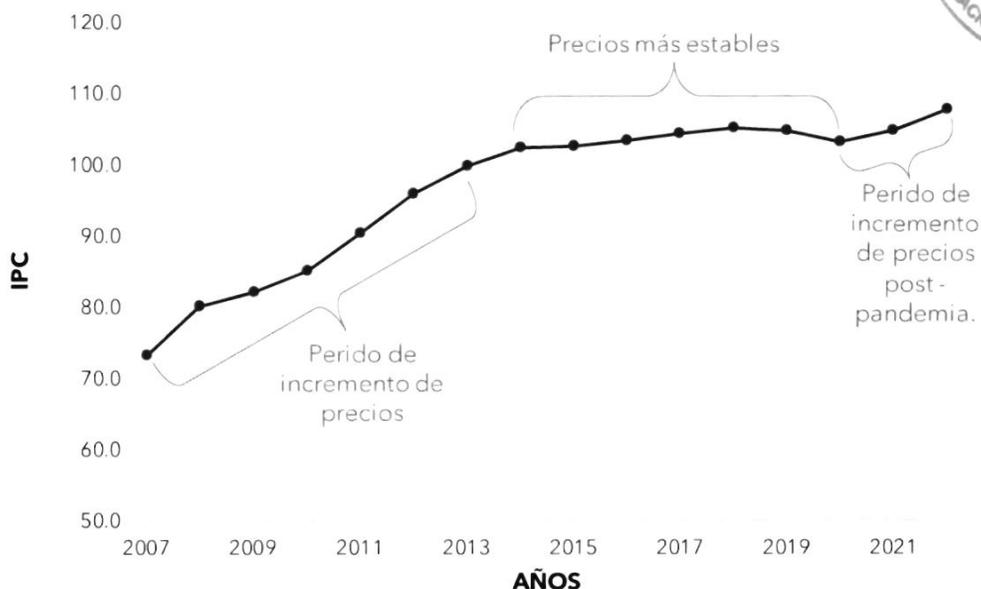


Gráfico 3. 3 Crecimiento del IPC



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.

Handwritten signature





PODER ADQUISITIVO EN PANAMÁ

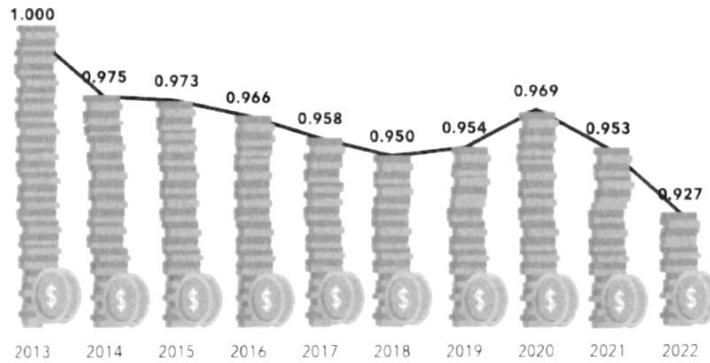


Gráfico 3. 4 Poder Adquisitivo en Panamá

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 ⁴ 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.

⁴ 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/>).

A





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

Handwritten signature





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



233

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de correlación múltiple	0.997
Coefficiente de determinación R ²	0.993
R ² 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.

COMPORTAMIENTO DEL PIB Y EL CONSUMO DE ENERGÍA

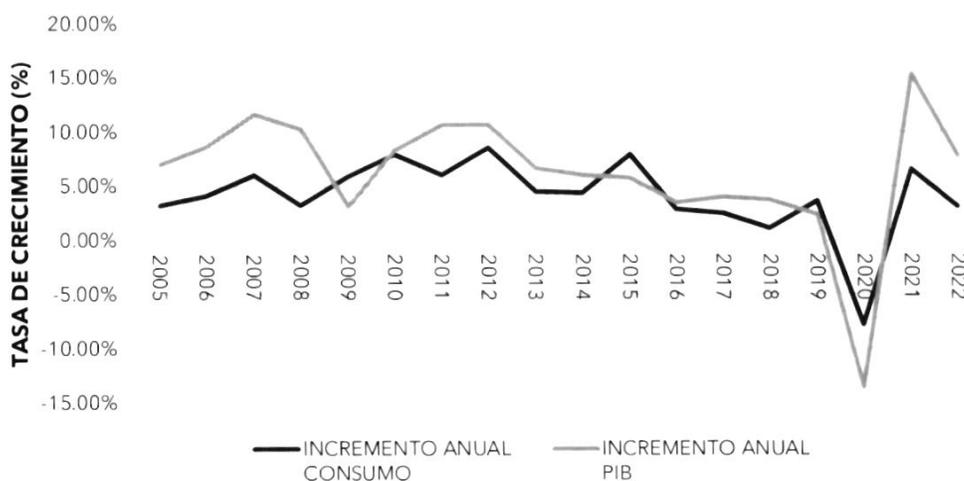


Gráfico 3. 6 PIB y Consumo Total De Energía Eléctrica.

Handwritten signature

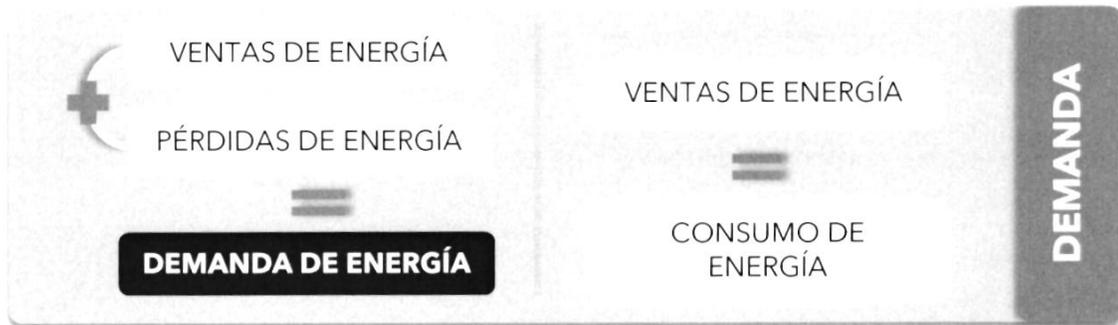
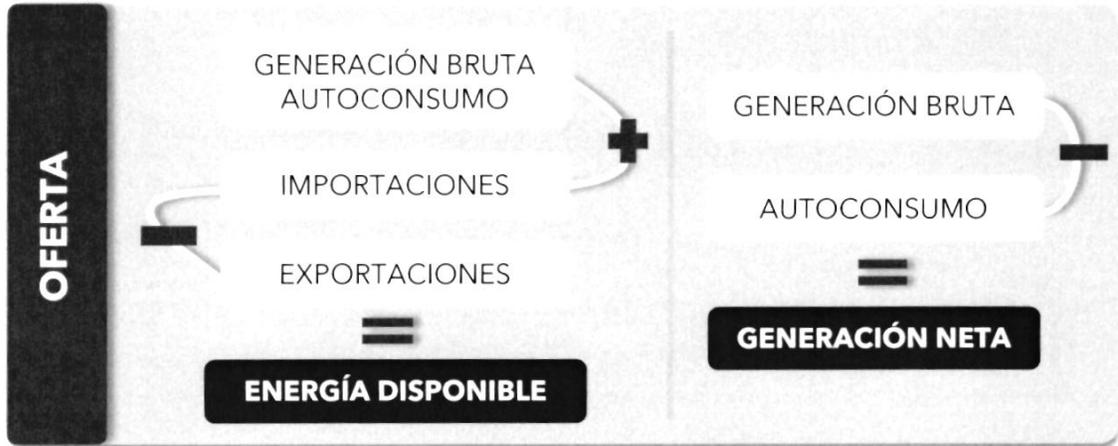




234

SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Balance Eléctrico



B





235

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.

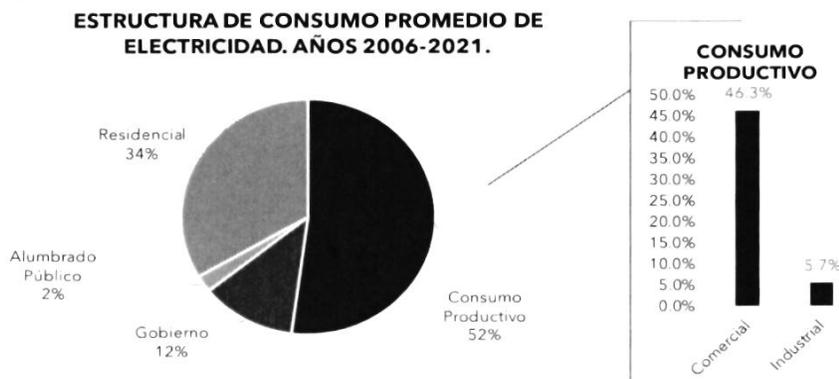


Gráfico 3. 7 Estructura de Consumo Promedio de Electricidad - AÑOS 2006 -2022.

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.

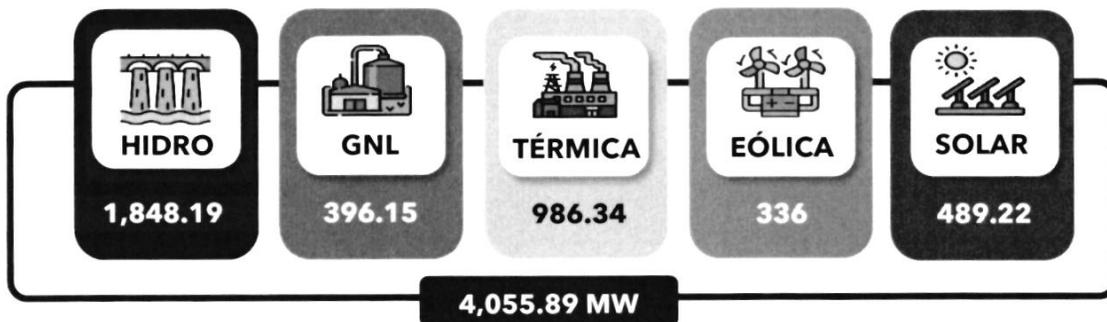


Figura 3. 1 Capacidad Instalada por tipo de Tecnología.





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

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

AB





237

DEMANDA MÁXIMA

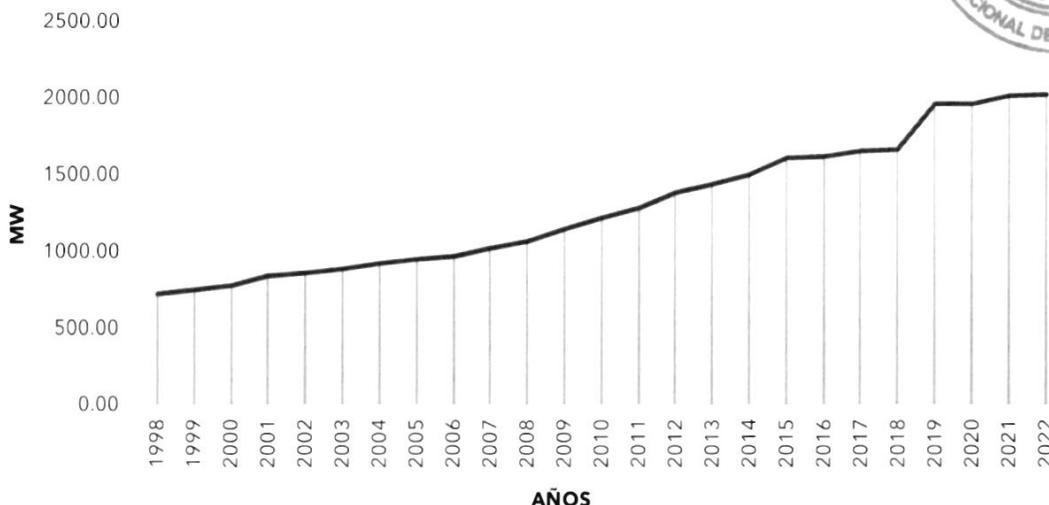


Gráfico 3. 8 Demanda Máxima Del Sistema Eléctrico Panameño - DMG.

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.

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

Handwritten signature





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 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.

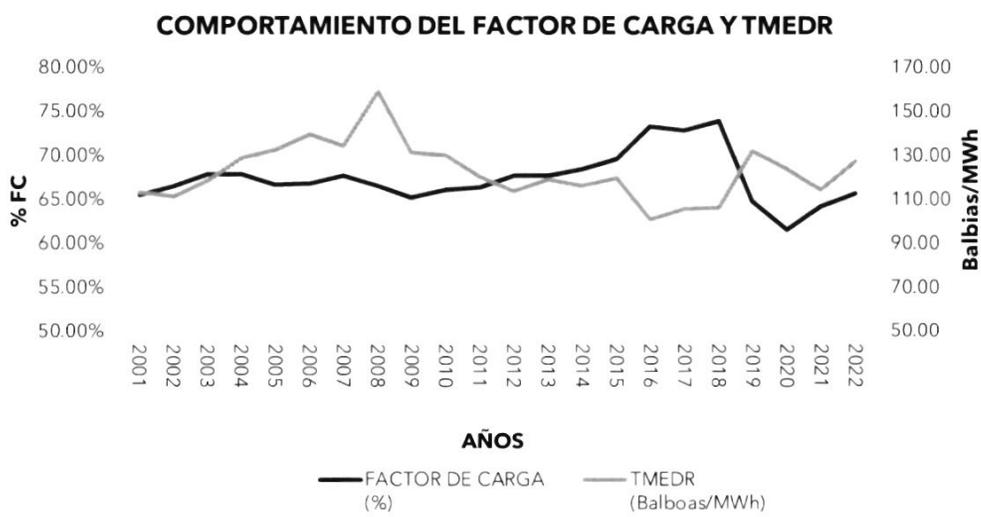


Gráfico 3. 9 Tarifa Media Real y Factor de Carga.





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.

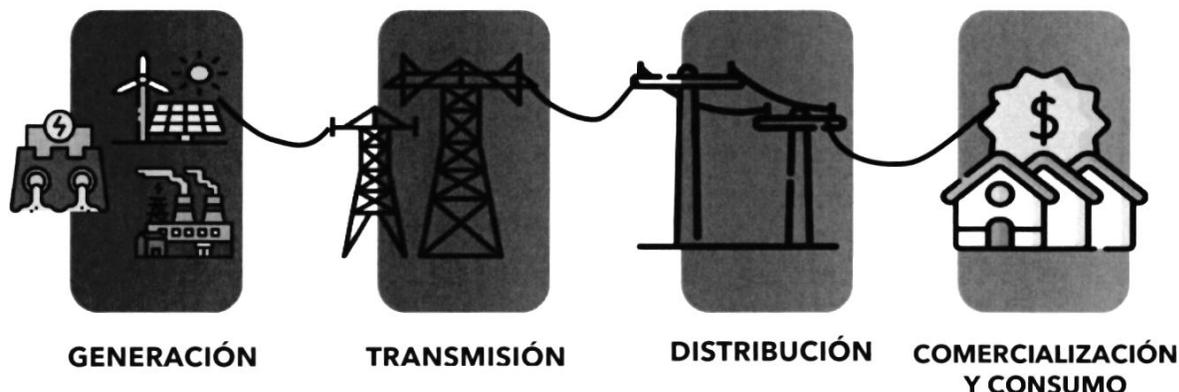


Figura 3. 2 Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica

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

Handwritten signature or mark.





240

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

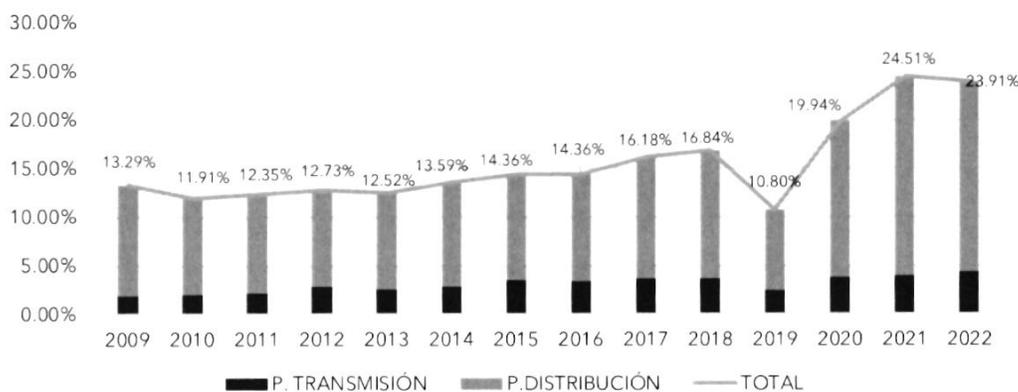


Gráfico 3.10 Pérdidas Totales del sistema 2009 - 2022.

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

A





241

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 11.34%, 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.

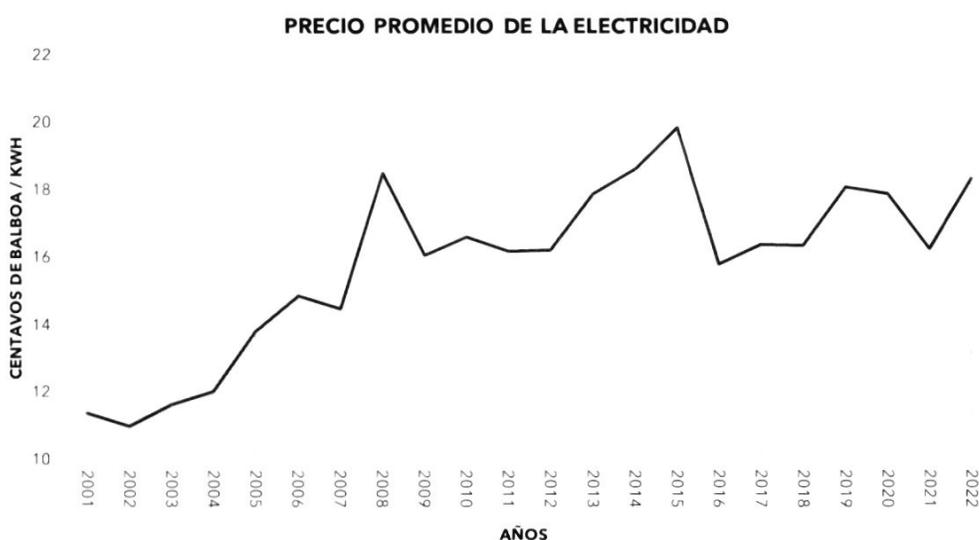


Gráfico 3. 11 Evolución del precio de la electricidad, 1970-2022.





Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

B



04



CAPÍTULO IV

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA





244



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

B





CAPÍTULO 4

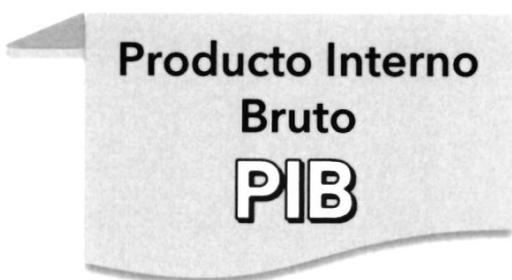
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

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.



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

B





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



PIB HISTÓRICO		
Año	MILLONES DE BALBOAS	TASA DE INCREMENTAL 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: Registros históricos del PIB.

A





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.

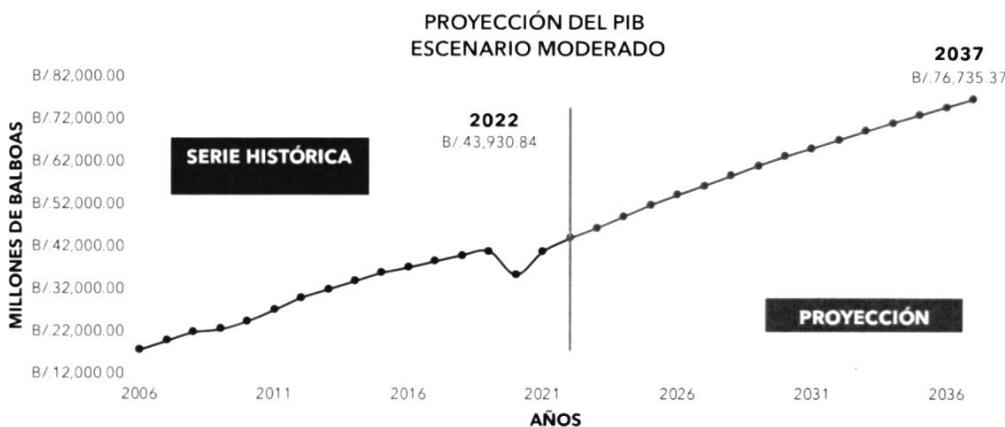


Gráfico 4. 1: Proyección del PIB - Escenario Moderado

AB





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.

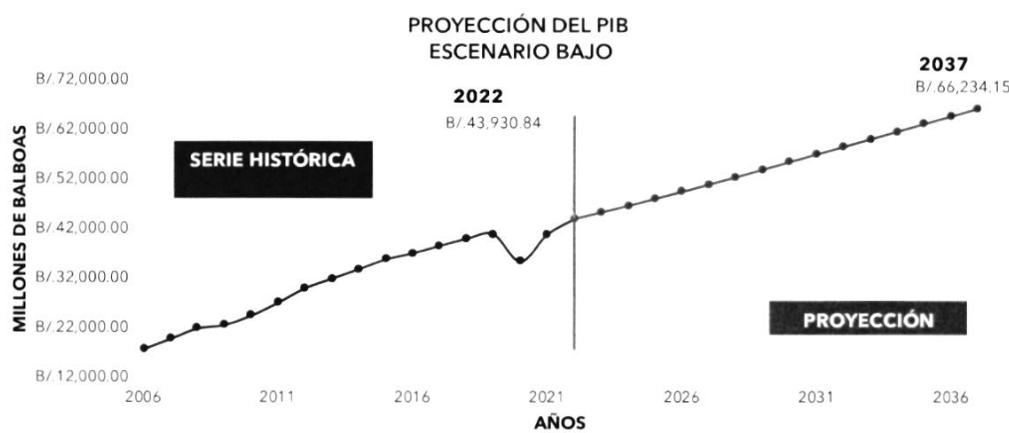


Gráfico 4. 2: Proyección del PIB - Escenario Bajo.

AB





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.

Handwritten signature





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

Tabla 4. 5 : Registros históricos del PIBCOM.

AB





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%



Modelo Matemático

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



Tasa de Crecimiento anual promedio
3.81%



Incremento valor final vs inicial
75%

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



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

Handwritten signature





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.

Handwritten signature





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.

Handwritten signature





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.

AB





57

Tomo I - Estudios Básicos
Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional
PESIN 2023 - 2037





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.

Handwritten signature





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.

Handwritten signature





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.

Handwritten signature





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

Tabla 4. 13: Registros históricos del IMAE.

Handwritten signature or mark.





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.

Handwritten signature





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

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

R²

- 0.967

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 2.67%

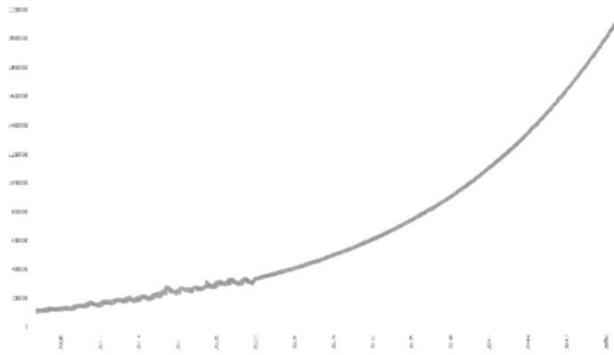


Gráfico 4. 11 : Proyección EDECHI - Consumo Residencial.

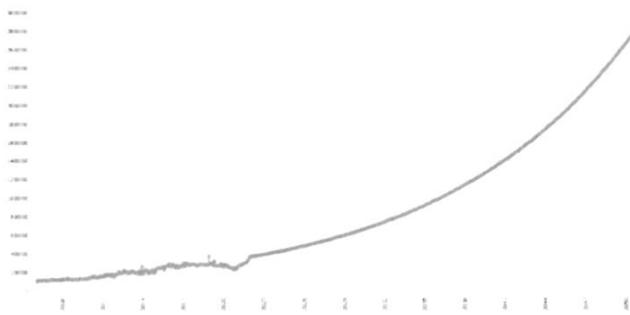


Gráfico 4. 12 : Proyección EDECHI - Consumo Comercial.

CONSUMO COMERCIAL

MODELO MATEMÁTICO

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

R²

- 0.906

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 7.66%

Handwritten signature





CONSUMO INDUSTRIAL

MODELO MATEMÁTICO

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

R²

- 0.538

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- -0.9%

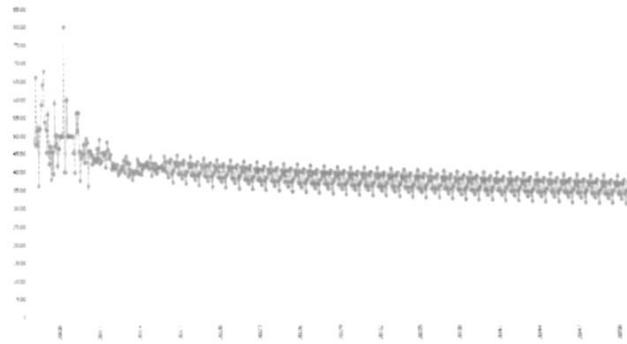


Gráfico 4. 13 : Proyección EDECHI: Consumo Industrial.

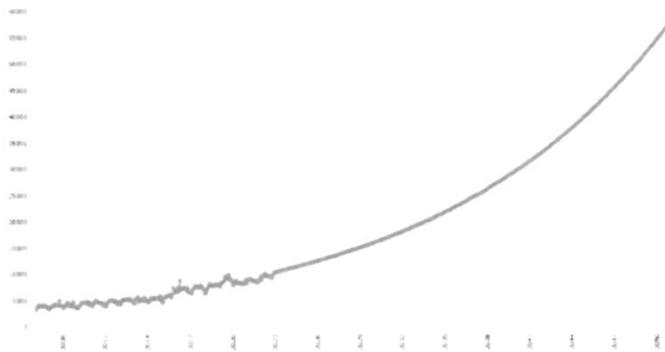


Gráfico 4. 14 : Proyección EDECHI: Consumo de Gobierno.

CONSUMO DE GOBIERNO

MODELO MATEMÁTICO

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

R²

- 0.914

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 4.0%

Handwritten signature or mark.





CONSUMO ALUMBRADO PÚBLICO

MODELO MATEMÁTICO

- $CALP = a + b \times TEMP$

R²

- 0.912

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 3..35%

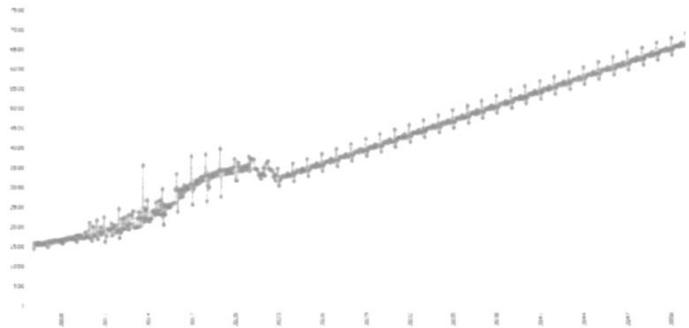


Gráfico 4. 15 Proyección EDECHI: Consumo Alumbrado Público.

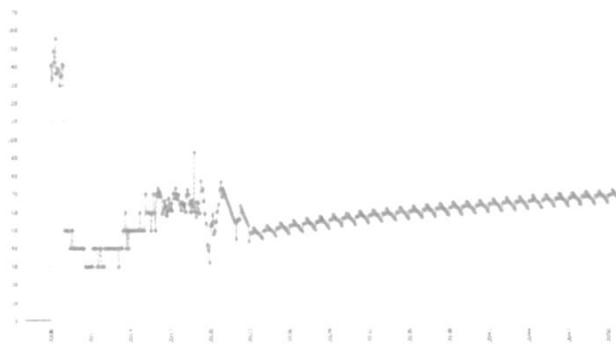


Gráfico 4. 16 : Proyección EDECHI: Consumo Otros

CONSUMO OTROS

MODELO MATEMÁTICO

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

R²

- 0.114

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 1.45%

Handwritten signature or mark





TARIFA MEDIA

MODELO MATEMÁTICO

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

R²

- 0.422

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- -0.97%

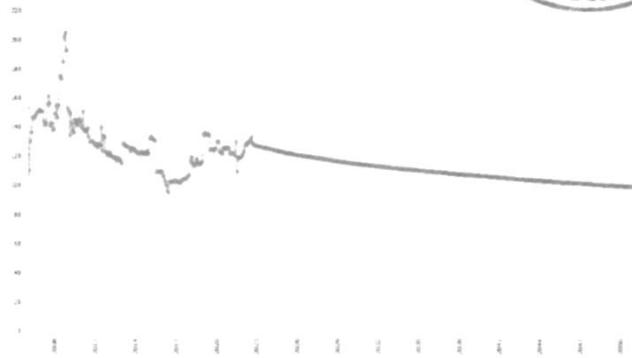


Gráfico 4. 17 : Proyección EDECHI: Tarifa Media Real.

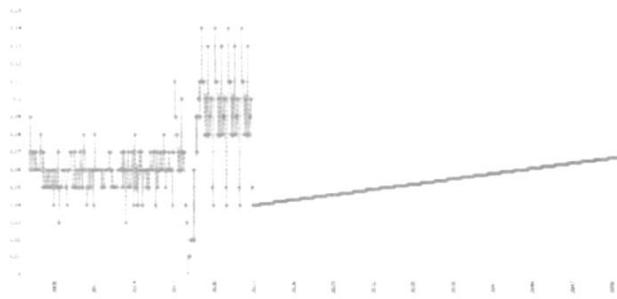


Gráfico 4. 18 : Proyección EDECHI: Pérdidas Técnicas.

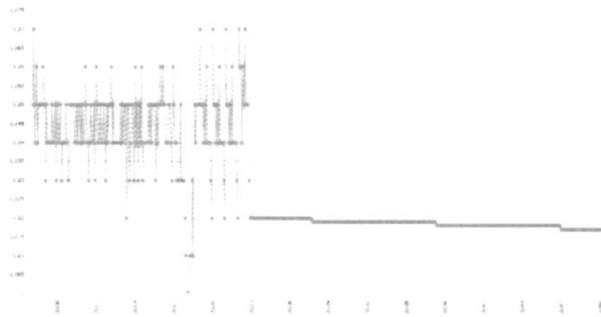


Gráfico 4. 19 : Proyección EDECHI: Pérdidas no Técnicas.

PÉRDIDAS

AB





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

CONSUMO RESIDENCIAL

MODELO MATEMÁTICO

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

R²

- 0.941

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 2.7%

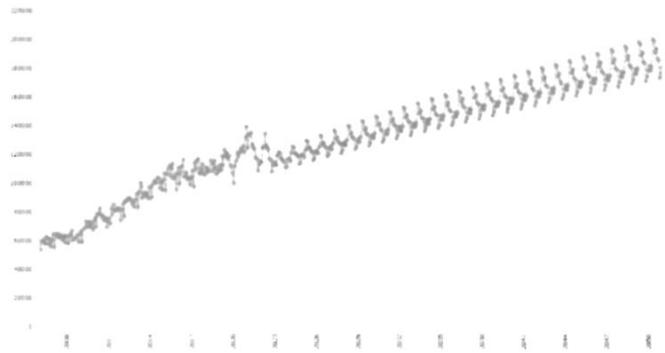


Gráfico 4. 20 : Proyección EDEMET: Consumo Residencial.

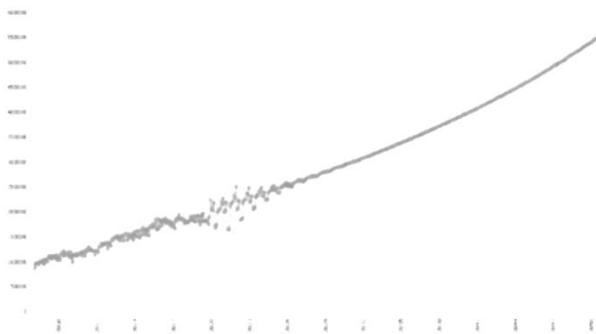


Gráfico 4. 21 : Proyección EDEMET: Consumo Residencial.

CONSUMO COMERCIAL

MODELO MATEMÁTICO

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

R²

- 0.931

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 4.01%





CONSUMO COMERCIAL

MODELO MATEMÁTICO

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

R²

- 0.734

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- -1.66%

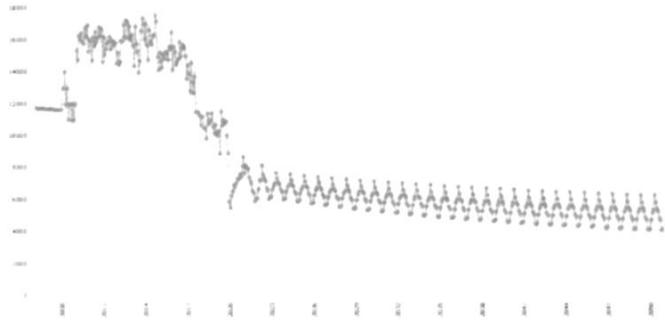


Gráfico 4. 22 : Proyección EDEMET: Consumo Industrial.

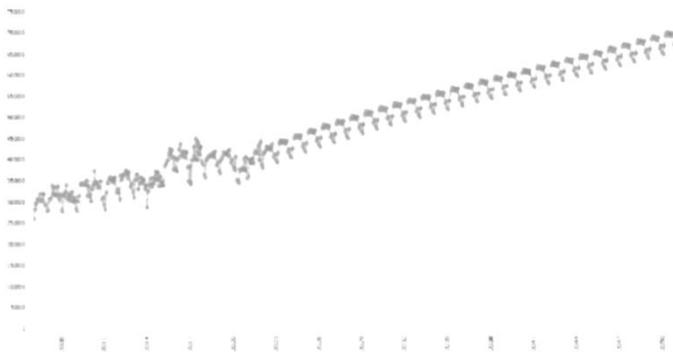


Gráfico 4. 23 : Proyección EDEMET: Consumo Comercial.

CONSUMO DE GOBIERNO

MODELO MATEMÁTICO

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

R²

- 0.899

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 1.95%

B





268

CONSUMO ALUMBRADO PÚBLICO

MODELO MATEMÁTICO

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

R²

- 0.912

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 2.34%

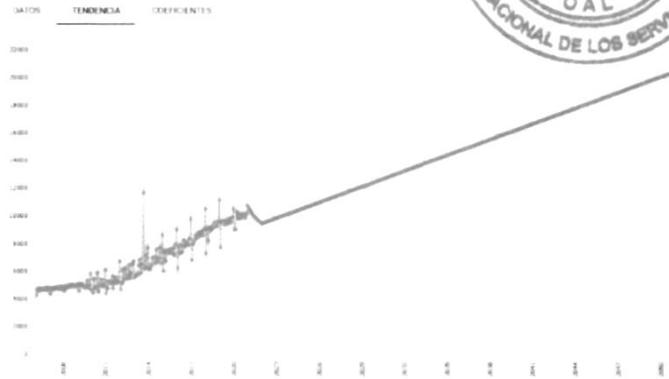


Gráfico 4. 24 : Proyección EDEMET: Consumo Alumbrado Público.

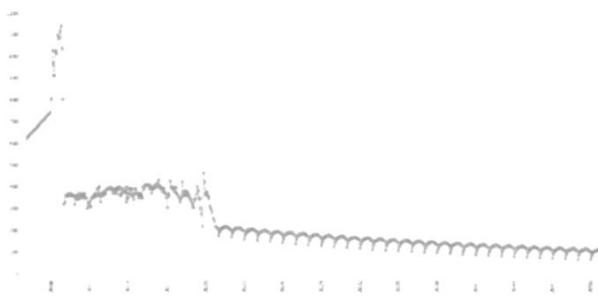


Gráfico 4. 25 : Proyección EDEMET: Consumo Otros.

CONSUMO OTROS

MODELO MATEMÁTICO

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

R²

- 0.475

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- -1.45%

Handwritten signature or mark.





TARIFA MEDIA REAL

MODELO MATEMÁTICO

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

R²

- 0.422

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- -0.97%

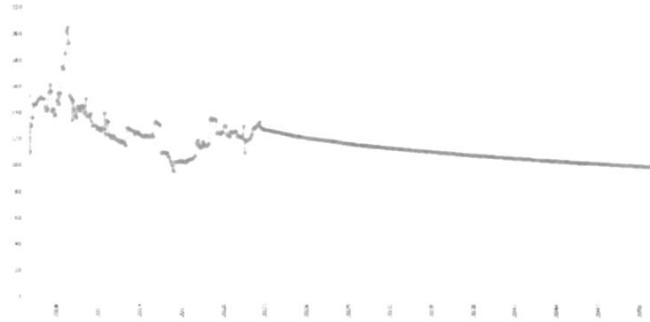


Gráfico 4. 26 : Proyección EDEMET: Tarifa Media Real.

Gráfico 4. 27 : Proyección EDEMET: Pérdidas Técnicas.

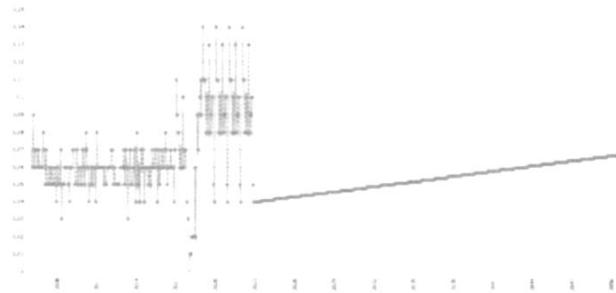
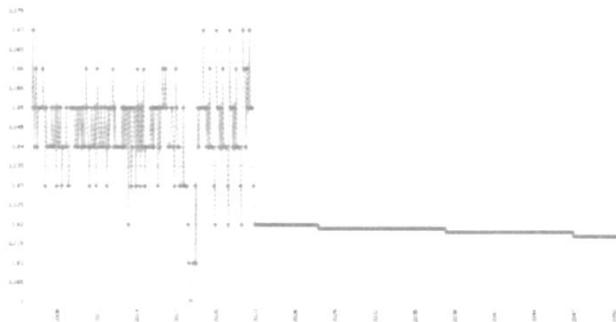


Gráfico 4. 28 : Proyección EDEMET: Pérdidas no Técnicas.



PÉRDIDAS





270

Elektra Noreste, S.A. (ENSA)

CONSUMO RESIDENCIAL

MODELO MATEMÁTICO

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

R²

- 0.945

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 3.68%

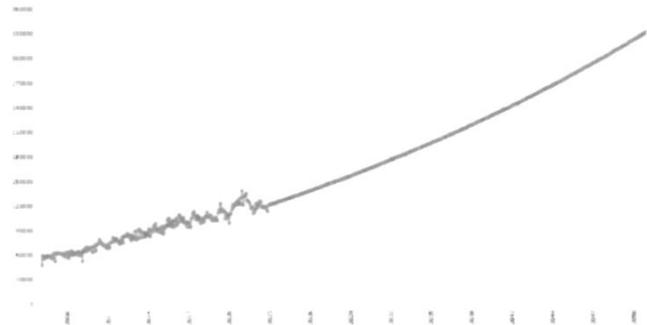


Gráfico 4. 29 : Proyección ENSA: Consumo Residencial.

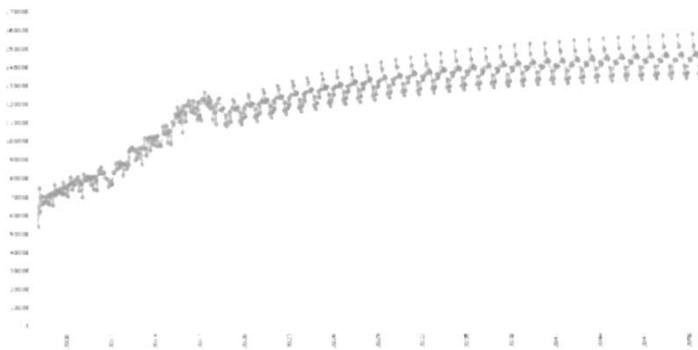


Gráfico 4. 30 : Proyección ENSA: Consumo Comercial

CONSUMO COMERCIAL

MODELO MATEMÁTICO

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

R²

- 0.929

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 1.78%

Handwritten signature





271

CONSUMO INDUSTRIAL

MODELO MATEMÁTICO

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

R²

- 0.885

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- -0.15%

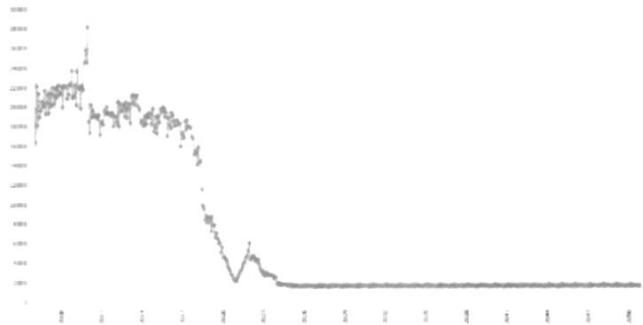


Gráfico 4. 31 : Proyección ENSA: Consumo Industrial.

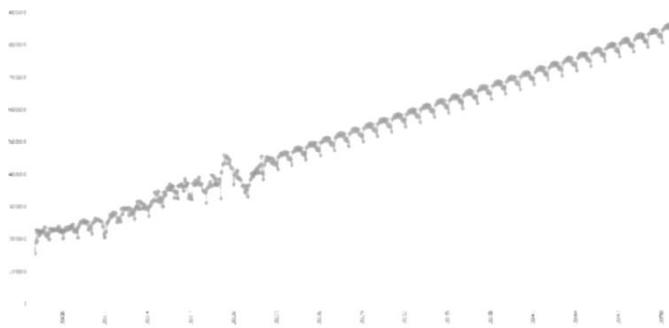


Gráfico 4. 32 : Proyección ENSA: Consumo de Gobierno.

CONSUMO DE GOBIERNO

MODELO MATEMÁTICO

- $CGOB = a + b * TEMP$
(Estacional)

R²

- 0.935

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 3.26%

Handwritten signature or mark





CONSUMO ALUMBRADO PÚBLICO

MODELO MATEMÁTICO

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

R²

- 0.985

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 3.00%

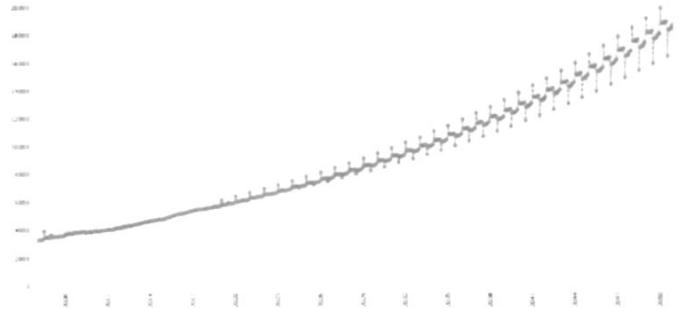


Gráfico 4. 33 : Proyección ENSA: Consumo Alumbrado Público.

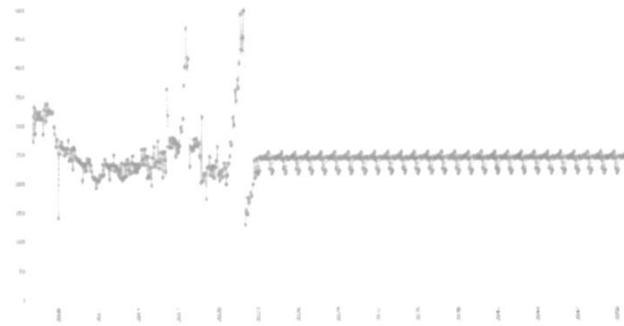


Gráfico 4. 34 : Proyección ENSA: Consumo Otros.

CONSUMO OTROS

MODELO MATEMÁTICO

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

R²

- 0.056

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 0.0%





TARIFA MEDIA

MODELO MATEMÁTICO

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

R²

- 0.497

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- -0.97%

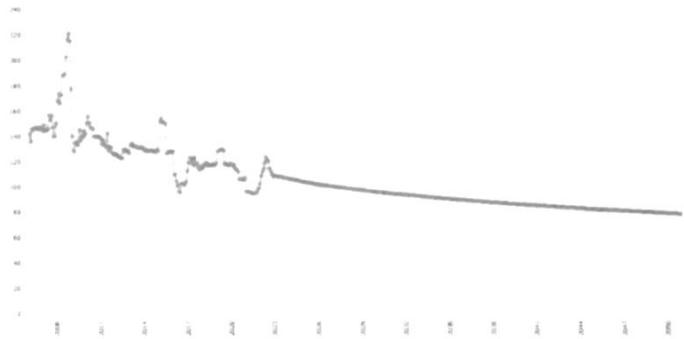


Gráfico 4. 35 : Proyección ENSA: Tarifa Media Real.

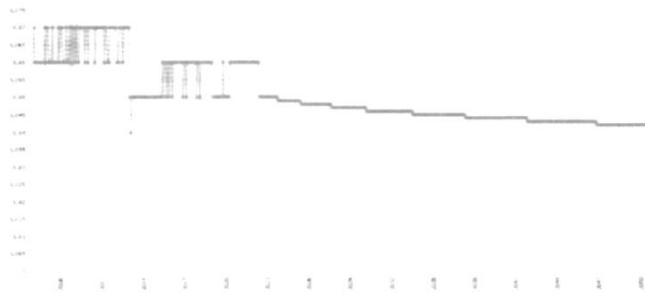


Gráfico 4. 36 : Proyección ENSA: Pérdidas Técnicas.

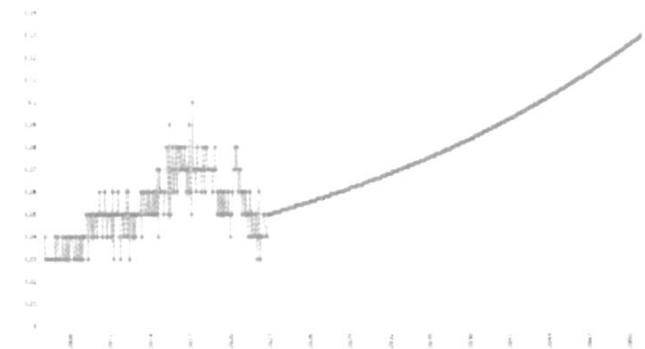


Gráfico 4. 37 : Proyección ENSA: Pérdidas No Técnicas.

PÉRDIDAS

Handwritten signature or mark.





274

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

AB



05



CAPÍTULO V

RESULTADOS OBTENIDOS

AB





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.

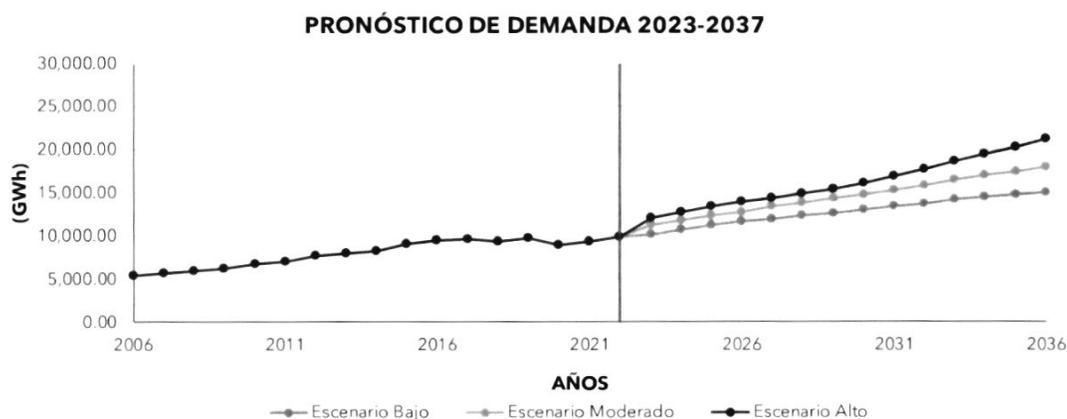
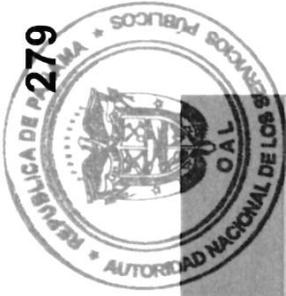


Gráfico 5. 1 : Proyección de la demanda total de Panamá - Tres escenarios.

AB





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

AÑO	Pesimista - Bajo		Moderado - Medio		Optimista - Alto	
	GENERACIÓN GWh	POTENCIA MW Δ%MW	GENERACIÓN GWh	POTENCIA MW Δ%MW	GENERACIÓN GWh	POTENCIA MW Δ%MW
2023	10,174.09	1,698.53	11,253.99	1,829.78	12,069.35	1,961.04
2024	10,689.34	1,749.49	11,823.92	1,941.43	12,733.16	2,088.51
2025	11,213.12	1,828.21	12,366.71	2,051.59	13,357.09	2,213.82
2026	11,650.43	1,901.34	12,779.49	2,150.06	13,904.73	2,353.29
2027	11,968.47	1,981.20	13,387.11	2,278.59	14,391.40	2,508.60
2028	12,289.78	2,058.47	13,828.55	2,399.35	14,909.49	2,656.61
2029	12,656.06	2,142.86	14,321.69	2,509.72	15,392.34	2,808.04
2030	12,989.97	2,241.43	14,795.00	2,630.19	16,134.81	2,965.29
2031	13,344.98	2,328.85	15,295.12	2,732.77	16,911.48	3,110.59
2032	13,690.56	2,415.02	15,806.89	2,818.80	17,708.58	3,253.67
2033	14,183.40	2,498.00	16,464.18	2,915.67	18,669.68	3,390.33
2034	14,529.74	2,575.44	17,009.59	3,006.05	19,519.21	3,546.28
2035	14,737.28	2,677.01	17,432.10	3,124.61	20,257.37	3,720.05
2036	15,087.18	2,766.26	18,021.86	3,228.78	21,169.30	3,876.81
2037	15,456.95	2,839.69	18,645.99	3,314.49	22,126.56	4,060.17

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

Handwritten mark





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.

Handwritten signature





281

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.

83

Tomo I - Estudios Básicos
Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional
PESIN 2023 - 2037





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

Incluye: Minera Panamá + ACP + Pérdidas

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
2023	13,310.46		2,066.11		14,423.01	0.00%	2,198.94		15,254.70		2,331.76	
2024	13,914.24	4.54%	2,118.01	2.51%	15,082.68	4.57%	2,312.06	5.14%	16,005.16	4.92%	2,460.76	5.53%
2025	14,477.35	4.05%	2,193.59	3.57%	15,665.40	3.86%	2,417.83	4.57%	16,672.50	4.17%	2,580.69	4.87%
2026	14,930.53	3.13%	2,266.95	3.34%	16,093.31	2.73%	2,516.75	4.09%	17,337.30	3.99%	2,720.84	5.43%
2027	15,259.00	2.20%	2,351.16	3.71%	16,719.96	3.89%	2,649.89	5.29%	18,111.67	4.47%	2,880.94	5.88%
2028	15,590.93	2.18%	2,427.93	3.27%	17,175.62	2.73%	2,770.54	4.55%	18,702.55	3.26%	3,029.10	5.14%
2029	15,969.04	2.43%	2,511.68	3.45%	17,684.38	2.96%	2,880.36	3.96%	19,437.50	3.93%	3,180.15	4.99%
2030	16,313.72	2.16%	2,615.77	4.14%	18,172.61	2.76%	3,006.68	4.39%	20,113.81	3.48%	3,343.65	5.14%
2031	16,680.07	2.25%	2,701.66	3.28%	18,688.40	2.84%	3,107.83	3.36%	20,866.13	3.74%	3,487.75	4.31%
2032	17,036.68	2.14%	2,787.13	3.16%	19,216.16	2.82%	3,193.11	2.74%	21,727.52	4.13%	3,630.34	4.09%
2033	17,545.36	2.99%	2,871.43	3.02%	19,894.24	3.53%	3,291.27	3.07%	22,654.60	4.27%	3,768.40	3.80%
2034	17,902.91	2.04%	2,951.90	2.80%	20,456.80	2.83%	3,384.76	2.84%	23,604.95	4.19%	3,927.81	4.23%
2035	18,117.23	1.20%	3,050.85	3.35%	20,892.47	2.13%	3,500.77	3.43%	24,313.58	3.00%	4,099.32	4.37%
2036	18,478.47	1.99%	3,140.85	2.95%	21,500.71	2.91%	3,605.78	3.00%	25,225.73	3.75%	4,257.19	3.85%
2037	18,860.16	2.07%	3,218.45	2.47%	22,144.36	2.99%	3,695.71	2.49%	26,464.47	4.91%	4,445.29	4.42%

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

RA





Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

A



06



CAPÍTULO VI

CURVAS TÍPICAS

AB



Gaceta Oficial Digital

Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO663A659F8A58E** en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

A handwritten signature or mark, possibly initials, located in the bottom right corner of the page.





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 -----

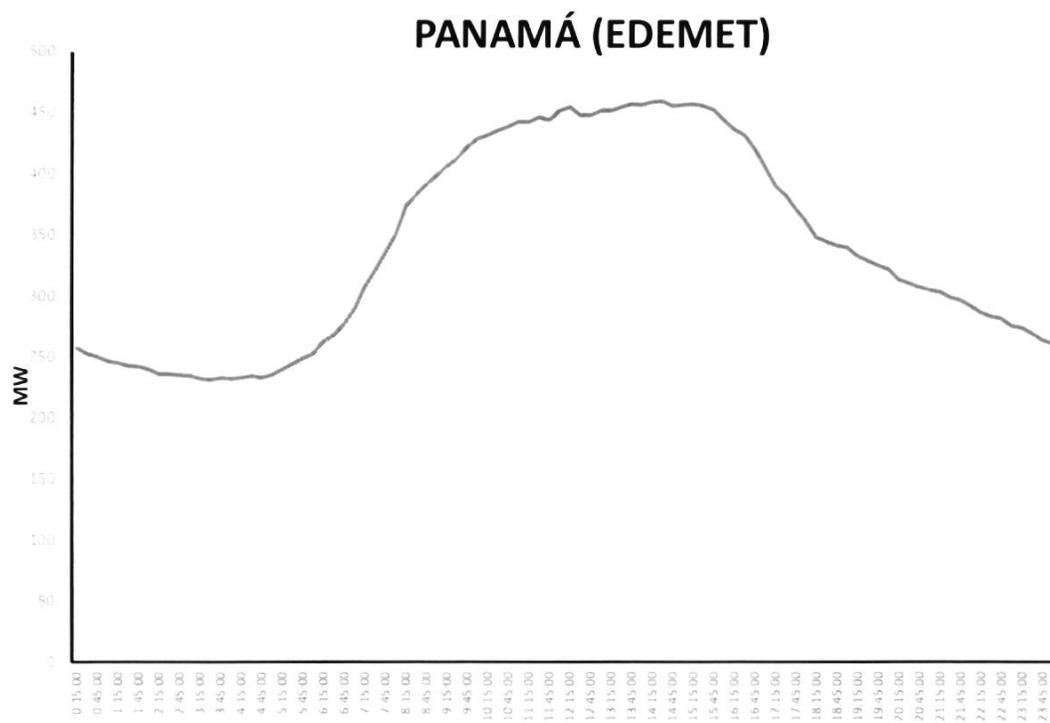


Gráfico 6. 1 : Curva Típica de Carga - Panamá EDEMET.



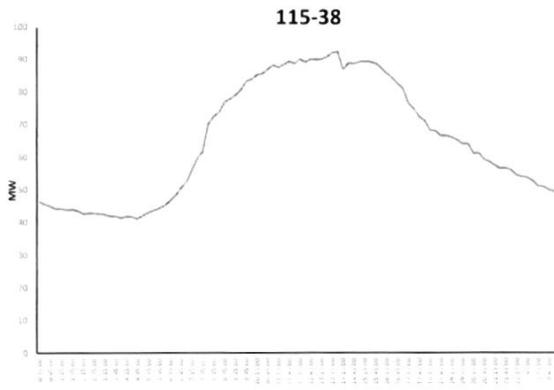


Gráfico 6. 2 : Curva Típica de Carga Línea 115-38.

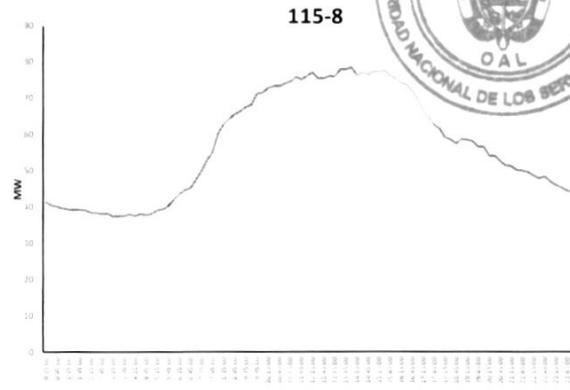


Gráfico 6. 3 : Curva Típica de Carga - Línea 115-8.



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

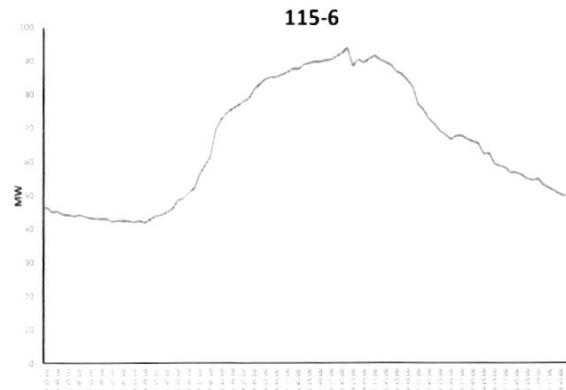


Gráfico 6. 4 : Curva Típica de Carga - Línea 115-6.

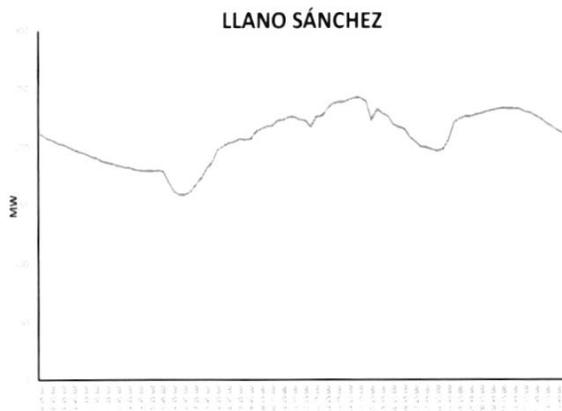


Gráfico 6. 6 : Curva Típica de Carga - Llano Sánchez.

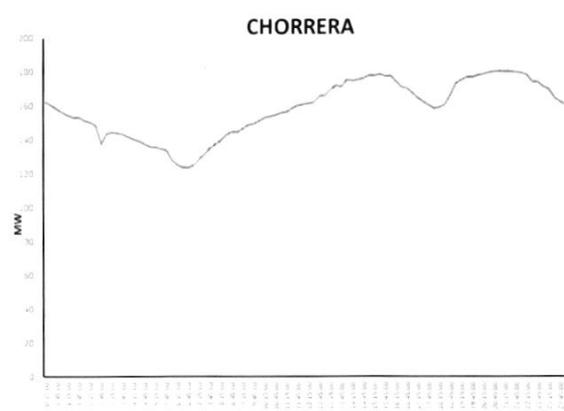


Gráfico 6. 7 : Curva Típica De Carga - Chorrera.



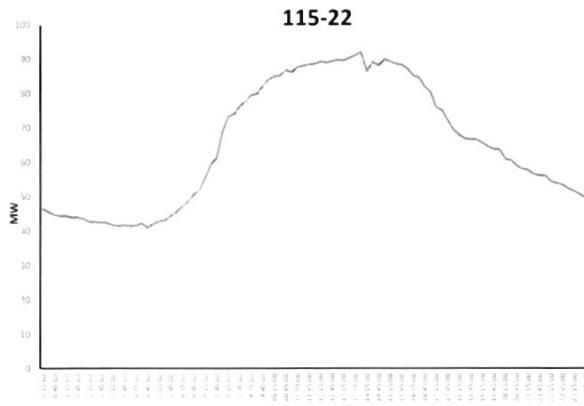


Gráfico 6. 8 : Curva Típica de Carga - Línea 115-22.

4

EDECHI

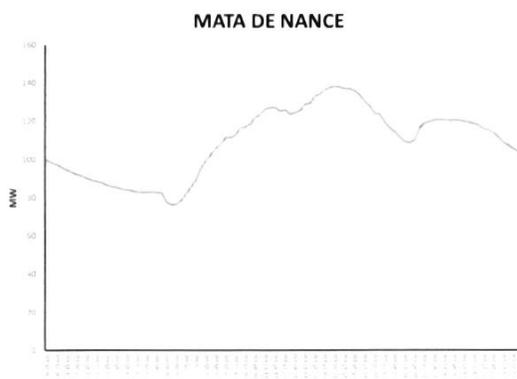


Gráfico 6. 9 : Curva Típica De Carga - Mata de Nance.

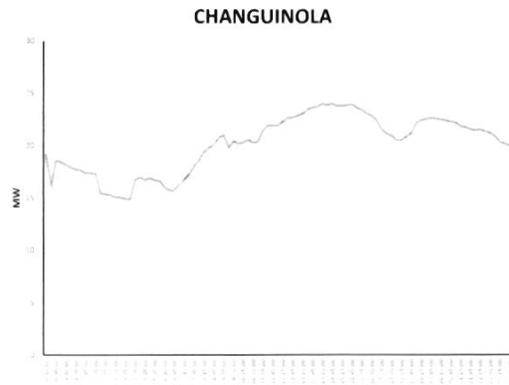


Gráfico 6. 10 : Curva Típica De Carga - Changuinola.

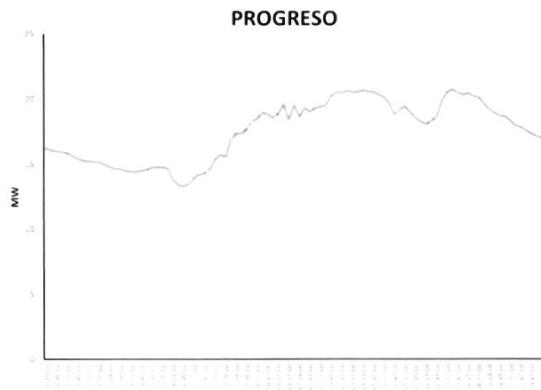


Gráfico 6. 11: Curva Típica de Carga - Progreso.





ENSA

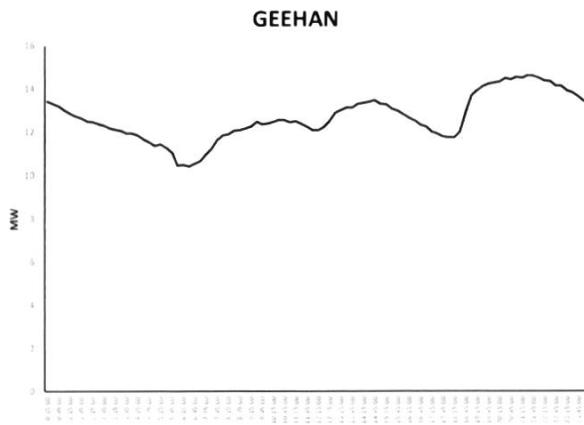


Gráfico 6. 12 : Curva Típica de Carga - Geehan



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

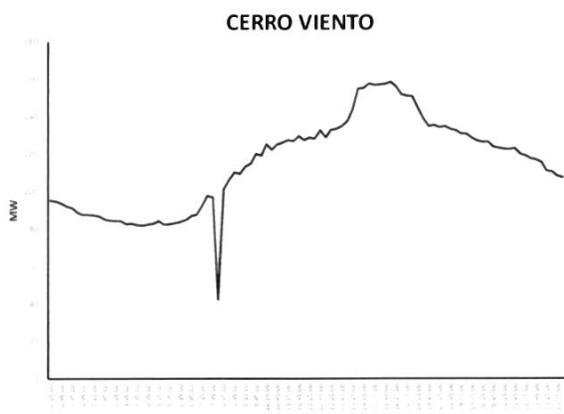


Gráfico 6. 15 Curva Típica de Carga - Cerro Viento.

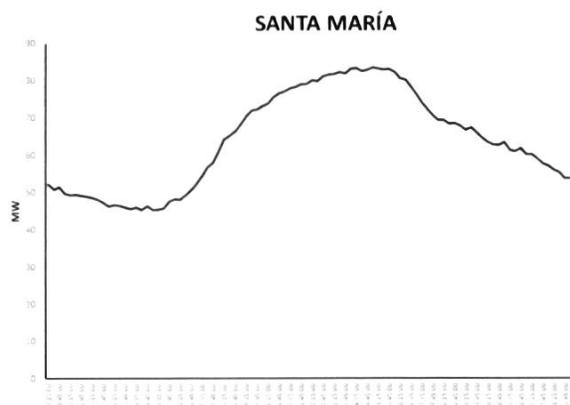


Gráfico 6. 14 : Curva Típica de Carga - Santa María.

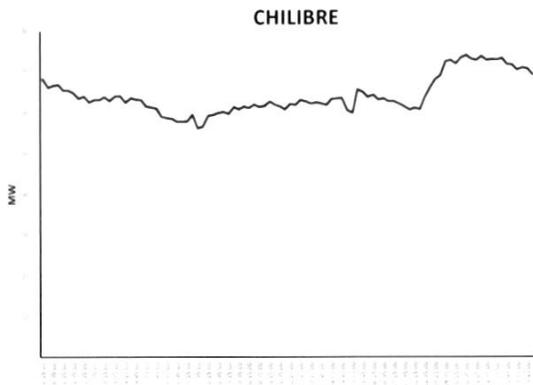


Gráfico 6. 17 Curva Típica de Carga - Chilibre.

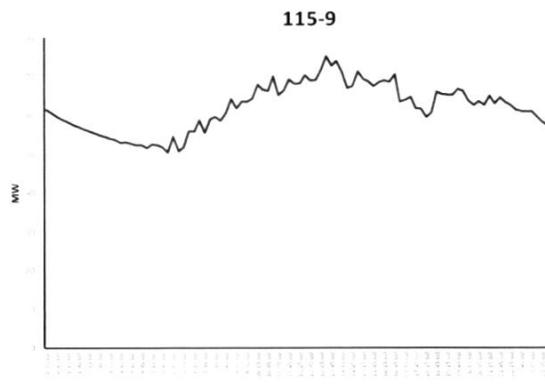


Gráfico 6. 16 Curva Típica de Carga - Línea 115-9.



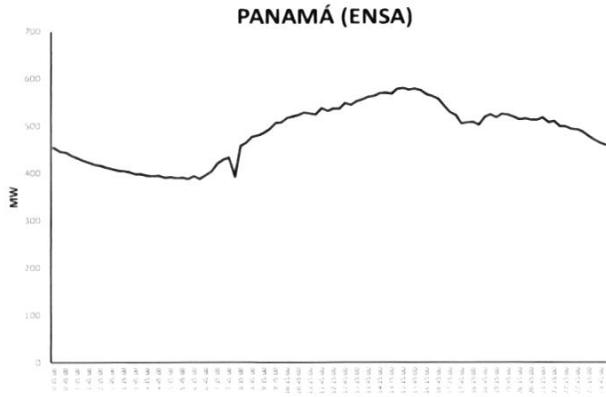


Gráfico 6. 18 : Curva Típica de Carga ENSA - Panamá (Provincia de Panamá - S/E Panamá, S/E Cerro Viento, S/E Geehan, S/E Tocumen, S/E Santa María y S/E 24 De Diciembre).

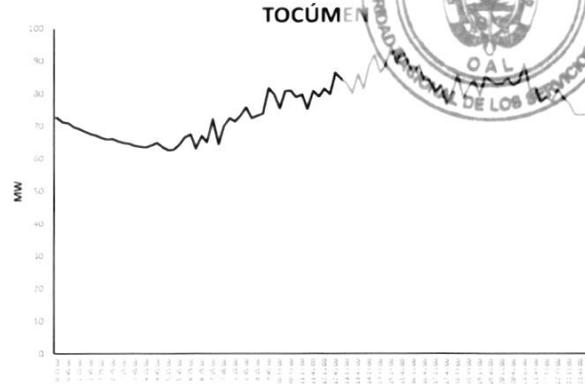


Gráfico 6. 19 Curva Típica de Carga - Tocúmen.

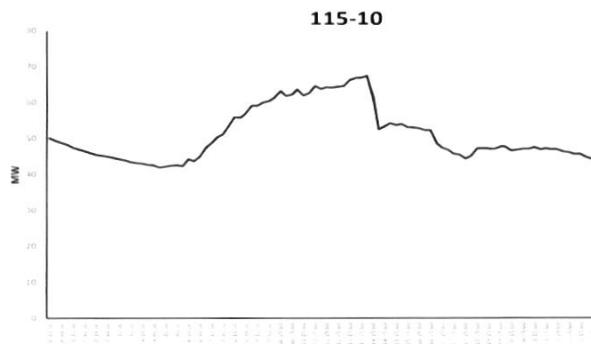


Gráfico 6. 20 Curva Típica de Carga - Línea 115-10.

GRANDES USUARIOS

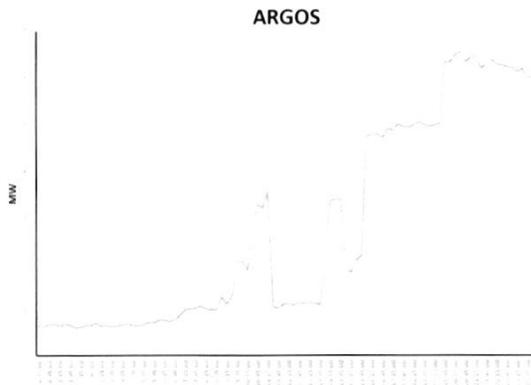


Gráfico 6. 22 : Curva Típica de Carga - ARGOS

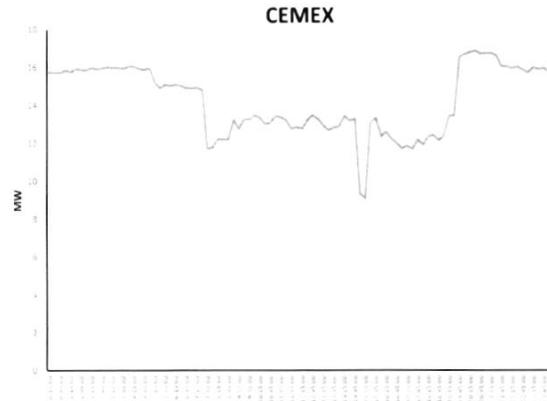


Gráfico 6. 21 : Curva Típica de Carga - Cemex





Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

AB



07



CAPÍTULO VII

DESAGREGACIÓN POR BARRA

AB





Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

A





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.

PRONÓSTICO MODERADO		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CARGA DE LAS DISTRIBUIDORAS (MW)		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
CARGA DE LAS DISTRIBUIDORAS + MINERA + ACP + PÉRDIDAS		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
ENSA	COD.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
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	LM.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%	0.00%	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%
TOTAL ENSA		32.45%	33.08%	33.68%	34.12%	34.52%	34.51%	35.37%	35.71%	35.89%	35.61%	35.99%	35.98%
EDEMET		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Llano Sánchez 115 KV - Pocr	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	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%
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%
TOTAL EDEMET		38.40%	38.18%	38.90%	38.86%	39.17%	39.70%	39.49%	39.70%	39.95%	40.43%	40.46%	40.75%

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.

Handwritten signature or mark.





**PRONÓSTICO MODERADO
CARGA DE LAS DISTRIBUIDORAS (MW)
MINERA + ACP + PÉRDIDAS**

ENSA	COD.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
		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	3.221.78	3.310.97	3.402.16
		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	3.512.42	3.611.79	3.702.16	3.794.53
TOcumen	TOC	4.38%	4.50%	4.59%	4.62%	4.65%	4.55%	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%	3.41%	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%	1.35%	1.36%	1.37%	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%
Caizada 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%	0.54%	0.54%
France Field	FF13.8	3.13%	3.22%	3.33%	3.62%	3.69%	3.77%	3.78%	3.82%	3.86%	3.82%	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%	1.03%	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 Gorzallillo	GON13.8	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%
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%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
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%
TOTAL ENSA		32.45%	33.08%	33.68%	34.12%	34.52%	34.51%	35.37%	35.71%	35.89%	35.61%	35.99%	35.98%	35.98%	35.95%	35.90%	35.85%
EDEMET																	
Llano Sánchez 115 KV - Pochi	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%	2.86%	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%	1.02%	1.03%	1.04%	1.04%	1.05%	1.06%	1.07%	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%
Locera	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%
Burunga	BUR34	2.63%	2.62%	2.62%	2.25%	2.28%	2.32%	2.30%	2.32%	2.34%	2.39%	2.39%	2.42%	2.45%	2.47%	2.50%	2.54%
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%	2.62%	2.25%	2.28%	2.32%	2.30%	2.32%	2.34%	2.39%	2.39%	2.42%	2.45%	2.47%	2.50%	2.54%
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	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%	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%	0.60%	0.60%	0.60%	0.61%
Nueva S/E Santiago 2	STG234	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.04%	0.05%	0.04%	0.05%	0.06%	0.07%	0.07%	0.08%	0.09%	0.10%	0.10%	0.12%
TOTAL EDEMET		38.40%	38.18%	38.90%	38.86%	39.17%	39.70%	39.49%	39.70%	39.95%	40.43%	40.46%	40.75%	41.14%	41.47%	41.74%	42.20%

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





EDEMET (SERVICIO B)		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
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%	0.91%	0.91%
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%	0.69%
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%	0.74%	0.74%	0.74%	0.74%	0.74%	0.74%	0.74%	0.74%	0.74%	0.74%	0.74%	0.74%	0.74%	0.74%
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%
TOTAL SERVICIO B		3.52%	2.94%	2.33%	2.33%	2.36%	2.39%	2.38%	2.39%	2.40%	2.44%	2.44%	2.46%	2.48%	2.49%	2.52%	2.54%
EDECHI		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
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 - Chiriquí	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%	1.27%	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%	1.18%	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 (PIP)	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%	0.70%	0.71%	0.71%	0.71%	0.71%	0.71%	0.72%	0.72%
Vealadero	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%
TOTAL EDECHI		7.99%	7.93%	7.96%	7.94%	8.02%	8.15%	8.07%	8.08%	8.10%	8.21%	8.17%	8.18%	8.20%	8.24%	8.27%	8.30%
GRANDES CLINETES		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Argos	GPA115	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).





298



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

B



08



CAPÍTULO VIII

ESTÁNDARES TECNOLÓGICOS Y COSTOS DE TRANSMISIÓN





Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

B





301

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.

103

Tomo I - Estudios Básicos

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional
PESIN 2023 - 2037

A





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	PESO	ESFUERZOS MECÁNICOS	PERFIL TOPOGRÁFICO
La eficiencia mecánica de la estructura y el aspecto económico.	Las cargas mecánicas y la altura de la estructura.	Modelado de los datos de viento y determinación de la velocidad de viento.	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.



AB

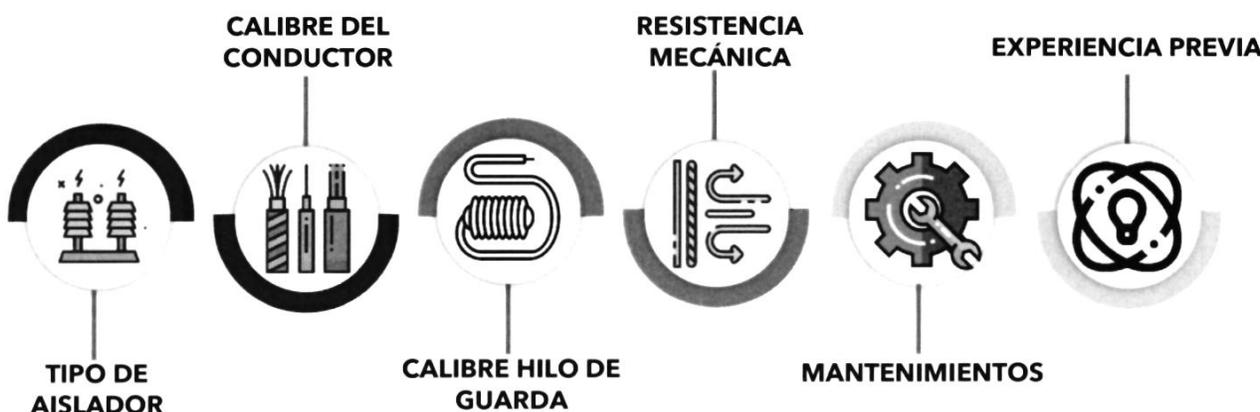




Herrajes y Accesorios

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.

Handwritten signature or mark.





306

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

A





SUBESTACIONES

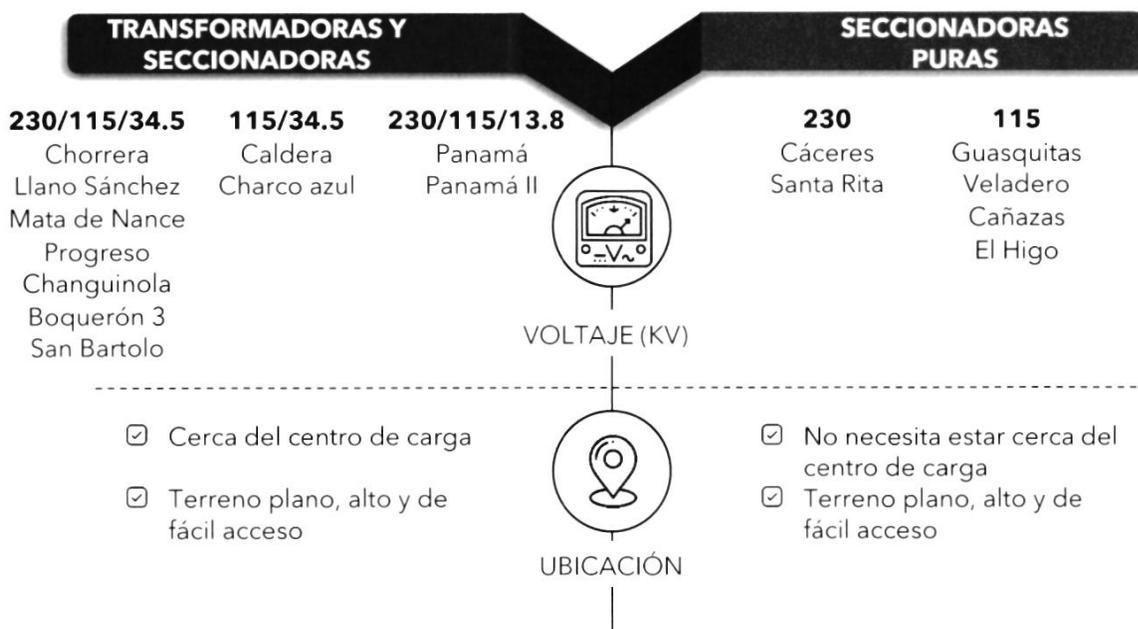
Generalidades

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.

OBJETIVO



SUBESTACIONES EN PANAMÁ



B





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.

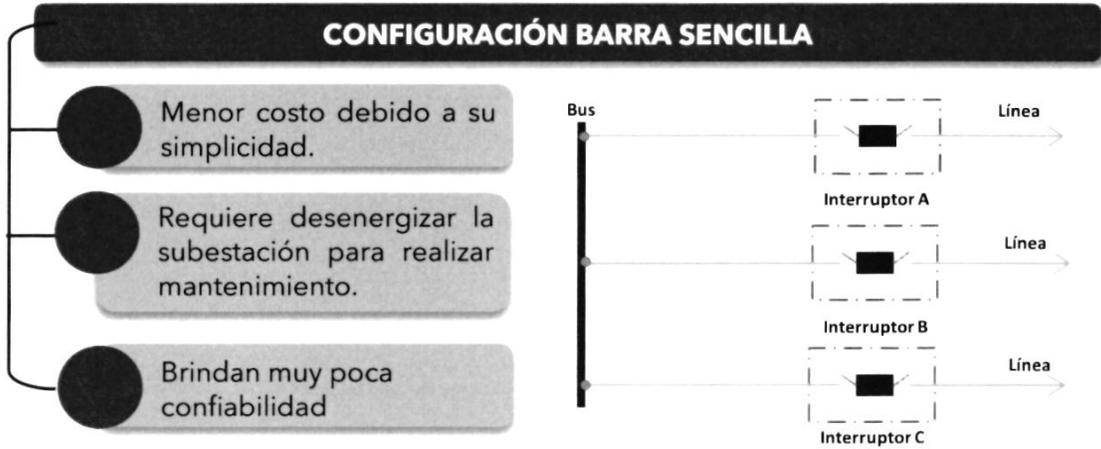


Figura 0.1: Configuración Barra sencilla.

EN ETESA

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

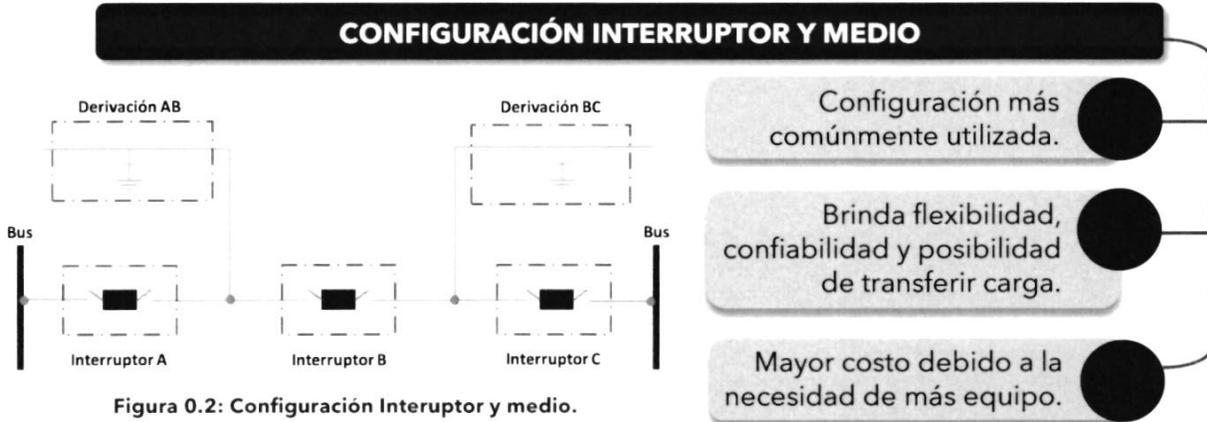


Figura 0.2: Configuración Interruptor y medio.

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.

B





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

Menor posibilidad de contaminación ambiental.	Menor costo de obras civiles.	Facilidad de transporte.	Menor tiempo de instalación.	Más económicos.	Requiere mantenimientos menores.

AB





PROPIEDADES CLAVE

A Posee una constante de tiempo térmico baja, alta estabilidad química y mayor capacidad en la extinción de los arcos eléctricos.

El gas tiene una excelente fuerza dieléctrica.

B

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



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.

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

A





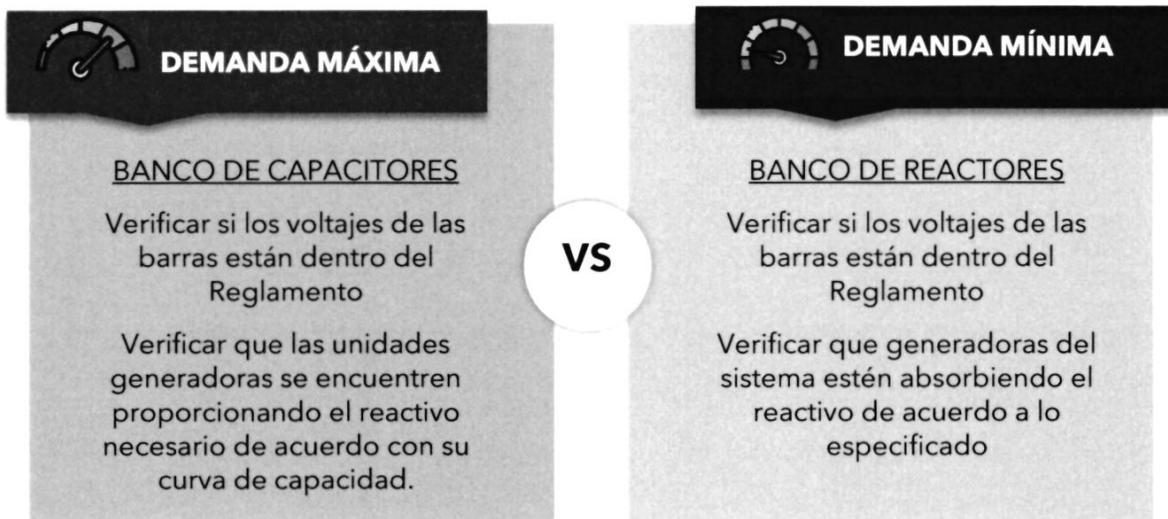
- ☑ Requiere de un canal de comunicación para enviar y recibir el permiso de disparo.
- ☑ Como respaldo de las protecciones de las líneas adyacentes se usa el esquema de fallo de interruptor remoto.

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





312

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.

B





313

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO UNITARIO (Miles de B./.)
1	Costo de Torres de Acero	
	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
2	Costo de Aisladores y Herrerajes	
	115 KV	6.74
	230 KV	11.79
	230 KV 2 cond. por fase	14.28
3	Costo de Conductores	
	Conductor 636 ACSR	23.08
	Conductor 750 ACAR	24.08
	Conductor 1200 ACAR	29.19
	230 KV 2 cond. por fase	47.96
4	Costo de Hilo de Guarda y Accesorios	
	OPGW	7.34
	7No.8	2.13
5	Costo de Sistema de Puesta a Tierra	
	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
	%			
Montaje	0.22	0.28	0.28	0.28
Obras Civiles	0.25	0.26	0.32	0.26

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

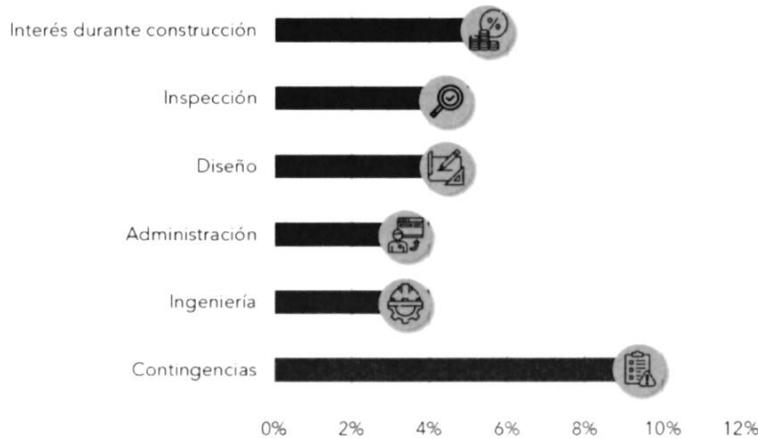
A





314

DETALLE PORCENTUAL DE OTROS COSTOS



COSTOS UNITARIOS DE LÍNEAS B./km (Miles)

Líneas	Plan 2023
115 KV	
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
230 KV	
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

AB





SUBESTACIONES

CATEGORÍAS PARA EQUIPOS Y ACTIVIDADES

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).



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 de 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

A



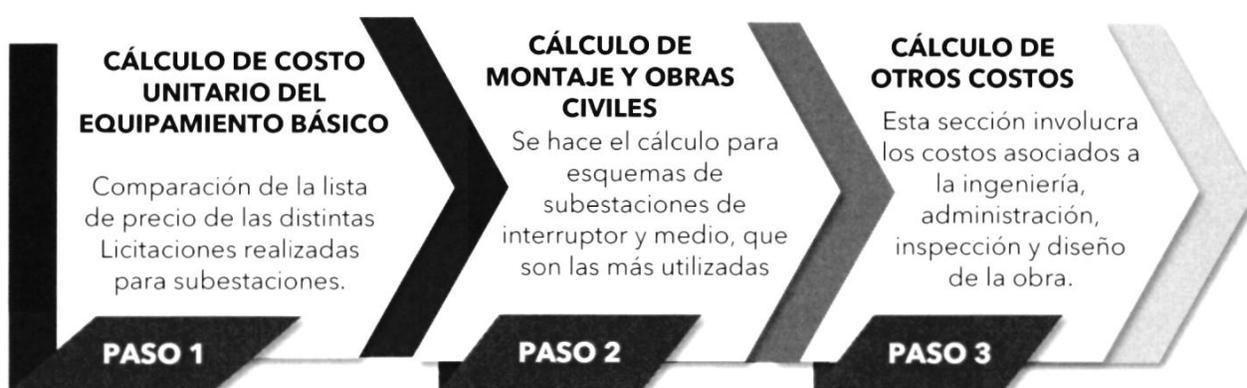


Cálculo de Costos de Equipos Tipo Lote

Debido a que las subestaciones de ETEESA 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

Handwritten signature or mark





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.

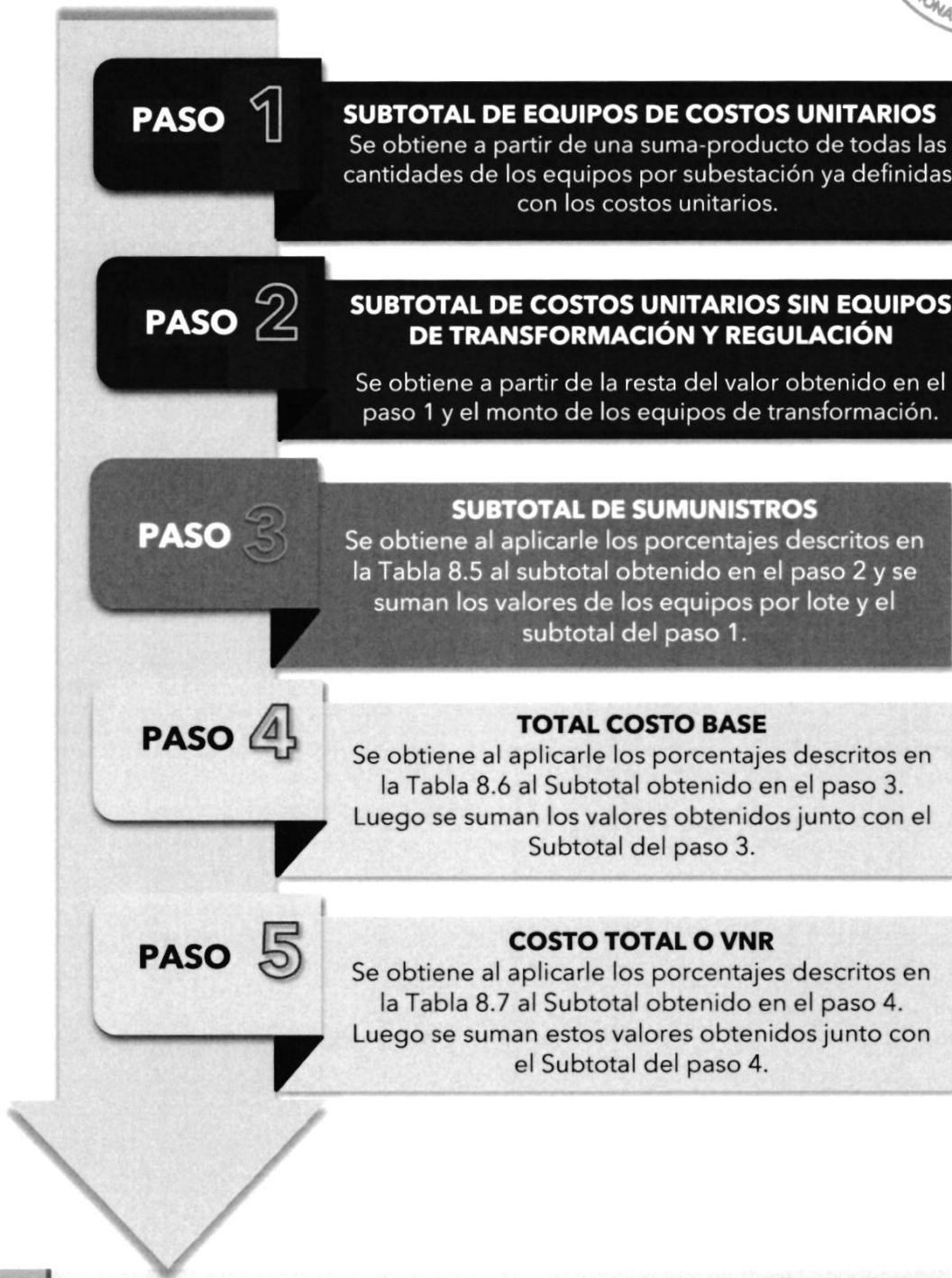
Handwritten signature





319

Cálculo del VNR para las Subestaciones



AB





Costos Unitarios de Subestaciones B/ Plan 2023	
115 KV	
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
230 KV	
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.

A





Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

AB



09



CAPÍTULO IX

CONCLUSIONES Y REFERENCIAS

18





Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

R





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
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
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
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
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>

B





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
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
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

A



**PE
20**



TOMO II

ANEXO I

SALIDAS DEL ESCENARIO TENDENCIAL

AR





Esta sección está en proceso de desarrollo

R





ESCENARIO TENDENCIAL

El escenario tendencial representa una visión conservadora de la evolución del sector eléctrico, que no incorpora cambios significativos en las políticas, las regulaciones, las tecnologías o las preferencias de los consumidores. Este escenario sirve como referencia para comparar otros escenarios alternativos que planteen diferentes opciones de desarrollo del sector eléctrico. El escenario tendencial es un escenario que refleja las tendencias actuales y proyectadas de la demanda y la generación de energía eléctrica en Panamá. Este escenario considera los siguientes aspectos:

- **Demanda:** se basa en los resultados de crecimiento moderado de la demanda del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN), que proyecta una demanda máxima de 3,695 MW para el año 2037.
- **Generación:**

Los proyectos considerados en el escenario son aquellos que cumplen con los requisitos legales y técnicos para ser parte del sistema eléctrico nacional. Estos proyectos se denominan proyectos candidatos y se clasifican según su fuente de generación: hidroeléctrica, térmica o renovable. Los proyectos candidatos son aquellos que:

- Tienen trámite de solicitud de concesión o licencia ante la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), considerando que para poder ser incluidos se requiere la información necesaria para la caracterización de los mismos.
- tienen, como mínimo, emitida y vigente la respectiva resolución de la ASEP en la que se certifica la obtención de la concesión definitiva para la construcción y operación de una central hidroeléctrica.
- tienen, por lo menos, la autorización de conducencia del Ministerio de Ambiente.
- O, en el caso de centrales térmicas, que tengan vigente la licencia provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.
- O, en el caso de centrales renovables, que dispongan de licencia provisional o concesión vigentes, otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.
- que, los promotores hayan presentado ofertas durante los actos realizados por la ASEP para la autorización de los trámites de aprobación del estudio de impacto ambiental de los respectivos proyectos hidroeléctricos ante el Ministerio de Ambiente, y se haya formalizado mediante el pago por este derecho.

A





- que, los promotores hayan realizado los trámites de viabilidad de conexión ante la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) y entregado la información solicitada en el Reglamento de Operación.
 - Estos proyectos candidatos se consideran en el escenario tendencial como parte de la oferta de generación disponible para satisfacer la demanda de energía eléctrica proyectada. Estos proyectos se encuentran en diferentes etapas de desarrollo y se espera que entren en operación en los próximos años, según el cronograma establecido por cada promotor.
- Estos proyectos son:
 - Proyectos hidroeléctricos: suman una capacidad instalada de 2,155 MW, de los cuales 1,848 MW ya están en operación.
 - Proyectos eólicos y solares: suman una capacidad instalada de 3,575 MW, de los cuales 850 MW.
 - Proyectos térmicos: suman una capacidad instalada de 3,038 MW, de los cuales 1,382 MW ya están en operación. Estos proyectos utilizan los siguientes combustibles convencionales: búnker C o "heavy fuel oil" (HFO), diésel, gas natural (incluyendo las facilidades de regasificación).
 - Plantas adicionales de fuentes eólicas, gas natural y solares: se consideran plantas adicionales de estas fuentes a partir del año 2024, para cubrir el déficit de generación que se presenta en el escenario tendencial. Estas plantas suman una capacidad instalada de 4,688 MW, de los cuales 307 MW son hidroeléctricas, 641 MW son eólicos, 1656 MW son de gas natural y 2084 MW son solares. Estas plantas incluyen las facilidades de regasificación, importación, control de emisiones, según aplique.

El escenario tendencial representa una visión conservadora de la evolución del sector eléctrico, que no incorpora cambios significativos en las políticas, las regulaciones, las tecnologías o las preferencias de los consumidores. Este escenario sirve como referencia para comparar otros escenarios alternativos que planteen diferentes opciones de desarrollo del sector eléctrico.

A

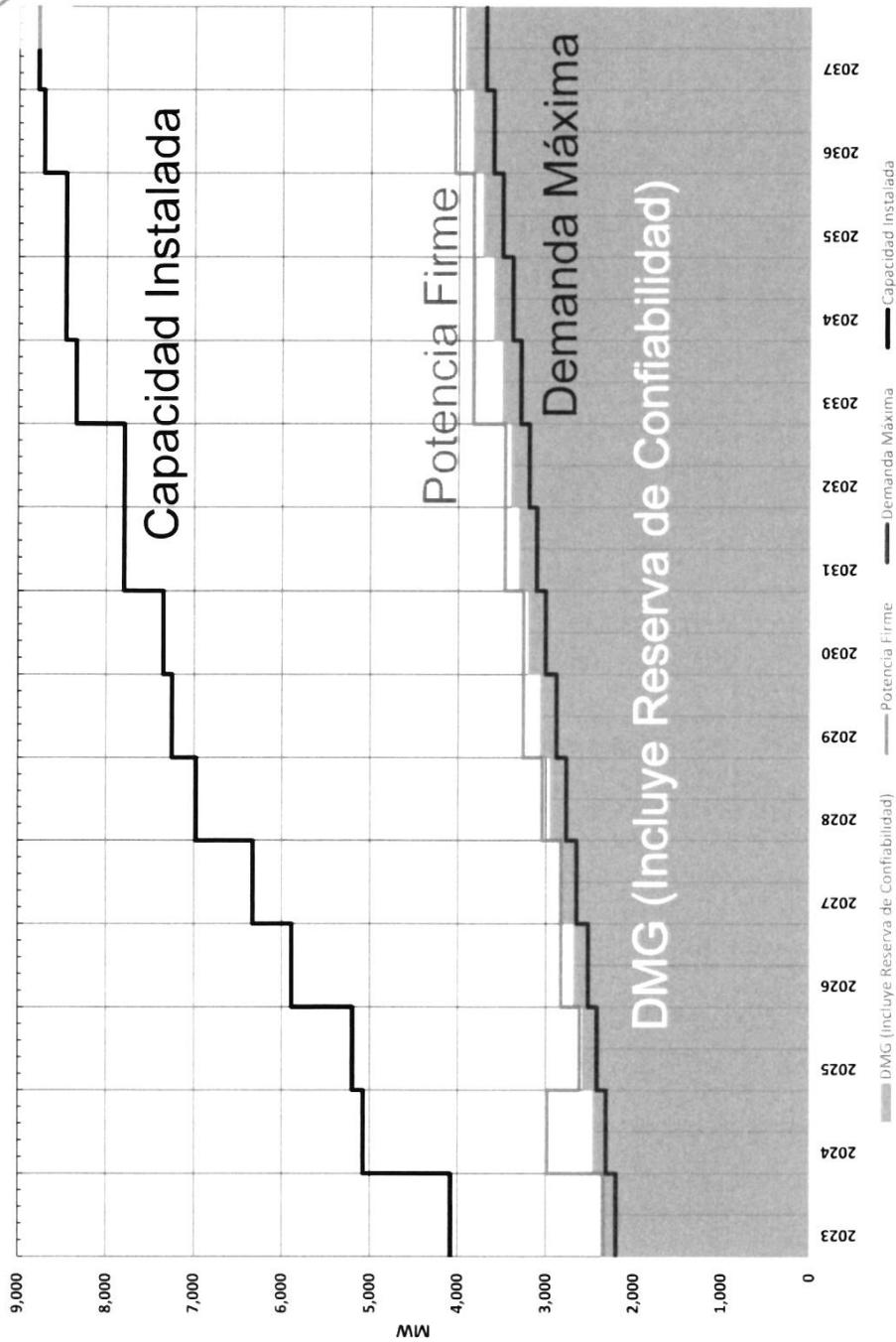




332



Gráfico A1. 1: Balance de Potencia vs Demanda del Escenario Tendencial





333



Cuadro A1.1: Capacidad firme Escenario Tendencial

Table with columns for Agentes Generador, Potencia Firme (MW), Capacidad Instalada (MW), and years from 2023 to 2037. Includes sub-totals for Firm Generation and Total Generation.

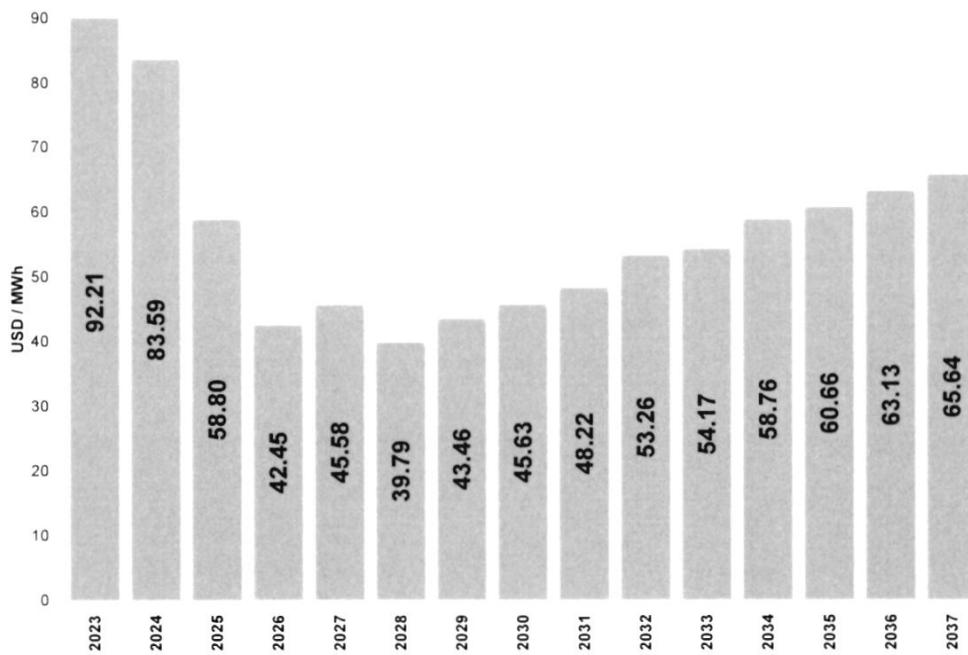
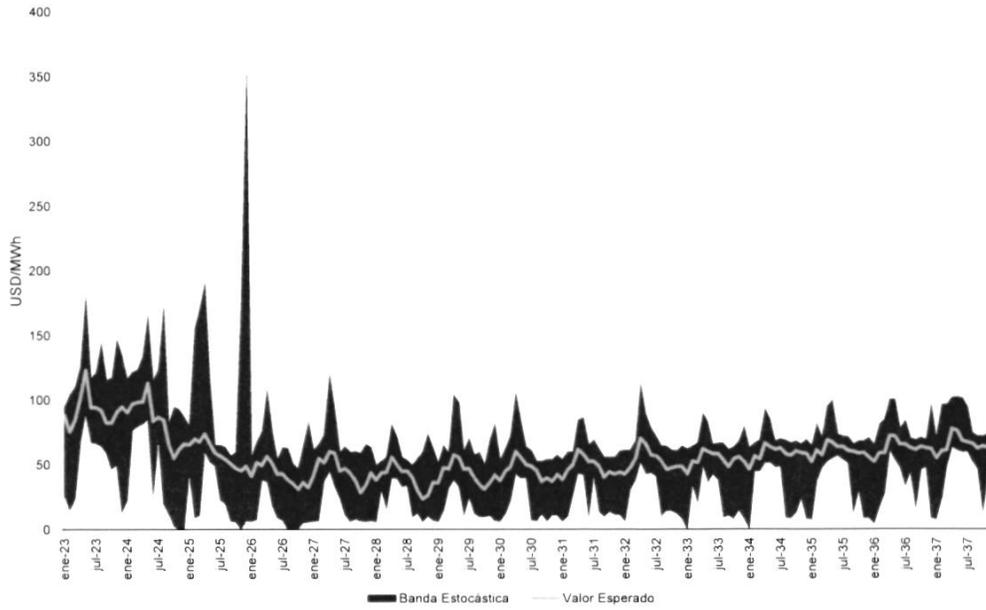
Tomo II - Plan Indicativo de Generación
Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional
PESIN 2023 - 2037





Gráfico A1.2. Costos Marginales del Escenario Tendencial

Costo Marginal de Demanda
Escenario Alternativo A1 PESIN2023
Demanda Media – Combustibles Medios





Cuadro A1. 4. Costos Marginales del Escenario Tendencial

Costo Marginal de Demanda													
\$/MWh													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
2023	88.43	75.65	85.22	102.71	123.18	94.32	94.43	92.16	82.50	82.55	90.41	94.92	92.21
2024	90.48	97.07	98.45	98.82	113.22	83.99	86.81	84.75	66.06	55.11	62.17	66.16	83.59
2025	65.65	70.10	67.86	73.86	66.22	59.15	56.62	54.03	50.77	47.29	45.24	48.81	58.80
2026	41.17	51.80	49.39	56.55	50.83	42.73	42.98	38.63	35.67	31.12	36.32	32.26	42.45
2027	41.78	54.82	51.53	60.23	58.92	45.08	47.18	43.49	37.81	28.26	34.08	43.78	45.58
2028	38.29	43.55	44.15	55.85	49.95	44.77	45.05	39.91	29.98	23.44	26.19	36.31	39.79
2029	35.95	47.62	46.92	57.68	55.89	46.59	46.94	40.12	34.84	31.10	35.98	41.92	43.46
2030	37.81	44.97	48.35	60.26	55.64	50.10	48.90	45.57	37.01	39.63	37.04	42.30	45.63
2031	38.56	45.95	49.57	61.75	57.83	52.38	52.45	48.86	40.32	44.24	42.63	44.11	48.22
2032	42.60	47.58	54.61	70.52	65.88	57.63	56.64	52.95	46.26	47.49	48.38	48.61	53.26
2033	42.71	52.76	51.64	62.21	60.19	58.04	58.30	53.39	48.15	54.41	56.00	52.19	54.17
2034	46.32	56.43	54.23	66.58	63.89	61.70	62.76	58.17	57.13	60.58	59.01	58.36	58.76
2035	52.08	61.06	57.22	69.01	67.11	63.72	63.84	60.63	59.97	58.59	59.11	55.63	60.66
2036	52.20	58.62	58.75	72.18	71.88	65.46	65.59	62.79	61.38	63.83	62.93	62.01	63.13
2037	54.86	60.43	61.10	77.76	76.04	68.46	67.33	66.24	62.46	64.32	63.19	65.55	65.64





**PE
2023**

TOMO II

ANEXO II

SALIDAS DE LOS ESCENARIOS

ALTERNATIVO A1

ALTERNATIVO A2

ALTERNATIVO A3

AB





Esta sección está en proceso de desarrollo

AB





ESCENARIO ALTERNATIVO A1

El escenario alternativo A1 (Prosumidores) es un escenario que explora el impacto de la generación y el almacenamiento distribuidos en el sector eléctrico de Panamá. Este escenario considera los siguientes aspectos:

Consumo: se considera un incremento en el autoconsumo de los prosumidores, que son los consumidores que también generan su propia energía eléctrica, principalmente a partir de fuentes renovables. Se asume que el autoconsumo de los prosumidores comienza en el año 2023 con 89 MW y un factor de planta inicial del 14.5%, y que sigue la curva de crecimiento del Gráfico A2. 2, para incluir el efecto de la generación distribuida. La generación distribuida se refiere a la generación que se conecta a la red de distribución o que se consume en el mismo lugar donde se produce, sin pasar por la red de transmisión.

Gráfico A2 1 Potencia Instalada Prosumidores



Handwritten signature





342

Gráfico A2 2 Crecimiento de Instalación Anual



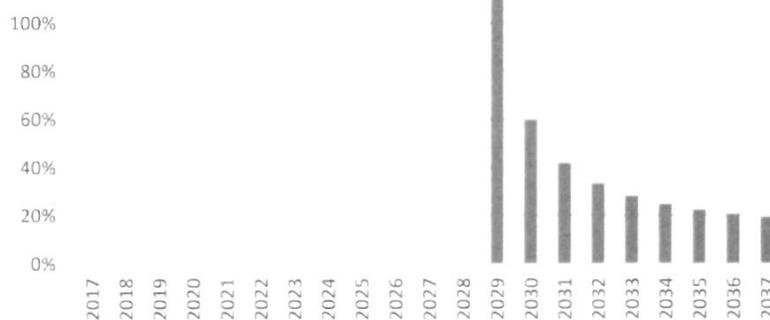
Almacenamiento distribuido: se modela a partir del 2028 la introducción de sistemas de almacenamiento en conjunto con generación de autoconsumo fotovoltaica en un mismo sistema para los prosumidores a razón de 5 MW tanto del sistema de almacenamiento como del sistema fotovoltaico y se utiliza la curva de crecimiento del Gráfico A2. 4. El almacenamiento distribuido se refiere al almacenamiento que se conecta a la red de distribución o que se utiliza en el mismo lugar donde se genera la energía, sin pasar por la red de transmisión. El almacenamiento distribuido permite a los prosumidores gestionar mejor su consumo y su generación, así como aportar servicios al sistema eléctrico.

Gráfico A2 3 Potencia Instalada Prosumidores de almacenamiento distribuido





Gráfico A2 4 Crecimiento de Instalación Anual almacenamiento distribuido



Este escenario considera además los siguientes aspectos:

- **Demanda:** se basa en los resultados de crecimiento moderado de la demanda del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN), que proyecta una demanda máxima de 3,695 MW para el año 2037. Esta demanda se reduce por el efecto del autoconsumo de los prosumidores, que disminuye la demanda neta que se atiende desde el sistema eléctrico nacional.

- **Generación:**

Los proyectos considerados en el escenario son aquellos que cumplen con los requisitos legales y técnicos para ser parte del sistema eléctrico nacional. Estos proyectos se denominan proyectos candidatos y se clasifican según su fuente de generación: hidroeléctrica, térmica o renovable. Los proyectos candidatos son aquellos que:

- Tienen trámite de solicitud de concesión o licencia ante la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), considerando que para poder ser incluidos se requiere la información necesaria para la caracterización de los mismos.
- tienen, como mínimo, emitida y vigente la respectiva resolución de la ASEP en la que se certifica la obtención de la concesión definitiva para la construcción y operación de una central hidroeléctrica.
- tienen, por lo menos, la autorización de conducencia del Ministerio de Ambiente.
- O, en el caso de centrales térmicas, que tengan vigente la licencia provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.

Handwritten signature





- O, en el caso de centrales renovables que dispongan de licencia provisional o concesión vigentes otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.
 - que, los promotores hayan presentado ofertas durante los actos realizados por la ASEP para la autorización de los trámites de aprobación del estudio de impacto ambiental de los respectivos proyectos hidroeléctricos ante el Ministerio de Ambiente, y se haya formalizado mediante el pago por este derecho.
 - que, los promotores hayan realizado los trámites de viabilidad de conexión ante la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) y entregado la información solicitada en el Reglamento de Operación.
 - Estos proyectos candidatos se consideran en el Escenario Alternativo A1 como parte de la oferta de generación disponible para satisfacer la demanda de energía eléctrica proyectada. Estos proyectos se encuentran en diferentes etapas de desarrollo y se espera que entren en operación en los próximos años, según el cronograma establecido por cada promotor.
- Estos proyectos son:
 - Proyectos hidroeléctricos: suman una capacidad instalada de 1,927 MW, de los cuales 1,848 MW ya están en operación. Se excluye el proyecto hidroeléctrico Bocas del Toro (Changuinola II), que tiene una capacidad de 223 MW.
 - Proyectos eólicos y solares: suman una capacidad instalada de 3,575 MW, de los cuales 850 MW.
 - Proyectos térmicos: suman una capacidad instalada de 3,280 MW, de los cuales 1,382 MW ya están en operación. Estos proyectos utilizan los siguientes combustibles convencionales: búnker C o "heavy fuel oil" (HFO), diésel, gas natural (incluyendo las facilidades de regasificación). Se retiran las plantas térmicas sin contratos actualmente a partir de finales del 2024, el resto de las térmicas que actualmente tienen contrato de potencia, se retiran 1 año posterior a la finalización de la vigencia de los mismos.
 - Plantas adicionales de fuentes eólicas, gas natural y solares: se consideran plantas adicionales de estas fuentes a partir del año 2024, para cubrir el déficit de generación que se presenta en el Escenario Alternativo A1. Estas plantas suman una capacidad instalada de 4,702 MW, de los cuales 78 MW son hidroeléctricas, 641 MW son eólicos, 1898 MW son de gas natural y 2084 MW son solares. Estas plantas incluyen las facilidades de regasificación, importación, control de emisiones, según aplique.





- Sistemas de almacenamiento interconectados a la red de transmisión: se consideran sistemas de almacenamiento interconectados a la red de transmisión, en las que su potencia instalada no sea inferior a 100 MW en su totalidad. Se consideran 300 MW en Sistemas de Almacenamiento con Baterías, entrando en 2025, 2030 y 2035 en etapas de 100 MW y regulación de 8 horas.
- Precios de combustibles: se usan las proyecciones de crecimiento medio de la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA), que estiman los precios futuros de los combustibles convencionales utilizados por las plantas térmicas.
- Interconexiones: se consideran las siguientes interconexiones eléctricas con otros países:
 - Segundo circuito del proyecto SIEPAC, de 300 MW adicionales, para un total de capacidad de intercambio de 600 MW a partir de enero 2027. El proyecto SIEPAC es el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central, que conecta a Panamá con Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala.

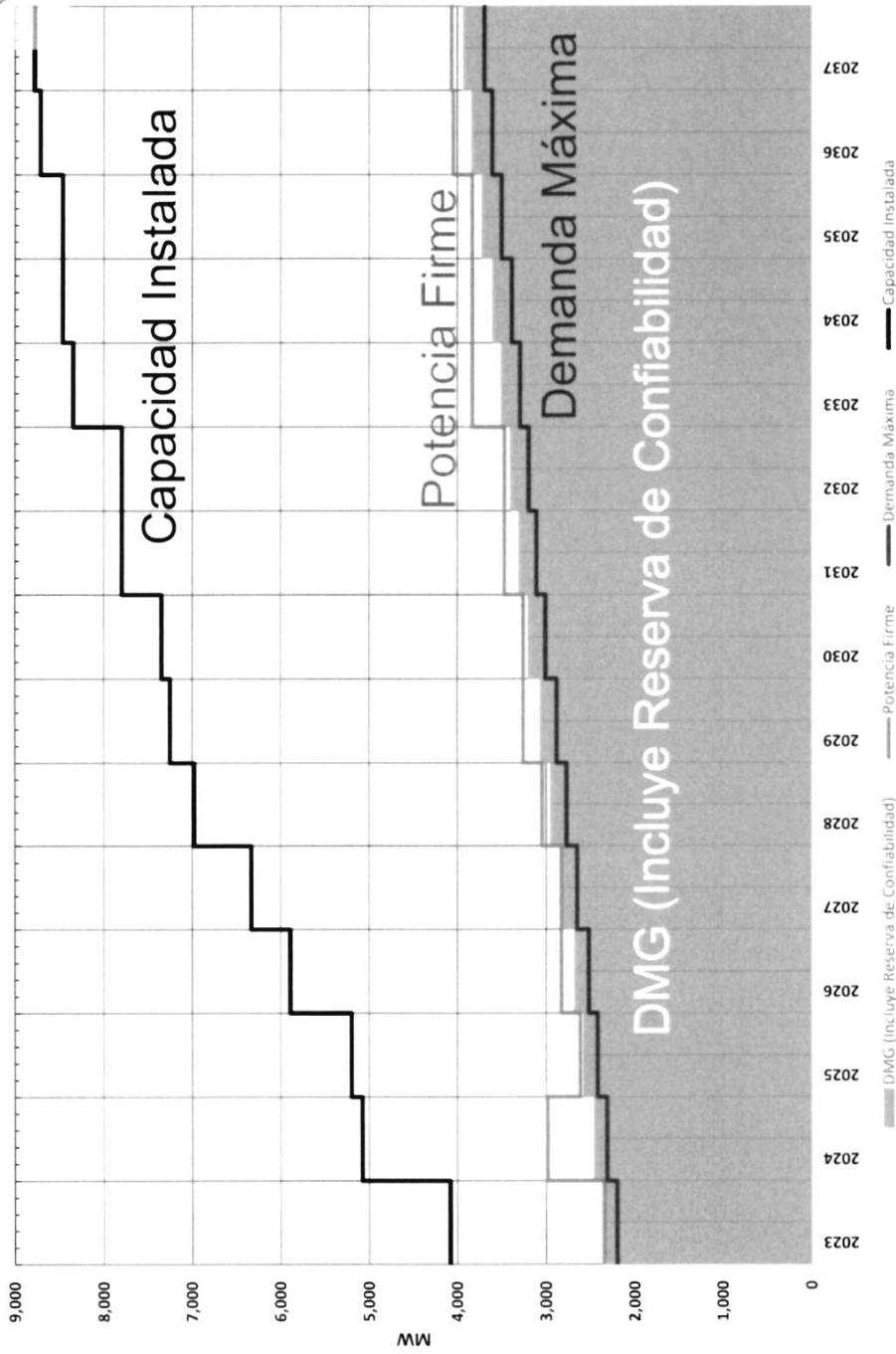
El escenario alternativo A1 (Prosumidores) representa una visión innovadora de la evolución del sector eléctrico, que incorpora cambios significativos en el rol de los consumidores, las tecnologías de generación y almacenamiento distribuidos, y las interconexiones regionales. Este escenario sirve como una opción de desarrollo del sector eléctrico que busca aumentar la participación de las fuentes renovables, la eficiencia energética, la seguridad del suministro y la integración regional.

AB





Gráfico A2 5 Balance de Potencia vs Demanda del Escenario Alternativo A1

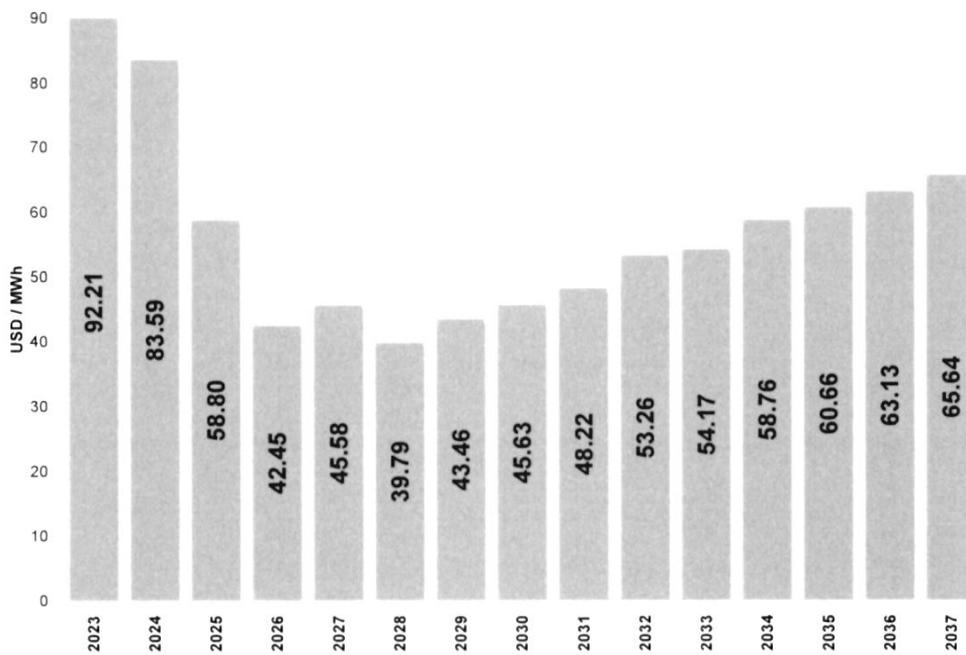
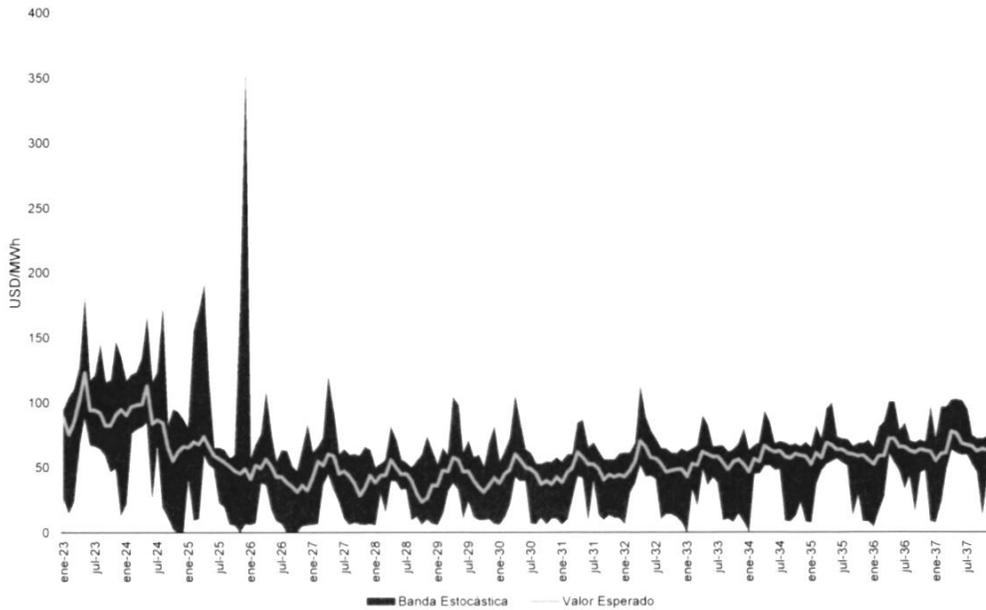




350

Gráfico A2 6 Costos Marginales del Escenario Alternativo A1

Costo Marginal de Demanda
Escenario Alternativo A1 PESIN2023
Demanda Media – Combustibles Medios





Cuadro A2 4 Costos Marginales del Escenario Alternativo A1

Costo Marginal de Demanda \$/MWh													Prom.
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
2023	88.43	75.65	85.22	102.71	123.18	94.32	94.43	92.16	82.50	82.55	90.41	94.00	83.59
2024	90.48	97.07	98.45	98.82	113.22	83.99	86.81	84.75	66.06	55.11	62.17	66.16	58.80
2025	65.65	70.10	67.86	73.86	66.22	59.15	56.62	54.03	50.77	47.29	45.24	48.81	42.45
2026	41.17	51.80	49.39	56.55	50.83	42.73	42.98	38.63	35.67	31.12	36.32	32.26	45.58
2027	41.78	54.82	51.53	60.23	58.92	45.08	47.18	43.49	37.81	28.26	34.08	43.78	39.79
2028	38.29	43.55	44.15	55.85	49.95	44.77	45.05	39.91	29.98	23.44	26.19	36.31	43.46
2029	35.95	47.62	46.92	57.68	55.89	46.59	46.94	40.12	34.84	31.10	35.98	41.92	45.63
2030	37.81	44.97	48.35	60.26	55.64	50.10	48.90	45.57	37.01	39.63	37.04	42.30	48.22
2031	38.56	45.95	49.57	61.75	57.83	52.38	52.45	48.86	40.32	44.24	42.63	44.11	53.26
2032	42.60	47.58	54.61	70.52	65.88	57.63	56.64	52.95	46.26	47.49	48.38	48.61	54.17
2033	42.71	52.76	51.64	62.21	60.19	58.04	58.30	53.39	48.15	54.41	56.00	52.19	58.76
2034	46.32	56.43	54.23	66.58	63.89	61.70	62.76	58.17	57.13	60.58	59.01	58.36	60.66
2035	52.08	61.06	57.22	69.01	67.11	63.72	63.84	60.63	59.97	58.59	59.11	55.63	63.13
2036	52.20	58.62	58.75	72.18	71.88	65.46	65.59	62.79	61.38	63.83	62.93	62.01	65.64
2037	54.86	60.43	61.10	77.76	76.04	68.46	67.33	66.24	62.46	64.32	63.19	65.55	



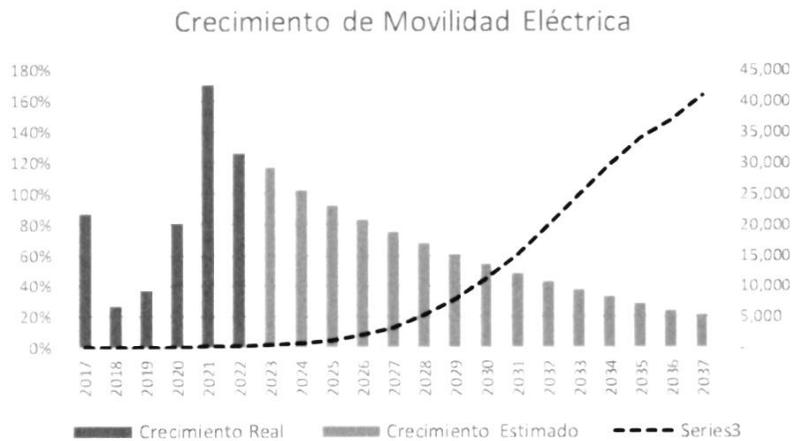


ESCENARIO ALTERNATIVO A2

El escenario alternativo A2 (Movilidad Eléctrica) es un escenario que explora el impacto de la movilidad eléctrica y la generación y el almacenamiento distribuidos en el sector eléctrico de Panamá. Este escenario considera los siguientes aspectos:

Consumo: se considera el aumento de consumo para los bloques de generación nocturnos, iniciando el periodo del estudio con la potencia, energía y curva de crecimiento mostrada, para incluir el efecto de la movilidad eléctrica. La movilidad eléctrica se refiere al uso de vehículos eléctricos que se recargan mediante la red eléctrica, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero y la dependencia de los combustibles fósiles. Se asume que la movilidad eléctrica comienza en el año 2020 con 1 MW y un factor de carga del 10%, y que sigue la curva de crecimiento del Gráfico A2. 7, para incluir el efecto de la movilidad eléctrica.

Gráfico A2. 7. Crecimiento de Movilidad Eléctrica



Se considera que la recarga de los vehículos eléctricos se realiza principalmente en horario nocturno, aprovechando la energía excedente de las fuentes renovables. Se considera también un incremento en el autoconsumo de los prosumidores, que son los consumidores que también generan su propia energía eléctrica, principalmente a partir de fuentes renovables. Se asume que el autoconsumo de los prosumidores comienza en el año 2023 con 89 MW y un factor de planta inicial del 14.5%, y que sigue la curva de crecimiento del Gráfico A2. 2, para incluir el efecto de la generación distribuida.





La generación distribuida se refiere a la generación que se conecta a la red de distribución o que se consume en el mismo lugar donde se produce, sin pasar por la red de transmisión.

Almacenamiento distribuido: se modela a partir del 2028 la introducción de sistemas de almacenamiento en conjunto con generación de autoconsumo fotovoltaica en un mismo sistema para los prosumidores a razón de 5 MW tanto del sistema de almacenamiento como del sistema fotovoltaico y se utiliza la curva de crecimiento del Gráfico A2. 4.

El almacenamiento distribuido se refiere al almacenamiento que se conecta a la red de distribución o que se utiliza en el mismo lugar donde se genera la energía, sin pasar por la red de transmisión. El almacenamiento distribuido permite a los prosumidores gestionar mejor su consumo y su generación, así como aportar servicios al sistema eléctrico.

Este escenario considera además los siguientes aspectos:

- Demanda: se basa en los resultados de crecimiento moderado de la demanda del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN), que proyecta una demanda máxima de 3,695 MW para el año 2037. Esta demanda se reduce por el efecto del autoconsumo de los prosumidores, que disminuye la demanda neta que se atiende desde el sistema eléctrico nacional.
- Generación:

Los proyectos considerados en el escenario son aquellos que cumplen con los requisitos legales y técnicos para ser parte del sistema eléctrico nacional. Estos proyectos se denominan proyectos candidatos y se clasifican según su fuente de generación: hidroeléctrica, térmica o renovable. Los proyectos candidatos son aquellos que:

- Tienen trámite de solicitud de concesión o licencia ante la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), considerando que para poder ser incluidos se requiere la información necesaria para la caracterización de los mismos.
- tienen, como mínimo, emitida y vigente la respectiva resolución de la ASEP en la que se certifica la obtención de la concesión definitiva para la construcción y operación de una central hidroeléctrica.
- tienen, por lo menos, la autorización de conducencia del Ministerio de Ambiente.
- O, en el caso de centrales térmicas, que tengan vigente la licencia provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.

B





- O, en el caso de centrales renovables que dispongan de licencia provisional o concesión vigentes otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.
 - que, los promotores hayan presentado ofertas durante los actos realizados por la ASEP para la autorización de los trámites de aprobación del estudio de impacto ambiental de los respectivos proyectos hidroeléctricos ante el Ministerio de Ambiente, y se haya formalizado mediante el pago por este derecho.
 - que, los promotores hayan realizado los trámites de viabilidad de conexión ante la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) y entregado la información solicitada en el Reglamento de Operación.
 - Estos proyectos candidatos se consideran en el Escenario Alternativo A2 como parte de la oferta de generación disponible para satisfacer la demanda de energía eléctrica proyectada. Estos proyectos se encuentran en diferentes etapas de desarrollo y se espera que entren en operación en los próximos años, según el cronograma establecido por cada promotor.
- Estos proyectos son:
 - Proyectos hidroeléctricos: suman una capacidad instalada de 1,927 MW, de los cuales 1,848 MW ya están en operación. Se excluye el proyecto hidroeléctrico Bocas del Toro (Changuinola II), que tiene una capacidad de 223 MW.
 - Proyectos eólicos y solares: suman una capacidad instalada de 3,575 MW, de los cuales 850 MW.
 - Proyectos térmicos: suman una capacidad instalada de 3,280 MW, de los cuales 1,382 MW ya están en operación. Estos proyectos utilizan los siguientes combustibles convencionales: búnker C o "heavy fuel oil" (HFO), diésel, gas natural (incluyendo las facilidades de regasificación). Se retiran las plantas térmicas sin contratos actualmente a partir de finales del 2024, el resto de las térmicas que actualmente tienen contrato de potencia, se retiran 1 año posterior a la finalización de la vigencia de los mismos.
 - Plantas adicionales de fuentes eólicas, gas natural y solares: se consideran plantas adicionales de estas fuentes a partir del año 2024, para cubrir el déficit de generación que se presenta en el Escenario Alternativo A2. Estas plantas suman una capacidad instalada de 4,702 MW, de los cuales 78 MW son hidroeléctricas, 641 MW son eólicos, 1898 MW son de gas natural y 2084 MW son solares. Estas plantas incluyen las facilidades de regasificación, importación, control de emisiones, según aplique.

B





- Sistemas de almacenamiento interconectados a la red de transmisión: se consideran sistemas de almacenamiento interconectados a la red de transmisión, en las que su potencia instalada no sea inferior a 100 MW en su totalidad. Se consideran 300 MW en Sistemas de Almacenamiento con Baterías, entrando en 2025, 2030 y 2035 en etapas de 100 MW y regulación de 8 horas.
- Precios de combustibles: se usan las proyecciones de crecimiento medio de la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA), que estiman los precios futuros de los combustibles convencionales utilizados por las plantas térmicas.
- Interconexiones: se consideran las siguientes interconexiones eléctricas con otros países:
 - Segundo circuito del proyecto SIEPAC, de 300 MW adicionales, para un total de capacidad de intercambio de 600 MW a partir de enero 2027. El proyecto SIEPAC es el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central, que conecta a Panamá con Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala.

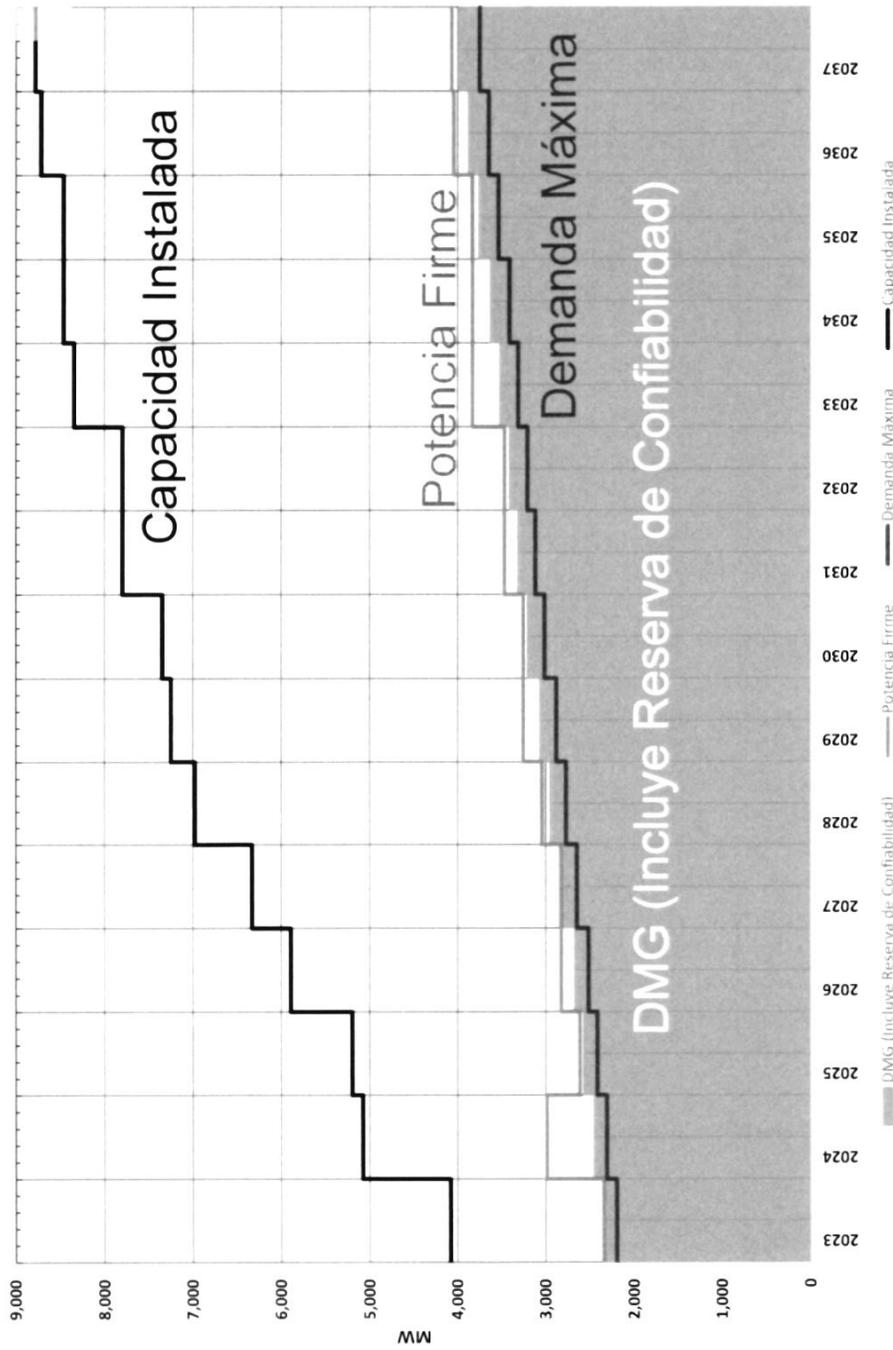
El escenario alternativo A2 (Movilidad Eléctrica) representa una visión innovadora de la evolución del sector eléctrico, que incorpora cambios significativos en el rol de los consumidores, las tecnologías de generación y almacenamiento distribuidos, la movilidad eléctrica y las interconexiones regionales. Este escenario sirve como una opción de desarrollo del sector eléctrico que busca aumentar la participación de las fuentes renovables, la eficiencia energética, la seguridad del suministro y la integración regional.

B





Gráfico A2 8 Balance de Potencia vs Demanda del Escenario Alternativo A2





358



Cuadro A2 - 6 Capacidad Firme Escenario Alternativo A2

Agencia Generadora	Número	Capacidad (MW)	Potencia Eléctrica (MW)																														
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050			
Total Alternativa A2		1448.97	1110.65	1110.65	1110.65	1110.65	1110.65	1110.65	1110.65	1110.65	1110.65	1110.65	1110.65	1110.65	1110.65	1110.65	1110.65	1110.65	1110.65	1110.65	1110.65	1110.65	1110.65	1110.65	1110.65	1110.65	1110.65	1110.65	1110.65	1110.65			
Agencia Generadora	Número	Capacidad (MW)	Potencia Firme (MW)	Potencia Eléctrica (MW)																													
ETGSA	1	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	
Agencia Generadora	Número	Capacidad (MW)	Potencia Firme (MW)	Potencia Eléctrica (MW)																													
ETGSA	1	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97	1448.97





Cuadro A2.7. Capacidad Firme Escenario Alternativo A2 (Continuación)

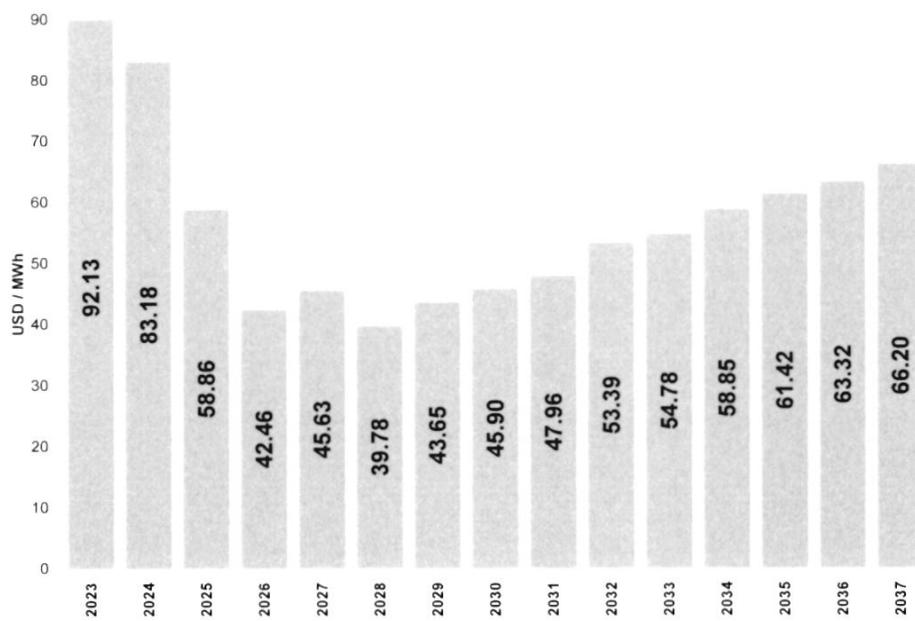
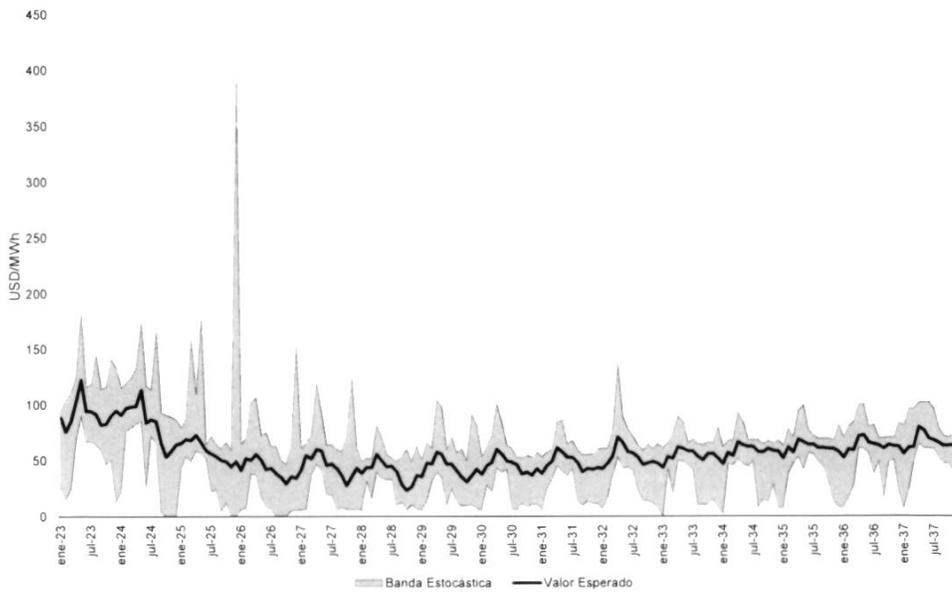
Agente Generador	Número	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Firme (MW)	Años														
				2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Total Firme		334.00	334.00	334.00	334.00	334.00	334.00	334.00	334.00	334.00	334.00	334.00	334.00	334.00	334.00	334.00	334.00	
Total Escenario		487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	
Total Escenario		487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	
EÓLICAS, EÓLICAS Y SOLARES (futuras)																		
Total Escenario		487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	
Total Escenario		487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	





Gráfico A2 9 Costos Marginales del Escenario Alternativo A2

Costo Marginal de Demanda
Escenario Alternativo A2 PESIN2023
Demanda Media – Combustibles Medios





Cuadro A2.9 Costos Marginales del Escenario Alternativo A2

Costo Marginal de Demanda \$/MWh													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
2023	88.37	76.09	85.09	102.54	122.88	94.30	94.27	91.68	82.05	82.96	90.57	94.74	92.13
2024	91.13	97.21	98.30	99.19	113.46	84.05	86.82	85.35	65.90	53.61	58.70	64.45	83.18
2025	65.79	69.32	68.25	72.85	66.51	59.23	56.46	53.95	50.63	49.40	44.61	49.32	58.86
2026	41.32	52.03	50.56	56.08	50.72	42.25	43.37	38.46	35.25	29.45	35.70	34.39	42.46
2027	41.99	54.85	51.84	60.16	58.86	45.75	47.24	43.17	37.04	27.90	35.42	43.28	45.63
2028	38.76	43.93	43.81	55.69	49.87	44.46	45.02	40.14	28.91	23.63	26.40	36.69	39.78
2029	35.67	47.74	47.00	57.80	55.75	46.82	46.97	40.93	35.04	31.08	36.68	42.33	43.65
2030	37.92	45.59	48.51	60.42	55.91	49.90	48.81	46.30	38.07	39.78	36.92	42.63	45.90
2031	38.49	45.69	49.32	61.52	57.90	52.91	52.74	48.40	40.02	42.96	42.02	43.58	47.96
2032	42.76	47.69	54.13	71.09	66.22	57.84	56.75	53.43	46.47	47.77	49.12	47.45	53.39
2033	43.78	53.39	51.88	62.30	60.80	58.71	58.25	53.76	50.23	55.90	56.12	52.23	54.78
2034	46.83	56.93	53.95	66.54	63.74	62.27	62.44	57.93	57.63	60.63	58.88	58.43	58.85
2035	52.18	61.91	57.32	68.86	66.61	64.30	64.53	61.15	61.12	60.66	60.51	57.90	61.42
2036	52.42	60.13	59.07	71.62	72.59	65.94	64.77	63.40	60.76	63.94	62.78	62.43	63.32
2037	55.82	61.51	61.98	79.88	76.93	69.47	67.90	65.57	63.00	63.54	63.59	65.27	66.20





Cuadro A2 10 Informe Final de Generación del Escenario Alternativo A2

Table with columns for years 2023-2038 and rows for various power generation units and regions. Includes sub-headers for 'Informe Final de Generación' and '2038'.

Handwritten signature or initials





ESCENARIO ALTERNATIVO A3

El Escenario Alternativo A3 (Eficiencia Energética) es un escenario que combina los aspectos del Escenario Alternativo A2 (Movilidad Eléctrica) con una reducción del consumo de energía eléctrica por parte de todos los bloques de consumo, debido a la implementación de medidas de eficiencia energética. Este escenario considera los siguientes aspectos:

Consumo: se considera el mismo aumento de consumo para los bloques de generación nocturnos que en el Escenario Alternativo A2, para incluir el efecto de la movilidad eléctrica. Sin embargo, se considera también una disminución del consumo para todos los bloques de consumo, empezando desde el 1% hasta el 15% al final del estudio, para incluir el efecto de la eficiencia energética. La eficiencia energética se refiere al uso óptimo de la energía, mediante la aplicación de tecnologías, prácticas y hábitos que reducen el consumo y las pérdidas de energía, sin afectar la calidad de vida o el desarrollo económico. Se asume que la eficiencia energética se aplica tanto en el sector residencial, comercial, industrial como público, y que se logra una reducción acumulada de la demanda máxima de 554.36 MW para el año 2037.

Almacenamiento distribuido: se modela a partir del 2028 la introducción de sistemas de almacenamiento en conjunto con generación de autoconsumo fotovoltaica en un mismo sistema para los prosumidores a razón de 5 MW tanto del sistema de almacenamiento como del sistema fotovoltaico y se utiliza la curva de la Gráfico A2. 4. El almacenamiento distribuido se refiere al almacenamiento que se conecta a la red de distribución o que se utiliza en el mismo lugar donde se genera la energía, sin pasar por la red de transmisión. El almacenamiento distribuido permite a los prosumidores gestionar mejor su consumo y su generación, así como aportar servicios al sistema eléctrico

Este escenario considera además los siguientes aspectos:

- **Demanda:** se basa en los resultados de crecimiento moderado de la demanda del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN), que proyecta una demanda máxima de 3,695 MW para el año 2037. Esta demanda se reduce por el efecto del autoconsumo de los prosumidores, que disminuye la demanda neta que se atiende desde el sistema eléctrico nacional y adicionalmente con una reducción del consumo de energía eléctrica por parte de todos los bloques de consumo, debido a la implementación de medidas de eficiencia energética.
- **Generación:**

B





Los proyectos considerados en el escenario son aquellos que cumplen con los requisitos legales y técnicos para ser parte del sistema eléctrico nacional. Estos proyectos se denominan proyectos candidatos y se clasifican según su fuente de generación: hidroeléctrica, térmica o renovable. Los proyectos candidatos son aquellos que:

Tienen trámite de solicitud de concesión o licencia ante la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), considerando que para poder ser incluidos se requiere la información necesaria para la caracterización de los mismos.

tienen, como mínimo, emitida y vigente la respectiva resolución de la ASEP en la que se certifica la obtención de la concesión definitiva para la construcción y operación de una central hidroeléctrica.

tienen, por lo menos, la autorización de conducencia del Ministerio de Ambiente.

O, en el caso de centrales térmicas, que tengan vigente la licencia provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.

O, en el caso de centrales renovables, que dispongan de licencia provisional o concesión vigentes, otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.

O que, los promotores hayan presentado ofertas durante los actos realizados por la ASEP para la autorización de los trámites de aprobación del estudio de impacto ambiental de los respectivos proyectos hidroeléctricos ante el Ministerio de Ambiente, y se haya formalizado mediante el pago por este derecho.

O que, los promotores hayan realizado los trámites de viabilidad de conexión ante la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) y entregado la información solicitada en el Reglamento de Operación.

Estos proyectos candidatos se consideran en el Escenario Alternativo A3 como parte de la oferta de generación disponible para satisfacer la demanda de energía eléctrica proyectada. Estos proyectos se encuentran en diferentes etapas de desarrollo y se espera que entren en operación en los próximos años, según el cronograma establecido por cada promotor.

- Estos proyectos son:
 - Proyectos hidroeléctricos: suman una capacidad instalada de 1,927 MW, de los cuales 1,848 MW ya están en operación. Se excluye el proyecto hidroeléctrico Bocas del Toro (Changuinola II), que tiene una capacidad de 223 MW.

B





- Proyectos eólicos y solares: suman una capacidad instalada de 3,575 MW, de los cuales 850 MW.
- Proyectos térmicos: suman una capacidad instalada de 3,030 MW, de los cuales 1,382 MW ya están en operación. Estos proyectos utilizan los siguientes combustibles convencionales: búnker C o "heavy fuel oil" (HFO), diésel, gas natural (incluyendo las facilidades de regasificación). Se retiran las plantas térmicas sin contratos actualmente a partir de finales del 2024, el resto de las térmicas que actualmente tienen contrato de potencia, se retiran 1 año posterior a la finalización de la vigencia de los mismos.
- Plantas adicionales de fuentes eólicas, gas natural y solares: se consideran plantas adicionales de estas fuentes a partir del año 2024, para cubrir el déficit de generación que se presenta en el Escenario Alternativo A3. Estas plantas suman una capacidad instalada de 4,452 MW, de los cuales 78 MW son hidroeléctricas, 641 MW son eólicos, 1648 MW son de gas natural y 2084 MW son solares. Estas plantas incluyen las facilidades de regasificación, importación, control de emisiones, según aplique.
- Sistemas de almacenamiento interconectados a la red de transmisión: se consideran sistemas de almacenamiento interconectados a la red de transmisión, en las que su potencia instalada no sea inferior a 100 MW en su totalidad. Se consideran 300 MW en Sistemas de Almacenamiento con Baterías, entrando en 2025, 2030 y 2035 en etapas de 100 MW y regulación de 8 horas.
- Precios de combustibles: se usan las proyecciones de crecimiento medio de la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA), que estiman los precios futuros de los combustibles convencionales utilizados por las plantas térmicas.
- Interconexiones: se consideran las siguientes interconexiones eléctricas con otros países:
 - Segundo circuito del proyecto SIEPAC, de 300 MW adicionales, para un total de capacidad de intercambio de 600 MW a partir de enero 2027. El proyecto SIEPAC es el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central, que conecta a Panamá con Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala.





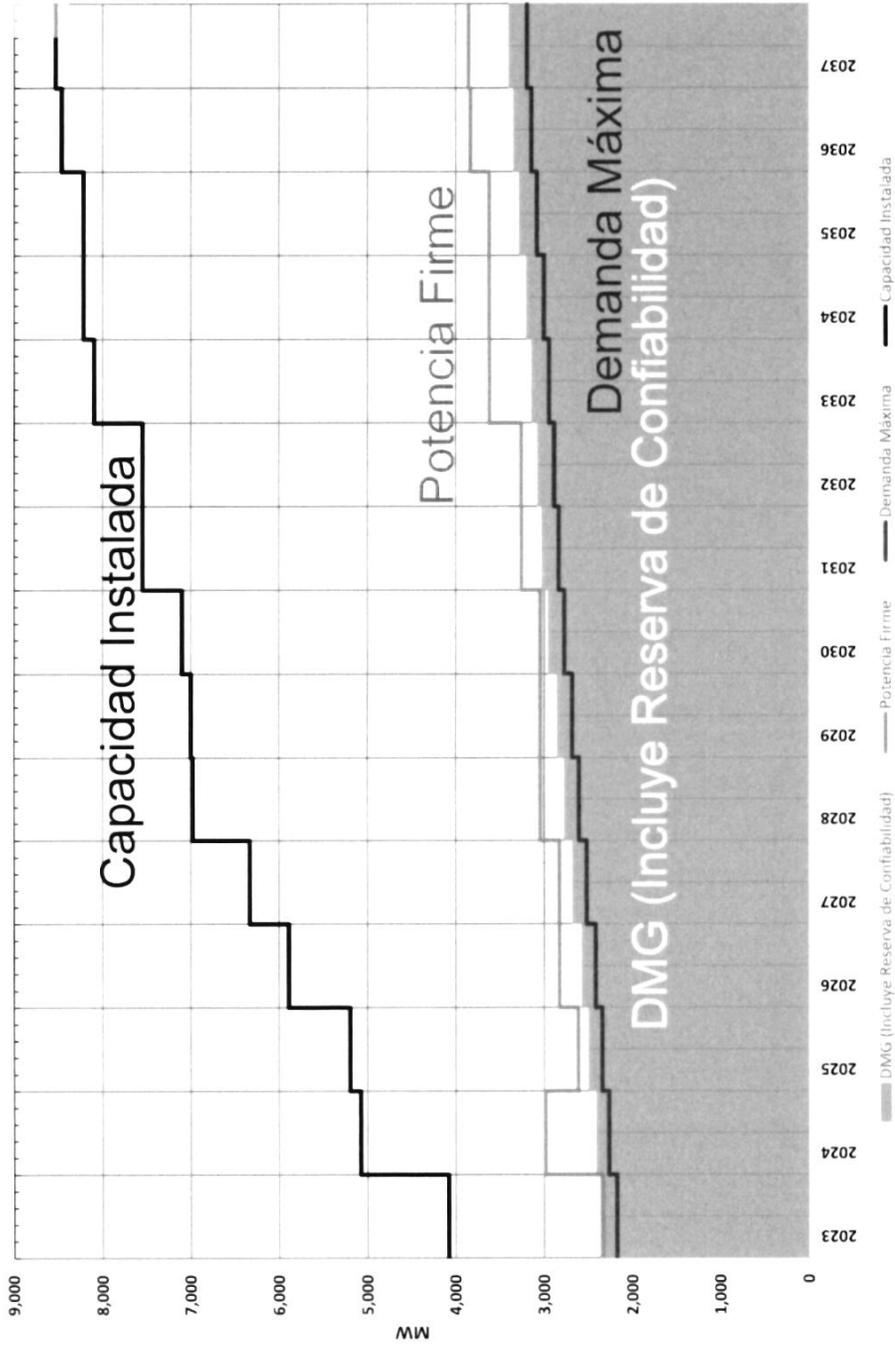
El Escenario Alternativo A3 (Eficiencia Energética) busca analizar el impacto de la eficiencia energética en el sector eléctrico de Panamá, en términos de la reducción de la demanda, la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero, el aumento de la participación de las fuentes renovables y la mejora de la seguridad energética. Este escenario también explora el potencial de la movilidad eléctrica, la generación y el almacenamiento distribuidos, como elementos de transición hacia un sistema eléctrico más limpio, eficiente y resiliente.

Handwritten signature





Gráfico A2. 10 Balance de Potencia vs Demanda del Escenario Alternativo A3





Cuadro A2.12 Capacidad Firme Escenario Alternativo A3 (Continuación)

Agencia Generadora	Capacidad Instalada (MW)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Total Sistema	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78
Total Hidroeléctrico	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78
Total Biomasa	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
Total Solar	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
Total Eólico	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
Total Geotérmica	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
Total Fósil	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
Total Nuclear	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
Total	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78	487.78

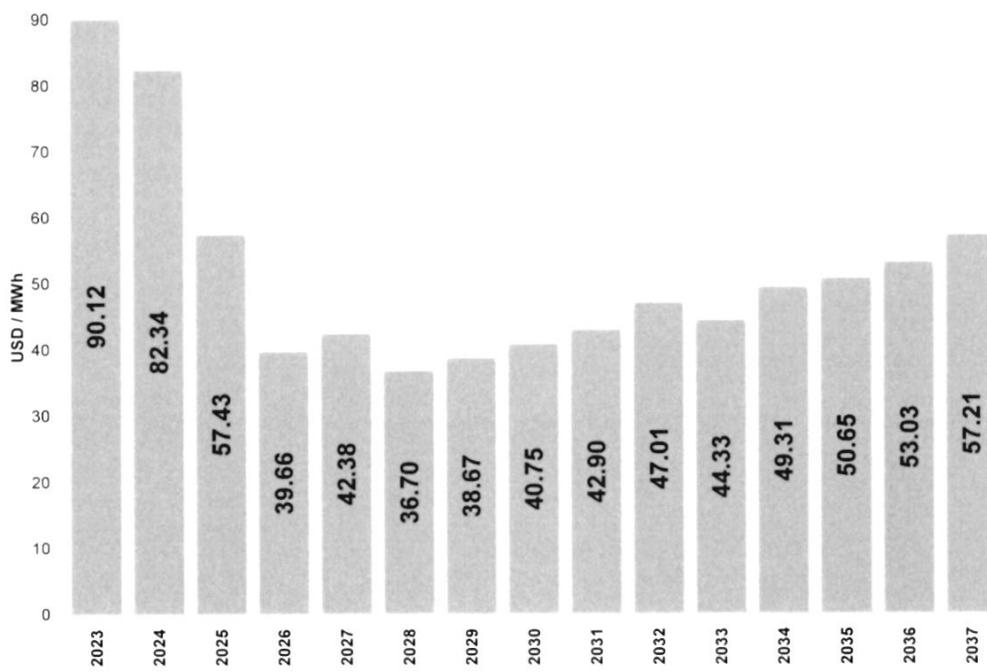
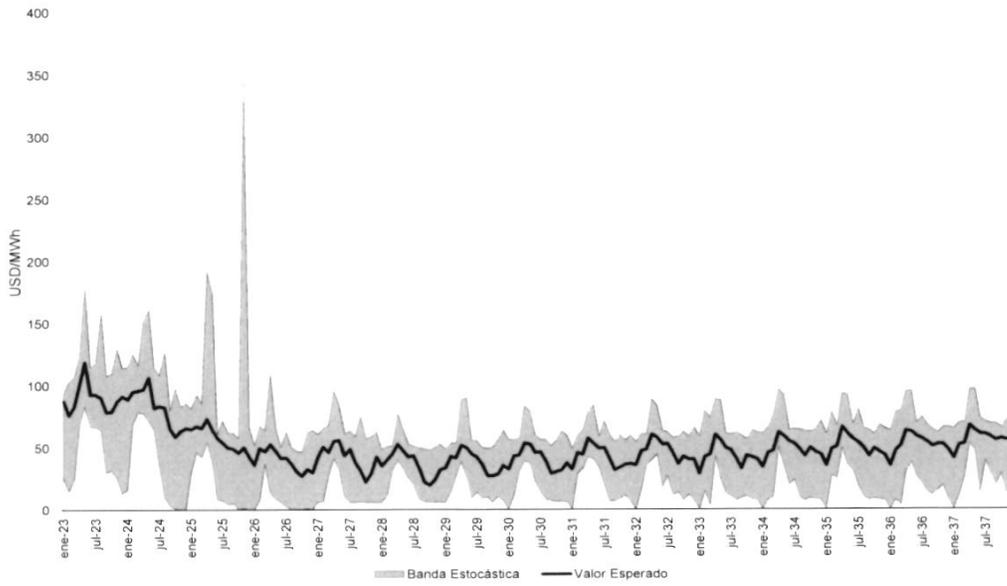




372

Grafico A2 11 Costos Marginales del Escenario Alternativo A3

Costo Marginal de Demanda
Escenario Alternativo A3 PESIN2023
Demanda Media – Combustibles Medios





Cuadro A2 14 Costos Marginales del Escenario Alternativo A3

Costo Marginal de Demanda \$/MWh													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
2023	87.92	76.40	83.32	100.92	119.07	92.98	93.14	90.43	78.90	79.35	87.42	91.55	90.12
2024	89.24	95.34	96.08	97.19	106.55	82.38	83.94	82.93	65.54	59.03	63.73	66.10	82.34
2025	65.28	67.68	66.05	73.61	64.67	58.15	54.45	50.43	49.46	46.17	50.42	42.77	57.43
2026	36.29	49.91	47.11	52.93	47.97	41.75	42.14	36.89	30.93	27.31	32.63	30.03	39.66
2027	42.74	50.88	46.54	55.61	56.14	43.90	49.08	38.24	31.35	22.38	29.12	42.63	42.38
2028	35.39	40.39	45.01	53.06	47.89	42.72	43.71	33.79	22.55	19.80	23.86	32.28	36.70
2029	33.55	42.95	41.93	52.03	50.20	45.06	42.62	36.79	27.50	27.11	28.65	35.67	38.67
2030	32.75	43.58	44.11	53.84	53.05	46.20	46.67	39.48	29.30	30.55	31.88	37.62	40.75
2031	32.66	45.98	44.53	57.73	53.72	49.54	50.19	41.16	31.88	34.09	36.33	36.98	42.90
2032	36.05	47.48	48.74	60.63	58.26	52.77	53.25	45.89	36.92	42.94	40.64	40.54	47.01
2033	29.07	42.54	44.52	60.54	56.27	49.91	48.21	41.14	33.10	43.80	42.25	40.65	44.33
2034	34.34	45.72	47.68	62.38	59.39	55.38	53.28	48.81	43.43	50.11	46.66	44.57	49.31
2035	35.65	48.94	50.92	66.83	61.50	57.18	53.95	49.79	43.18	49.43	46.57	43.89	50.65
2036	35.48	47.39	51.75	63.78	62.60	59.02	57.23	54.38	50.91	52.69	52.87	48.33	53.03
2037	41.53	52.33	53.12	67.83	64.02	61.29	60.86	58.93	56.06	57.55	56.33	56.72	57.21





**PE
20**

TOMO II

ANEXO III

**SALIDA DEL ESCENARIO
ALTERNATIVO B**





Esta sección está en proceso de desarrollo

A





ESCENARIO ALTERNATIVO B

El escenario Alternativo B (Hidrógeno Verde) es un escenario que combina los aspectos del Escenario Alternativo A3 (Eficiencia Energética) con una sustitución gradual de todas las fuentes de generación a base de combustible fósil a hidrógeno verde hasta llegar a un 100% de sustitución al año 2050. Este escenario considera los siguientes aspectos:

Sustitución de combustibles fósiles: se considera que todas las plantas térmicas que actualmente usan combustibles fósiles como gas natural, diésel, bunker o carbón, serán reemplazadas por plantas que usan hidrógeno verde como combustible. El hidrógeno verde se define como el hidrógeno producido a partir de fuentes renovables, como la energía eólica o solar, mediante un proceso de electrólisis del agua. El hidrógeno verde se considera que será importado o producido en sistemas aislados, y que no afectará o aumentará el consumo de energía del sistema eléctrico nacional.

Este escenario se basa en el Escenario Alternativo A3 (Eficiencia Energética), el cual combina los aspectos del Escenario Alternativo A2 (Movilidad Eléctrica) con una reducción del consumo de energía eléctrica en todos los bloques de consumo, gracias a la implementación de medidas de eficiencia energética.

En cuanto al consumo, se considera el mismo aumento para los bloques de generación nocturnos que en el Escenario Alternativo A2, para tener en cuenta el efecto de la movilidad eléctrica. Sin embargo, también se contempla una disminución del consumo en todos los bloques de consumo, empezando desde el 1% hasta el 15% al final del estudio, debido a las medidas de eficiencia energética implementadas.

En cuanto al almacenamiento distribuido, se modelará a partir del 2028 la introducción de sistemas de almacenamiento en conjunto con generación de autoconsumo fotovoltaica, con una capacidad de 5 MW tanto para el sistema de almacenamiento como para el sistema fotovoltaico.

Este escenario considera además los siguientes aspectos:

- Demanda: se basa en los resultados de crecimiento moderado de la demanda del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN), que proyecta una demanda máxima de 3,695 MW para el año 2037. Esta demanda se reduce por el efecto del autoconsumo de los prosumidores, que disminuye la demanda neta que se atiende desde el sistema eléctrico nacional y adicionalmente con una reducción del consumo

B





de energía eléctrica por parte de todos los bloques de consumo, debido a la implementación de medidas de eficiencia energética.

- Generación:

Los proyectos considerados en el escenario son aquellos que cumplen con los requisitos legales y técnicos para ser parte del sistema eléctrico nacional. Estos proyectos se denominan proyectos candidatos y se clasifican según su fuente de generación: hidroeléctrica, térmica o renovable. Los proyectos candidatos son aquellos que:

Tienen trámite de solicitud de concesión o licencia ante la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), considerando que para poder ser incluidos se requiere la información necesaria para la caracterización de los mismos.

tienen, como mínimo, emitida y vigente la respectiva resolución de la ASEP en la que se certifica la obtención de la concesión definitiva para la construcción y operación de una central hidroeléctrica.

tienen, por lo menos, la autorización de conducencia del Ministerio de Ambiente.

O, en el caso de centrales térmicas, que tengan vigente la licencia provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.

O, en el caso de centrales renovables, que dispongan de licencia provisional o concesión vigentes, otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.

O que, los promotores hayan presentado ofertas durante los actos realizados por la ASEP para la autorización de los trámites de aprobación del estudio de impacto ambiental de los respectivos proyectos hidroeléctricos ante el Ministerio de Ambiente, y se haya formalizado mediante el pago por este derecho.

O que, los promotores hayan realizado los trámites de viabilidad de conexión ante la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) y entregado la información solicitada en el Reglamento de Operación.

Estos proyectos candidatos se consideran en el Escenario Alternativo A3 como parte de la oferta de generación disponible para satisfacer la demanda de energía eléctrica proyectada. Estos proyectos se encuentran en diferentes etapas de desarrollo y se espera que entren en operación en los próximos años, según el cronograma establecido por cada promotor.





- Estos proyectos son:
 - Proyectos hidroeléctricos: suman una capacidad instalada de 1,927 MW, de los cuales 1,848 MW ya están en operación. Se excluye el proyecto hidroeléctrico Bocas del Toro (Changuinola II), que tiene una capacidad de 223 MW.
 - Proyectos eólicos y solares: suman una capacidad instalada de 3,575 MW, de los cuales 850 MW.
 - Proyectos térmicos: suman una capacidad instalada de 3,030 MW, de los cuales 1,382 MW ya están en operación. Estos proyectos utilizan los siguientes combustibles convencionales: búnker C o "heavy fuel oil" (HFO), diésel, gas natural (incluyendo las facilidades de regasificación). Se retiran las plantas térmicas sin contratos actualmente a partir de finales del 2024, el resto de las térmicas que actualmente tienen contrato de potencia, se retiran 1 año posterior a la finalización de la vigencia de los mismos.
 - Plantas adicionales de fuentes eólicas, gas natural y solares: se consideran plantas adicionales de estas fuentes a partir del año 2024, para cubrir el déficit de generación que se presenta en el Escenario Alternativo A3. Estas plantas suman una capacidad instalada de 4,452 MW, de los cuales 78 MW son hidroeléctricas, 641 MW son eólicos, 1648 MW son de gas natural y 2084 MW son solares. Estas plantas incluyen las facilidades de regasificación, importación, control de emisiones, según aplique.
 - Sistemas de almacenamiento interconectados a la red de transmisión: se consideran sistemas de almacenamiento interconectados a la red de transmisión, en las que su potencia instalada no sea inferior a 100 MW en su totalidad. Se consideran 300 MW en Sistemas de Almacenamiento con Baterías, entrando en 2025, 2030 y 2035 en etapas de 100 MW y regulación de 8 horas.
 - Precios de combustibles: se usan las proyecciones de crecimiento medio de la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA), que estiman los precios futuros de los combustibles convencionales utilizados por las plantas térmicas.
 - Interconexiones: se consideran las siguientes interconexiones eléctricas con otros países:
 - Segundo circuito del proyecto SIEPAC, de 300 MW adicionales, para un total de capacidad de intercambio de 600 MW a partir de enero 2027. El proyecto SIEPAC es el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central, que conecta a Panamá con Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala.

B





El escenario Alternativo B (Hidrógeno Verde) evalúa el impacto de una transición energética hacia una matriz de generación eléctrica 100% renovable, basada en el hidrógeno verde como combustible alternativo a los combustibles fósiles. Este escenario busca contribuir a la mitigación del cambio climático, reduciendo las emisiones de GEI, y a la diversificación de las fuentes de energía, mejorando la seguridad energética del país.

6	Tomo II - Plan Indicativo de Generación Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional PESIN 2023 - 2037
---	--

B





Gráfico B1. 1.- Balance de Potencia vs Demanda del Escenario Alternativo B

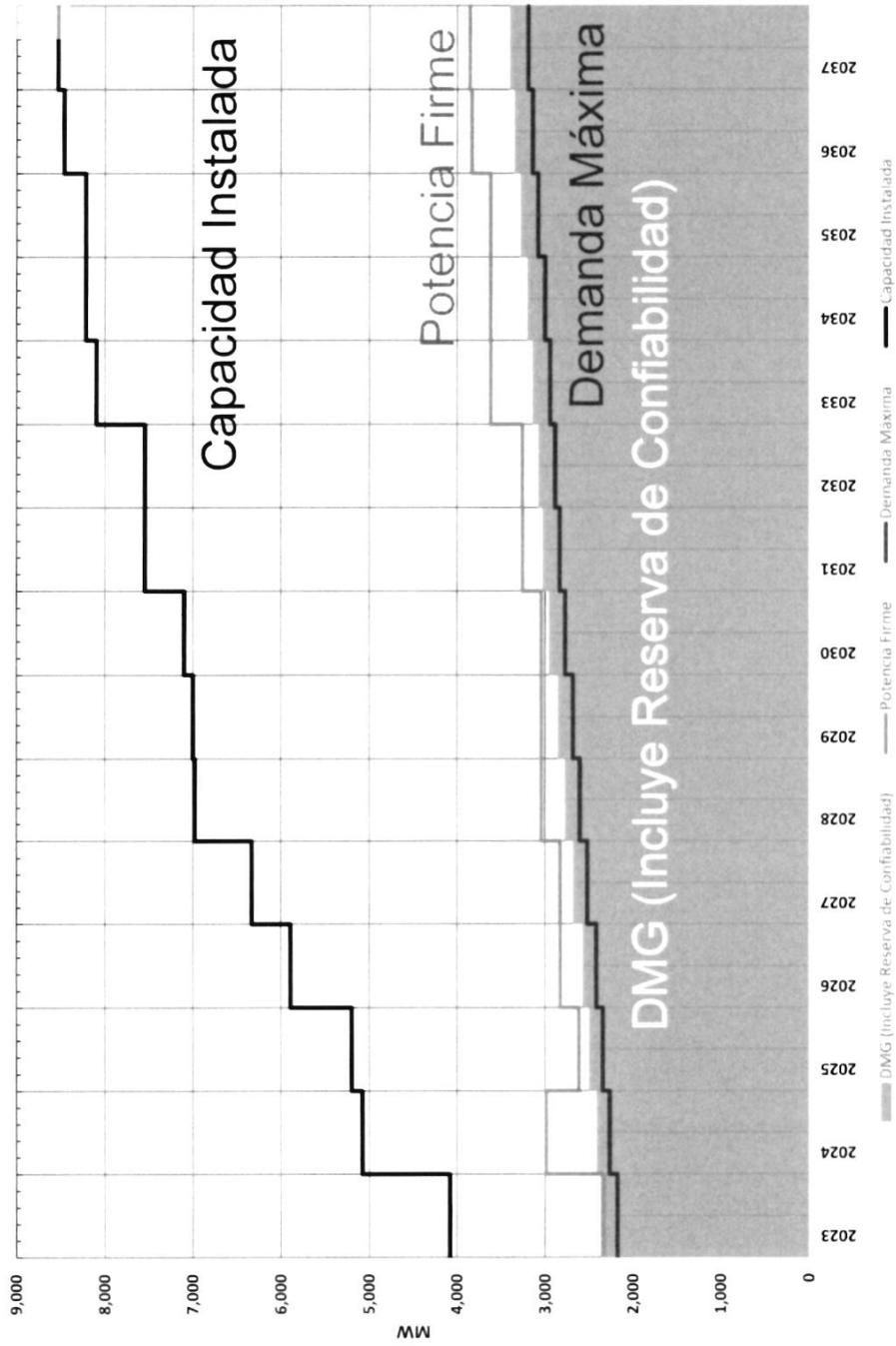
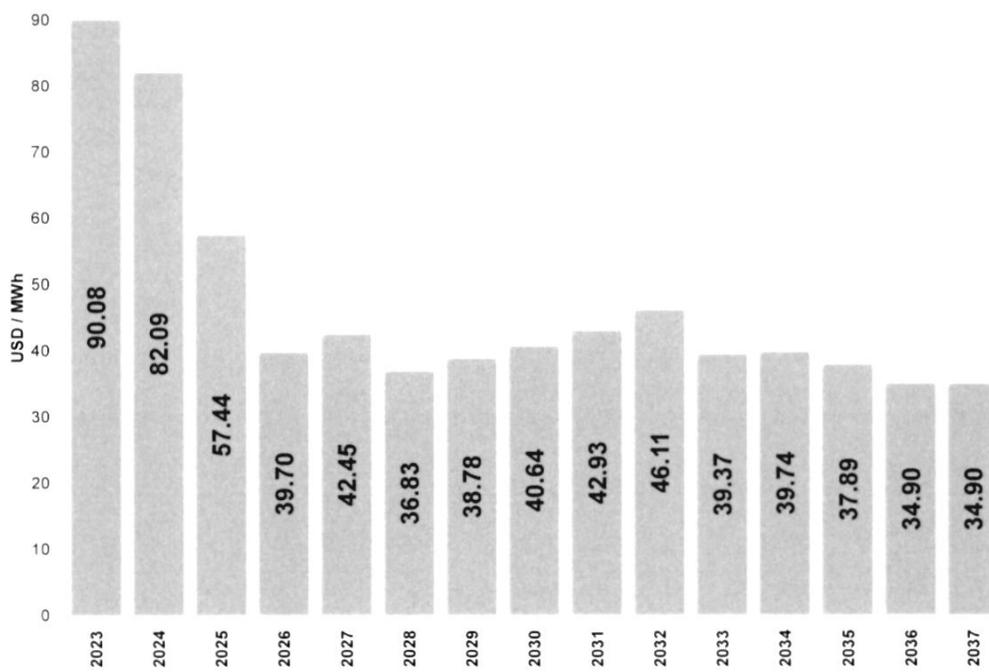
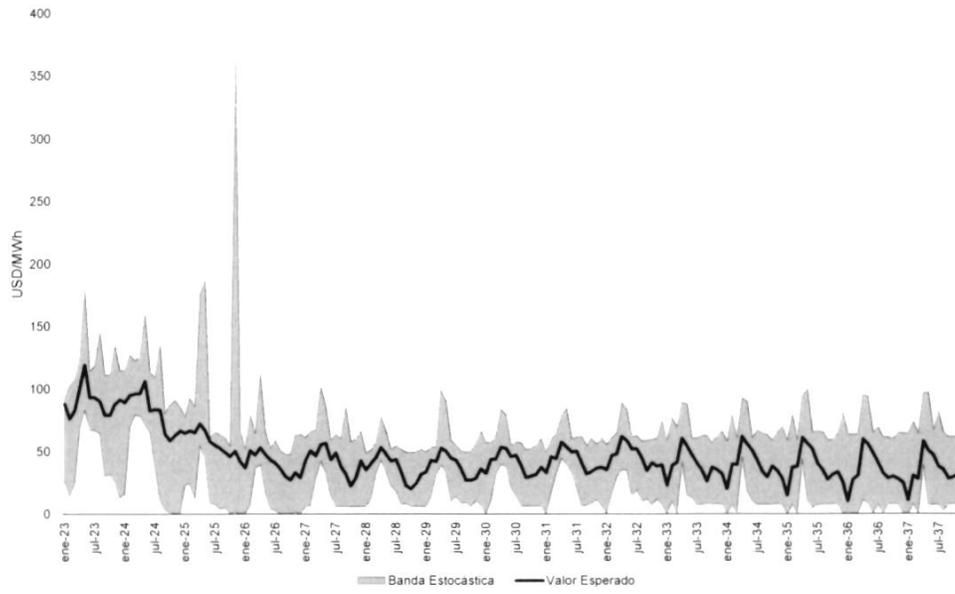




Gráfico B1.2 Costos Marginales del Escenario Alternativo B

Costo Marginal de Demanda
Escenario Alternativo B PESIN2023
Demanda Media – Combustibles Medios





Cuadro B.1. 4: Costos Marginales del Escenario Alternativo B

Costo Marginal de Demanda \$/MWh													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
2023	87.99	76.18	83.16	100.81	119.32	93.21	93.07	90.13	78.95	79.05	87.68	91.43	90.08
2024	89.18	95.19	96.10	96.58	106.45	82.42	83.83	83.16	64.04	58.77	62.72	66.61	82.09
2025	64.71	66.65	65.19	72.16	66.87	58.10	55.06	52.74	49.33	46.10	50.33	42.09	57.44
2026	36.98	50.78	47.18	53.14	47.89	43.39	40.92	36.32	30.25	27.18	33.15	29.24	39.70
2027	42.53	50.84	46.63	55.39	56.70	43.63	48.96	38.54	32.08	22.47	28.90	42.69	42.45
2028	35.28	40.46	45.28	53.35	48.31	42.55	43.73	34.12	22.87	20.14	24.16	31.78	36.83
2029	33.63	43.05	42.10	52.77	50.51	44.96	43.02	36.51	27.01	27.07	28.57	36.13	38.78
2030	32.71	43.79	44.12	53.58	52.73	46.07	47.05	39.10	29.12	30.41	31.69	37.37	40.64
2031	33.06	45.81	44.53	57.41	53.74	49.48	50.24	40.82	32.04	34.07	36.63	37.36	42.93
2032	35.49	46.71	47.97	61.99	58.82	52.11	52.04	44.74	34.74	41.07	38.32	39.32	46.11
2033	22.95	38.89	41.44	60.44	54.45	47.09	40.72	35.11	26.26	37.34	35.55	32.18	39.37
2034	20.24	39.68	39.68	61.97	55.87	50.92	43.09	34.25	29.73	38.26	34.74	28.41	39.74
2035	15.06	37.39	38.07	61.11	56.54	52.08	40.77	35.24	27.62	31.62	33.55	25.63	37.89
2036	10.42	27.47	30.86	59.70	55.92	48.85	41.18	32.70	28.57	29.92	28.20	25.02	34.90
2037	11.09	30.84	28.10	58.17	50.92	47.29	38.28	35.46	28.47	29.47	31.96	28.79	34.90





Cuadro B1 - Informe Final de Generación del Escenario Alternativa B

Planta	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
La Estrella	248.58	238.92	259.93	260.44	261.12	266.51	265.38	264.27	265.25	262.98	257.80	259.99
Los Valles	285.74	277.43	318.96	330.07	322.24	326.59	323.83	323.16	324.28	322.56	317.61	312.28	314.28	322.79	323.87
Fortuna	1,626.98	1,615.81	1,584.29	1,583.13	1,584.79	1,629.77	1,682.90	1,654.22	1,605.51	1,674.39	1,603.83	1,603.37	1,635.06	1,647.96	1,657.71
Bayano	475.95	696.94	604.04	588.44	634.32	619.24	695.14	642.49	602.44	694.69	568.34	548.80	548.81	558.09	555.09
Estil	353.46	597.32	456.44	450.96	454.21	459.29	455.96	475.21	473.43	470.95	464.00	462.48	465.92	466.00	470.28
Embalse Federico La Esperanza	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
Concepción	28.27	26.23	26.52	24.25	25.30	26.94	24.83	38.95	40.49	39.45	39.46	37.73	38.85	38.19	40.62
Mandra	99.83	99.17	115.01	116.21	115.56	120.02	118.34	126.93	127.24	125.64	124.24	123.82	122.75	124.30	127.15
Agarrobo	36.28	39.14	48.53	47.43	47.86	48.57	48.14	55.56	54.80	55.24	54.09	53.98	54.12	54.75	54.80
Diego	17.46	17.64	23.21	22.86	23.16	23.12	23.00	23.74	23.97	24.03	23.71	23.58	23.69	23.85	23.70
La Yeguada	24.73	24.04	25.35	25.38	24.77	26.47	26.47	25.50	26.20	25.65	25.71	24.46	24.58	25.22	25.48
Macho Monte	9.94	10.24	12.27	11.40	11.78	11.78	11.56	11.77	11.84	11.68	11.46	11.21	11.57	11.83	11.74
Quilico	76.34	119.78	101.50	101.51	100.96	103.25	101.66	107.54	107.16	106.47	104.34	103.97	105.52	105.27	106.61
Bayo de Mina	196.69	191.17	197.35	193.26	196.94	203.24	201.70	266.72	267.56	266.64	263.71	263.19	263.71	268.23	267.10
Lorena	96.25	152.67	128.27	128.29	127.56	130.60	128.49	144.02	143.52	142.80	139.74	139.25	141.32	140.99	142.78
Changuinola I (Chan-75 El Gavilan)	1,337.85	1,274.27	1,280.75	1,289.67	1,303.58	1,301.58	1,305.46	1,380.67	1,381.33	1,381.08	1,365.15	1,374.68	1,376.87	1,387.27	1,372.96
Min Chan	59.16	59.00	69.05	69.05	69.05	69.23	69.05	69.05	69.05	69.23	69.05	69.05	69.05	69.23	69.05
Mazaco	1.49	1.24	1.17	1.04	1.14	1.20	1.09	2.49	2.59	2.52	2.51	2.43	2.46	2.42	2.62
Pase Ancho	26.91	33.08	32.38	31.81	32.43	32.60	31.81	34.58	35.22	34.64	34.28	33.69	33.68	34.58	35.01
Prudencia	154.90	231.23	198.28	199.35	197.04	203.20	199.84	229.16	228.25	226.53	220.78	219.82	222.99	226.27	226.27
Los Planetas I	25.24	25.37	32.30	31.99	32.18	32.34	32.34	34.63	34.83	34.81	34.53	34.46	34.45	34.85	34.81
Pedregalito I	29.33	27.42	27.57	24.32	25.80	28.33	25.36	59.62	61.82	60.41	60.29	57.48	58.49	58.00	62.14
Pedregalito II	13.83	13.20	12.47	10.84	11.69	13.06	11.54	37.49	38.87	37.98	37.91	36.13	37.41	36.48	39.06
Balón	320.76	304.84	308.72	300.35	297.01	316.06	313.67	442.00	440.18	441.29	432.18	429.96	429.96	437.22	433.54
Las Perlas Norte	19.41	18.22	18.39	16.55	17.26	18.83	16.99	35.41	36.81	35.87	35.87	34.30	35.32	34.72	36.93
Las Perlas Sur	13.87	13.55	13.85	12.09	12.66	14.15	12.56	35.41	36.81	35.87	35.87	34.30	35.32	34.72	36.93
Mandra II	32.19	31.83	37.88	38.33	38.09	39.75	39.13	47.61	47.72	47.12	46.60	46.44	46.54	46.82	47.89
El Fraile	19.84	19.59	27.79	28.69	27.02	29.00	28.67	32.02	31.99	29.66	29.21	30.24	29.87	31.50	29.87
Coclea	53.28	52.76	63.48	63.62	59.99	64.38	63.49	71.07	71.59	70.62	68.11	67.62	68.53	68.66	68.94
Pando	159.80	155.15	164.83	161.09	165.52	167.95	164.87	188.48	190.94	189.03	187.45	185.53	185.44	190.30	190.02
Manta Lina	243.80	238.84	258.20	248.53	255.81	259.54	255.84	307.40	311.20	307.97	305.69	303.92	303.89	312.76	309.61
San Lorenzo	35.57	34.86	41.33	40.87	40.65	42.75	41.79	45.89	47.02	44.91	44.92	44.32	44.84	45.26	45.29
El Alto	243.82	237.15	255.97	250.82	254.36	265.21	260.74	326.16	324.05	326.83	319.26	317.48	319.87	325.27	326.39
San Andres	32.75	32.62	39.02	38.62	38.68	39.57	39.39	43.03	42.82	42.87	42.14	42.17	42.44	42.76	42.82
RP-400	11.16	10.31	9.48	9.35	9.75	9.64	9.76	18.80	19.38	18.68	18.63	18.08	18.64	17.98	19.37
Bonico	154.83	151.69	153.01	152.29	151.31	154.82	158.41	168.51	168.57	172.53	167.95	168.77	171.29	171.08	174.58
Barro Blanco	97.31	97.44	103.86	106.13	102.11	108.86	107.06	121.88	120.36	118.28	115.67	116.87	117.59	117.25	118.48
Barro Blanco Mincentral	14.79	14.88	14.57	14.26	14.50	14.37	14.16	14.57	14.51	14.57	14.32	14.19	14.23	14.23	14.07
Bugate 1	17.17	18.94	19.73	19.54	19.70	20.26	20.25	22.46	22.52	22.38	22.01	21.84	22.09	22.32	22.23
La Pota (Bajo Frio)	79.24	76.43	83.60	80.76	82.00	87.52	85.59	130.51	129.44	130.35	127.14	126.95	127.45	129.86	129.52
Salapuedes (Bajo Frio)	68.01	65.39	72.04	69.53	70.32	75.67	73.92	126.23	125.54	126.13	123.34	122.86	123.19	125.35	124.59
Los Planetas 2	40.30	40.38	50.88	50.71	50.26	51.24	50.91	60.41	60.82	60.50	59.64	58.80	60.27	60.40	60.84
La Pota G4 (Bajo Frio)	3.53	3.32	1.32	1.29	1.70	1.89	1.51	3.77	3.37	3.37	3.46	3.52	3.87	3.85	4.16
Bayo de Mina G3	1.30	1.08	0.74	0.71	0.72	0.86	0.78	1.28	1.22	1.34	1.24	1.17	1.22	1.25	1.28
Batun G3	1.81	1.79	1.38	1.33	1.63	1.85	1.56	2.74	2.55	2.84	2.60	2.62	2.73	2.79	2.89
Bugate 2	21.99	21.84	25.85	25.49	26.15	28.50	26.61	32.23	32.20	32.38	31.51	31.71	31.71	32.06	32.09
Las Cruces	86.83	81.28	82.79	85.04	80.57	85.33	84.78	71.52	71.21	71.06	67.63	68.75	69.39	68.61	68.65
Las Cruces Und 3	6.79	6.27	6.69	6.06	6.17	6.17	6.17	7.01	6.23	6.11	6.16	6.14	6.11	5.99	6.07
Bayo de Totumas	23.41	23.87	30.35	30.27	30.26	30.56	29.87	34.03	33.80	33.37	32.71	32.02	32.75	33.35	34.05
La Cuchilla	38.85	38.87	46.22	44.35	45.01	46.33	44.23	48.25	49.30	47.85	48.43	47.18	48.15	48.26	48.71
El Alto G4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.77	0.99	0.81	1.36	1.20	1.32	1.10	1.14	1.13	1.22	1.44
Bunca	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
Chappa	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
Terra 4 - Tzangal	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
Changuinola II (Bocas del Toro)	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
Changuinola II Unidad 3 (Bocas del Toro Mincentral)	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
Santa Maria B2	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
San Bartolo	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
San Bartolo Mincentral	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
Pedregalito I Unidad 3	0.17	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
El Fraile II	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
RP-550	0.00	0.00	0.00	0.00	1.14	1.20	1.09	2.49	2.59	2.52	2.51	2.43	2.46	2.42	2.62
Pando Mincentral	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
Bugate 1 Unidad 4	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
Pedregalito II Unidad 3	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
Caña Blanca	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	30.01	28.91	29.92	29.68	29.17	28.13	28.54	28.75	27.98	29.19
Eco Tzangal	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
ACP1	43.27	55.78	61.35	61.27	55.73	51.08	23.96	8.26	61.65	61.80	63.71	57.16	57.16	57.01	57.15
ACP Bunker	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
Diesel	0.14	0.18	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
Bunker	513.81	379.29	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
Carbon	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
GNL	2,549.19	2,528.08	3,253.85	2,130.37	2,801.87	2,514.04	3,019.68	2,846.33	2,814.43	3,085.84	4,114.27	4,099.49	3,824.40		

PE
2020



TOMO II

ANEXO IV

COSTO VARIABLE DE PRODUCCIÓN DE CENTRALES

18





Esta sección está en proceso de desarrollo

B





Gráfico N° A4.1 Sistema de Generación Existente.

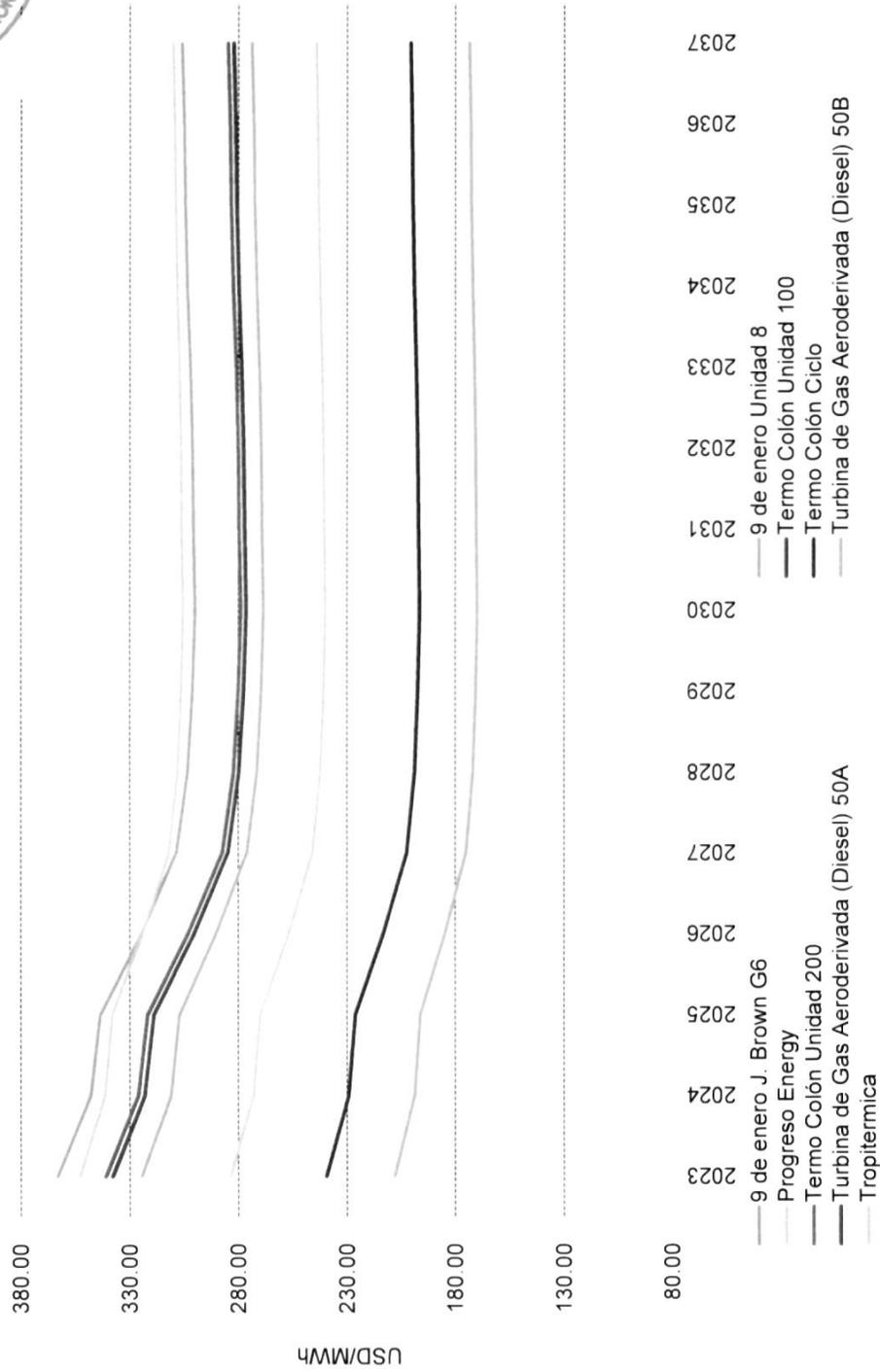
Agente	Nombre	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Media (MW)	Potencia Firme (MW)
Celsia Centroamérica, S.A.	9 de enero J. Brown G6	Turbina de Gas (Diesel)	34.00	32.30	26.73	21.02
Celsia Centroamérica, S.A.	9 de enero Unidad B	Turbina de Gas (Diesel)	34.00	32.30	30.31	29.33
Pan Am Generating Limited, S.A.	Panam	Motor de Media Velocidad (Bunker)	99.80	97.45	82.59	90.04
Pedregal Power Company	Pacora	Motor de Media Velocidad	53.53	51.87	48.81	50.03
Celsia Centroamérica, S.A.	Catira	Motor de Media Velocidad (Bunker)	87.00	83.42	78.36	78.36
Generadora del Atlántico S.A.	Termino Colón Ciclo	Ciclo Combinado (Diesel)	150.00	145.50	140.13	140.31
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G5	Turbina de Gas (Diesel)	18.00	17.55	13.24	13.16
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G9	Motor de Baja Velocidad (Bunker)	40.81	38.95	23.11	25.02
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G10	Motor de Baja Velocidad (Bunker)	40.81	39.95	22.10	37.18
Pan Am Generating Limited, S.A.	Amp. Panam	Motor de Media Velocidad (Bunker)	49.90	48.73	43.12	45.02
Urbalia Panamá, S.A.	Cerro Paracón	Motor de Media Velocidad (Metano)	8.10	8.15	7.66	-
Gas Natural Atlántico S de R.L.	Costa Norte I	Ciclo Combinado (Gas Natural)	381.00	381.00	352.58	352.48
Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und1	Turbina de Vapor (Carbón)	150.00	150.00	150.00	Autogenerador
Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und2	Turbina de Vapor (Carbón)	150.00	150.00	150.00	Autogenerador
Tropitermica, S.A.	Tropitermica	Motor de Media Velocidad (Diesel)	5.05	5.00	4.66	3.58
Sparkle Power, S.A.	Sparkle Power Fase I	Motor de Media Velocidad (Bunker)	15.30	15.05	15.05	15.05
Sparkle Power, S.A.	Sparkle Power Fase II	Motor de Media Velocidad (Bunker)	34.80	34.15	34.15	34.15
			1352.089	1331.362842	1222.602182	934.73

Referencia: Información de Agentes Panamá / Notas ene-marzo 2023 / Actualizado a 2022 / Informe de Potencia Mensual / CND





Gráfico N° A4.2: Costo Variable de Producción Plantas de Diésel Plan Indicativo de Generación 2023-2037



Referencia: ETESA. Escenario Tendencial- Revisión del Plan de Expansión de 2023

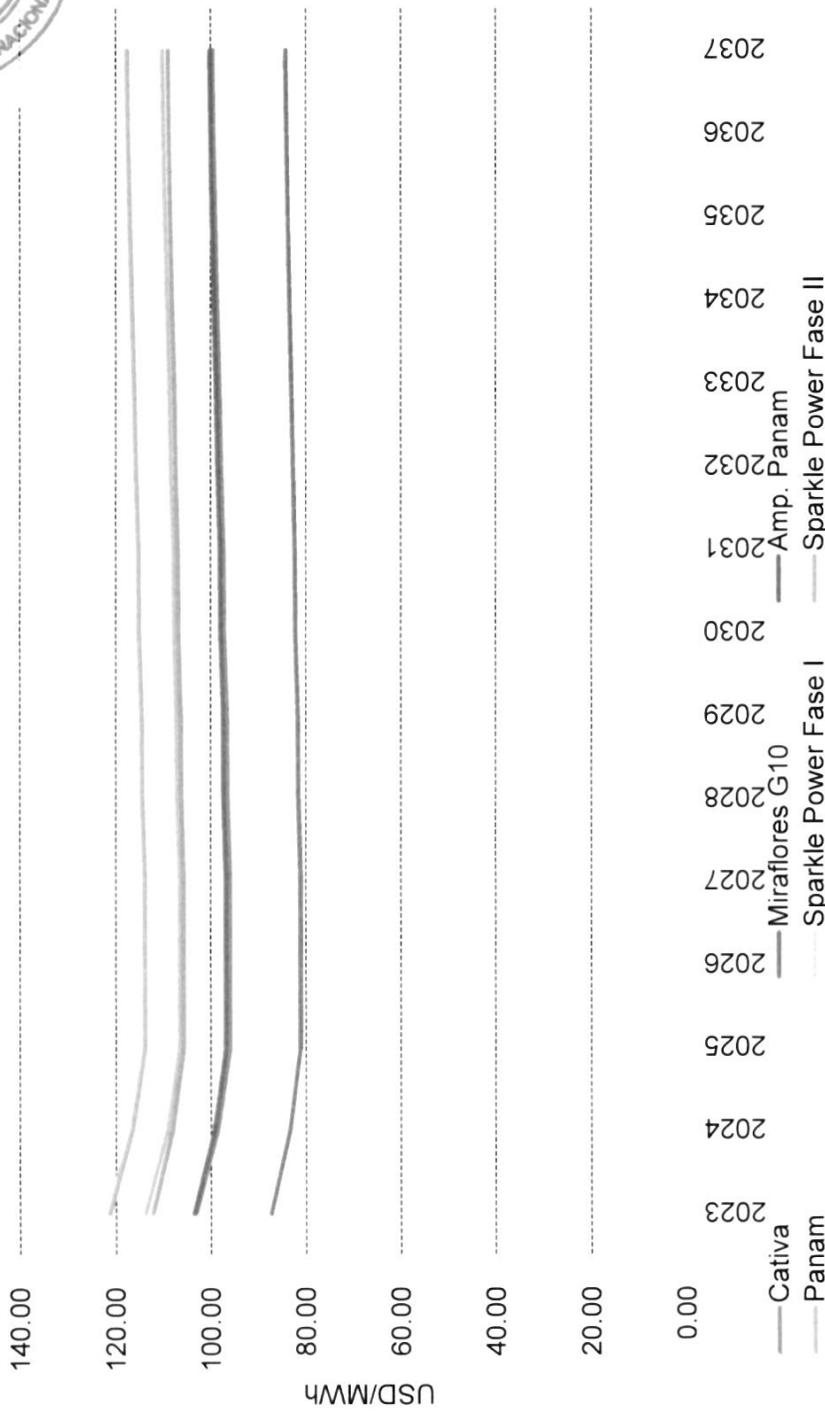
Handwritten mark





392

Gráfico N° A4.3: Costo Variable de Producción Plantas de Bunker C Plan Indicativo de Generación 2023-2037



Referencia: ETESA. Escenario Tendencial- Revisión del Plan de Expansión de 2023

A





Gráfico N° A4.4: Costo Variable de Producción Plantas de Bagazo y Metano Plan Indicativo de Generación 2023 - 2037.

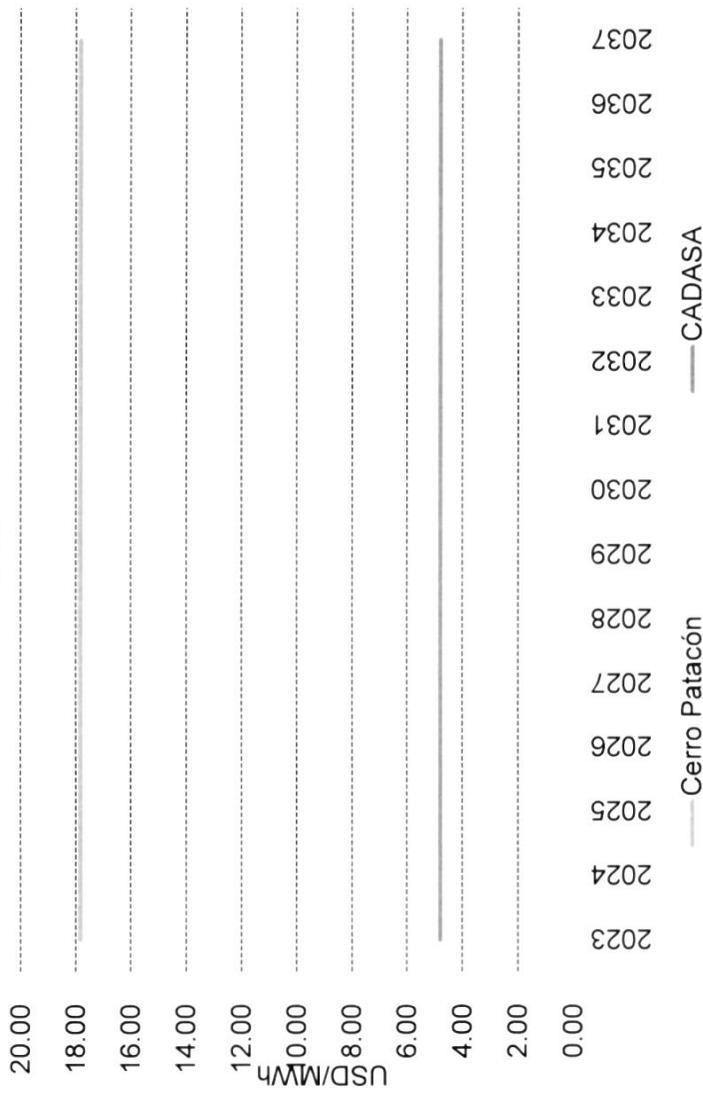





Gráfico N° A4.5: Costo Variable de Producción Plantas de Gas Natural Plan Indicativo de Generación 2023-2037



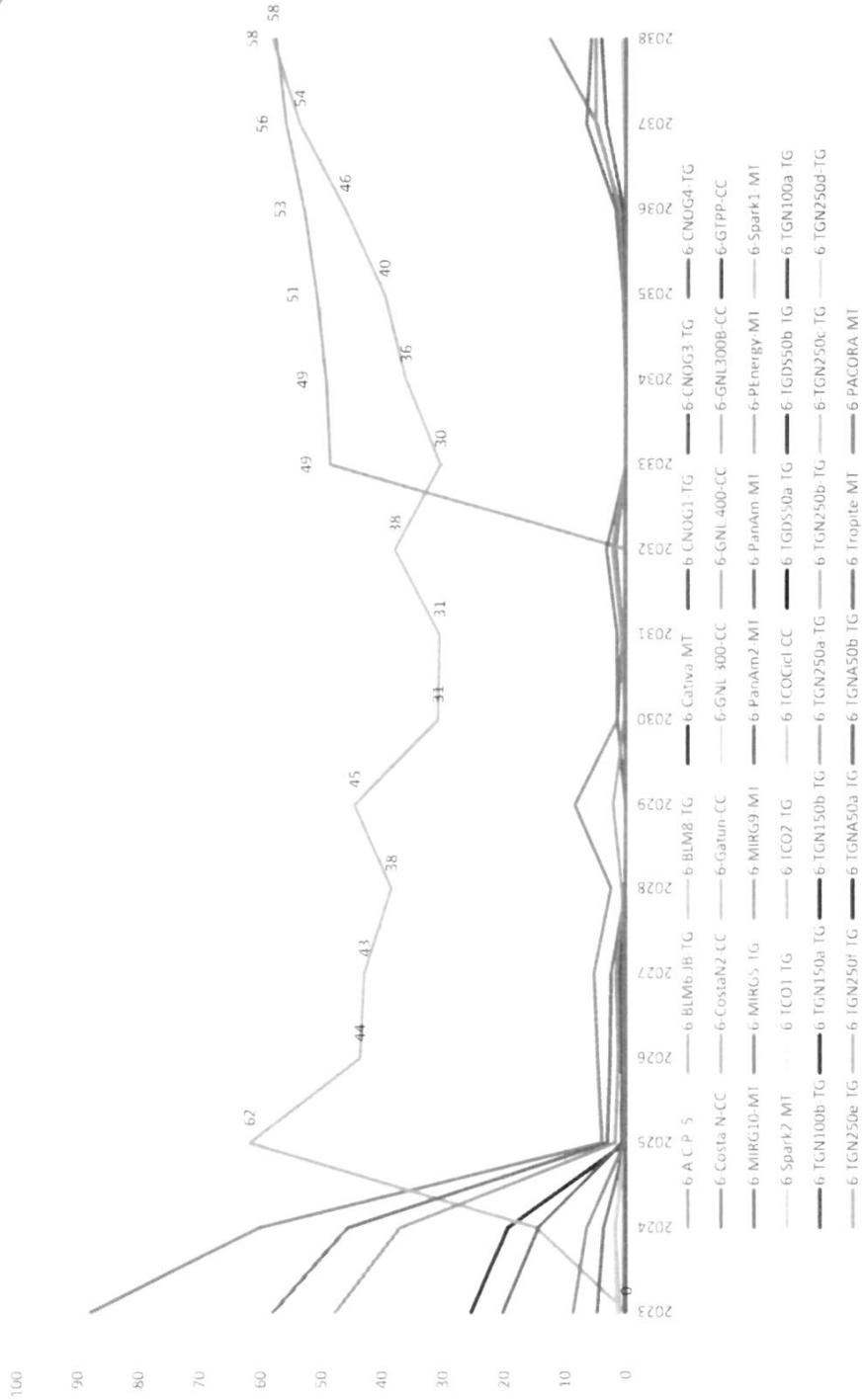
Referencia: ETESA. Escenario Tendencial- Revisión del Plan de Expansión de 2023

RA





Gráfico N° A4.6: Factor de Planta de las Plantas Térmicas del Escenario de Tendencial.



Referencia: ETESA. Escenario Tendencial- Revisión del Plan de Expansión de 2023



PE
2024



TOMO I

ANEXO V

DESCRIPCIÓN DE TECNOLOGÍAS
DE GENERACIÓN Y
ALMACENAMIENTO

AB





DESCRIPCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO

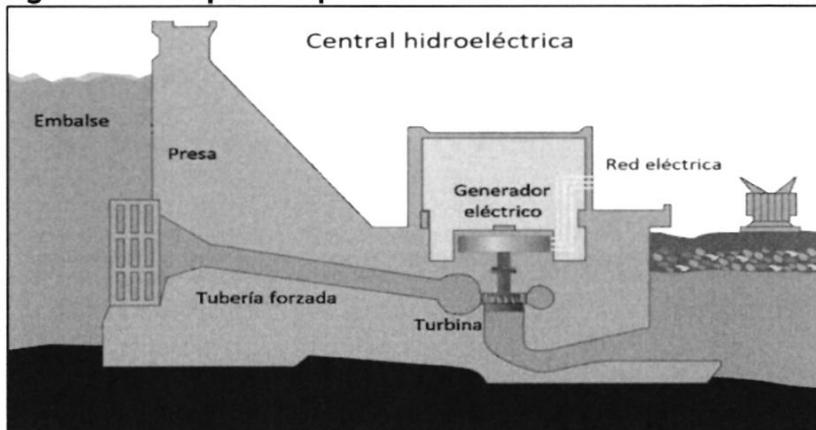
Una revisión del estado del arte actual sobre las diferentes tecnologías en la generación y almacenamiento de energía eléctrica es presentada en este capítulo; también se hace mención a los impactos ambientales que causan dichas tecnologías.

Tecnologías de Generación de Energía Eléctrica Hidroeléctrica

La energía hidráulica o hídrica, aprovecha la energía cinética y potencial de los saltos, las mareas y las corrientes de agua. Se conoce como central hidroeléctrica a la infraestructura que utiliza la energía hidráulica para generar energía eléctrica (Pérez Porto, 2014). Dependiendo de las características de cada sitio, caída, caudal, si existe embalse o si es a filo de agua,

existen distintos tipos de turbinas apropiadas para cada escenario. Su funcionamiento está basado en un salto de agua que genera dos niveles de un cauce: cuando el agua cae del nivel superior al inferior, pasa por una turbina hidráulica que transmite la energía a un generador y la transforman en energía eléctrica (Pérez Porto, 2014). En la Figura 1 se explica el funcionamiento de una central hidroeléctrica.

Figura 1: Principio de operación de una central hidroeléctrica



Referencia: (Ingeoexpert, 2018).

2	<p align="center">Tomo II - Plan Indicativo de Generación Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional PESIN 2023 - 2037</p>
---	--

B

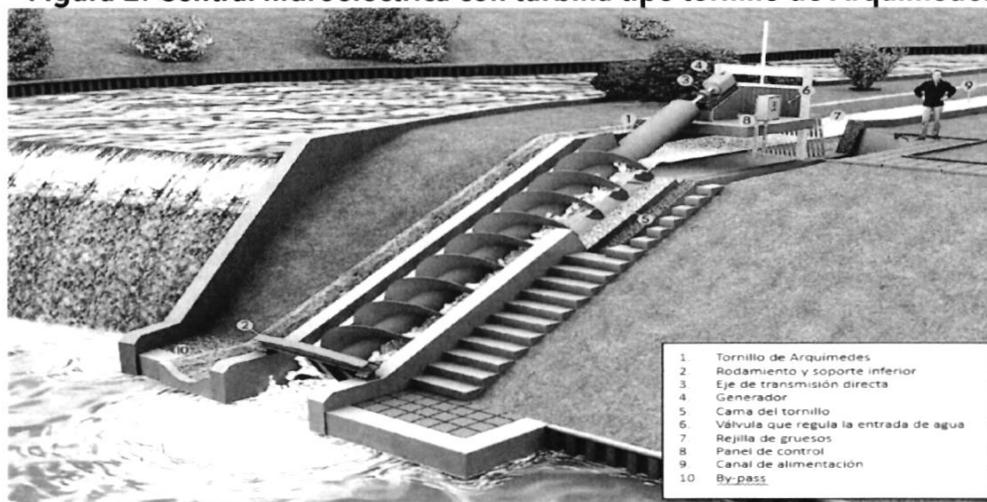




Recientemente se han diseñado e implementado turbinas hidráulicas de baja presión para aprovechar la energía potencial de aguas en ríos muy caudalosos y con bajas cabezas hidráulicas (usualmente menores a 10 metros). Las turbinas se asemejan y funcionan con el principio del tornillo de Arquímedes: el agua ingresa al tornillo y mientras hace su recorrido su peso mueve los álabes e impulsa la turbina. En la parte inferior del tornillo el agua es desfogada, mientras que en la parte superior se encuentra la caja de cambios y el generador eléctrico. En la Figura 2 se puede observar en funcionamiento esta turbina.

La principal ventaja de este diseño es que esta tecnología puede implementarse para generación distribuida sin afectar considerablemente la fauna y el ecosistema. Los peces pueden navegar por las turbinas sin ninguna complicación ya que las velocidades de estas son relativamente bajas. Además de esto, debido a que las cabezas de agua y caudales son relativamente bajos, no es requerido crear ninguna represa.

Figura 2: Central hidroeléctrica con turbina tipo tornillo de Arquímedes



Referencia: (Aqua Helica, s.f.).

Por esta misma línea, se puede aplicar la misma idea sin represar el agua del cauce de un cuerpo de agua, realizando una instalación más puntualizada desviando parte del cauce para que pase por una turbina y se regrese al canal principal, estos diseños son más puntualizados y pequeños, pero pueden realizarse a lo largo de un cuerpo de agua sin tener que represar el agua,

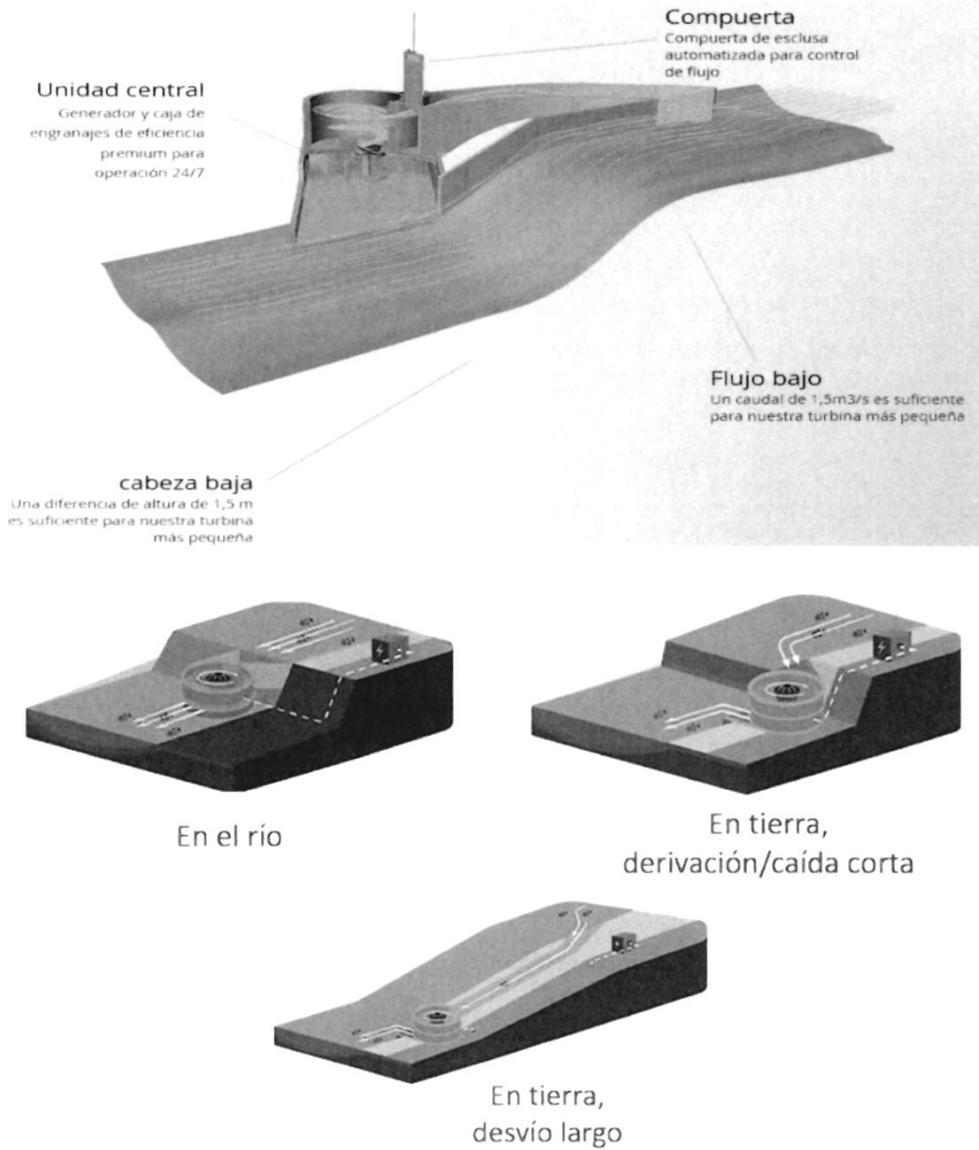
Handwritten signature or mark.





evitando que el pasaje de los peces se vea afectado, mejorando el modelo, amigable evitando la posible migración de estos por la presencia de la presa, se puede observar un ejemplo de esto en la Figura 3.

Figura 3: Modelo de generación hídrica para ríos y canales de poca diferencia de altura



Referencia: (Turbulent, 2022)

AB

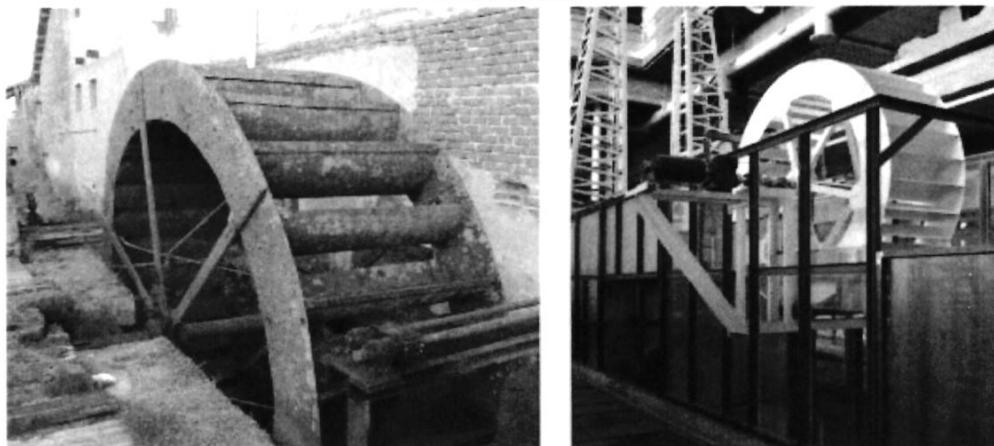




La eficiencia hidráulica máxima de las máquinas de gravedad puede superar el 80%, pero los valores típicos de la eficiencia global oscilan entre el 50% y el 70%. Por otro lado, las ruedas hidráulicas operan según las diferencias de altura y el caudal máximo por metro de ancho. El costo de las ruedas hidráulicas es del 33% al 60% del de las turbinas Kaplan y más bajo que el de los tornillos hidrodinámicos. Las ruedas hidráulicas son ventajosas cuando es posible renovar las estructuras civiles existentes, como los antiguos molinos de agua, convirtiéndose en lugares atractivos educativos, turísticos y recreativos. El sistema de toma de fuerza (PTO) es un aspecto importante para mejorar. La velocidad de rotación de las ruedas

hidráulicas es generalmente baja y requiere una caja de cambios que coincida con la frecuencia del generador. Esto da como resultado una toma de fuerza muy cara. Se han realizado trabajos preliminares para superar este déficit, probando un nuevo sistema de transmisión, ya que los generadores de imanes permanentes podrían utilizarse en estas situaciones, pero requieren una electrónica de potencia razonablemente compleja. Un enfoque adicional probó el uso de estructuras de flujo de entrada ajustables que se pueden gestionar en función del caudal. Ya se han realizado algunos estudios para ruedas de agua por gravedad (Kougias, 2019). En la Figura 4 se observa una rueda de agua Breadtshot en Verolengo, Italia y su modelo del laboratorio.

Figura 4: Rueda de agua Breadtshot en Verolengo, Italia y su modelo el laboratorio



Referencia: (Kougias, 2019)

5	<p align="center">Tomo II - Plan Indicativo de Generación Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional PESIN 2023 - 2037</p>
---	--

B

